【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】	2026年６月29日
【事業年度】	自　2025年１月１日　至　2025年12月31日
【会社名】	エネル・エスピーエー （ENEL S.p.A.）
【代表者の役職氏名】	フラビオ・カッタネオ （Flavio Cattaneo） 最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー （Chief Executive Officer and General Manager）
【本店の所在の場所】	イタリア共和国　ローマ市 ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137 （Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy）
【代理人の氏名又は名称】	弁護士　田　中　　収
【代理人の住所又は所在地】	東京都千代田区大手町一丁目１番１号 大手町パークビルディング アンダーソン・毛利・友常法律事務所外国法共同事業
【電話番号】	03-6775-1000
【事務連絡者氏名】	弁護士　髙　橋　将　希 同　　膝　舘　朗　人 同　　津　田　桃　佳 同　　德　永　大　誠 同　　瀧　　拓　也 同　　中　島　庸　元 同　　大久保　百　音 同　　栗　山　　龍 同　　德　元　あす美
【連絡場所】	東京都千代田区大手町一丁目１番１号 大手町パークビルディング アンダーソン・毛利・友常法律事務所外国法共同事業
【電話番号】	03-6775-1233
【縦覧に供する場所】	該当なし

(注) 1．(イ)本書において記載されているユーロから日本円への換算は、１ユーロ＝185.66円（株式会社三菱UFJ銀行が発表した2026年６月１日の対顧客電信直物売買相場の仲値）の換算率により行われ、１円単位まで四捨五入されている。ユーロの計数の表示単位（百万ユーロ又は千ユーロ）が異なる場合、同じユーロの数値でも円換算額が異なる場合がある。

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

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

3．本書は将来的な記述を含んでいる。本文書中の「追求する」、「意図する」、「見積もる」、「計画する」、「企画する」、「目標とする」、「予想する」、「予定である」、「可能性がある」、「確信する」、「見込まれている」、「企図されている」等の用語及び類似の表現は、将来的な記述を示すことを意図している。
本書中の将来的な記述は、当グループに関するリスク、不確実性及び仮定を前提としている。当グループの実際の業務成績は、とりわけ「第一部－第３－３ 事業等のリスク」に記載したリスク要因の結果として、将来的記述とかなり異なる可能性がある。当グループは、本文書の日付け以後に発生する新情報の結果であるか、将来の事実の結果であるか又はその他であるかを問わず、いかなる将来的な記述をも更新又は改訂して公表する義務を負わない。これらのリスク、不確実性及び仮定に照らし、本書において記載されている将来的な出来事は発生しないことがありうる。
当社は、将来的な記述において開示された計画、意図又は予想を実際に達成又は実現しない可能性があり、今後投資する者は、過度にそれに依存すべきでない。当社の活動及び業務の実際の成績が、かかる将来的な記述中の予想と著しく異ならないという保証はし得ない。かかる予想と異なる実際の成績をもたらし得る要素には、以下の事項をはじめ、「第一部－第３－３ 事業等のリスク」に記載の事項が含まれるが、これに限らない。
- エネルが多額の債務を負っているという事実
- エネルが受諾可能な条件で金融債券市場にアクセスする能力は、債務レベルを理由に見直しを受けるに至った信用格付けに一部依存しているという事実
- 最近買収した複数の実質規模の企業を統合する必要性から、エネルがリスク及び支出に迫られているという事実
- エネルが、自身が事業を行う複数の国において異なる規則制度に従うという事実、及びこれらの規則制度がエネルの不利に改定され得るという事実
- エネルが現在の世界的不況の継続又は進行による電力需要低下の影響を受けやすいという事実
- エネルが燃料費の増加のリスク又は燃料供給の崩壊のリスクに晒されているという事実
- エネルはこれまで、エネルの定時株主総会において取締役の過半数を任命するのに十分な議決権を有しかつ他の株主の利益と異なる利益を享受することができる、イタリア経済財務省（MEF）により支配されているという事実

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

4．当社の事業年度は暦年と一致する。

第一部【企業情報】

第１【本国における法制等の概要】

１【会社制度等の概要】

（注）本項に関しては、1998年２月24日付け法令第58号（その後の改正及び補足を含む。）（以下「統一財務法」という。）及びイタリア民法に含まれる適用法令への言及は、2026年４月14日付けのイタリア共和国官報に掲載された2026年３月27日付け法令第47号により導入された改正を反映しておらず、したがって、本書が対象とする2025事業年度より後のものとなっていることに留意されたい。

(1)【提出会社の属する国・州等における会社制度】

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

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

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

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

(a) エスピーエーの年次財務書類の承認。

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

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

(d) 取締役及び法定監査役の責任に関する事項。

(e) 配当の分配。

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

(g) 株主総会に関する規則が設けられている場合にはその承認。

エスピーエーの定時株主総会は、最低毎年１回、財務書類を承認するため、定款に定められた期間内で、かつ、いかなる場合においても少なくとも事業年度終了後120日以内に開催されなければならない。かかる期間は、エスピーエーの定款に規定を設けた場合、当該会社が連結財務書類を作成することが法律により義務付けられている場合又は当該会社の構造若しくは目的に関する特定の状況により必要となった場合、事業年度終了後180日間まで延長することができる。2020年３月17日付け法令第18号第106条（2020年４月24日付け法律第27号により改正の上で法律に変換された。）（最終申請期限は、2025年12月31日付け法令第200号第４条第11項（2026年２月27日付け法律第26号により改正の上で法律に変換された。）により最終的に延長された。）に従い、2026年９月30日までに招集される株主総会は、株主の物理的な出席がなくても（例えば、会社の選択により、電子参加、電子投票、郵便による投票又は会社が任命した代表者に代理権を付与することによって）開催することができる。また、上場会社の定款は、株主総会に出席し、議決権を行使する権利を有する者は、会社が任命した代表者を通じてのみ株主総会に参加することを規定することができる。臨時株主総会は、定款変更、清算人の選任、交替及び権能並びに法により臨時株主総会の機能とされているその他の全ての事項に関する決議の採択のため要求される。

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

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

(2)【提出会社の定款等に規定する制度】

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

(a) 株主総会

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

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

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

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

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

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

(b) 取締役及び取締役会

A. 定　員

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

B. 選任及び任期

取締役会の任期は最長３事業年度までであるが、取締役は再任されうる。

取締役は、株主及び任期満了となる取締役会が提示する候補者名簿から株主総会によって選任される（注１）。各名簿において、候補者は順位をつけられて記載される。

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

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

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

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

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

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

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

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

議決権を有する者は、１つの名簿に対してのみ投票することができる。

取締役の選任手続は、以下のとおりである。

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

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

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

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

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

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

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

c-3) 株主総会の議長は、上記手続の末に、選任された者を宣言する。

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

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

（注１）法律第21/2024号の第12条により、統一財務法第147条の３第１項が新設され、上場会社の定款が任期満了を迎える取締役会に自ら取締役候補者の名簿を提出することを認めている場合に適用される規律が定められた。また、これに関する実施規定を定める権限はCONSOBに委ねられている。さらに、CONSOBは、2025年10月29日付けの決定第23725号により、統一財務法第147条の３第１項の実施規定を定める形で、発行者規則を改正した。本書提出日現在において、当社の定款中の、退任予定の取締役会が自ら取締役候補者の名簿を提出する可能性に言及する条項は、統一財務法第147条の３第１項及びCONSOBが定めた関連実施規定に適合するよう改定されていない。これは、この点に関する新たな法律の実施方法について、なお評価検討が継続中であるためである。

C. 取締役会

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

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

D. 定足数

取締役会の定足数は、現任取締役の過半数とする。

E. 議決権

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

F. 取締役会の権限

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

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

a）法律に規定される場合における、吸収合併及び会社分割

b）支店の設立及び閉鎖

c）当社の代表権を有する取締役の選任

d）１人又は複数の株主が減少した場合の資本の減少

e）法律の条項と調和させるための定款の改正

f）イタリア国内における本店の移転

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

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

G. 当社を代表する法的権限

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

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

H. 報　酬

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

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

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

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

(c) 法定監査役

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

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

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

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

任期満了となった法定監査役は、再任することができる。

(d) 会社財務及び株式に関する事項

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

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

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

2【外国為替管理制度】

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

3【課税上の取扱い】

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

(1) イタリアにおける課税上の取扱い

(a) イタリアにおける配当金に係る源泉徴収税

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

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

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

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

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

(b) イタリアにおける当社株式の売却に係る所得税

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

(2) 日本における課税上の取扱い

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

４【法律意見】

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

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

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

第２【企業の概況】

１【主要な経営指標等の推移】

部門開示における修正及び変更

a）修正再表示

2022年12月31日現在における比較数値の修正再表示

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

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

2021年12月31日現在における比較数値の修正再表示

非継続事業

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

セグメント報告

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

b）部門開示における変更

2025年12月31日現在のセグメント表示における変更

本書に記載された事業セグメント別の業績表示は、当グループが採用している運用モデルを考慮し、経営陣が当グループの業績を監視し、市場にその成果を伝えるために使用する手法に基づいている。

事業ラインは、エネル・グループの経営陣による分析及び決定における主要な判別子であり、さらに、業績は初めに各事業ラインに関して測定及び評価され、その後、地理的領域別に分類されるため、事業ラインはかかる目的のために作成された内部報告と完全に一貫している。この点について、2025年からセグメント別業績の開示を開始するにあたり、経営陣は各国の規制制度との整合性を保つため、従来エンドユーザー市場事業ラインに配分していたラテンアメリカの一部事業の業績をエネル・グリッド事業ラインのエネルギー配電業務に含めるのが適切であると判断した。

また、新たな組織体制の開始に伴い、経営陣は3SUN子会社の業績及び財務データをエネル・グリーン・パワーからホールディング及びサービス事業ラインに再配分することを決定した。

2024年12月31日現在のセグメント表示における変更

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

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

・第１セグメント：　事業ライン
・第２セグメント：　地理的領域

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

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

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

2023年12月31日現在のセグメント表示における変更

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

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

・第１セグメント：　事業ライン
・第２セグメント：　地理的領域

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

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

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

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

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

2021年12月31日現在のセグメント表示における変更

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

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

・第１セグメント：　事業ライン
・第２セグメント：　地理的領域

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

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

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

	12月31日に終了した事業年度	
	2025年	
	（百万ユーロ）	（十億円）
連結損益計算書	（ただし、１株当たりの金額を除く。）	
営業収益	78,057	14,492
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費、償却費及び減損損失	10,540	1,957
その他	59,020	10,958
営業費用合計	69,560	12,915
コモディティリスク管理からの純利益／（損失）	747	139
営業利益	11,533	2,141
金融収益	5,825	1,081
金融費用	8,894	1,651
持分法による投資利益／（損失）	(74)	(14)
税控除前利益	8,390	1,558
法人税	2,773	515
継続事業からの利益	5,617	1,043
非継続事業からの利益	(36)	(7)
純利益（少数株主持分控除前）	5,581	1,036
１株当たり利益（ユーロ／円）	0.39	72
発行済株式数（百万株）	10,167	

	12月31日現在	
	2025年	
	（百万ユーロ）	（十億円）
連結貸借対照表		
有形固定資産（純額）	93,675	17,392
流動資産	33,190	6,162
資産合計	178,657	33,169
流動負債(1)	34,529	6,411
短期負債(2)	11,778	2,187
長期負債(3)	56,983	10,579
株主資本	46,805	8,690

	12月31日に終了した事業年度	
	2025年	
	（百万ユーロ）	（十億円）
連結キャッシュ・フロー計算書		
営業活動によるキャッシュ・フロー	13,926	2,586
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(11,072)	(2,056)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(5,448)	(1,011)

	12月31日に終了した事業年度			
	2023年		2024年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書	（ただし、１株当たりの金額を除く。）			
営業収益	92,882	17,244	73,914	13,723
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費、償却費及び減損損失	9,423	1,749	8,572	1,591
その他	72,344	13,431	55,358	10,278
営業費用合計	81,767	15,181	63,930	11,869
コモディティリスク管理からの純利益／（損失）	(2,966)	(551)	477	89
営業利益	10,832	2,011	15,494	2,877
金融収益	6,049	1,123	7,082	1,315
金融費用	9,424	1,750	10,483	1,946
持分法による投資利益／（費用）	(41)	(8)	(210)	(39)
税控除前利益	7,416	1,377	11,883	2,206
法人税	2,778	516	3,654	678
継続事業からの利益	4,638	861	8,229	1,528
非継続事業からの利益	(371)	(69)	-	-
純利益（少数株主持分控除前）	4,267	792	8,229	1,528
１株当たり利益(1)（ユーロ／円）	0.32	59	0.67	124
発行済株式数（百万株）	10,167		10,167	

	12月31日現在			
	2023年		2024年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表				
有形固定資産（純額）	89,801	16,672	94,584	17,560
流動資産	44,616	8,283	40,872	7,588
資産合計	195,224	36,245	187,139	34,744
流動負債(1)	42,944	7,973	38,579	7,163
短期負債(2)	13,855	2,572	11,084	2,058
長期負債(3)	61,085	11,341	60,000	11,140
株主資本	31,755	5,896	49,171	9,129

	12月31日に終了した事業年度			
	2023年		2024年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書				
営業活動によるキャッシュ・フロー	14,620	2,714	13,223	2,455
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(10,610)	(1,970)	(4,108)	(763)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(8,361)	(1,552)	(7,989)	(1,483)

	12月31日に終了した事業年度			
	2021年		2022年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書		(ただし、１株当たりの金額を除く。)		
営業収益	81,900	15,206	135,653	25,185
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費、償却費及び減損損失	9,682	1,798	8,725	1,620
その他	71,009	13,184	122,964	22,829
営業費用合計	80,691	14,981	131,689	24,449
コモディティリスク管理からの純利益／（損失）	2,523	468	2,365	439
営業利益	7,551	1,402	11,193	2,078
金融収益	5,403	1,003	8,287	1,539
金融費用	8,147	1,513	10,743	1,995
持分法による投資利益／（損失）	571	106	(60)	(11)
税控除前利益	5,378	998	8,677	1,611
法人税	1,620	301	3,523	654
継続事業からの利益	3,758	698	5,154	957
非継続事業からの利益	99	18	(2,234)	(415)
純利益（少数株主持分控除前）	3,857	716	2,920	542
１株当たり利益(1)（ユーロ／円）	0.31	58	0.15	28
発行済株式数（百万株）	10,167		10,167	

	12月31日現在			
	2021年		2022年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表				
有形固定資産（純額）	84,572	15,702	88,521	16,435
流動資産	65,132	12,092	66,063	12,265
資産合計	206,940	38,420	219,874	40,822
流動負債(1)	58,421	10,846	51,071	9,482
短期負債(2)	17,337	3,219	21,227	3,941
長期負債(3)	54,500	10,118	68,191	12,660
株主資本	29,653	5,505	28,655	5,320

	12月31日に終了した事業年度			
	2021年		2022年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書				
営業活動によるキャッシュ・フロー	9,915	1,841	8,649	1,606
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(10,875)	(2,019)	(13,626)	(2,530)
財務活動によるキャッシュ・フロー	3,931	730	7,394	1,373

	12月31日現在				
	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年
営業に係る情報					
純発電容量(GW)	87.1	84.6	81.4	81.0	87.0
純発電量(TWh)(4)	222.6	227.8	207.3	191.9	186.1
エンドユーザーに対する電力販売量(TWh)	309.4	321.1	300.9	273.5	249.9
電力供給量総計(TWh)	510.6	507.5	489.4	481.2	474.7
エンドユーザーに対する天然ガス販売量(十億立方メートル)	9.9	10.2	8.3	7.1	6.3
従業員数	66,279	65,124	61,055	60,359	61,634

(1) 短期負債を除く。
(2) １年内返済予定長期負債を含む。
(3) １年内返済予定長期負債を除く。
(4) ジョイント・ベンチャーを通じた純発電量も含めると、2025年12月31日現在の総発電量は200.3TWh（2024年12月31日現在は206.9TWh）となる。同様に、2025年12月31日現在の再生可能資源による発電量は142.3TWh（2024年12月31日現在は148.3TWh）となる。

2【沿革】

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

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

当社事業の発展における重要な事柄

a）自由化及びその後の発展

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

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

民営化

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

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

当グループの再編及び事業の多角化

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

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

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

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

国際化及びエネルギー事業への注力

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

b）過年度における重要な事象

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2016年における重要な事象

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

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

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

2017年における重要な事象

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

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

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

2018年における重要な事象

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2019年における重要な事象

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

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

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

2020年における重要な事象

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

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

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

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

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

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

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

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

c）2024年における重要な事象

・2024年１月４日、エネル・グループは、子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EGPNA）を通じて、米国における再生可能エネルギー資産ポートフォリオを総額277百万米ドル（253百万ユーロ相当）で売却した。売却された資産には、EGPNAの全ての地熱発電ポートフォリオ及び多数の小規模太陽光発電所が含まれており、稼働中の発電所の総発電容量は約150㎿である。この取引は、当グループの業績に８百万ユーロのプラスの影響を与えた。2023年12月31日現在、当該資産は既にIFRS第５号に従って「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」に再分類されており、公正価値と帳簿価額のいずれか低い金額での再分類に伴い、34百万ユーロの減損損失が営業利益を通じて認識された。
・2024年５月10日、エネル・アメリカス・エスエーを通じてエネル・エスピーエーが支配するエネル・ペルー・エスエーシーは、発電会社であるエネル・ヘネラシオン・ペルー・エスエーエー及びコンパニア・エネルジェティカ・ヴェラクルス・エスエーシーに対する全ての株主持分を、ナイアガラ・エネルギー・エスエーシーに総額1,198百万ユーロで売却した。この売却は、関連する為替換算準備金の戻入れに伴うマイナスの影響を考慮すると、当グループの当期利益に９百万ユーロのプラスの影響をもたらした。
・2024年６月12日、エネル・ペルー・エスエーシーは、エネル・ディストリビュシオン・ペルー・エスエーエー及び先進エネルギーサービス会社であるエネルＸ・ペルー・エスエーシーに対する株式持分全てを、ノース・リマ・パワー・グリッド・ホールディング・エスエーシーに総額2,880百万ユーロで売却した。この取引は、関連する為替換算準備金の戻入れに伴うマイナスの影響を考慮すると、グループ利益に509百万ユーロのプラスの影響をもたらした。
・2024年10月初め、エネル・グループは、子会社であるエネル・ノース・アメリカを通じて、北米における貯蔵事業の関連資産を、（米国の資産については）エムエスエス・エナジー・ストレージ・エルエルシー及び（カナダの資産については）エムエスエス・エルピー・ホールディングス・インクに総額160百万ユーロで売却した。この取引は、グループ利益に44百万ユーロのマイナスの影響をもたらした。
・2024年12月30日、エネル・エスピーエーは、子会社であるe・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーを通じて、ミラノ県及びブレシア県の多数の自治体における配電サービスの貢献の受益事業者であるデュエレティ・エスアールエルの株式資本の90%を、Ａ２Ａに1,229百万ユーロで売却した。この取引は、全体でグループ利益に978百万ユーロのプラスの影響をもたらした。

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

d）2025年における重要な事象

・2025年2月26日、エンデサ・ヘネラシオンは、アクシオ―ナ・グループの一社であるコーポラシオン・アクシオ―ナ・エネルジアス・レノバブルズからコーポラシオン・アクシオーナ・ハイドロリカ・エスエルユーの全株式資本を取得した。かかる取得後、同社は社名をイー・ヘネラシオン・ハイドロリカ・エスエルユーに変更した。かかる取引は、「IFRS第３号－企業結合」に従って会計処理された。かかる取得の対価総額は、961百万ユーロとなり、そのうち959百万ユーロは現金で支払われ、残りの２百万ユーロは、一定の契約条件の遵守により支払われる。2025年６月30日、価格配分手続が完了し、取得資産並びに引受負債及び引受偶発負債の最終的な公正価値を特定した。価格配分手続の完了時点で最終的に認識されたのれんは、125百万ユーロとなった。かかる取引は、取得した現金及び現金相当物10百万ユーロを差し引き、純金融負債に949百万ユーロの影響をもたらした。2025年７月１日、同社は、エンデサ・ヘネラシオンに合併し、会計の効力は2025年２月26日に発生した。
・2025年７月31日、エンデサ・エスエーを通じてエネル・エスピーエーによって支配されるグループ子会社のエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユーは、コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエー（Cetasa）の完全な所有権を取得した。従前の保有割合は37.5%であり、持分法を用いて連結されていた。残りの62.5%の取得の対価は45百万ユーロであり、そのうち43百万ユーロは既に現金で支払われた。価格配分手続が完了し、取得資産並びに引受負債及び引受偶発負債の最終的な公正価値を特定し、19百万ユーロののれんを認識した。かかる取得後、帳簿価額８百万ユーロで保有されていた持分は、公正価値27百万ユーロで再評価され、19百万ユーロの利益（そのうち14百万ユーロはグループ利益）への影響をもたらした。
・2025年10月１日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EGPNA）はガルフ・パシフィック・パワー（GPP）との交換契約を終了した。契約に従って、EGPNAは、風力発電所を所有する多数の企業ビークルへの出資を51%に増加させた。同時に、同社は、風力発電所に対する多数の少数持分及び別の風力施設に対する全持分を、約44百万ユーロの現金対価で処分した。かかる取引は、「IFRS第３号－企業結合」に従って会計処理された。かかる取得の対価総額は162百万ユーロとなり、そのうち44百万ユーロは現金で支払われ、残額は売却された風力施設の公正価値に相当する。価格配分手続が完了し、57百万ユーロの減損損失を特定した。
・2025年５月23日、エネル・エスピーエーは、子会社のエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーを通じて、スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエスの66%を保有する持分法適用会社であるスロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイの株式資本の、エネルゲティツキー・ア・プルミスロヴィ・ホールディング（EPH）に対する売却を完了した。かかる売却は、2015年から2020年の間に締結した契約で定められていた、スロヴァク・パワー・ホールディングに対する持分の100%を総額150百万ユーロで売却する早期コールオプションをEPHが行使したことに伴うものであり、対価は2016年の最初の売却取引時に既に支払われていた。かかる取引の完了は、持分法適用投資と関連する資本準備金の減額と併せて、当グループの純利益に341百万ユーロのマイナスの影響があった。
・2025年10月２日、エンデサ・エスエーを通じて支配されるグループ会社のエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユーは、スペインにおいて稼働するエンデサ太陽光発電資産（総設備容量446MWに相当）を所有するビークルであるエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・２・エスエルユーの株式資本の49.99%のマスダ―ルに対する182百万ユーロの対価での売却を完了した。エネルが継続してエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー２の支配を維持し、完全に連結しているため、かかる取引は、当グループの経済実績に影響を及ぼさなかった。

・2025年10月８日、エネルＸ・エスアールエルはエウィヴァ・エスアールエルの全ての支配権を取得した。従前は、当グループが50%を所有し、持分法を適用していた。残り50%の取得の対価は、現金で支払われた30百万ユーロであり、87百万ユーロの有形固定資産の認識を伴った。当グループは取得資産及び引受負債の公正価値を取得日から12ヶ月以内に特定する。取得した純資産の価値と取得価額との差額５百万ユーロ及び既に保有している持分は、価格配分手続の完了までの間、一時的に負ののれんに配分される。取得後、既に保有していた帳簿価額33百万ユーロの持分は、再測定によって公正価値30百万ユーロとなり、利益に３百万ユーロのマイナスの影響を与えた。
・2025年12月15日、当グループは、子会社のエネル・グリーン・パワー・ジャーマニーを通じて、総設備容量51MWのドイツにおける陸上風力発電所のポートフォリオを、44百万ユーロで取得し、そのうち43百万ユーロは対象会社が売主に支払う予定の金額を織り込んでいる。かかる取引において、44百万ユーロの暫定的なのれん及び34百万ユーロの有形固定資産を認識した。当グループは、取得資産及び引受負債の公正価値を、取得日から12ヶ月以内に特定する。

e）グループの再編成

エネル・グループの構造は、以下からなるマトリックスに編成される。

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

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

・エネル・コマーシャル：商業戦略及びマーケティング戦略を策定し、エネルギー、製品及びサービス（電気モビリティを含む。）の提供から、の様々なコマーシャル・チャネルを通じた販売に至るまでを管理し、安全、保護及び環境に関する規制の遵守を確保しつつ、顧客にとっての価値及び業務効率を最大化し、さらにグローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメントによる利益最適化を支援する。サービス費用及びキャッシュ・フローを最適化すると同時に、顧客満足度及び価値を向上させることを目的として、サービスの開始から料金の請求及び顧客対応に至る顧客管理プロセス全体を管理する。事業卓越性及び顧客志向を最大化し、生産性及び有効性を向上させる新たなサービスモデルを模索し、長期的な競争力を確保するために必要な変革を推進する。

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

以下の機能がエネルの事業運営をサポートしている。

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

・*ホールディング・カンパニー・スタッフ機能*：グループレベルで統制手続（事務管理、財務及び統制、人事及び組織、渉外、監査、法務、会社業務、規制及び反トラスト関連業務、セキュリティ、CEOオフィス、戦略及びサステナビリティ等）の管理について責任を負う。より具体的には、CEOオフィス、戦略及びサステナビリティ部門は、気候変動への取組みにおいて重要な活動であるエネルギーミックスの脱炭素化及びエネルギー需要の電化の推進をとりわけ目指して、戦略、長期計画及び当社の戦略的目標を定義し、これに関連する意思決定を導き、内部のステークホルダーと当グループの戦略的ポジショニングとの整合性を確保することについても責任を負う。さらに、サステナビリティに関する戦略、戦略的ポジショニング及びガイドラインの策定についても責任を負い、プロジェクトの実施及びパフォーマンスの監視の管理、サステナビリティに関する戦略計画及びサステナビリティ報告の作成のサポートを担う。

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

3【事業の内容】

エネル・グループの構造は、以下から構成される基盤により組織されている。

・国際事業ライン：

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

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

以下は、各国際事業ラインの主な目的を簡単に要約したものである。

- エネル・グリッド・アンド・イノベーション：電力供給サービスにつき高いレベルの信頼性と質を達成するための資源の最適配分を確保し、先進的な安全基準に関してパフォーマンスを最大限に発揮し、あらゆる相乗効果を十分に活用できる先端技術に基づくグリッドを開発する。また、イノベーションとサステナビリティのプロセスを促進し、調和させ、調整し、国際事業ラインと各国の活動を支援する。
- グローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメント・アンド・チーフ・プライシング・オフィサー：ガス及び燃料供給の最適化、並びに火力発電及び再生可能エネルギー発電の現地配電を通じて、当グループが事業を展開する市場における統合マージンを最大化するため、あらゆる商業的／市場的要因を考慮しながら、ヘッジ戦略とコモディティリスクへのエクスポージャーを積極的に管理することを通じて、当グループのマージンを最適化する。その一方で、商業的戦略の定義において、エネル・コマーシャルを支援する。
- エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション：迅速かつ効果的なエネルギー移行のための指針を提供し、再生可能エネルギー発電施設のポートフォリオを拡大する。加えて、当グループが事業を展開する全ての国の顧客のニーズに応えるため、エネルギーミックスの脱炭素化を目指し、火力発電及び貯蔵資産の進化を管理する。また、安全、保護及び環境を規制する、適用される方針及び規制を遵守し、当グループの発電所の稼働及びメンテナンスを管理する。
- エネル・コマーシャル：商業戦略及びマーケティング戦略を定義し、エネルギー、製品及びサービス（電気モビリティを含む。）の提供から、様々なコマーシャル・チャネルを通じた販売に至るまでを管理し、安全、保護及び環境規制の遵守を確保し、顧客価値と業務効率を最大化し、また、グローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメントでマージンの最適化をサポートする。顧客満足度及び顧客価値の向上を図りつつ、サービス費用及びキャッシュ・フローを最適化することを目的として、アクティベーションから請求、カスタマーケアに至るまでの顧客管理プロセス全体を管理する。また、業務の卓越性と顧客重視を最大化し、生産性と効率性を向上させるための新たなサービスモデルを模索し、長期的な競争力を確保するために必要な変革を推進する。

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

・地域及び国：

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

以下の機能がエネルの事業活動を支えている。

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

・ホールディング・カンパニー・スタッフ機能：
ホールディング・カンパニー・スタッフ機能は、当グループレベルでガバナンス・プロセス（事務管理、財務及び統制、人事及び組織、渉外、監査、法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務、セキュリティ、CEOオフィス、戦略及びサステナビリティ等）の管理について責任を負う。より具体的には、CEOオフィス、戦略及びサステナビリティ機能はまた、気候変動への取組みにおいて重要な活動であるエネルギーミックスの脱炭素化及びエネルギー需要の電化の促進をとりわけ目指して、戦略、長期計画及び当グループの戦略的目標を定義し、これに関連する意思決定を導き、内部のステークホルダーと当グループの戦略的ポジショニングとの整合性を確保することについても責任を負う。同機能は、サステナビリティに関する戦略、戦略的ポジショニング及びガイドラインの策定についても責任を負っており、プロジェクトの実行及び業績のモニタリングを管理し、サステナビリティに関する戦略的計画及びサステナビリティ報告の作成をサポートする。

規制及び料金問題

ヨーロッパの規制枠組み

クリーン産業ディール（CID）
欧州産業の競争力を高め、脱炭素化を加速させるため、欧州委員会は2025年２月26日、６つの相互補完的な柱を中心に構築された包括的なパッケージである、クリーン産業ディールを発表した。第１の柱は、アクセス可能なエネルギーに関するものである。ここでは、電力市場設計の実施及びPPAやCfDの利用拡大に焦点を当てている。第２の柱は、非価格基準を通じて需給を活性化させることで、クリーン技術のための真のリードマーケットを創出することを目指している。第３の柱は、官民投資に向けられている。第４の柱は、原材料と循環型経済の問題に対処している。第５の柱は、グローバル市場に焦点を当てている。EUは、市場、原材料、新たな技術及び貿易ルートへのアクセスを促進するパートナーシップを構築する。最後に、第６の柱は、スキルに向けられている。その目的は、移行に必要なスキルを強化し、質の高い雇用を促進し、欧州全域で社会的公平性を支援することにある。

手頃なエネルギーに向けた行動計画
2025年２月26日、欧州委員会はクリーン産業ディールの一環として、手頃なエネルギーに向けた行動計画を発表した。手頃なエネルギー供給に向けた３つのイニシアチブが定義されている：(a)産業・企業・家庭のエネルギー料金の短期的な引下げ、(b)クリーンエネルギー生産の加速。再生可能エネルギー発電所、貯蔵及び送配電網プロジェクトの認可期間を短縮することは極めて重要である。(c)効率的なガス市場。ガス市場タスク・フォースは、ガス市場の最適な機能確保と不公正な取引慣行の防止に向けた措置を検討する。

オムニバス法案：現行のESG報告義務の延期指令
2025年４月16日、ESG報告要件に関する一定の期限を延期する、EU指令第2025/794号「ストップ・ザ・クロック」が公布され、４月17日より発効した。同指令は、欧州グリーン・ディール計画の持続可能性に関する規則を簡素化し、2029年までに事務負担を25%（中小企業は35%）軽減することを目指すオムニバス法案（第１弾及び第２弾）の一環である。

ロシア産ガスの輸入停止に向けた計画

欧州委員会は2025年５月６日、ロシアからのエネルギー輸入、特にガス、石油、核物質の輸入を段階的に廃止するための通達を発表した。９つの措置が計画されており、そのうち４つはロシアの供給業者からの天然ガス供給及びLNG調達の廃止に関するものである。2025年に提示された法案には、（ⅰ）2025年末までに新規契約及び既存のスポット契約による輸入を廃止し、2027年までに長期契約による輸入を廃止すること、及び（ⅱ）加盟国に対し、EU全域におけるロシア産ガスの排除を計画・監視する義務を課すことが含まれている。さらに、欧州委員会は、ロシア産ガスを含む長期契約を締結している企業へのデータ開示請求を通じて、全てのガス供給契約を監視する方針である。同措置は、2026年１月26日付け規則第2026/261号として最終的に承認された。

ネット・ゼロ産業法（NZIA）：二次法

2025年５月23日、欧州委員会は、ネット・ゼロ産業法（NZIA）に基づく４つの二次規則と１つの通達を採択した。この新たな規則の目的は、脱炭素化に不可欠な技術を進歩させる規制枠組みを構築することにある。特に、

- 戦略的プロジェクト選定基準に関する実施法：戦略的プロジェクト選定基準の適用に関し、全ての加盟国で統一的な条件を確保するための指針
- 再生可能エネルギーのオークションにおける非価格基準に関する実施法：再生可能エネルギー開発に関する加盟国のオークションにおいて、特定の「非価格」基準を組み込むための規則。2025年12月30日以降、新たな規則はオークション総量の少なくとも30%（又は加盟国当たり年間６GW）に適用されなければならない。
- NZIAに関連する主要な特定の構成要素に関する実施法：これらのクリーン技術製品及び関連構成要素のリストは、加盟国が「レジリエンス」という非価格基準が義務付けられる製品を特定する際の指針となる。
- NZIAに基づく主要使用部品に関する委任法：NZIAの適用範囲及び同法の要件が適用される技術のリスト。これまでにNZIAの目標達成のために使用されてきた技術には、太陽光発電、陸上及び洋上風力発電、蓄電・バッテリー技術、地熱エネルギー、水素技術、及び炭素回収・貯留（CCS）が含まれる。最後に、欧州委員会の通達には、欧州連合のネット・ゼロ技術供給割当ての算定根拠に関する情報が提供されており、第三国への依存度を強調している。

グリッド：先行投資

2025年６月２日、欧州委員会はグリッドへの先行投資に関するガイドラインを公表した。すなわち、現行の接続要件を上回る中長期的な視点に立った先見的な取り組みを指す。主な手段は、確固たる需要・発電シナリオに基づくグリッド開発計画であり、これは、エネルギー戦略及びPNIEC（*Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima* — 国家エネルギー・気候統合計画）と整合性があり、中長期的な計画期間を想定したものである。プロジェクトの迅速化を図るため、２段階の承認（設計／認可、次いで建設）が提案されている。資金調達はネットワーク料金及び接続料金で賄い、国家保証又は公的予算で賄うことも可能である。

欧州委員会ガイドライン

2025年７月２日、欧州委員会は以下の事項に関する新たなガイドラインを発表した。

１．送配電料金算定方法：料金算定方法は、明確かつ予測可能で、コストを反映したスキームへと規制当局を導くものであり、ネットワークの安定性と回復力を優先して利用者の行動を誘導できるものでなければならない。推奨されるのは、時間帯別料金、位置情報、専用スキーム（エネルギー、プロシューマー、CER、双方向充電）、蓄電インセンティブ、及び適切な場合には発電事業者に対する送配電料金である。

２．革新的な再生可能エネルギー技術の導入：加盟国は、洋上風力、浮体式太陽光発電、海洋エネルギー、アグリボルタイクス等の新興技術の統合を促進するため、的を絞った規制枠組みや支援策を講じ、従来技術とのコスト差を縮小するよう求められている。

３．グリッド及び蓄電インフラの強化：欧州委員会は、プロジェクトが特定の環境評価の免除を受けられる専用区域を指定し、手続を簡素化し、コストを削減することにより、グリッド及び蓄電を強化することを提案している。

ガイダンス、再生可能エネルギー指令（RED III）第20a条

多くの加盟国（イタリア及びスペインを含む。）による新たな再生可能エネルギー指令の国内法化が遅れていることを受け、欧州委員会は2025年７月、RED III第20a条の実施に関するガイドラインを公表した。同ガイドラインは、グリッド、デジタル化及びデータアクセス、並びに電気自動車（特にバッテリー）に直接的な影響を及ぼすものである。主な内容は以下のとおりである。

- 配電システム運営会社（DSO）は、供給される電力の再生可能エネルギー比率及びGHG含有量をほぼリアルタイムで公表し、アプリケーション・プログラミング・インターフェース（API）を通じてアクセス可能にしなければならない。
- データは、標準化され相互運用可能な形式でアクセス可能であり、各国のデータ交換プラットフォームに統合され、データ法及び共通情報モデル（CIM）に準拠していなければならない。
- 2025年５月21日以降にEU市場に投入される全ての新規バッテリー（蓄電用及びEV用）及び車両について、製造業者はバッテリーマネジメントシステムの主要データ（充電状態、健全性、容量、位置情報等）への無料かつリアルタイムで非差別的なアクセスを提供しなければならない。
- 新規の民間の充電地点は、スマート充電に対応し、スマートメーターと接続し、必要に応じて双方向充電（V2X）にも対応しなければならない。
- 加盟国は、小規模及び移動型蓄電システム（EVを含む。）が柔軟性市場に公平にアクセスできるよう確保しなければならない。

デジタル・オムニバス法案、データ・ユニオン戦略、及び欧州ビジネスウォレット

2025年11月19日、欧州委員会は、データ・ユニオン戦略及び欧州ビジネスウォレット（EBW）案とあわせて、デジタル・オムニバス法案を公表した。同法案は、EUのデジタル規制枠組みの抜本的な見直しを意味するものであり、人工知能（AI）、サイバーセキュリティ及びデータガバナンスに関する規則を簡素化するとともに、加盟国間の行政負担と法制度の断片化を軽減することを目的としている。さらに、欧州レベルでの柔軟性サービスを促進するためのエネルギー・データ・スペースの構築が発表されている。

グリッド法案

2025年12月10日、欧州委員会は、グリッド法案を公表した。同法案は、エネルギーコストの削減、競争力の向上、及びエネルギー安全保障の強化を目的とした、EU全域にわたるグリッドに関する戦略的介入の枠組みを定めたものである。グリッド法案には、一般的な通達（EU通達（COM 2025 1005））に加え、双方向契約（CfD）及びグリッド接続に関する非立法的なガイドラインが含まれており、後者においては、接続待機の管理における「先着順」原則の見直しを促進している。グリッド法案には、いくつかの立法案もまた含まれている。一つは、送電にとって極めて重要なTEN-E規則の改正である。もう一つは、再生可能エネルギー発電所、蓄電、グリッド、充電インフラの許認可プロセスに関する規制枠組みの改正であり、これは「許認可」手続の簡素化及び迅速化を目的としている。最後に、法案で特定されたプロジェクトについては、公益が優先するという推定が強化されている。

双方向差金決済取引の設計に関するガイドライン

2025年12月、欧州委員会は双方向CfDに関するガイドラインを公表した。ガイドラインには拘束力はないものの、国家補助評価における参考資料となるものである。生産連動型、生産非連動型、及びハイブリッド型のCfDが区別されており、前日市場、日中市場、調整市場、及び付随市場における歪みを回避し、マイナス価格の場合に発電を促すことがないよう、「スマート」な設計を強調している。本ガイドラインでは、CfDとPPAの組み合わせについても扱っており、過剰補償、PPA市場の歪み、及び卸売市場の流動性低下を回避するための条件とリスクについて示している。

自動車法案

自動車法案は、欧州委員会が2025年12月16日に発表した、自動車産業の転換を支援するための一連のイニシアチブである。同法案では、二酸化炭素基準の改定が導入されており、2035年の排出削減義務を100%から90%に引き下げ、残りの10%についてはEU産低排出スチール、合成燃料、バイオ燃料の使用による相殺が可能となる。これと並行して、1.8十億ユーロのバッテリー・ブースターは、セル製造業者への無利子融資を通じて欧州のバッテリー産業を強化することを目指している一方、自動車オムニバスは企業の形式的な手続を軽減することを目指している。同法案はまた、加盟国に対し、企業車両の脱炭素化に関する拘束力のある目標を課すことで、需要側へも介入する。

炭素国境調整メカニズム（CBAM）

2026年１月１日以降、炭素国境調整メカニズム（CBAM）が発効する。これは、特定の輸入品に含まれる二酸化炭素に価格を課すことによって、既に排出量取引システム（ETS）の対象となっている欧州企業の競争力を保護し、炭素リーケージ現象を防止することを目的としたものである。

2025年12月17日、欧州委員会は法案を公表した。

１．2028年１月１日以降の適用範囲の拡大：既に対象となっている基礎材料（鉄鋼、アルミニウム、セメント、電力）に加え、鉄、鋼及びアルミニウムを多用する一定の川下製品もまた、二酸化炭素支払の対象となる。

２．二酸化炭素費用の増加及びETSの無料排出枠の段階的廃止の影響を最も受けやすいEUの生産者（主に鉄鋼業界）を補償するための移行支援メカニズム。

同法案は、最終採択に先立ち、欧州議会及び欧州理事会に提出され、審議及び承認を受けることになる。

欧州気候法の改正及び建造物、道路輸送及びその他の部門を対象とした排出量取引制度（ETS2）の2028年への延期

2025年12月、欧州議会及び欧州理事会は、EU規則第2021/1119号の改正について合意に達し、1990年比で2040年までに純二酸化炭素排出量を90%削減するという新たな拘束力を有する目標を、専用の柔軟化手段を設けつつ導入した。本合意には、ETS2の発効を2028年まで延期することも含まれているが、2025年からは監視、報告及び検証の義務が引き続き適用される。

環境オムニバス

2025年12月10日、欧州委員会は、行政負担を軽減し、環境認可手続を簡略化・迅速化することを目的とした措置である、環境オムニバスを公表した。環境アセスメントの迅速化を図るための規制案では、環境影響評価（EIA）及び戦略的環境アセスメント（SEA）に関する単一の枠組みが導入されており、これは、環境保護基準を損なうことなく、遅延や不確実性を軽減することを目的としている。同法案は現在、欧州議会及び欧州理事会で審議されている。

土壌モニタリング・レジリエンス指令

2025年11月26日、EU指令第2025/2360号が公表され、2050年までに健全な土壌の状態を実現することを目指して、土壌の健全性の監視、回復力及び汚染地域の管理に関する初のEU枠組みが確立された。2025年12月16日に発効する同指令は、各国における統一的な監視システムの構築、汚染の可能性のある地域の調査、新出汚染物質の管理、及び土壌消費の抑制に関する原則を規定している。加盟国には、本指令を国内法に組み込むための３年間の猶予期間が設けられている（期限：2028年12月17日）。

水のレジリエンス戦略

2025年６月４日、欧州委員会は、EUの水の安全保障を強化するための戦略的枠組みを定めた、水のレジリエンス戦略を公表した。同戦略は、水循環の回復と保護、「水効率優先」の原則（2030年までに水消費量を10%削減するという指標的目標の導入）、及び清潔で手頃な価格の水への普遍的なアクセスに基づいている。実施にあたっては、ガバナンスと既存の水関連法（特に水枠組み指令及び洪水指令）の強化、投資とインフラの支援、並びにデジタル化、安全性、研究・技術革新に重点が置かれる。

ETSに関する国家補助ガイドライン

2025年12月23日、欧州委員会は、炭素価格の上昇及び炭素リーケージのリスク増大に対応するため、ETSに関する国家補助ガイドラインの技術的改正を採択した。本ガイドラインにより、加盟国は、電力価格の上昇に伴う排出量の間接費用の一部について、エネルギー集約型事業者に補償することができる。改正により、対象となる部門のリストが拡大され、既に対象となっている部門については、補助強度が75%から80%に引き上げられる。また、加盟国が追加でリスク部門を届け出ることを認め、多額の受益者に対してはグリーン移行への貢献（「グリーン・コンディショナリティ」）を義務付ける等、より柔軟性を導入している。一般的に、加盟国は2026年６月までに、既存の補助スキームを新しいガイドラインに沿ったものにする必要がある。

クリーン産業国家補助枠組み（CISAF）

2025年６月、欧州委員会は、クリーン産業、エネルギー、脱炭素化及び競争力を支援するための国家補助を供与する新たな暫定的枠組みとして、クリーン産業国家補助枠組み（CISAF）を承認した。この新たな枠組みは、危機・移行暫定枠組み（TCTF）に取って代わるものであり、既存の通常の手段、すなわち気候・エネルギー・環境に関する補助ガイドライン（CEEAG）、地域補助ガイドライン（RAG）及び一般ブロック免除規則（GBER）を補完する手段である。

CISAFは、とりわけ以下を規定している：(a)再生可能エネルギーの開発に向けたインセンティブ制度、(b)独立型を含む蓄電システムの導入及び需要反応との連携、(c)容量メカニズムにおける柔軟性の向上（容量市場と非化石燃料ソリューションの共存を含む。）、(d)資本投資を中心とした産業の脱炭素化の促進、(e)クリーン技術分野（太陽光発電、バッテリー、SMR、変圧器等を含む。）における生産能力の開発支援。これには、加速償却や減価償却といった手段を通じた設備需要への支援も含まれる。(f)クリーン産業協定の目標に関連する民間投資のリスク低減の促進。CISAFは2030年まで有効であり、中期的な産業・気候の転換に向けた国家補助に関する欧州の主要な基準となる。

国家補助の事例

2025年１月、欧州委員会は、若者と女性の雇用を支援する約1.1十億ユーロのイタリアのスキーム（SA.114799）を承認し、EUの社会・雇用目標に貢献した。同措置は、欧州社会基金プラス（ESF+）によって一部資金調達されている。

2025年３月、欧州委員会は、ネット・ゼロ経済への移行を促進するため、エネルギー貯蔵への投資を支援する699百万ユーロのスペインの補助スキーム（SA.116836）を承認した。同措置は、2024年から2029年までの欧州委員会の優先事項の一部であり、危機・移行暫定枠組み（TCTF）に基づき承認された。

2025年12月、欧州委員会は、クリーン産業協定及び気候中立目標に沿って、製造業の脱炭素化を促進するための408百万ユーロのスペインの補助スキーム（SA.119880）を承認した。同措置は、復興及び回復ファシリティにより資金提供され、クリーン産業国家補助枠組み（CISAF）に基づき承認された。

2025年12月、欧州委員会は、クリーン産業協定及び気候中立目標に沿って、クリーン技術の生産能力への戦略的投資を促進するための1.5十億ユーロのイタリアの国家補助スキーム（SA.120488）を承認した。同措置は、復興及び回復ファシリティによる共同資金提供を受けており、クリーン産業国家補助枠組み（CISAF）に基づき承認された。

事業ライン別の規制枠組み

火力発電及び取引

イタリア

発電及び卸売市場

電力システムの安全確保に不可欠な設備

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

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

2025年において、決議第437/2024/R/eel号に基づき、費用補償制度に適用される発電所に対する報酬率は８％に設定された。スルチス発電所及びアセミニ発電所は、費用補償制度の対象であると宣言された。一方で、ポルト・エンペードクレ発電所は、2025年まで長期費用補償の対象となっていた。さらに小さな島に所在する発電所は、それらの発電所にとって必要不可欠であると宣言された全ての年について、自動的に費用補償の対象となる。残りの必要不可欠な発電容量は、決議第111/2006号の第65条の２に従い、代替契約に基づいて契約された。

ARERAは、決議第26/2025/R/eel号により、ポルト・エンペードクレの安全上重要な発電所における天然ガス消費量の算定基準を、2022年度の費用補償に適用されるよう変更するための、2023年にエネル・プロデュツィオーネが提出した申請を承認した。当該申請が承認されたことで、発生した費用をより適切に負担することが可能となった。これは、現行の暫定規則で規定されている四半期毎のガス価格の指数化から、商品価格の変動をより適切に反映できる週次指数化への移行によるものである。

重要復旧発電所に関する規則では、復旧年度における発電所の稼働率が過去３年間の平均を下回る場合、固定費用は減額された率で算定することとしている。事業者は、認可上の制約による稼働不能及びテルナからの要請に基づく免除申請を提出することができる。

決議第520/2024/R/eel号において、ARERAは2021年から2023年までのスルチス発電所の稼働不能率に関するエネルの要請を承認した。2021年についてのみ、一部承認であった。2025年中に、前述のエネルの要請が認められたことに伴い修正された稼働不能率の実績値が取得され、それに応じて固定費用の計定に与える影響が検証された。

電力貯蔵契約メカニズム（MACSE）

法令第210/2021号は、電力貯蔵容量の調達に関する新たなメカニズム（MACSE）の導入を規定し、再生可能エネルギーを電力システムに取り込むことを目的として策定された。競争オークションを通じて選定された事業者は、割り当てられた貯蔵容量に対する対価として、固定年間割増金を受け取る。落札者は、その見返りとして、貯蔵施設を建設し、EMO（エネルギー市場事業者）が運営するプラットフォームを通じて、エネルギー市場において第三者の市場参加者が利用できるようにするとともに、ディスパッチサービス市場においてテルナに対しても提供しなければならない。

2024年10月10日付け環境・エネルギー安全保障省令により、2028年１月１日以降の供給を条件とする第１回容量調達オークションの規則が承認された。かかるオークションにおいて、エネル・プロデュツィオーネは、直接及び子会社であるエーシーエル・エスピーヴイ・４・エスアールエルを通じて、新規貯蔵施設の建設契約を獲得した。

容量市場

2019年６月28日付け経済開発大臣令により策定された容量市場規則は、発電容量の配分及び報酬を規制している。2024年５月９日、環境・エネルギー安全保障省（MASE）は、2025年、2026年、2027年及び2028年度供給に適用される、発電容量の利用可能性に関する報酬制度の規制を特定の法令で承認した。エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）は、決議第199/2024/R/eel号により、前述のオークションで有効である技術及び経済パラメーター、特に新規容量と既存容量の最大プレミアム及び行使価格の計算方法を設定した。この新たな枠組みはまた、事業者の要請に応じ、2022年、2023年及び2024年からの供給に向けて2019年及び2022年に既に開催されたオークションにおいて獲得された新規容量の複数年契約に適用される特定の規定を含んでいる。2024年７月25日、2025年度供給年度のオークションが開催され、エネル・プロデュツィオーネは、発電容量の報酬に関する契約を獲得した。ある事業者は、自社の発電所の一つが「改修対象施設」として認定されなかったことに対し、ラツィオの地方行政裁判所（TAR）に2025年度のオークションの取消しと再実施を要請する不服申立てを行った。2025年９月15日、同社は、訴訟の取下げを申し立て、これを受けてTARは2025年10月27日付け判決第18648/2025号により、当該訴訟を消滅したものと宣言した。

フェデリコⅡ（ブリンディジ）及びトーレヴァルダリガ・ノード（チヴィタベッキア）石炭火力発電所

イタリアにおける石炭火力発電所の閉鎖は、エネルギー政策文書（SEN 2017からPNIEC 2024まで）において、2025年12月31日までに実施されることが計画されていた。これに伴い、2019年にチヴィタベッキア発電所（2019年９月30日付け法令第284号）に対して、また2020年にブリンディジ発電所（2020年４月21日付け法令第84号）に対して発行された統合環境許可（AIA）は、有効期間は16年であるものの、2025年12月31日までに石炭の使用を終了することを規定している。したがって、エネル・プロデュツィオーネは現在、当該発電所を稼働させることができない。

エネル・プロデュツィオーネは、ブリンディシのフェデリコⅡ発電所及びチヴィタベッキアのトーレヴァルダリガ・ノード発電所の２つの発電所について、恒久的な操業停止の認可を受けるため、MASEに申請を行ったが、現在、エネル・プロデュツィオーネはこれに関する回答を待っている状況である。

イベリア半島

半島外地域（NPT）の電力システム

2024年７月４日、エネルギー省長官決議がスペイン政府官報（BOE：政府官報）において公表され、半島外地域（NPT）の電力システムに対する追加報酬制度の承認を目的とした適合性決議の発行に関する競争入札手続が開始された。

この手続は、７月31日付け法令第738/2015号で規定されたものであり、これらの地域の電力需要を賄うことを目的としている。2026年１月27日、命令第TED/30/2026号がスペイン政府官報（BOE）において公布された。同命令は、2026年から2031年の規制期間中、追加報酬制度が適用されるNPT内で発電事業の報酬算定に用いる技術及び経済パラメーターを策定するものである。また、2025年12月24日、2026年から2031年までの期間における財務賃金率に関しても、12月23日付け法令第16/2025号がスペイン政府官報（BOE）に掲載された。同法令は、他のエネルギー関連の措置の中で、財務賃金率を6.58%に設定している。しかしながら、同法令は議会による承認を得られなかったため、その効力を失った。最終的に、2026年２月４日、２月３日付け法令第2/2026号がスペイン政府官報（BOE）に掲載され、租税問題及び地域金融システムの財源に関連して、社会的脆弱性に対処するための緊急措置が採択された。これには、12月23日付け法令第16/2025号の措置の一部が含まれており、NPT内の生産に関する財務報酬率を6.58%に設定することも含まれている。現在、同法令は下院による承認待ちの状態にある。

スペインの容量市場

スペインの容量市場の創設に関する命令案は、2025年１月にその公開協議プロセスが終了したが、国務院からの賛成意見を受け、欧州委員会に通知された。現在認可待ちの状態であり、認可が下り次第、オークションの実施及び詳細なパラメーターの公表を求める決議案に関する公開協議のプロセスが開始される見込みである。欧州長期補償評価報告書は、分析対象年度である2028年、2030年、2033年及び2035年に、スペインにおいて供給安定性の問題が生じると指摘している。

電力システムの強化

2025年４月28日に半島内システムで大規模停電が発生した件を受け、環境移行・人口問題省は６月に緊急措置を盛り込んだ法案を可決したが、同法案は議会で承認されなかった。そのため、７月に新たな法案に関する公開協議が開始され、11月に法令第997/2025号が公布された。同法令には以下の措置が含まれている。

- スペインの国家市場競争委員会（CNMC）は、電圧制御義務の遵守状況を四半期毎に評価し、復旧能力に関する特別検査計画を３年毎に実施しなければならない。
- システム運営会社であるレッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ・エスエーは、３ヶ月から６ヶ月の期間内に、システムの安全性を向上させるための規制改革及び新たな技術手続を提案する。
- エネルギー貯蔵の促進を目的として、その統合を容易にする措置が導入されている。これらには、既に認可済みの土地におけるハイブリット方式の優先的付与、行政認可を目的とした設置出力の再定義、及び関連手続の迅速化が含まれる。
- グリッドへのアクセス及び接続手続に関しては、新規産業活動の電化が促進されており、アクセス及び接続権の有効期間は５年に限定される。これには、国家経済活動分類（CNAE）による特定が必要であり、揚水発電及び洋上風力技術については９年まで延長が可能である。新たな電力需要に対して、配電会社の対応期間は最大80日に短縮される。
- リパワリングの概念は、再生可能資源からのエネルギーの促進に関する、2023年10月18日付け指令2023/2413号に従い定義され、研究・開発・イノベーション（R&D&I）プラットフォームへの認可手続が簡略化され、試作機の設置については運転認可のみで可能となっている。

エネル・グリーン・パワー

イタリア

2024年12月30日、市場競争力に近い発電コストを有する再生可能エネルギー発電所に対して移行支援メカニズムを導入する、法令第199/2021号（いわゆる暫定的なFER-X法令）を施行する、環境・エネルギー安全保障省（MASE）の法令が承認された。このメカニズムを通じて設定されるインセンティブ割当量は、2025年12月31日まで有効であり、17.65GWの新規再生可能エネルギー容量に相当した。報酬方法は、エネルギー・サービス・オペレーター（GSE）との双方向差金決済取引を採用しているが、例外的に、出力200kW未満の発電所については、包括固定価格を選択することができる。2025年には二つの競争的手続が行われた。一つ目は太陽光発電及び風力発電を対象としたオークションであり、二つ目は主要部品が中国産ではないNZIA太陽光発電システムのみを対象としたオークションであった。エネル・グループの幾つかの企業（エネル・プロデュツィオーネ及びエネル・グリーン・パワー・イタリアの投資先企業の一部）は、NZIA競争手続に参加した後、インセンティブを受けた。

イベリア半島

2025年３月、欧州委員会はスペインに対し、2021年から2027年のFEDERプログラムを通じて貯蔵プロジェクトに資金源を配当することを承認した。その後、政府は公開協議を開始し、５月に当該プログラムへの申請命令と募集要項を公表した。2025年末までに配当されるこの補助金は、スタンドアロン及びハイブリッド両方の電気化学式、熱式、及び揚水発電プロジェクトを対象としている。

2025年12月26日、第一回入札募集が終了し、約840百万ユーロを143件のプロジェクトに授与した。これは、総発電容量約2.4GW及び貯蔵容量8.9GWhに相当する。同決議は、電力システムの柔軟性を高めるための戦略的手段として蓄電に対する公的支援を強化し、中期的に再生可能エネルギーの統合を後押しする。

2025年４月28日、スペイン半島の電力網が停電に見舞われ、その結果、2026年から2030年にかけての計画の草案の公表が延期される等、一部の予定されていた規制措置の遅延が見られた。同時に、当該事故は張力制御サービスを含む新たな措置の承認を加速させた。2025年６月24日、政府は、法令第7/2025号を承認し、電力システムのレジリエンス、柔軟性及びセキュリティを強化するための緊急措置を導入した。同措置は、計画、貯蔵、自家消費、電動モビリティ、認可及び独立型アグリゲーターに介入するものである。

しかしながら、前述の同法令が2025年６月25日に施行されたにもかかわらず、欧州議会は2025年７月22日の本会議においてその承認を最終的に否決した。その結果、同法令は廃止され、効力を失った。

同法令に含まれる措置の大部分は、その後再策定され、2025年11月６日に公布された法令第997/2025号により承認された。同法令は、電力システムの安全性と安定性を確保するため、発電に関する運用要件を大幅に強化するとともに、再生可能資源を保護するための具体的な措置を導入することを目的としている。同令はまた、既存発電所のリパワリング及びプロジェクトの段階的な稼働に向け、より有利な枠組みを確立し、既に稼働している資産の活用を促進するものである。

2025年10月16日、法令第917/2025号が公布され、法令第413/2014号が改正された。これは、再生可能エネルギーに関する規制枠組みを、再生可能資源及びエネルギー貯蔵システムの導入が進む電力システムに適合させることを目的としている。

同措置は、貯蔵システムと連携した再生可能エネルギー発電所の運用上の立場が悪化することを防ぐため、ディスパッチにおける優先順位を見直し、「管理不能な発電」という概念を廃止するものである。

また、蓄電を運用義務制度の対象に組み入れ、ゼロ又はマイナスの価格や技術的制約による出力抑制の影響を緩和するため、特定報酬制度（RECORE）を調整しつつ、規制枠組みの経済的整合性を維持するものである。

2025年12月23日付け決議に基づき、IDAE（エネルギー多様化・省エネルギー研究所）は、復興・変革・回復計画（PRTR）の枠組み内で、*循環型再稼働*プログラムの第二回公募を開始し、風力発電所のリパワリング及び出力50MW以下の小規模水力発電所の技術的・環境的更新に対する投資補助を実施した。

また、同措置では、効率性の向上、電力システムへの統合、及び既存資産の持続可能性を高めることを目的とした貯蔵システムとの統合の可能性も想定されている。

世界の他の地域

アルゼンチン

当該部門は、法律第15.336号及び第24.065号により規制され、発電、送電及び配電の各事業を分離している。発電部門では、事業者は電力卸売市場（MEM – *Mercado Eléctrico Mayorista*）において、規制当局が設定した価格で電力を販売する。MEMは、電力卸売市場運営会社（CAMMESA）により管理され、同社はディスパッチ及び需給バランスを調整している。過去20年間にわたって同国に影響を及ぼした度重なる経済危機は、電力市場への様々な介入主義的な兆候を引き起こし、結果として競争及び自由市場の役割を制限することとなった。

新政権が推進する経済改革の一環の中で、アルゼンチンの電力部門の規制枠組みを近代化し、より競争力があり、効率的で透明性の高い市場を促進することを目的として、2025年７月４日付け法令第450/2025号により法律第15.336号及び第24.065号が改正された。

同法令の施行に際し、2025年10月21日、エネルギー事務局は、2025年11月１日に発効したMEMの標準化に関する規則を承認する決議第400/2025号を発表した。限界価格シグナルに基づくメカニズムが導入され、燃料購入は漸進的に分散化され、先物市場における双務取引が促進されている。

チョコン発電所に関するエネルへの水力発電事業権の付与については、当初の有効期限である2024年１月から何度か更新された後、2025年下半期に、新たな30年間の事業権契約の発注のための入札プロセスが開始され、終了した。その結果、エネル以外の事業者が契約を獲得した。

ブラジル

発電は競争市場において運営されており、規制対象顧客の場合は集中オークションを通じて獲得される規制契約に基づき、あるいは自由市場顧客の場合は任意交渉を通じて、配電業者へ電力を販売している。

再生可能資源による発電量の増加と同時に分散型電源の拡大に伴い、送電システム運営会社（*Operador Nacional do Sistema Elétrico* – ONS）による発電抑制の問題が、近年ますます重要視されるようになっている。規制当局であるANEEL（*Agência Nacional de Energia Elétrica*）は、抑制措置をその原因、すなわち、ネットワークの臨界性、システムの安全性、及び発電過剰／需要不足に分類し、補償は最初のケース（ネットワークの臨界性）にのみ適用していた。2025年11月24日、法律第15.269/2025号が可決された。同法は、発電部門における出力制限に関して、発電事業者への補償方法を再定義し、システムの安全のための制限による抑制の場合でさえも補償を認めるほか、グリッドの利用不能による抑制についても補償を確認している。さらに、同法は、2023年９月から2025年10月までの過去の事象についても、運営会社と鉱山エネルギー省（MME）との合意を条件として、補償することを規定している。本規則の規定は、MME及びANEELによる規則の公布を受けて実施される予定である。

コロンビア

発電は、卸売市場での販売や、大口顧客との双務契約を通じて競争的に運営されている。2025年１月29日、2025年決議第101-069号において、国家規制当局（*Comisión de Regulación de Energía y Gas* – CREG）は、容量市場に関する新たな報酬規則を定めた。

2025年10月15日、鉱山エネルギー省は、市場価格の変動が消費者に及ぼす影響を抑制することを目的として、法令第1072/2025号を公布し、水力発電所運営会社に対し、時間別発電量の少なくとも95%を、長期契約を通じて販売する義務を導入した。

米国

2025年下半期、米国の規制環境は、法整備の著しい進展と新政権の発足によって特徴付けられた。

ワン・ビッグ・ビューティフル・ビル

立法の領域においては、「ワン・ビッグ・ビューティフル・ビル（OBBB）」としても知られる下院決議１号（HR1）が2025年７月４日に署名され、法律として成立した。この法律は、電力セクターに有利な条項を導入しており、税額控除のポータビリティが回復したほか、懸念外国企業（FEOC）に関して旧規定よりも柔軟な要件を課し、関連商品の比率の低下を徐々に行うことを認めている。これらの基準の施行に関する具体的ガイドラインは、2026年上半期と予想される。

行政の分野においては、トランプ政権がインフレ削減法（IRA）及びインフラ投資雇用法（IIJA）に関連した資金の停止を含む複数の大統領令を発出した。この措置は、税制上の優遇措置の恩恵を受けているが、直接的な資金の恩恵を受けていないエネルに影響を及ぼさない。同時に、連邦政府によるオンショア許可及びオフショア許可が一時的に停止されたが、その影響は、特定の許可を申請中の数件のプロジェクトにとどまった。

通商政策及び電力セクター政策

通商政策の分野では、商務省（DOC）がポリシリコン及び風力タービンの外国への依存に関する国家安全保障調査を開始した。一般関税（大部分の輸入品に課される10%の関税を含む。）を課す大統領の権限については不確実性が残り、現在最高裁で争われている問題である。

市場及びインフラのレベルでは、現在共和党が過半数を占める連邦エネルギー規制委員会（FERC）が、資源供給信頼性の確保に必要な発電プロジェクトを加速させるため、系統運用者（PJM、MISO、SPP）が提出した系統接続待ちの改革案を承認した。この必要性は、大規模産業負荷の需要の高まりにより増大する。大規模産業負荷は、一部のオークションにおいて容量不足及び高価格を引き起こしおり、FERCのPJMに対する料金改定の要請を促した。

州レベルの規定

州のレベルでは、テキサス州及びオクラホマ州が、再生可能エネルギー用地に対して遡及的賦課金又は制限を課す法案を否決した一方で、カリフォルニア州は、カリフォルニア独立系統運用者（CAISO）に地域市場への発展を認める法律を可決した。

エネル・グリッド

イタリア

エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（「ARERA」又は「当局」）は、決議第163/2023/R/com号により、2024年から2031年までの期間における支出及びサービス目標に基づく規制の基準及び一般原則をまとめた統合文書（TIROSS 2024-2031）を承認し、その適用基準を決議第497/2023/R/com号により具体的に示した。

第６規制期間（2024年から2027年まで）に関する配電及び計測サービスに係る特定料金規制は、逆に、TIT、TIME及びTICの条文の新たな統合を承認した決議第616/2023/R/eel号により、ARERAが管理する。

2025年、ARERAは、決議第390/2025/R/com号により、TIROSSを更新し、ROSS完全版に向けた規制の展開に関する規制ツールを実験的に導入した。

決議第513/2024/R/com号は、サブ期間2025年から2027年までの報酬率を更新して5.6%に決定し、2026年及び2027年のトリガー・メカニズムを確認するとともに、トリガー閾値を50ベーシスポイントから30ベーシスポイントに引き下げた。決議第476/2025/R/com号により、報酬率の値は、2026年に関しても、トリガー閾値未満であったため、5.6%と確認された。

決議第130/2025/R/com号により、当局は、電気・ガスインフラサービスにおける資本コストの再評価基準を改定し、2025年からの料金については、総固定資本形成デフレーターに代わってイタリアのIPCA指標が適用されることを定めた。

配電料金及び計測料金に関しては、決議第259/2025/R/eel号により、当局は、2025年の暫定的参照料金を公表した。同年の確定参照料金は、2027年中に公表される。

2025年予算法は、配電事業権保有者に対し、臨時の複数年投資計画の提出を義務付けており、事業権の延長は最大20年まで可能としている。同法はまた、事業者が事業権の再編に係る手数料を支払うことを規定している。

決議第392/2025/R/eel号により、ARERAは、配電事業権の再編のための臨時の複数年投資計画及び関連費用の決定基準に関するその後の法令を目的とした環境・エネルギー安全保障相及び経済財政相に対する提案を策定した。

決議第232/2022/R/eel号及び決議第712/2022/R/eel号により、ARERAは、2023年４月１日以降に顧客及び配電業者により注入される無効電力の料金を定めることで、無効エネルギーの料金規制を更新した。上記の決議第616/2023/R/eel号により、当局は、中電圧及び低電圧の顧客を対象に、過剰な引出し及び無効エネルギーの注入に関して2024年以降適用する単一料金を定めた。この料金は毎年更新され、2025年に関しては決議第585/2024/R/eel号、2026年に関しては決議第575/2025/R/eel号をもって定められた。最後に、決議第617/2023/R/eel号により、当局は、全国送電網へのフィードインに関する補償システムを設置するよう配電業者にインセンティブを付与するメカニズムを導入した。

サービス品質に関して、当局は、決議第617/2023/R/eel号（関連する付属書TIQC及びTIQDを含む。）並びに決議第614/2023/R/eel号により、規制期間2024年から2027年までについて、技術的及び商業的サービスの質及びネットワークの強靭化に関する出力ベースのインセンティブ規制を更新した。TIQDにより、ARERAは、配電網開発介入に関して、給付を基本とするインセンティブ・メカニズムを導入した。

ARERAは、決議第425/2024/R/eel号により、TIQDの第10条に定める給付に基づき、新たなインセンティブ・メカニズムに対し、イー・ディストリビューション・ネットワークの開発に関する14の措置を認めた。

ARERAは、決議第421/2025号により、配電網に関するインフラ工事の実施のために2024年に徴収した公的拠出に関連するプレミアムを決定した。

イベリア半島

2026年の電力料金

2025年12月22日、スペインの国家市場競争委員会（CNMC）の12月18日付け決議がスペイン官報において公表され、2026年の送配電ネットワークへのアクセス料金を定め、2025年１月１日と比較して平均0.7%引き下げられた。

さらに、2025年12月27日、12月23日付け命令第TED/1524/2025号が公表された。これは、電力システム料金及び2026年の電力システムの様々な規制コストを定め、2026年の社会福祉料金に関連する資金配分額を承認した。かかる命令は、2026年１月１日から金額を10%引き上げることを定めている。

2026年の天然ガス料金

2025年６月３日、スペインの国家市場競争委員会（CNMC）の2025年５月27日付け決議がスペイン官報において公表され、2025年10月１日から2026年９月30日まで続く2026ガス年度につき、運輸ネットワーク、ローカル・ネットワーク及び再ガス化に関するアクセス料金が定められた。再ガス化、運輸及びローカル・ネットワークの規制対象事業に対する料金は、2025年１月１日と比較して、それぞれ+34%、-15.4%及び+1.7%の平均増減となった。

2025年９月30日、９月25日付け命令第TED/1062/2025号がスペイン官報において公表され、2026ガス年度につき、ガス・システムの費用並びに基本地下貯蔵の報酬及び料金が定められた。費用は、平均7.8%の減少となり、地下貯蔵料金の平均費用は5.5%減少する。

2025年12月27日、エネルギー政策及び鉱山局の2025年12月22日付け決議がスペイン官報において公表された。これは、2026年第１四半期に適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を公表するもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3について、前四半期の料金と比較してそれぞれ3.7%、4.3%及び4.8%（税抜き）低下する。住宅所有者組合に適用されるTUR（TUR 1からTUR 11）は、3.7%から7.8%までの間（税抜き）で引き下げられた。

配電事業への報酬

配電分野における2025事業年度の主な規制の変更は、以下のとおりであった。

- 2021事業年度及び2022事業年度の給料に関する決議（それぞれ2025年２月及び2025年11月）は、必要な協議手続を経て公表された。
- CNMCは、2025年４月30日付け決議を通じて、配電ネットワーク運用者別の電力需要及び発電能力の公表に関する様式を制定した。これらのマップの公表は、2025年９月に開始された。
- 2025年６月、配電網への需要対応能力の決定に関する詳細な仕様を定めるCNMCの決議が公表された。
- 2025年９月、環境移行省は、送配電網のための投資計画を規制する法令案に関する公開協議段階を開始し、例外的に配電に関してはGDPの0.13%の上限を上回る増加を認め、2026年から2030年までの期間の配電については１年当たり1,540百万ユーロの追加に拡大した。
- 2025年12月、CNMCは、2026年から2031年までの期間の報酬モデル及びかかる報酬モデルの計算について規定する通達第8/2025号を承認した。その重要な革新点は、配電業者とシステムとの利益共有メカニズムを伴う、インセンティブ制度と組み合わせたTOTEX法を導入したことである。また、損失及び品質に関するインセンティブ・メカニズムが修正され、規制期間の期首にベンチマークが設定され、規制上の安定性の推進を図っている。
- また、2025年12月、CNMCは、2026年から2031年までの全期間を通じて有効な報酬率を名目6.58%（税引前）に設定する通達第9/2025号を承認した。

世界の他の地域

アルゼンチン

電力部門は、発電事業、送電事業及び配電事業を分離する法律第15.336号及び法律第24.065号により規制されている。

これらの基準は、2025年７月４日付け法令第450/2025号により更新された（「エネル・グリーン・パワー」の項を参照のこと。）。

法令第450/2025号の施行にあたり、エネルギー事務局は2025年10月21日、卸売電力市場（MEM）の標準化に関する規則を承認する決議第400/2025号を公表し、2025年11月１日に施行された。卸売市場に加えて、同決議は、スポット市場における価格の変動を抑制するため、配電会社に対し、その顧客の需要を満たすために必要なエネルギーの75%以上を長期契約により購入する義務を課している。

また、５ヶ年配電料金表（RQT）改定のプロセスは、2025年に完了した。ENRE決議第303/2025号は、2025年から2029年までの期間のエデスルの電力料金について、消費者への影響を軽減する漸進的な割引のメカニズムを定めているが、同時に、料金体系の調整も保証している。また、効率性係数及びサービス品質管理メカニズムも更新されている。

最後に、配電会社は、補助金を受けての分割返済計画により、CAMMESAとの間の負債の清算を2025年中に完了しており、未払利息を一部認識している。

ブラジル

鉱山エネルギー省（MME）の監督の下、ANEELが規制を管理している。

MMEは６月、法令第12.068/2024号の施行にあたり、配電網のデジタル化に関する命令を発表した。これは2025年から2027年までの３ヶ年における投資優先事項を定めるもので、スマートメーターの設置及びデータ管理システムの統合を重視している。

当グループの配電会社の年次料金調整は承認され、また、配電事業権の早期更新に関する規制上のプロセスは、継続した。

電力料金調整の結果は次のとおりである。

- エネル・ディストリビューソォン・リオデジャネイロ（高電圧は-3.35%、低電圧は+1.31%）
- エネル・ディストリビューソォン・セアラ（高電圧は-2.84%、低電圧は-1.89%）
- エネル・ディストリビューソォン・サンパウロ（高電圧は+15.77%、低電圧は+13.47%）

2025年10月８日、低所得世帯及び低消費世帯の全額免除並びに農村地域及び困窮地域の減額を含む電力の社会料金を再規定した法律第15.235/2025号が可決された。

2025年11月24日、低電圧（2.3kV未満）接続の消費者向けの自由市場の段階的な開放を定めた法律第15.269/2025号が可決された。特に、開放の時期に関しては、工業消費者及び商業消費者は、法律の成立の日から24ヶ月以内に、その他全て（基本的に住宅用顧客）は36ヶ月以内に、供給者を自由に選択できるようになる。同措置は、緊急時の供給のため、ラストリゾートの供給者を設立することを定めており、この供給者はANEELによって権限を付与され、監督される事業者となる。

配電事業権の更新

2025年から2030年までの間に期間が満了する事業権の更新プロセスに関して、2024年６月21日付け法令第12.068/2024号は、配電業者が更新にあたり遵守しなければならない技術パラメーター及び経済パラメーターに関するガイドラインを制定した。

2025年２月25日、ANEELは、事業権契約の契約書案を承認し、2025年３月28日、エネルは、上記法令の規定に従い、配電業者３社の事業権の30年間の早期更新に関する正式な要請書を規制当局に送付した。

- エネル・ディストリビューソォン・リオデジャネイロ　2025年８月19日、ANEEL理事会は、事業権の更新に関する賛成意見書を承認するとともにMMEに送付した。現在、更新プロセスは、MMEによる最終決定を待つ段階である。
- エネル・ディストリビューソォン・セアラ　2025年に提出された業績計画の適切な実施及び品質パラメーターに関する監視期間の2021年から2025年までの５年間への調整（これに関して当社は、法令第12.068/2024号により定められた基準に達したことを証明した。）が確認された後、2026年３月24日、ANEEL理事会は、事業権の早期更新に関する賛成意見書を発行し、MMEに送付した。現在、更新プロセスは、MMEによる最終決定を待つ段階である。
- エネル・ディストリビューソォン・サンパウロ　2025年９月23日、ANEELは、法令第12.068/2024号により定められた技術パラメーター及び経済パラメーターが達成されたこと、並びに事業権の更新に関する法的条件及び規制条件が満たされたことを確認した技術報告書第44/2025号を発行した。しかしながら、サンパウロ市が更新の停止等を求めてエネル・ディストリビューソォン・サンパウロ、ANEEL及び連邦政府を相手取り2025年８月６日に提起した訴訟（係属中の訴訟の詳細については、連結財務書類の注記56「偶発資産及び債務」を参照のこと。）を受けて発令された予防措置並びにANEELが許認可当局（MME）に対し事業権の取消しについて評価する勧告書を発行するための根拠の存在を査定するために2026年４月７日に開始した行政手続の結果、現在、更新プロセスは停止している。

エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの配電事業権があるサンパウロ事業権区域は、2024年10月及び2025年12月の２度の異常気象による影響を被っている。

2024年10月11日に発生した事象を受けて、エネル・ディストリビューソォン・サンパウロは、2024年10月21日、ANEELの電力技術検査監督局（SFT）から、同事象の処理における技術的「不遵守」の容疑に関する陳述（障害・違反報告書（RFT））を要請する通告第0049/2024-SFT号（TI）を受け取った。2024年11月、同社は上申書を提出し、また、TIの発行には根拠がないことを理解していたものの、期限及び技術的要件を遵守するために回復計画を提出した。

回復計画の有効期間を通じて、同社は満足すべき成果を上げ、このことはANEEL自身の技術分野からも認められたが、それにもかかわらず、同社の実施した構造上の措置の機能及び強化を査定するために、回復計画の監視を2026年３月まで延長するよう勧告がなされた。この事案に係るANEEL理事会の決定が未だ降りない2025年12月10日、エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの事業権区域は、国中でも前例のない非常に強く、長時間続く風を特徴とする新たな異常気象により甚大な影響を被り、電力網に深刻な影響が生じ、損害を受けた地域におけるサービスの復旧は困難を極めた。ANEEL理事会は、2026年４月７日に開催された公開の会合において、同社が前述のTIにおいて特定された技術的不適合に対し満足すべき是正を施さなかったと判断し、事業権の取消しの評価を行うため、許認可当局（MME）に対して勧告書を発行するかどうか根拠の存在を査定することを目的とした行政手続を開始する旨を決議した。同社は抗弁書を提出し、適用ある法律が認める条件及び方法の範囲内で権利を行使する見込みである。

2025年12月10日に始まった第二の事象に関連して、また、エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの事業権区域が極めて強烈かつ長時間にわたる風の力による激甚、異常、空前の気象効果により甚大な打撃を被り、電力網に深刻な影響が生じ、復旧に困難を極めた。この事象の期間中、同社は、技術検査チームから求められた全ての情報をANEELに提供した。2026年２月11日、ANEELの検査局は、緊急事態の対応における同社の業務遂行能力を査定した技術報告書を発行した。この技術報告書に対して、同社は、反論書及び追加情報をANEELに送付した。２月24日に行われた公開の聴聞において、ANEELは、本事案の審議を2026年３月末まで延期した。同社がANEELに送付した反論書及び追加情報（法的性質のものを含む。）の結果、報告担当理事は、内部の部局にさらなる技術的及び法的説明を求めたが、現在まで発行されていないようである。

チリ

電力部門は、エネルギー政策を定める国家エネルギー委員会（CNE）並びに技術的監督及び安全性に責任を負う電力・燃料監督庁（SEC）により規制されている。電力料金は定期的に見直され、発電及び送電のコストを始めとする様々な要因の影響を受けて決まる。

規制機関は、2024年から2028年までの期間に関する料金改定作業を継続しており、これに関しては2026年中の進展が予想される。

また、技術規制の分野では、サービスの安全性及び品質に関する技術基準の改定並びに補完サービスの定義に係る規制の改正が採択され、市場に参入したBESSシステムに機会費用報酬が認められた。

コロンビア

電力部門は、発電、送電及び配電を分離する1994年法律第142号及び第143号によって規制されている。

2025年、規制機関（CREG）は、電力料金の持続可能性を確保するため、配電及びマーケティングの料金に関する規制枠組みの見直しに着手した。

エンドユーザー市場

イタリア

価格保護の撤廃

電力部門における価格保護の打破に関する現行の規制枠組み（「競争」法第124/2017号（「NRP施行」法令第152/2021号を転換した法律第233/2021号による直近の改正を含む。））は、以下の日付け以降の高度な保護サービスからの脱却を規定した。

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

自由市場の供給業者を未選択の顧客又は自由市場の供給業者がいない顧客は、入札において事業権を付与された事業者が提供する特定のラストリゾートサービス（以下「段階的セーフガードサービス」という。）を利用できる。

小規模事業者向け段階的セーフガードサービスは、2024年６月30日までの期間の第１回オークション及び2024年７月１日から2027年３月31日までの期間の第２回オークションで落札された（ARERA決議第119/2024/R/eel号）。零細企業向け（ARERA決議第208/2022/R/eel号）及び非脆弱な住宅用顧客向け（ARERA決議第362/2023/R/eel号）の段階的セーフガードサービスも、2027年３月31日まで利用可能である。当該期間の終了時においても段階的保護の下で提供されている供給は、同じ事業者による経済的に最も有利な自由市場での供給に切り換えられる。

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

脆弱な住宅用顧客は、ARERAが入札による「脆弱性対応サービス」の割当てを通じて、当該サービスから顧客が脱するための方法を定めるまで、引き続き現在の事業者により保護強化サービスを受給する。法令第19/2025号（「ビリング法令」）は、法律に転換され、脆弱性対応サービスの開始につき、段階的保護サービスの終了する日（2027年３月31日）以降に延期することを規定している。

競争法第193/2024号は、脆弱な住宅用顧客が2025年６月30日まで段階的保護サービスの利用を要請することが可能と規定し、決議第10/2025/R/eel号及び決議第48/2025/R/eel号（その後の修正を含む。）の実施にあたり、ARERAにより定められた運用手続に従う。

法令第19/2025号はまた、既に段階的保護サービスに基づいた供給を受け、脆弱性要件を満たす顧客は、明白に別段の要求を行う場合を除き、サービスの終了時まで引き続きこのサービスにとどまることを定めた。2027年３月31日時点において段階的セーフガードのサービスを受ける脆弱な顧客は、自動的に保護強化サービスに転換されるか、又はARERAが適切な措置により設立及び指定した場合、脆弱性対応サービスに転換される。

2024年２月２日付け法律第11号により承認された2023年12月９日付け法令第181号（以下「エネルギー法令」という。）により、ARERAが採用する措置に基づき、保護強化サービスを提供する事業者に限度を超えたサービス後に発生し、回収不能なコストの回収に関する規定が導入された。

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

イベリア半島

エネルギー効率

2025年３月４日、2025年の国家エネルギー効率基金（法律第18/2014号により創設）への拠出額を確定する２月26日付け命令第TED/197/2025号がスペイン官報において公表され、エンデサの拠出額は132百万ユーロとなった。

エンデサは2026年、国家エネルギー効率基金に合計金額224百万ユーロの拠出を行うことが期待されており、そのうち少なくとも18百万ユーロ（８%）は直接拠出し、残額は、エネルギー効率化証書（EEC）の提出により満たさなければならない。

消費者保護措置：*社会福祉料金*

脆弱な消費者の保護の分野では、法令第4/2024号及び法令第1/2025号を含む複数の法令により、過年度に採択された一部の措置が延長された。同じ趣旨から、脆弱な消費者に対する必要不可欠の電力、水及びガスの供給停止の禁止は、2025年12月31日まで延長された。2025年６月30日まで、脆弱な顧客には50%の割引率が適用され（2025年７月１日から2025年12月31日まで、割引率は42.5%に引き下げられた。）、非常に脆弱な消費者については65%の割引率が適用された（その後、2025年７月１日から2025年12月31日までは57.5%に引き下げられた。）。2026年１月１日から2026年12月31日までの脆弱な消費者及び非常に脆弱な消費者に対する例外的な社会福祉料金の割引率は、それぞれ42.5%及び57.5%となる。脆弱な消費者、非常に脆弱な消費者及び社会から疎外された消費者（社会福祉料金により恩恵を受ける消費者）に対する電気及びガスの供給停止の禁止もまた維持される。2025年12月27日、2026年の社会福祉料金の単価を更新する12月23日付け命令第TED/1524/2025号が公表された。

また、顧客ケアサービスを規制する2025年12月26日付け法律第10/2025号が可決された。この法律は、必要不可欠な性質の公益サービスを提供する企業及び大企業に関して、顧客ケアサービスの最低限の品質及び評価の水準を定めるものである。

消費者保護措置：電力集約型顧客

経済、税務、運輸及び社会保障の問題に関する緊急措置を採択した12月23日付け法令第9/2024号、及びその後の、電力システムを強化するための緊急措置を承認した６月24日付け法令第7/2025号により、電力集約型消費者証明書を持つ消費者向けの送配電ネットワークへのアクセス料金の割引は、2025年12月31日まで延長された。しかしながら、法令第7/2025号の廃止により、2025年６月24日以降、割引の延長は適用されなくなった。

４【関係会社の状況】

(1)親会社

該当なし。

(2)子会社及び関連会社

2025年12月31日におけるエネルグループの子会社、関連会社及びその他重要な株式投資

法令第127/1991号第38条及び第39条並びに2006年７月28日のCONSOB通達第DEM/6064293号に従い、イタリア民法典第2359条に準じた、2025年12月31日におけるエネル・エスピーエーの子会社、関連会社及びその他重要な株式投資の一覧表が以下に記載されている。エネルは全ての投資について完全な権原を有する。

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

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

アブ・リニューアブルズ・インディア・プライベート・リミテッド(Abu Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
エース・ハイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Ace High Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エイスト・リニューアブルズ・ヒドゥン・ヴァレー(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55%	28%
エースファット・エーアイイー(Acefat AIE)	バルセロナ	スペイン	793,340	ユーロ	エネル・グリッド	イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエルユー	14%	10%
エーシーエル・エスピーヴイ・２・エスアールエル(ACL SPV 2 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	100%	100%
エーシーエル・エスピーヴイ・４・エスアールエル(ACL SPV 4 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	100%	100%
アダムズ・ソーラー・ピーヴイ・プロジェクト・トゥー(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60%	60%
アドリア・リンク・エスアールエル(Adria Link Srl)	ゴリツィア	イタリア	300,297	ユーロ	取引	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50%	50%
アファーカット・ウィンド・ファーム(Aferkat Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	1,000,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル	100%	100%
アガシズ・ビーチ・エルエルシー(Agassiz Beach LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
アガトス・グリーン・パワー・トリノ・エスアールエル(Agatos Green Power Trino Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジー・エスアールエル	100%	100%
アグイロン・20・エスエー(Aguillón 20 SA)	サラゴサ	スペイン	2,682,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51%	36%
エージーダブリューエフ・ファイナンス・カンパニー(ピーティーワイ)エルティーディー(AGWF Finance Company (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エスアールヴイ・エージーダブリューエフ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	40%
エージーダブリューエフ・ホールド・トラスト(AGWF Hold Trust)	パース	オーストラリア	1,550	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブライト・エナジー・インベストメンツ・トラスト	100%	50%
エージーダブリューエフ・トラスト(AGWF Trust)	パース	オーストラリア	1,550	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エージーダブリューエフ・ホールド・トラスト	100%	50%
アイドン・オーワイ(Aidon Oy)	ユヴァスキュラ	フィンランド	5,112,572	ユーロ	エネル・グリッド	グリットスパタイズ・エスアールエル	100%	50%
アルバ・エネルジア・エルティーディーエー(Alba Energia Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	16,045,169	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
アルバニー・ソーラー・エルエルシー(Albany Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
アルミロズ・エーピーイー・シングル・メンバー・ピーシー(Almyros Ape Single Member PC)	マロウシ	ギリシャ	270,001	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
アルペ・アドリア・エネルジア・エスアールエル(Alpe Adria Energia Srl)	ウディネ	イタリア	900,000	ユーロ	取引	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50%	50%

アルタ・ファームズ・アズーレ・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Alta Farms Azure Ranchland Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
アルタ・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Alta Farms Wind Project II LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
アルヴォラーダ・エネルジア・エスエー(Alvorada Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	42,117,416	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
アンバー・セージ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Amber Sage Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アンプラ・エネルジア・エ・セルヴィソス・エスエー(Ampla Energia e Serviços SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	8,553,230,392	ブラジルレアル	エネル・グリッド取引エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
アナンデール・ソーラー・エルエルシー(Annandale Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
アピアカス・エネルジア・エスエー(Apiacás Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	14,216,846	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
アキーリャ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Aquilla Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
アラゴネサ・デ・アクティヴィダデス・エネルジェティカス・エスエーユー(Aragonesa de Actividades Energéticas SAU)	テルエル	スペイン	60,100	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	71%
アラノート・デザロロス・エスエルユー(Aranort Desarrollos SLU)	マドリード	スペイン	1,953	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	36%
アラバリ・スルヤ(プロジェクト1)・プライベート・リミテッド(Aravalli Surya (Project 1) Private Limited)	グルグラム	インド	31,630,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
アルカディア・パワー・インク(Arcadia Power Inc.)	ワシントンディーシー	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	0%	0%
アレナ・グリーン・パワー・1・エスエルユー(Arena Green Power 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アレナ・グリーン・パワー・2・エスエルユー(Arena Green Power 2 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アレナ・グリーン・パワー・3・エスエルユー(Arena Green Power 3 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アレナ・グリーン・パワー・4・エスエルユー(Arena Green Power 4 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アレナ・グリーン・パワー・5・エスエルユー(Arena Green Power 5 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アレナ・パワー・ソーラー・11・エスエルユー(Arena Power Solar 11 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アレナ・パワー・ソーラー・12・エスエルユー(Arena Power Solar 12 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アレナ・パワー・ソーラー・13・エスエルユー(Arena Power Solar 13 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%

アレナ・パワー・ソーラー・20・エスエルユー(Arena Power Solar 20 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アレナ・パワー・ソーラー・33・エスエルユー(Arena Power Solar 33 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アレナ・パワー・ソーラー・34・エスエルユー(Arena Power Solar 34 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アレナ・パワー・ソーラー・35・エスエルユー(Arena Power Solar 35 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アロー・ヘッド・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Arrow Head Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アロー・ヒルズ・ソーラー・プロジェクト(Arrow Hills Solar Project)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アソシアシオン・ヌークリア・アスコ・ヴァンデリョス・II・エーアイイー(Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE)	ヴァンデリョス	スペイン	19,232,400	ユーロ	火力発電	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	85%	61%
アテカ・レノバブルズ・エスエル(Ateca Renovables SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	36%
アトランティコ・フォトボルタイク・エスエーエス・イーエスピー(Atlántico Photovoltaic SAS ESP)	バランキヤ	コロンビア	50,587,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	49%
アットウォーター・ソーラー・エルエルシー(Atwater Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー(Aurora Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	74%	74%
オーロラ・ランド・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Land Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オーロラ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Solar Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オーロラ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オーロラ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Aurora Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
オータム・ヒルズ・エルエルシー(Autumn Hills LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
オータム・ワルツ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Autumn Waltz Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
アヴィキラン・エナジー・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Energy India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
アヴィキラン・ソーラー・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Solar India Private Limited)	ニューデリー	インド	4,918,810,370	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	51%	51%
アヴィキラン・スルヤ・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Surya India Private Limited)	グルグラム	インド	875,350	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	51%	51%

アヴィキラン・ヴァユ・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Vayu India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
アズーレ・ブルー・ジェイ・ホールディングス・エルエルシー(Azure Blue Jay Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Azure Blue Jay Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
アズーレ・スカイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Azure Sky Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
アズーレ・スカイ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Azure Sky Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アズーレ・スカイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Azure Sky Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
アズーレ・スカイ・ウィンド・ストレージ・エルエルシー(Azure Sky Wind Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(AzureRanchII Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
バイカル・エンタープライズ・エスエルユー(Baikal Enterprise SLU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
バレアレス・エナジー・エスエルユー(Baleares Energy SLU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	4,509	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	36%
バーンウェル・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Barnwell County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
バス・ハウス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Bath House Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ベイリオ・ソーラー・エスエルユー(Baylio Solar SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	36%
バイユー・ブルーズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Bayou Blues Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ビーコン・ハーバー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Beacon Harbor Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ビーヴァー・フォールズ・ウォーター・パワー・カンパニー(Beaver Falls Water Power Company)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ビーヴァー・ヴァレー・ホールディングス・エルエルシー	68%	68%
ビーヴァー・ヴァレー・ホールディングス・エルエルシー(Beaver Valley Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
ビーイーアイ・グループ・シーオー(ピーティーワイ)エルティーディー(BEI Group Co. (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	18,934	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ビーイーアイ・グループ・ホールド・シーオー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	40%
ビーイーアイ・グループ・ホールド・シーオー(ピーティーワイ)エルティーディー(BEI Group Hold Co. (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	19,034	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エスアールヴイ・ジョイント・ベンチャー(ピーティーワイ)エルティーディー	80%	40%
ビーイーアイ・グループ・ホールド・トラスト(BEI Group Hold Trust)	パース	オーストラリア	18,934	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エスアールヴイ・ジョイント・ベンチャー・トラスト	100%	50%

ビーイーアイ・グループ・トラスト(BEI Group Trust)	パース	オーストラリア	18,934	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ビーイーアイ・グループ・ホールド・トラスト	100%	50%
ビーイーアイ・ダブリューダブリューエフ・ホールド(ピーティーワイ)エルティーディー(BEI WWF Hold (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	30	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブライト・エナジー・インベストメンツ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	40%
ビーイーアイ・ダブリューダブリューエフ・ホールド・トラスト(BEI WWF Hold Trust)	パース	オーストラリア	354,056,687	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブライト・エナジー・インベストメンツ・トラスト	100%	50%
ビーイーアイ・ダブリューダブリューエフ(ピーティーワイ) エルティーディー(BEI WWF (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	30	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ビーイーアイ・ダブリューダブリューエフ・ホールド(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	40%
ブジャド・ソーラー・プラント(Bejaad Solar Plant)	カサブランカ	モロッコ	200,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル	100%	100%
ベルテイル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Belltail Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ベロメチェツカヤ・ダブリューピーエス(Belomechetskaya WPS)	モスクワ	ロシア連邦	3,010,000	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー	100%	100%
ベトワ・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Betwa Renewable Energy Private Limited)	グルガオン	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
ビージュー・ヒルズ・ウィンド・エルエルシー(Bijou Hills Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
バイオエナジー・キャセイ・ジェローラ・エスアールエル(Bioenergy Casei Gerola Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
バイソン・メドース・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Bison Meadows Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
バイソン・メドウズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Bison Meadows Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブレア・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Blair Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ブランシュ・ビーイーエスエス・ホールディング (ピーティーワイ) エルティーディー(Blanche BESS Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブランシュ・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Blanche BESS Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ブランシュ・ビーイーエスエス(ピーティーワイ)エルエルシー(Blanche BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブランシュ・ビーイーエスエス・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブランシュ・ビーイーエスエス・トラスト(Blanche BESS Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブランシュ・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
ブルー・クラブ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Blue Crab Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブルー・ジェイ・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Blue Jay Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ブルー・ジェイ・ソーラー・Ⅱ・エルエルシー(Blue Jay Solar II LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブルー・ノート・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Blue Note Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

ブルー・スター・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Blue Star Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ボイトゥメロ・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Boitumelo Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
ボールド・エルク・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Bold Elk Wind Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー(Bondia Energia Ltda)	ニテロイ	ブラジル	2,950,888	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
ブーン・スティーブンス・ソーラー・I・エルエルシー(Boone Stephens Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ボサ・デル・エブロ・エスエル(Bosa del Ebro SL)	サラゴサ	スペイン	3,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51%	36%
ボトム・グラス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Bottom Grass Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブーダー・ウィンド・ファーム(Boujdour Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	512,280,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	65%	32%
ボルダークーム・ソーラー・ファーム・トラスト(Bouldercombe Solar Farm Trust)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ボルダークーム・ソーラー・ホールディング・トラスト	100%	50%
ボルダークーム・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bouldercombe Solar Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ボルダークーム・ソーラー・ホールディング・トラスト(Bouldercombe Solar Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ボルダークーム・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Bouldercombe Solar (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ボルダークーム・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ボックス・キャニオン・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Box Canyon Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ビーピー・ハイドロ・ファイナンス・パートナーシップ(BP Hydro Finance Partnership)	ソルトレークシティ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク エネル・カンザス・エルエルシー	24% 76%	100%
ブランドンビル・ソーラー・I・エルエルシー(Brandonville Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ブラボー・ドーム・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Bravo Dome Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ブラサトルタス・220・レノバブルズ・エスエル(Brazatortas 220 Renovables SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ベイリオ・ソーラー・エスエルユー フラテナ・ソーラー・1・エスエルユー	17% 17%	12%
ブラゾリア・ウェスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Brazoria West Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ブラゾス・フラット・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Brazos Flat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Brick Road Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%

ブライト・エナジー・インベストメンツ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bright Energy Investments (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	18,834 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ビーイーアイ・グループ・シーオー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	40%
ブライト・エナジー・インベストメンツ・トラスト(Bright Energy Investments Trust)	パース	オーストラリア	18,834 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ビーイーアイ・グループ・トラスト	100%	50%
ブロンコ・ヒルズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Bronco Hills Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
バック・キャニオン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Buck Canyon Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
バックシューテム・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Buckshutem Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
バックシューテム・ソーラー・Ⅱ・エルエルシー(Buckshutem Solar II LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
バッファロー・デューンズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Buffalo Dunes Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
バッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Buffalo Dunes Wind Project LLC)	トピカ	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー	75%	75%
バッファロー・ジャンプ・エルピー(Buffalo Jump LP)	アルバータ	カナダ	10 カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
バッファロー・スプリット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Buffalo Spirit Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ブンガラ・ワン・フィンコ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One FinCo (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ・トラスト	100%	50%
ブンガラ・ワン・オペレーション・ホールディング・トラスト(Bungala One Operation Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー・３・トラスト ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	49% 51%	50%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー・３(ピーティーワイ)エルティーディー ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	49% 51%	50%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Operations (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ・トラスト(Bungala One Operations Trust)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Property Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー・３(ピーティーワイ)エルティーディー ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	49% 51%	50%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング・トラスト(Bungala One Property Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー・３・トラスト ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	49% 51%	50%
ブンガラ・ワン・プロパティ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Property (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブンガラ・ワン・プロパティ・トラスト(Bungala One Property Trust)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブンガラ・ソーラー・２(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Solar 2 (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	3,171,639 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%

ブンガラ・ソーラー・３(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Solar 3 (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	1,100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー・２(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブンガラ・ソーラー・３・トラスト(Bungala Solar 3 Trust)	バランガルー	オーストラリア	84,506,843	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・モナロ・ホールディング・２・トラスト	100%	50%
ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Solar (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・グループ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブンガラ・ソーラー・トラスト(Bungala Solar Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ブンガラ・トゥー・フィンコ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two FinCo (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・トラスト	100%	50%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー・３(ピーティーワイ)エルティーディー ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	49% 51%	50%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング・トラスト(Bungala Two Operations Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー・２(ピーティーワイ)エルティーディー ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	49% 51%	50%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Operations (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・トラスト(Bungala Two Operations Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー・３(ピーティーワイ)エルティーディー ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	49% 51%	50%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング・トラスト(Bungala Two Property Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ソーラー・３・トラスト ブンガラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー	49% 51%	50%
ブンガラ・トゥー・プロパティ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Property (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・トラスト(Bungala Two Property Trust)	シドニー	オーストラリア	1	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
バーガンディ・スプルース・ソーラー・エルピー(Burgundy Spruce Solar LP)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
ビジネス・ベンチャー・インベストメンツ 1468(ピーティーワイ)エルティーディー(Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
バタフライ・メドウズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Butterfly Meadows Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シーアンドシー・カステルヴェーテーレ・エスアールエル(C&C Castelvetere Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
シーアンドシー・ウノ・エナジー・エスアールエル(C&C Uno Energy Srl)	ローマ	イタリア	118,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
カクタス・メサ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cactus Mesa Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
カンポス・プロモトレス・レノバブルズ・エスエル(Campos Promotores Renovables SL)	エルチェ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	25%	18%

カナストータ・ウィンド・パワー・エルエルシー(Canastota Wind Power LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	フェンナー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
キャニー・リヴァー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Caney River Wind Project LLC)	オーヴァーランド・パーク	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
キャニオン・トップ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Canyon Top Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
キャプリコーン・ビーイーエスエス・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Capricorn BESS Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
キャプリコーン・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Capricorn BESS Holding Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
キャプリコーン・ビーイーエスエス(ピーティーワイ)エルティーディー(Capricorn BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	キャプリコーン・ビーイーエスエス・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
キャプリコーン・ビーイーエスエス・トラスト(Capricorn BESS Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	キャプリコーン・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Capricorn Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト(Capricorn Solar Hybrid Holding Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド(ピーティーワイ)エルティーディー(Capricorn Solar Hybrid (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド・トラスト(Capricorn Solar Hybrid Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	キャプリコーン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト	100%	50%
キャッスル・ロック・リッジ・リミテッド・パートナーシップ(Castle Rock Ridge Limited Partnership)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
キャトル・ドライブ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cattle Drive Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シーデック―シック・エルティーディーエー(Cdec - Sic Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	709,783,206	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	6%	4%
セダー・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cedar Run Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
セントラル・ジェラドラ・フォトヴォルタイカ・ボン・ノーミ・エルティーディーエー(Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda)	サルバドール	ブラジル	11,841,217	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
セントラル・ジェラドラ・フォトヴォルタイカ・サンフランシスコ・エルティーディーエー(Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda)	ニテロイ	ブラジル	385,128,917	ブラジルレアル	エネルX	エネル・ブラジル・エスエー エネルX・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
セントラル・ハイドラウリカ・グエハル・シエラ・エスエル(Central Hidráulica Güejar-Sierra SL)	グラナダ	スペイン	364,213	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33%	24%
セントラル・テルミカ・デ・アンリャレス・エーアイイー(Central Térmica de Anllares AIE)	マドリード	スペイン	595,000	ユーロ	火力発電取引	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	33%	24%

次へ

セントラル・ブエルタ・デ・オブリガド・エスエー(Central Vuelta de Obligado SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	火力発電 取引 サービス	エネル・ヘネラシオン・エル・チョコン・エスエー	33%	19%
セントラレス・ヌクレアレス・アルマラズ－トリロ・エーアイイー(Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE)	マドリード	スペイン	-	ユーロ	火力発電 取引	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	24%	17%
シーイーエス・２・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 2 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	280,397	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエス・３・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 3 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	531,174	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエス・４・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 4 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	97,548	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエス・５・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 5 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	322,657	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエス・６・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 6 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	889,234	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエス・７・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 7 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	186,947	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエス・８・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(CES 8 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	488,074	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
シーイーエスアイ－チェントロ・エレットロテクニコ・スペリメンターレ・イタリアーノ・ジャチント・モッタ・エスピーエー(CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA)	ミラノ	イタリア	8,550,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	43%	43%
シャンパーニュ・ストレージ・エルエルシー(Champagne Storage LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
チェッカーボード・プレインズ・ソーラー・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Checkerboard Plains Solar Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
シャイアン・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cheyenne Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
シーエイチアイ・ブラック・リヴァー・エルエルシー(Chi Black River LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー(Chi Minnesota Wind LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・１・エルエルシー	100%	100%
シーエイチアイ・オペレーションズ・インク(Chi Operations Inc.)	アンドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
シーエイチアイ・パワー・インク(Chi Power Inc.)	ネイプルズ	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%

シーエイチアイ・パワー・マーケティング・インク(Chi Power Marketing Inc.)	ウィルミントン	米国	100 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
シーエイチアイ・ウェスト・エルエルシー(Chi West LLC)	サンフランシスコ	米国	100 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
チサゴ・ソーラー・エルエルシー(Chisago Solar LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
チショルム・ビュー・II・ホールディング・エルエルシー(Chisholm View II Holding LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
チショルム・ビュー・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Chisholm View Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	チショルム・ビュー・II・ホールディング・エルエルシー	63%	63%
チショルム・ビュー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Chisholm View Wind Project LLC)	ニューヨーク	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・アセッツ・エルエルシー(Cimarron Bend Assets LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・I・エルエルシー シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・III・エルエルシー エネル・カンザス・エルエルシー	49% 49% 1% 1%	100%
シマロン・ベンド・III・ホールドシーオー・エルエルシー(Cimarron Bend III HoldCo LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・III・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cimarron Bend Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・I・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings I LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・II・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・II・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings II LLC)	ドーヴァー	米国	100 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・III・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings III LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・I・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project I LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・I・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・I・エルエルシー	100%	100%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・III・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project III LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・III・エルエルシー	100%	100%
シンチ・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cinch Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
クラレ・アセット・シーオー(ピーティーワイ)エルティーディー(Clare Asset Co. (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	クラレ・ホールディングス・シーオー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	25%

クラレ・アセット・トラスト(Clare Asset Trust)	バランガルー	オーストラリア	74,624,699 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	クラレ・ホールディング・トラスト	100%	25%
クラレ・ホールディング・トラスト(Clare Holding Trust)	バランガルー	オーストラリア	81,018,458 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ライトハウス・ピーイー・クラレ・トラスト	100%	25%
クラレ・ホールディングス・シーオー(ピーティーワイ)エルティーディー(Clare Holdings Co. (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ライトハウス・ピーイー・クラレ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	25%
クラレ・ソーラー・ファーム・ファイナンス(ピーティーワイ)エルティーディー(Clare Solar Farm Finance (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	クラレ・アセット・シーオー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	25%
クラレ・ソーラー・ファーム・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Clare Solar Farm Holdings (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	クラレ・ソーラー・ホールディング・2(ピーティーワイ)エルティーディー	50%	25%
クラレ・ソーラー・ファーム(ピーティーワイ)エルティーディー(Clare Solar Farm Holdings (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	クラレ・ソーラー・ファーム・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	25%
クラレ・ソーラー・ホールディング・2(ピーティーワイ)エルティーディー(Clare Solar Holding 2 (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	480,001 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・モナロ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
クラレ・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Clare Solar Holding (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	51 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・モナロ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
クラレ・ソーラー・ホールディング・トラスト(Clare Solar Holding Trust)	バランガルー	オーストラリア	397,942 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・モナロ・ホールディング・2・トラスト	100%	50%
クリア・フォーク・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Clear Fork Solar Project LLC)	アンドヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
クリア・スカイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Clear Sky Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
クリントン・ファームス・バッテリー・プロジェクト・エルエルシー(Clinton Farms Battery Project LLC)	アンドヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
クリントン・ファームス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Clinton Farms Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
クリントン・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Clinton Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
クラウドウォーカー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cloudwalker Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
コジェイン・サンニオ・エスアールエル(Cogein Sannio Srl)	ローマ	イタリア	10,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
コヘネラシオン・エル・サルト・エスエル(清算中)(Cogeneración El Salto SL in liquidation)	サラゴサ	スペイン	36,061 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	20%	14%
コジェニオ・イベリア・エスエル(Cogenio Iberia SL)	マドリード	スペイン	2,874,622 ユーロ	エネルX	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	20%	14%
コジェニオ・エスアールエル(Cogenio Srl)	ローマ	イタリア	2,310,000 ユーロ	エネルXeモビリティ	エネルX・イタリア・エスアールエル	20%	20%
コフナ・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Cohuna Solar Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	3,419,700 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・グループ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%

コフナ・ソーラー・ホールディング・トラスト(Cohuna Solar Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
コフナ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Cohuna Solar (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コフナ・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
コフナ・ソーラー・トラスト(Cohuna Solar Trust)	シドニー	オーストラリア	1	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コフナ・ソーラー・ホールディング・トラスト	100%	50%
コマンチェ・クレスト・ランチ・エルエルシー(Comanche Crest Ranch LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
コメルシアリザドラ・エレクトリカ・ディ・カディス・エスエー(Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA)	カディス	スペイン	600,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	34%	24%
コンパニア・ポルト・ディ・チヴィタベッキア・エスピーエー(清算中)(Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidation)	ローマ	イタリア	16,430,800	ユーロ	火力発電	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	22%	22%
コンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラーコエルチェ(Companhia Energética do Ceará - Coelce)	フォルタレザ	ブラジル	2,133,480,314	ブラジルレアル	エネル・グリッド取引エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	77%	66%
コンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスール・エスエー―シーティーエム(Compañía de Trasmisión del Mercosur SA - CTM)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	179,473,412	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド	エネル・ブラジル・エスエー エネル・シーアイイーエヌ・エスエー	74% 26%	86%
コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエーユー(Compañía Eólica Tierras Altas SAU)	ソリア	スペイン	12,560,900	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
コンパス・ローズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Compass Rose Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
コンチェルト・エスアールエル(Concert Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	火力発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
コンチョ・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Concho Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
コンコード・ヴァイン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Concord Vine Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
コンソリデイティッド・ハイドロ・サウスイースト・エルエルシー(Consolidated Hydro Southeast LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
コンソリデイティッド・パンプト・ストレージ・インク(Consolidated Pumped Storage Inc.)	ウィルミントン	米国	550,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	82%	82%
コンソルツィオ・ディーエーピー(ダイナミック・アカウンティング・プラットフォーム)(Consorzio DAP (Dynamic Accounting Platform))	ローマ	イタリア	-	ユーロ	サービス	エネル・グループ・カンパニーズ	100%	100%
コンザ・グリーン・エナジー・エスアールエル(Conza Green Energy Srl)	ローマ	イタリア	73,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
コッパー・ランディング・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Copper Landing Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

コーポラシオン・エンプレサリアル・デ・エクストレマデュラ・エスエー(Corporación Empresarial de Extremadura SA)	バダホス	スペイン	44,538,000	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	1%	1%
コーポラシオン・エオリカ・デ・サラゴサ・エスエル(Corporación Eólica de Zaragoza SL)	ラ・プエブラ・デ・アルフィンデン	スペイン	271,652	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	25%	18%
カントリー・ブルー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Country Blue Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
カントリー・ローズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Country Roads Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
カウ・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cow Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
クローフィッシュ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Crawfish Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
クロケット・ソーラー・I・エルエルシー(Crockett Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
クリスタル・ブリッジ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Crystal Bridge Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
デイリー・メドウズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Dairy Meadows Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
デイジー・パッチ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Daisy Patch Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ダナックス・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Danax Energy (Pty) Ltd)	サンドトン	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
ダップルド・コルト・ストレージ・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Dappled Colt Storage Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ストレージ・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
ドーフィン・ソーラー・I・エルエルシー(Dauphin Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
デイブレイク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Daybreak Wind Project LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
デシマルフィギュア―ユニペソアル・エルティーディーエー(Decimalfigure - Unipessoal Ltda)	ペゴ	ポルトガル	2,000	ユーロ	火力発電	テージョ・エネルジア―プロダクシオン・エ・ディストリビュシオン・デ・エネルジア・エレクトリカ・エスエー	100%	31%
デヘサ・デ・ロス・グアダルーペ・ソーラー・エスエルユー(Dehesa de los Guadalupes Solar SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	36%
デヘサ・ピーヴイ・ファーム・03・エスエルユー(Dehesa PV Farm 03 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
デヘサ・ピーヴイ・ファーム・04・エスエルユー(Dehesa PV Farm 04 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
デリヴェックス・エスエー(Derivex SA)	ボゴタ	コロンビア	938,734,000	コロンビアペソ	サービス	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	5%	3%
デサリョーリョ・デ・フエルザス・レノバブルズ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	53,104,350	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・サービシズ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%

デザート・ウィロー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Desert Willow Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ディーアイティーエヌイー―ディストレット・テクノロジコ・ナツィオナーレ・スル・エネルジア―ソシエタ・コンソルティレ・ア・レスポンサビリタ・リミタータ(DI.T.N.E. - Distretto Tecnologico Nazionale sull ' Energia - Società Consortile a Responsabilità Limitata)	ローマ	イタリア	451,878	ユーロ	サービス	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	2%	2%
ダイアモンド・ヴィスタ・ホールディングス・エルエルシー(Diamond Vista Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ダイアモンド・ヴィスタ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Diamond Vista Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ディスパッチ・リニュアブル・エナジー・シングル・メンバー・エスエー(Dispatch Renewable Energy Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	3,015,539	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ディストレット・テクノロジコ・シシリア・ミクロ・エ・ナノ・システミ・エスシーエーアールエル(Distretto Tecnologico Sicilia Micro e Nano Sistemi Scarl)	カターニア	イタリア	623,885	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	３エスユーエヌ・エスアールエル	6%	6%
ディストリビュイドラ・デ・エネルジア・エレクトリカ・デル・バジェス・エスエー(Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA)	バルセロナ	スペイン	108,240	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	55% 45%	71%
ディストリビィドラ・エレクトリカ・デル・プエルト・デ・ラ・クルス・エスエーユー(Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz SAU)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	12,621,210	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	71%
ディストリレック・インベルソラ・エスエー(Distrilec Inversora SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	497,612,021	アルゼンチンペソ	サービス	エネル・アメリカス・エスエー	52%	44%
ドッジ・センター・ディストリビューディッド・ソーラー・エルエルシー(Dodge Center Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ドロレス・ウィンド・エスエー・デ・シーヴイ(Dolores Wind SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	4,151,197,627	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	1% 99%	100%
ドミニカ・エネルジア・リンピア・エスエー・デ・シーヴイ(Dominica Energía Limpia SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,070,600,646	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
ドルセット・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Dorset Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ドラゴンフライ・フィールズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Dragonfly Fields Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ドリフト・サンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Drift Sand Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	50%	50%
ドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Drift Sand Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ドリフト・サンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	50%
ドゥエレティ・エスアールエル(Duereti Srl)	ミラノ	イタリア	125,000,000	ユーロ	エネル・グリッド	イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	10%	10%
ドワルカ・ヴァユ・１・プライベート・リミテッド(Dwarka Vayu 1 Private Limited)	グルガオン	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%

イー・ソーラー・２・エスアールエル(E-Solar 2 Srl)	ローマ	イタリア	2,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワーイタリア・エスアールエル	100%	100%
イー・ソーラー・エスアールエル(E-Solar Srl)	ローマ	イタリア	2,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワーイタリア・エスアールエル	100%	100%
イーエスシーオー・コミュニ・エスアールエル(ESCO Comuni Srl)	ベルガモ	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネルＸ eモビリティ	エネルＸ・イタリア・エスアールエル	60%	60%
アースリー・リフレクションズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Earthly Reflections Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イースターン・ブルー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Eastern Blue Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イースターン・ライズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Eastern Rise Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イーストウッド・ソーラー・エルエルシー(Eastwood Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
エベネーザ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Ebenezer Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エコソーラー・２・エスエー(Ecosolar 2 SA)	グレヴェナ	ギリシャ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・ヘネラシオン・シングル・メンバー・エスエー	0%	0%
イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエルユー(Edistribución Redes Digitales SLU)	マドリード	スペイン	1,204,540,060	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	71%
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー(e-distribuzione SpA)	ローマ	イタリア	2,600,000,000	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
イーエフ・ディベスチャー・エルエルシー(EF Divesture LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
イフィチエンチャ・エスアールエル(Efficientya Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000	ユーロ	エネルＸ	エネルＸ・イタリア・エスアールエル	100%	100%
イージーピー・ビーイーエスエス・１(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(EGP BESS 1 (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
イージーピー・バイオエナジー・エスアールエル(EGP BioEnergy Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・プーリア・エスアールエル	100%	100%
イージーピー・エストニアン・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(EGP Estonian Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・フォトヴォルタイカ・ラ・ロマ・エスエーエス(清算中)(EGP Fotovoltaica La Loma SAS in liquidation)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	49%
イージーピー・ジェロニモ・ホールディング・カンパニー・インク(EGP Geronimo Holding Company Inc.)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピー・ガルフスター・ソーラー・ピーピーエー・エルエルシー(EGP GulfStar Solar PPA LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・１・エルエルシー(EGP HoldCo 1 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

イージーピー・ホールドシーオー・10・エルエルシー(EGP HoldCo 10 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・11・エルエルシー(EGP HoldCo 11 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・12・エルエルシー(EGP HoldCo 12 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・13・エルエルシー(EGP HoldCo 13 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・14・エルエルシー(EGP HoldCo 14 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・15・エルエルシー(EGP HoldCo 15 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・16・エルエルシー(EGP HoldCo 16 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・17・エルエルシー(EGP HoldCo 17 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・18・エルエルシー(EGP HoldCo 18 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・２・エルエルシー(EGP HoldCo 2 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・３・エルエルシー(EGP HoldCo 3 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・４・エルエルシー(EGP HoldCo 4 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・５・エルエルシー(EGP HoldCo 5 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・６・エルエルシー(EGP HoldCo 6 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・７・エルエルシー(EGP HoldCo 7 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・８・エルエルシー(EGP HoldCo 8 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ホールドシーオー・９・エルエルシー(EGP HoldCo 9 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・マグダレナ・ソーラー・エスエー・デ・シーヴイ(EGP Magdalena Solar SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,258,077,873	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 1%	100%
イージーピー・マテンバ・ニューシーオー・１・エスアールエル(EGP Matimba NewCo 1 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50%	50%
イージーピー・マテンバ・ニューシーオー・２・エスアールエル(EGP Matimba NewCo 2 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー(EGP North America PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%

イージーピー・サバウディア・エスアールエル(EGP Sabaudia Srl)	ローマ	イタリア	1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
イージーピー・ソルト・ウェルズ・ソーラー・エルエルシー(EGP Salt Wells Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピー・サン・レアンドロ・マイクログリッド・Ｉ・エルエルシー(EGP San Leandro Microgrid I LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピー・ソーラー・サービシズ・エルエルシー(EGP Solar Services LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピー・ソーラー・Ｖ・エスエーユー(EGP Solar V SAU)	サン・サルバドール・デ・フフイ	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー	100%	86%
イージーピー・ソーラー・ＶＩ・エスエーユー(EGP Solar VI SAU)	サン・サルバドール・デ・フフイ	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー	100%	86%
イージーピー・テッラチーナ・01・エスアールエル(EGP Terracina 01 Srl)	ローマ	イタリア	1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
イージーピー・テッラチーナ・02 ・エスアールエル(EGP Terracina 02 Srl)	ローマ	イタリア	1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
イージーピー・ティンバー・ヒルズ・プロジェクト・エルエルシー(EGP Timber Hills Project LLC)	ロサンゼルス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100%	100%
イージーピーイー・ソーラー・２・エスエルユー(EGPE Solar 2 SLU)	マドリード	スペイン	81,106	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	36%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・１・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・10・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・11・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・12・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・13・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・14・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・15・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・16・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・17・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・18・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・19・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・２・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・20・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 20 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・21・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・22・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・23・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・24・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・25・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・26・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・27・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・28・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・29・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・３・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・30・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・４・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・５・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・６・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・７・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・８・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・９・エルエルシー (EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・１・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 1 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・10・エルエルシー (EGPNA 2023 HoldCo 10 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

次へ

イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・11・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 11 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・12・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 12 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・13・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 13 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・14・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 14 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・15・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 15 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・16・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 16 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・17・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 17 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・18・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 18 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・19・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 19 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・２・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 2 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・20・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 20 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・３・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 3 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・４・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 4 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・５・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 5 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・６・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 6 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・７・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 7 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・８・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 8 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドシーオー・９・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 9 LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA Development Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・ディベロップメント・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA Hydro Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・II・エルエルシー(EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%

イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA Preferred Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・１・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 1 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・２・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 2 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・５・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 5 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・６・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 6 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・７・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 7 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー(EGPNA Renewable Energy Partners LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Solar Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
イージーピーエヌエー・エスピー・セブン・カウボーイ・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA-SP Seven Cowboy Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エルコガス・エスエー(清算中)(Elcogas SA in liquidation)	プエルトリャノ	スペイン	809,690	ユーロ	火力発電	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー エネル・エスピーエー	41% 4%	34%
エレクガス・エスエー(Elecgas SA)	ペゴ	ポルトガル	50,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ヘネラシオン・ポルトガル・エスエー	50%	36%
エレクトラ・キャピタル(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Electra Capital (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60%	60%
エレクトリカ・デ・ハフレ・エスエー(Eléctrica de Jafre SA)	バルセロナ	スペイン	165,876	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	53% 47%	71%
エレクトリカ・デ・リハー・エスエル(Eléctrica de Lijar SL)	アルゴドナレス	スペイン	1,081,822	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	50%	36%
エレクトリカ・デル・エブロ・エスエーユー(Eléctrica del Ebro SAU)	バルセロナ	スペイン	500,000	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	71%
エレクトリシダッド・デ・プエルト・レアル・エスエー(Electricidad de Puerto Real SA)	プエルトレアル	スペイン	4,960,246	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	50%	36%
エレクトロメタルジカ・デル・エブロ・エスエル(Electro Metalúrgica del Ebro SL)	マドリード	スペイン	2,906,862	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	0%	0%
エレクトロテスト・インスタラシオネス・モンタヘス・イ・マンテニミエントス・エスエル(Electrotest Instalaciones Montajes y Mantenimientos SL)	プエルトレアル	スペイン	10,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エプレサ・エネルジア・エスエー	50%	18%

エレクトロパウロ・メトロポリターナ・エレクトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエー(Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA)	サンパウロ	ブラジル	4,532,524,934	ブラジルレアル	エネル・グリッド 取引エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エメラルド・クレセント・ソーラー・リミテッド・パートナーシップ(Emerald Crescent Solar Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
エメルー・ビーイーエスエス・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Emeroo BESS Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
エメルー・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Emeroo BESS Holding Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
エメルー・ビーイーエスエス(ピーティーワイ)エルテイーディー(Emeroo BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エメルー・ビーイーエスエス・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
エメルー・ビーイーエスエス・トラスト(Emeroo BESS Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エメルー・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
エミンテグラル・サイクル・エスエルユー(Emintegral Cycle SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	36%
エンプレサ・カルボニフェラ・デル・スール―エンカスール・エスエーユー(Empresa Carbonífera del Sur - Encasur SAU)	マドリード	スペイン	18,030,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	100%	71%
エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・ディストリビュシオン・エスエーユー(Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SAU)	セウタ	スペイン	16,562,250	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	96%	69%
エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エネルジア・エスエルユー(Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía SLU)	セウタ	スペイン	10,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
エンプレサ・ディストリビュイドラ・スール・エスエー―エデスール(Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	898,585,028	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド エンドユーザー市場 エネルX eモビリティ	ディストリレック・インベルソラ・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	56% 43%	62%
エンプレサ・エレクトリカ・ペフエンチェ・エスエー(Empresa Eléctrica Pehuenche SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	176,399,375	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ヘネラシオン・チリ・エスエー	93%	56%
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー(Empresa Propietaria de la Red SA)	パナマシティ	パナマ	63,810,000	米ドル	エネル・グリッド	エネル・エスピーエー	11%	11%
イーエヌ・ソーラー・4・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(EN Solar 4 Single Member Private Company)	マロウシ	ギリシャ	3,581,150	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
エンデサ・キャピタル・エスエーユー(Endesa Capital SAU)	マドリード	スペイン	60,200	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	100%	71%
エンデサ・エネルジア・エスエーユー(Endesa Energía SAU)	マドリード	スペイン	14,445,576	ユーロ	取引エンドユーザー市場 エネルX	エンデサ・エスエー	100%	71%
エンデサ・フィナンシアシオン・フィリアレス・エスエーユー(Endesa Financiación Filiales SAU)	マドリード	スペイン	4,621,003,006	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	100%	71%

エンデサ・ヘネラシオン・ポルトガル・エスエー(Endesa Generación Portugal SA)	リスボン	ポルトガル	50,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・エネルジア・エスエーユー エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	0% 99% 1%	71%
エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー(Endesa Generación SAU)	セビリア	スペイン	1,940,379,735	ユーロ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー	エンデサ・エスエー	100%	71%
エンデサ・インジェニエリア・エスエルユー(Endesa Ingeniería SLU)	セビリア	スペイン	965,305	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	71%
エンデサ・メディオス・イ・システマス・エスエルユー(Endesa Medios y Sistemas SLU)	マドリード	スペイン	89,999,790	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	100%	71%
エンデサ・モビリティ・エスエルユー(Endesa Mobility SLU)	マドリード	スペイン	10,000,000	ユーロ	eモビリティ	エンデサ・エスエー	100%	71%
エンデサ・オペラシオネズ・イ・セルヴィシオス・コメルシアレス・エスエルユー(Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU)	マドリード	スペイン	10,138,580	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
エンデサX・ウェイ・エスエル(Endesa X Way SL)	マドリード	スペイン	600,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エンデサ・モビリティ・エスエルユー エネルX・エスアールエル	49% 51%	86%
エンデサ・エスエー(Endesa SA)	マドリード	スペイン	1,270,502,540	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エンデサ・エスエー エネル・イベリア・エスアールエルユー	2% 70%	71%
エネル・アルバータ・ソーラー・インク(Enel Alberta Solar Inc.)	カルガリー	カナダ	1	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100%	100%
エネル・アルバータ・ストレージ・インク(Enel Alberta Storage Inc.)	カルガリー	カナダ	1	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100%	100%
エネル・アルバータ・ウィンド・インク(Enel Alberta Wind Inc)	アルバータ	カナダ	16,251,021	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100%	100%
エネル・アメリカス・エスエー(Enel Américas SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	15,799,226,825	米ドル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・エスピーエー	4% 82%	86%
エネル・アルジェンティーナ・エスエー(Enel Argentina SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,297,711,908	アルゼンチンペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ヘネラシオン・チリ・エスエー	100% 0%	86%
エネル・ベラ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Enel Bella Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
エネル・ブラジル・エスエー(Enel Brasil SA)	サンパウロ	ブラジル	52,480,943,635	ブラジルレアル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ブラジル・エスエー	100% 0%	86%
エネル・チリ・エスエー(Enel Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	3,895,894,938	米ドル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	65%	65%
エネル・シーアイイーエヌ・エスエー(Enel Cien SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	285,044,682	ブラジルレアル	エネル・グリッド	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・コリナ・エスエー(Enel Colina SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	82,222,000	チリペソ	エネル・グリッド	エネル・チリ・エスエー エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー	0% 100%	64%
エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー(Enel Colombia SA ESP)	ボゴタ	コロンビア	655,222,312,800	コロンビアペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー	57%	49%

エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー(Enel Costa Rica CAM SA)	サン・ホセ	コスタリカ	27,500,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	49%
エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー(Enel Distribución Chile SA)	ラス・コンデス	チリ	177,568,664,063	チリペソ	エネル・グリッド エンドユーザー市場 エネルX	エネル・チリ・エスエー	99%	64%
エネル・エネルジア・エスピーエー(Enel Energia SpA)	ローマ	イタリア	10,000,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
エネル・エネルジア・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Energia SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	25,000,100	メキシコペソ	取引 エンドユーザー市場	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・イリノイ・エルエルシー(Enel Energy North America Illinois LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100%	100%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・オハイオ・エルエルシー(Enel Energy North America Ohio LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100%	100%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・ペンシルベニア・エルエルシー(Enel Energy North America Pennsylvania LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100%	100%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・テキサス・エルエルシー(Enel Energy North America Texas LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100%	100%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー(Enel Energy North America LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・エナジー・サウス・アフリカ(Enel Energy South Africa)	ウィルミントン	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)(Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	100	米ドル	火力発電 エネルX	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー(Enel Finance America LLC)	ウィルミントン	米国	200,000,000	米ドル	サービス	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイ(Enel Finance International NV)	アムステルダム	オランダ	1,478,810,371	ユーロ	サービス	エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル エネル・エスピーエー	75% 25%	100%
エネル・フォーチュナ・エスエー(Enel Fortuna SA)	パナマシティ	パナマ	100,000,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	50%	25%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#1・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #1 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#10・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #10 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#11・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #11 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#12・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #12 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#13・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #13 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%

エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#14・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #14 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#15・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #15 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#16・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #16 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#17・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #17 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#18・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #18 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#19・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #19 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#２・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #2 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#20・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #20 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#３・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #3 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#４・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #4 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#５・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #5 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#６・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #6 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#７・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #7 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#８・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #8 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#９・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #9 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
エネル・ヘネラシオン・チリ・エスエー(Enel Generación Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	554,741,104	米ドル	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場 サービス	エネル・チリ・エスエー	94%	61%
エネル・ヘネラシオン・エル・チョコン・エスエー(Enel Generación El Chocón SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	68,565,267,452	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルジェンティーナ・エスエー ハイドロインベスト・エスエー	9% 59%	56%
エネル・ヘネラシオン・ピウラ・エスエー(Enel Generación Piura SA)	サンミゲル	ペルー	249,202,667	ペルーソル	火力発電 取引 エンドユーザー市場	エネル・ペルー・エスエーシー	96%	83%
エネル・ヘネラシオン・エスエーデ・シーヴイ(Enel Generación SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	7,100,100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%

エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエル(Enel Global Services Srl)	ローマ	イタリア	50,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー(Enel Global Trading SpA)	ローマ	イタリア	90,885,000	ユーロ	取引	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・エーブルス・スプリングス・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Ables Springs Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・01・エスエー(Enel Green Power Aroeira 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	354,783,402	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・02・エスエー(Enel Green Power Aroeira 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	324,928,400	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・03・エスエー(Enel Green Power Aroeira 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	324,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・04・エスエー(Enel Green Power Aroeira 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	430,299,146	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・05・エスエー(Enel Green Power Aroeira 05 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	158,184,700	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・06・エスエー(Enel Green Power Aroeira 06 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,511,002	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・07・エスエー(Enel Green Power Aroeira 07 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	323,520,630	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・08・エスエー(Enel Green Power Aroeira 08 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	126,558,200	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・アズーレ・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ボア・ヴィスタ・01・エルティーディーエー (Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda)	サルバドル	ブラジル	3,554,607	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ボア・ヴィスタ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	リオデジャネイロ	ブラジル	104,890,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%

エネル・グリーン・パワー・カベカ・デ・ボイ・エスエー(Enel Green Power Cabeça de Boi SA)	ニテロイ	ブラジル	270,114,539	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・カショエイラ・ドゥラダ・エスエー(Enel Green Power Cachoeira Dourada SA)	カショエイラ・ドゥラダ	ブラジル	64,339,836	ブラジルレアル	取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・カショエイラ・ドゥラダ・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク(Enel Green Power Canada Inc.)	モントリオール	カナダ	85,681,857	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・セラド・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Cerrado Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー(Enel Green Power Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	599,261,770	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・チリ・エスエー エネル・エスピーエー	100% 0%	65%
エネル・グリーン・パワー・シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅲ・エルエルシー(Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・コヴ・フォート・ソーラー・エルエルシー(Enel Green Power Cove Fort Solar LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・クリスタル・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Cristal Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	87,784,899	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	86%
エネル・グリーン・パワー・クマル・01・エスエー(Enel Green Power Cumaru 01 SA)	ニテロイ	ブラジル	204,653,591	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・クマル・02・エスエー(Enel Green Power Cumaru 02 SA)	ニテロイ	ブラジル	150,724,273	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・クマル・03・エスエー(Enel Green Power Cumaru 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	225,021,296	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・クマル・04・エスエー(Enel Green Power Cumaru 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	100,869,708	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・クマル・05・エスエー(Enel Green Power Cumaru 05 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	180,208,001	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・クマル・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Cumaru Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・クマル・ソーラー・01・エスエー(Enel Green Power Cumaru Solar 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・クマル・ソーラー・02・エスエー(Enel Green Power Cumaru Solar 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ダマスセナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Damascena Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	83,709,003	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	86%

エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・エー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina A Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,062,483	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・ビー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina B Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	93,068,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・シー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina C Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	31,105,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・ディー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina D Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	105,864,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・イー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina E Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	105,936,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー(Enel Green Power Desenvolvimento Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	267,322,302	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル(Enel Green Power Development Srl)	ローマ	イタリア	20,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ダイアモンド・ヴィスタ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ダイアモンド・ヴィスタ・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ドイス・リアチョス・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	130,747,009	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー(Enel Green Power Egypt SAE)	カイロ	エジプト	250,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・エルサルバドル・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Green Power El Salvador SA de Cv)	エルサルバドル	エルサルバドル	22,860	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0% 100%	100%
エネル・グリーン・パワー・エルクウォーター・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership)	アルバータ	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	1% 99%	100%
エネル・グリーン・パワー・エルムスソープ・ウィンド・エルピー(Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP)	カルガリー	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
エネル・グリーン・パワー・エミリアーナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Emiliana Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	119,791,530	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	86%
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー(Enel Green Power España Solar 1 SLU)	マドリード	スペイン	81,106	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	36%
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー(Enel Green Power España SLU)	マドリード	スペイン	11,153	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	100%	71%
エネル・グリーン・パワー・エスペランサ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Esperança Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	112,232,174	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	86%

エネル・グリーン・パワー・エストニアン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Enel Green Power Estonian Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エストニアン・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ファゼンダ・エスエー(Enel Green Power Fazenda SA)	ニテロイ	ブラジル	264,141,174	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ドス・ヴェントス・２・エスエー(Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	133,315,219	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ドス・ヴェントス・３・エスエー(Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	131,001,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・II・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Fontes II Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Fontes Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ガナード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー (Enel Green Power Ganado Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Germany GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・グローバル・インベストメント・ビーヴイ(Enel Green Power Global Investment BV)	アムステルダム	オランダ	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ガルフスター・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Gulfstar Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ハドロス・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership)	-	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	1% 99%	100%
エネル・グリーン・パワー・エイチエフ101・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power HF101 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ヒルトッパー・ウィンド・エルエルシー(旧名称：ヒルトッパー・ウィンド・パワー・エルエルシー)(Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (formerly Hilltopper Wind Power LLC))	ドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ヒルトッパー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ホリゾンテ・エムピー・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Horizonte MP Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	416,566,053	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(Enel Green Power India Private Limited)	ニューデリー	インド	207,228,405	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル	100%	100%

前へ　次へ

エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル(Enel Green Power Italia Srl)	ローマ	イタリア	272,000,000	ユーロ	取引エネル・グリーン・パワー	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・ノルテ・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	219,806,646	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	261,810,333	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・スル・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	408,949,643	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・ジョアナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Joana Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	102,316,530	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	86%
エネル・グリーン・パワー・ケニア・リミテッド(Enel Green Power Kenya Limited)	ナイロビ	ケニア	100,000	ケニアシリング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	99% 1%	100%
エネル・グリーン・パワー・コンプレメンター・バーワルタングズ・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Komplementär Verwaltungs GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サルバースドルフ・ホールディング・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・コレア・エルエルシー(Enel Green Power Korea LLC)	ソウル	大韓民国	8,796,000,000	ウォン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・クラコウ・ホールディング・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Krackow Holding GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・クラコウ・トルーハンダー・ユージー(ハフタングスベスクランクト)(Enel Green Power Krackow Treuhänder UG (haftungsbeschränkt))	ベルリン	ドイツ	100	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ウィンドパーク・クラコウ・ベテーリガングズ・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・01・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・02・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・03・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・04・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・05・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・06・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%

エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・07・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・08・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・09・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・10・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 10 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・11・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 11 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・12・エスエー(Enelー Green Power Lagoa do Sol 12 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・13・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 13 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・II・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Lagoa II Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・III・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Lagoa III Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Lagoa Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・マニソバ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Maniçoba Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	90,722,530	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	86%
エネル・グリーン・パワー・メテハラ・ソーラー・プライベート・リミテッド・カンパニー(Enel Green Power Metehara Solar Private Limited Company)	-	エチオピア	5,600,000	エチオピアブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・メテハラ・エスピーエー	80%	80%
エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Enel Green Power México S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	10,595,218,475	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
エネル・グリーン・パワー・エムエム・ゲーエムベーハー・アンド・シーオー・ケージー(Enel Green Power MM GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・モデロ・I・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Modelo I Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	108,476,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・モデロ・II・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Modelo II Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	100,170,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%

エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル(Enel Green Power Morocco Sàrl)	カサブランカ	モロッコ	839,000,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0% 100%	100%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャペウ・Ⅰ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	248,138,287	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャペウ・Ⅱ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	206,050,114	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャペウ・ソーラー・01・エスエー(Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・モーロ・ノルト・02・エスエー(Enel Green Power Morro Norte 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・モーロ・ノルト・03・エスエー(Enel Green Power Morro Norte 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・モーロ・ノルト・04・エスエー(Enel Green Power Morro Norte 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・モウラン・エスエー(Enel Green Power Mourão SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	25,600,100	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・ナミビア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd)	ウィントフック	ナミビア	10,000	ナミビアドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・ディベロップメント・エルエルシー(Enel Green Power North America Development LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク(Enel Green Power North America Inc.)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・01・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・02・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・03・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・04・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・05・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・06・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 06 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%

エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・07・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・08・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・09・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 09 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・10・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 10 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・11・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 11 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・12・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 12 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・13・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 13 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	10,000	ブラジルレアル	サービス	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・01・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・02・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・03・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・04・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・05・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 05 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・06・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 06 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・07・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 07 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・08・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 08 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・オー&エム・ソーラー・エルエルシー(Enel Green Power O&M Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・パラナパネマ・エスエー(Enel Green Power Paranapanema SA)	ニテロイ	ブラジル	175,456,500	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル(Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%

エネル・グリーン・パワー・パウ・フェッロ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	110,390,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	86%
エネル・グリーン・パワー・ペドラ・ド・ジェロニモ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	156,201,528	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	86%
エネル・グリーン・パワー・ピーオー11・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power PO11 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ピーオー133・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power PO133 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ピーオー25・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power PO25 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・プリマヴェラ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Primavera Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	95,674,900	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98% 2%	86%
エネル・グリーン・パワー・プーリア・エスアールエル(Enel Green Power Puglia Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・アールエー・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power RA SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100% 0%	100%
エネル・グリーン・パワー・ラットルスネイク・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(旧名称：ラットルスネイク・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー)(Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (formerly Rattlesnake Creek Wind Project LLC))	デラウェア	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ラットルスネイク・クリーク・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・II・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Rockhaven Ranchland Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ローズランド・ソーラー・エルエルシー(Enel Green Power Roseland Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power RSA (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・マティンバ・ニューコ・1・エスアールエル	100%	50%

エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・2(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	120	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー(Enel Green Power Rus Limited Liability Company)	モスクワ	ロシア連邦	60,500,000	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	1% 99%	100%
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー(Enel Green Power SpA)	ローマ	イタリア	272,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・サルト・アピアカス・エスエー(Enel Green Power Salto Apiacás SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	274,420,832	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サンニオ・エスアールエル(Enel Green Power Sannio Srl)	ローマ	イタリア	750,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・サン・アブラオ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power São Abraão Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	91,300,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーンーパワー・サン・シリオ・02・エスエー(Enel Green Power São Cirilo 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーンーパワー・サン・シリオ・03・エスエー(Enel Green Power São Cirilo 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・02・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	82,268,019	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・07・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	114,522,005	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・08・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	109,281,818	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・1・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo1 SA)	テレジーナ	ブラジル	235,654,397	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・10・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 10 SA)	テレジーナ	ブラジル	111,680,484	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・11・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 11 SA)	テレジーナ	ブラジル	114,475,155	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・12・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 12 SA)	テレジーナ	ブラジル	108,022,915	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・14(Enel Green Power São Gonçalo 14)	テレジーナ	ブラジル	203,190,488	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・15(Enel Green Power São Gonçalo 15)	テレジーナ	ブラジル	158,657,469	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・17・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 17 SA)	テレジーナ	ブラジル	122,007,043	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%

エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・18・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 18 SA)	テレジーナ	ブラジル	169,039,744	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・19・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 19 SA)	テレジーナ	ブラジル	122,467,789	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・21・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 21 SA)	テレジーナ	ブラジル	99,994,198	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・22・エスエー (Enel Green Power São Gonçalo 22 SA)	テレジーナ	ブラジル	121,587,960	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・３・エスエー (Enel Green Power São Gonçalo 3 SA)	テレジーナ	ブラジル	178,124,686	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・４・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 4 SA)	テレジーナ	ブラジル	137,917,258	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・５・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 5 SA)	テレジーナ	ブラジル	98,230,525	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・６・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 6 SA)	テレジーナ	ブラジル	223,615,691	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ジュダス・エオリカ・エスエー(Enel Green Power São Judas Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	107,561,900	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99% 1%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・01・エスエー(Enel Green Power São Micael 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・02・エスエー(Enel Green Power São Micael 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・03・エスエー(Enel Green Power São Micael 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0% 100%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・04・エスエー(Enel Green Power São Micael 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・05・エスエー(Enel Green Power São Micael 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・サービシズ・エルエルシー(Enel Green Power Services LLC)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・シューバースドーフ・ホールディング・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Seubersdorf Holding GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・エスエイチユー・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power SHU SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100% 0%	100%
エネル・グリーン・パワー・シンガポール・ピーティーイー・エルティーディー(Enel Green Power Singapore Pte Ltd)	シンガポール	シンガポール	8,000,000	シンガポールドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジー・エスアールエル(Enel Green Power Solar Energy Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%

エネル・グリーン・パワー・ソーラー・メテハラ・エスピーエー(Enel Green Power Solar Metehara SpA)	ローマ	イタリア	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ソーラー・ンゴニェ・エスピーエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・アフリカ・エスアールエル)(Enel Green Power Solar Ngonye SpA (formerly Enel Green Power Africa Srl))	ローマ	イタリア	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・マティンバ・ニューコ・２・エスアールエル	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ・３(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power South Africa 3 (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・スタンピード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Stampede Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・スウィフト・ウィンド・エルピー(Enel Green Power Swift Wind LP)	カルガリー	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
エネル・グリーン・パワー・タカイコ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Tacaicó Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	62,321,360	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98% 2%	86%
エネル・グリーン・パワー・テフヌト・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power Tefnut SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100% 0%	100%
エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ(Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	37,141,108	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ユーピー33・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power UB33 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	75,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ユーピー43・ゲーエムベーハー・アンド・シーオー・ケージー (Enel Green Power UB43 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・１・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA)	テレジーナ	ブラジル	127,540,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・11・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA)	テレジーナ	ブラジル	142,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・14・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA)	テレジーナ	ブラジル	208,554,956	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・15・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA)	テレジーナ	ブラジル	135,100,849	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・17・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA)	テレジーナ	ブラジル	162,022,288	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・２・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA)	テレジーナ	ブラジル	202,922,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・20・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA)	テレジーナ	ブラジル	102,895,409	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・21・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA)	テレジーナ	ブラジル	97,307,410	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・３・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA)	テレジーナ	ブラジル	109,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・４・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA)	テレジーナ	ブラジル	110,732,205	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・５・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA)	テレジーナ	ブラジル	94,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・６・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA)	テレジーナ	ブラジル	93,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・７・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA)	テレジーナ	ブラジル	120,482,806	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・８・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA)	テレジーナ	ブラジル	132,457,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・９・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA)	テレジーナ	ブラジル	128,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・10・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA)	テレジーナ	ブラジル	132,100,849	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・19・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA)	テレジーナ	ブラジル	105,587,248	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・12・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 SA)	テレジーナ	ブラジル	130,900,364	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・13・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA)	テレジーナ	ブラジル	99,046,725	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシー－エル・16・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA)	テレジーナ	ブラジル	104,087,563	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシー－エル・18・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA)	テレジーナ	ブラジル	86,496,703	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・08・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	173,154,501	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・1・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・13・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,832,010	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタエスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・15・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	152,494,014	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンエスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・16・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	252,240,013	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・17・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	252,240,013	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・21・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	276,814,829	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	62% 0%	53%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・22・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	124,625,154	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・25・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	171,324,008	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・26・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	344,251,126	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・3・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・7・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サント・オレステス・1・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サント・オレステス・2・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・01・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	383,436,550	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	34%	29%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・02・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	369,758,650	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	34%	29%

前へ　次へ

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・03・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,576,701	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・04・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	379,980,530	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	34%	29%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・05・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	362,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・06・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・07・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・08・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	337,473,758	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・11・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA)	テレジーナ	ブラジル	318,740,450	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	34%	29%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・13・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・16・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA)	テレジーナ	ブラジル	353,284,550	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	34%	29%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・17・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA)	テレジーナ	ブラジル	298,952,101	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・18・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA)	テレジーナ	ブラジル	332,473,759	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・19・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA)	テレジーナ	ブラジル	309,989,707	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・22・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・26・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・29・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・フェアヴァルトゥング・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Verwaltungs GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100%	100%

エネル・グリーン・パワー・ベトナム・エルエルシー(コン・ティーワイ・ティーエヌエイチエイチ・エネル・グリー・パワー・ベトナム)(Enel Green Power Vietnam LLC (Công ty TNHH Enel Green Power Viêt Nam))	ホーチミンシティー	ベトナム	2,431,933	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エネル・グリーン・パワー・ヴィロレシ・エスアールエル(Enel Green Power Villoresi Srl)	ローマ	イタリア	1,200,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	51%	51%
エネル・グリーン・パワー・ヴォルタ・グランデ・エスエー(Enel Green Power Volta Grande SA)	ニテロイ	ブラジル	565,756,528	ブラジルレアル	取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・グリーン・パワー・ザンビア・リミテッド(Enel Green Power Zambia Limited)	ルサカ	ザンビア	15,000	ザンビアクワチャ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	1% 99%	100%
エネル・グリーン・パワー・ゼウス・II－デルフィーナ・8・エスエー(Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	77,939,980	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・ゼウス・エスユーエル・1・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリーン・パワー・ゼウス・エスユーエル・1・エルティーディーエー(Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	6,986,993	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
エネル・グリッド・エスアールエル(Enel Grids Srl)	ローマ	イタリア	10,100,000	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・グアテマラ・エスエー(Enel Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	67,208,000	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	0% 100%	49%
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル(Enel Holding Finance Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・イベリア・エスアールエルユー(Enel Iberia SRLU)	マドリード	スペイン	336,142,500	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル(Enel Innovation Hubs Srl)	ローマ	イタリア	1,100,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴイ(Enel Investment Holding BV)	アムステルダム	オランダ	1,000,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・イタリア・エスピーエー(Enel Italia SpA)	ローマ	イタリア	100,000,000	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・カンザス・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー(Enel Kansas Development Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・カンザス・エルエルシー(Enel Kansas LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・ランド・ホールドコ・エルエルシー(Enel Land HoldCo LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エネル・リブラ・フレクシス・エスアールエル(Enel Libra Flexsys Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000	ユーロ	火力発電 エネル・グリーン・パワー	エネル・イタリア・エスピーエー	51%	51%
エネル・ロジスティクス・エスアールエル(Enel Logistics Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%

エネル・ミネソタ・ホールディングス・エルエルシー(Enel Minnesota Holdings LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ジェロニモ・ホールディング・カンパニー・インク	100%	100%
エネル・モビリティ・チリ・エスピーエー(Enel Mobility Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	504,094,780	チリペソ	eモビリティ	エネル・チリ・エスエー	100%	65%
エネル・ネヴカン・インク(Enel Nevkan Inc.)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・ノース・アメリカ・インク(Enel North America Inc.)	アンドーヴァー	米国	50	米ドル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・オペレーションズ・カナダ・エルティーディー(Enel Operations Canada Ltd)	アルバータ	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100%	100%
エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル(Enel Panamá CAM Srl)	パナマシティ	パナマ	3,001	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	0% 100%	49%
エネル・ペルー・エスエーシー(Enel Perú SAC)	サンミゲル	ペルー	1,000	ペルーソル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー	100%	86%
エネル・パワー・コネクション・イタリー・エスアールエルー(Enel Power Connection Italy Srl)	ローマ	イタリア	200,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー(Enel Produzione SpA)	ローマ	イタリア	1,800,000,000	ユーロ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
エネル・リインスアランス―カンパニア・ディ・リアシクラシオーネ・エスピーエー(Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA)	ローマ	イタリア	3,000,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネル・レノバブル・エスアールエル(Enel Renovable Srl)	パナマシティ	パナマ	80,320	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	1% 99%	49%
エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Rinnovabile SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	12,645,490,022	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・グローバル・インベストメント・ビーヴイ エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー(Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー	100%	100%
エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー(Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エネル・サービシズ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Services México SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	6,339,849	メキシコペソ	取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネル・グアテマラ・エスエー エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	46% 54% 0% 0%	100%
エネル・ソール・エスアールエル(Enel Sole Srl)	ローマ	イタリア	4,600,000	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
エネル・ソリュソエス・エネルジェティカス・エルティーディーエー(Enel Soluções Energéticas Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	42,863,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%

エネル・テクスカン・インク(Enel Texkan Inc.)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・パワー・インク	100%	100%
エネル・トレーディング・アルジェンティーナ・エスアールエル(Enel Trading Argentina Srl)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	14,012,000	アルゼンチンペソ	取引	エネル・アメリカス・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	55% 45%	86%
エネル・トレーディング・ブラジル・エスエー(Enel Trading Brasil SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	60,280,312	ブラジルレアル	取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・トレーディング・ノース・アメリカ・エルエルシー(Enel Trading North America LLC)	ウィルミントン	米国	10,000,000	米ドル	取引	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネル・ウルグアイ・エスエー(Enel Uruguay SA)	モンテヴィデオ	ウルグアイ	20,000	ウルグアイペソ	取引 eモビリティ	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネル・ヴァユ(プロジェクト２)プライベート・リミテッド(Enel Vayu (Project 2) Private Limited)	グルグラム	インド	45,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel X Advisory Services Germany GmbH)	フランクフルト	ドイツ	50,000	ユーロ	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ジャパン・ジーケー(Enel X Advisory Services Japan GK)	東京	日本	284,076,000	円	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ノース・アメリカ・インク(Enel X Advisory Services North America Inc.)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル (Enel X Advisory Services Srl)	ローマ	イタリア	-	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アドバイサリー・サービシズ・ユーケー・リミテッド(Enel X Advisory Services UK Limited)	ロンドン	英国	30,000	英国ポンド	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ユーエスエー・エルエルシー(Enel X Advisory Services USA LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネルX・アルジェンティーナ・エスエーユー(Enel X Argentina SAU)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	127,800,000	アルゼンチンペソ	エネルX eモビリティ	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・オーストラリア・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel X Australia Holding (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	45,424,578	豪ドル	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel X Australia (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	24,209,880	豪ドル	エネルX	エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
エネルX・ブラジル・ジェレンチアメント・デ・エネルジア・エルティーディーエー(Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda)	ソロカバ	ブラジル	5,538,403	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ブラジル・エスエー(Enel X Brasil SA)	サンパウロ	ブラジル	903,325,892	ブラジルレアル	エネルX	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネルX・カナダ・エルティーディー(Enel X Canada Ltd)	ミシサガ	カナダ	1,000	カナダドル	エネルX eモビリティ	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネルX・チリ・エスピーエー(Enel X Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	2,837,737,149	チリペソ	エネルX eモビリティ	エネル・チリ・エスエー	100%	65%
エネルX・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー(Enel X Colombia SAS ESP)	ボゴタ	コロンビア	230,368,000	コロンビアペソ	エンドユーザー市場 サービス	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	49%

エネルX・デマンド・レスポンス・エスエー(Enel X Demand Response SA)	サンパウロ	ブラジル	2,000,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネルX・デマンド・レスポンス・エルエルシー(Enel X Demand Response LLC)	ボストン	米国	100	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネルX・フェデラル・エルエルシー(Enel X Federal LLC)	ボストン	米国	5,000	米ドル	エネルXeモビリティ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネルX・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel X Germany GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・インターナショナル・エスアールエル(Enel X International Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	100%	100%
エネルX・アイルランド・リミテッド(Enel X Ireland Limited)	ダブリン	アイルランド	10,841	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・イタリア・エスアールエル(Enel X Italia Srl)	ローマ	イタリア	200,000	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
エネルX・ジャパン・ケーケー(Enel X Japan KK)	東京	日本	1,030,000,000	円	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ケーオーエムアイピーオー・ソーラー・リミテッド(Enel X KOMIPO Solar Limited)	ソウル	大韓民国	11,054,000,000	ウォン	エネルX	エネルX・コリア・リミテッド	80%	80%
エネルX・コリア・リミテッド(Enel X Korea Limited)	ソウル	大韓民国	11,800,000,000	ウォン	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Enel X México S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	264,303,595	メキシコペソ	エネルX	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネルX・インターナショナル・エスアールエル	0% 100%	100%
エネルX・モビリデード・ウーバナ・エスエー(Enel X Mobilidade Urbana SA)	サンパウロ	ブラジル	163,642,000	ブラジルレアル	エネルXeモビリティ	エネルX・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネルX・ニュージーランド・リミテッド(Enel X New Zealand Limited)	ウェリントン	ニュージーランド	313,606	豪ドル	エネルXeモビリティ	エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
エネルX・ノース・アメリカ・インク(Enel X North America, Inc.)	ボストン	米国	1,000	米ドル	エンドユーザー市場エネルX	エネル・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネルX・ポルスカ・エスピー・ゼットオーオー(Enel X Polska Sp. zoo)	ワルシャワ	ポーランド	12,275,150	ポーランドズロチ	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100%	100%
エネルX・ルス・エルエルシー(Enel X Rus LLC)	モスクワ	ロシア連邦	8,000,000	ロシアルーブル	エネルXeモビリティ	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	99%	99%
エネルX・エスアールエル(Enel X Srl)	ローマ	イタリア	1,050,000	ユーロ	エネルX	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネルX・サービシズ・インディア・プライベート・リミテッド(Enel X Services India Private Limited)	ムンバイ	インド	1,497,290	インドルピー	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル エネルX・ノース・アメリカ・インク	100% 0%	100%
エネルX・タイワン・シーオー・エルティーディー(Enel X Taiwan Co. Ltd)	台北市	台湾	271,100,000	台湾ドル	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100%	100%
エネルX・ユーケー・リミテッド(Enel X UK Limited)	ロンドン	英国	32,638	英国ポンド	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ウェイ(シャンハイ)シーオー・エルティーディー(Enel X Way (Shanghai) Co. Ltd)	上海	中国	14,287,305	人民元	エネルXeモビリティ	エネルX・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ウェイ・ブラジル・エスエー(Enel X Way Brasil SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	37,045,337	ブラジルレアル	サービスeモビリティ	エネル・ブラジル・エスエー エネルX・エスアールエル	20% 80%	97%

エネルX・ウェイ・カナダ・ホールディング・エルティーディー(Enel X Way Canada Holding Ltd)	バンクーバー	カナダ	-	カナダドル	eモビリティ	エネルX・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ウェイ・チリ・エスピーエー(Enel X Way Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	19,329,589,733	チリペソ	eモビリティ	エネル・チリ・エスエー エネルX・エスアールエル	62% 38%	78%
エネルX・ウェイ・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel X Way Germany GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エネルX・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ウェイ・イタリー・エスアールエル(Enel X Way Italy Srl)	ローマ	イタリア	5,000,000	ユーロ	eモビリティ	エネルX・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ウェイ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ(Enel X Way México SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	6,479,171	メキシコペソ	eモビリティ	エネル・グリーンパワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネルX・エスアールエル	0% 100%	100%
エネルX・ウェイ・ノース・アメリカ・インク(Enel X Way North America Inc.)	サンカルロス	米国	0	米ドル	eモビリティ	エネルX・エスアールエル	100%	100%
エネルX・ウェイ・ユーエスエー・エルエルシー(Enel X Way USA LLC)	サンカルロス	米国	-	米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・ウェイ・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エネルパワー・コントラクター・アンド・ディベロップメント・サウジアラビア・エルティーディー(Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd)	リヤド	サウジアラビア	5,000,000	サウジリヤル	サービス	エネルパワー・エスアールエル	51%	51%
エネルパワー・ド・ブラジル・エルティーディーエー(Enelpower do Brasil Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	55,449,064	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
エネルパワー・エスアールエル(Enelpower Srl)	ミラノ	イタリア	2,000,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100%	100%
エネルジア・ベース・ナチュラル・エスエルユー(Energía Base Natural SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
エネルジア・セウタ・ＸＸＩ・コメルシアリザドラ・デ・レフェレンシア・エスエーユー(Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SAU)	セウタ	スペイン	65,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
エネルジア・エオリカ・アブレゴ・エスエルユー(Energía Eólica Ábrego SLU)	マドリード	スペイン	3,576	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エネルジア・リンピア・デ・アミスタッド・エスエー・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Amistad SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	33,452,769	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
エネルジア・リンピア・デ・パロ・アルト・エスエー・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Palo Alto SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	673,583,489	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
エネルジア・リンピア・デ・プエルト・リベルタド・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Puerto Libertad S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,953,980	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0% 100%	100%
エネルジア・マリーナ・エスピーエー(Energía Marina SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	2,404,240,000	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	25%	16%
エネルジア・ネタ・サ・カセタ・リュグマジョー・エスエルユー(Energía Neta Sa Caseta Llucmajor SLU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	9,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
エネルジア・ＸＸＩ・コメルシアリザドラ・デ・レフェレンシア・エスエルユー(Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU)	マドリード	スペイン	2,000,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%

エネルジア・イ・ナチュラレザ・エスエルユー(Energía y Naturaleza SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
エネルジアス・オルターナティヴァス・デル・スール・エスエル(Energías Alternativas del Sur SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	546,919 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	55%	39%
エネルジアス・デ・アラゴン・Ｉ・エスエルユー(Energías de Aragón I SLU)	サラゴサ	スペイン	3,200,000 ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	71%
エネルジアス・デ・グラウス・エスエル(Energías de Graus SL)	サラゴサ	スペイン	1,298,160 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	67%	48%
エネルジアス・エスペシアレス・デ・カレオン・エスエー(Energías Especiales de Careón SA)	サンチャゴ・デ・コンポステラ	スペイン	270,450 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	97%	69%
エネルジアス・エスペシアレス・デル・アルト・ウリャ・エスエーユー(Energías Especiales del Alto Ulla SAU)	マドリード	スペイン	9,210,840 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エネルジアス・エスペシアレス・デル・ビエルゾ・エスエー(Energías Especiales del Bierzo SA)	トッレ・デル・ビエルゾ	スペイン	1,635,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	36%
エネルジアス・リンピアス・デ・カルモナ・エスエル(Energías Limpias de Carmona SL)	セビリア	スペイン	5,688 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンヴァティオス・プロモシオン・Ｉ・エスエルユー エンヴァティオス・プロモシオン・II・エスエルユー エンヴァティオス・プロモシオン・III・エスエルユー	8% 8% 8%	16%
エネルジアス・レノバブルズ・ラ・マタ・エスエー・デ・シーヴイ(Energías Renovables La Mata SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	3,011,133,575 メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
エナジー・ポディウム・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(Energy Podium Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	383,228 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Energy Response Holdings (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	52,128,517 豪ドル	エネルX	エネルX・オーストラリア・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
エナジーキュー１ビーイーエスエス・エスアールエル(EnergyQ1BESS Srl)	ローマ	イタリア	10,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・リブラ・フレクシス・エスアールエル	100%	51%
エナジーワークス・ビーヴイ(Energyworx BV)	アムステルダム	オランダ	18,000 ユーロ	エネル・グリッド	エナジーワークス・インターナショナル・ビーヴイ	100%	50%
エナジーワークス・インク(Energyworx Inc.)	ヒューストン	米国	1 米ドル	エネル・グリッド	エナジーワークス・インターナショナル・ビーヴイ	100%	50%
エナジーワークス・インターナショナル・ビーヴイ(Energyworx International BV)	アムステルダム	オランダ	270 ユーロ	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	100%	50%
エナノック・ゲーエムベーハー(EnerNOC GmbH)	ミュンヘン	ドイツ	25,000 ユーロ	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エナノック・アイルランド・リミテッド(EnerNOC Ireland Limited)	ダブリン	アイルランド	10,589 ユーロ	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100%	100%
エニグマ・グリーン・パワー・１・エスエルユー(Enigma Green Power 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エンテック・ユティリティ・サービス・ビューロー・インク(Entech Utility Service Bureau Inc.)	ルーザービル	米国	1,500 米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
エンヴァティオス・プロモシオン・Ｉ・エスエルユー(Envatios Promoción I SLU)	マドリード	スペイン	3,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%

エンヴァティオス・プロモシオン・II・エスエルユー(Envatios Promoción II SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エンヴァティオス・プロモシオン・III・エスエルユー(Envatios Promoción III SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エンヴァティオス・プロモシオン・ＸＸ・エスエルユー(Envatios Promoción XX SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エオジン・ウィンド・パワー・シーオー・エルティーディー(Eojin Wind Power Co. Ltd)	ソウル	韓国	801,000,000	ウォン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
エオリカ・ヴァレ・デル・エブロ・エスエー(Eólica Valle del Ebro SA)	サラゴサ	スペイン	3,561,343	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	36%
エオリカ・ゾピロアパン・エスエー・デ・シーヴイ(Eólica Zopiloapan SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,877,201,544	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル	57% 43%	100%
エオリカス・デ・アガエテ・エスエル(Eólicas de Agaete SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	240,400	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	80%	57%
エオリカス・デ・フュエンカリエンテ・エスエー(Eólicas de Fuencaliente SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	216,360	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	55%	39%
エオリカス・デ・フュエルテヴェンチュラ・エーアイイー(Eólicas de Fuerteventura AIE)	プエルト・デル・ロザリオ	スペイン	4,558,427	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40%	29%
エオリカス・デ・ラ・パタゴニア・エスエー(Eólicas de la Patagonia SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	480,930	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	36%
エオリカス・デ・ランサローテ・エスエル(Eólicas de Lanzarote SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	1,758,226	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40%	29%
エオリカス・デ・テネリフェ・エーアイイー(Eólicas de Tenerife AIE)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	420,708	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	36%
エオリコス・デ・ティラハナ・エスエル(Eólicos de Tirajana SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	60%	43%
エンプレサ・エネルジア・エスエー(Epresa Energía SA)	プエルト・レアル	スペイン	2,500,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	50%	36%
エルミス・２・エナジアキ・エスエー(Ermis 2 Energeiaki SA)	グレヴェナ	ギリシャ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・ジェネレーション・シングル・メンバー・エスエー	0%	0%
イー・ソーラー・３・エスアールエル(E-Solar 3 Srl)	ローマ	イタリア	2,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
イー・ソーラー・４・エスアールエル(E-Solar 4 Srl)	ローマ	イタリア	2,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
エッサウイラ・ウィンド・ファーム(Essaouira Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	431,250,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	65%	32%
エストニアン・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Estonian Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・エストニアン・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
エストニアン・ソーラー・ピーピーエー・エルエルシー(Estonian Solar PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100%	100%
ユーロピアン・エナジー・エクスチェンジ・エージー(European Energy Exchange AG)	ライプツィヒ	ドイツ	40,050,000	ユーロ	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	2%	2%

イーヴイ・グラヴィテーショナル・エナジー・ストレージ・エルエルシー(EV Gravitational Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エヴァキュアシオン・カルモナ・400-220・ケーヴイ・レノバブルズ・エスエル(Evacuación Carmona 400-220 kV Renovables SL)	セビリア	スペイン	9,066	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンヴァティオス・プロモシオン・Ⅰ・エスエルユー エンヴァティオス・プロモシオン・Ⅱ・エスエルユー エンヴァティオス・プロモシオン・Ⅲ・エスエルユー	3% 3% 3%	7%
エボリューション・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Evolution Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エウィヴァ・エスアールエル(Ewiva Srl)	ミラノ	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エネルX・エスアールエル	100%	100%
エクスペディション・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Expedition Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エクスプローラー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Explorer Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・デ・エスクーチャ・エスエー(Explotaciones Eólicas de Escucha SA)	サラゴサ	スペイン	3,505,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	70%	50%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・エル・プエルト・エスエー(Explotaciones Eólicas El Puerto SA)	サラゴサ	スペイン	3,230,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	74%	53%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・サント・ドミンゴ・デ・ルナ・エスエー(Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA)	サラゴサ	スペイン	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51%	36%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・サソ・プラノ・エスエー(Explotaciones Eólicas Saso Plano SA)	サラゴサ	スペイン	5,488,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	65%	46%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・シエラ・コステラ・エスエー(Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA)	サラゴサ	スペイン	8,046,800	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90%	64%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・シエラ・ラ・ヴィルゲン・エスエー(Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA)	サラゴサ	スペイン	4,200,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90%	64%
フォールズ・パーク・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Falls Park Energy Storage Project LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ファリアー・ステーション・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Farrier Station Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ファイエット・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Fayette Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ファゼンダ・アロエイラ・エンプレエンディメント・デ・エネルジア・エルティーディーエー(Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	2,362,046	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Fence Post Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
フェンス・ポスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Fence Post Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%

フェンナー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Fenner Wind Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
フィールド・デイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Field Day Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
フィノッキアーラ・ソーラー・エスアールエル(Finocchiara Solar Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
フラット・ロック・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Flat Rock Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Flat Rocks One Wind Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ホールディング・トラスト(Flat Rocks One Wind Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド（ピーティーワイ）エルティーディー(Flat Rocks One Wind (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド・トラスト(Flat Rocks One Wind Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ホールディング・トラスト	100%	50%
フラット・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Flat Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
フリント・ロック・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Flint Rock Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
フローレンス・ヒルズ・エルエルシー(Florence Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
フローイング・スプリング・ファームス・エルエルシー(Flowing Spring Farms LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
フォートンズ・デ・サント・アンキエタ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	577,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
フォトヴォルタイカ・ユンクリジョス・エスエルユー(Fotovoltaica Yunclillos SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
フォーマイル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Fourmile Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
フォックス・ラン・エナジー・プロジェクト・エルエルシー(Fox Run Energy Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
フランクリンタウン・ファーム・エルエルシー(Franklintown Farm LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
フリーダム・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Freedom Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
フレンチ・クォーター・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(French Quarter Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
フロント・マリティム・デル・ベソス・エスエル(Front Marítim del Besòs SL)	バルセロナ	スペイン	6,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	61%	44%

前へ　次へ

フロンティアズマン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Frontiersman Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エフアールヴイ・コルチトス・Ⅰ・エスエルユー(FRV Corchitos I SLU)	マドリード	スペイン	75,800	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
エフアールヴイ・コルチトス・Ⅱ・ソーラー・エスエルユー(FRV Corchitos II Solar SLU)	マドリード	スペイン	22,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エフアールヴイ・ヒバルビン・ヘレス・エスエルユー(FRV Gibalbín-Jerez SLU)	マドリード	スペイン	23,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エフアールヴイ・タリファ・エスエルユー(FRV Tarifa SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エフアールヴイ・ビジャロビロス・エスエルユー(FRV Villalobillos SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・１・エスエルユー(FRV Zamora Solar 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・３・エスエルユー(FRV Zamora Solar 3 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エフアールダブリューエフ・ステージ・１(ピーティーワイ)エルティーディー(FRWF Stage 1 (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・グループ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ファンダメンタル・レコグナイズト・システム・エスエルユー(Fundamental Recognized Systems SLU)	アンドラ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー(Furatena Solar 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
エフヴイ・アンドレア・ソーラー・エスエルユー(FV Andrea Solar SLU)	サラゴサ	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エフヴイ・カンポス・ソーラー・エスエルユー(FV Campos Solar SLU)	サラゴサ	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エフヴイ・ラ・セルカ・エスエルユー(FV La Cerca SLU)	サラゴサ	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
エフヴイ・メノート・エスエルユー(FV Menaute SLU)	サラゴサ	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
ガナド・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Ganado Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ガナド・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ガナド・ソーラー・エルエルシー(Ganado Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ガナド・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ガナド・ストレージ・エルエルシー(Ganado Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ギャロブ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Garob Wind Farm (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55%	28%
ガス・イ・エレクトリシダッド・ヘネラシオン・エスエーユー(Gas y Electricidad Generación SAU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	213,775,700	ユーロ	火力発電	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	100%	71%
ゴーリー・リヴァー・マネジメント・エルエルシー(Gauley River Management LLC)	ウィリソン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%

ジェネラドラ・デ・オクシデンテ・エスエー(Generadora de Occidente SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	20,082,000	グアテマラケツァル	取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・グアテマラ・エスエー	99% 1%	49%
ジェネラドラ・ソーラー・デ・オクシデンテ・エスエー(Generadora Solar de Occidente SA)	パナマシティ	パナマ	10,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	100%	49%
ジオテルミカ・デル・ノルテ・エスエー(Geotérmica del Norte SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	326,577,419,702	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	85%	55%
ギブソン・ベイ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60%	60%
ガーガー・ソーラー・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Girgarre Solar Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ガーガー・ソーラー・ホールディング・トラスト(Girgarre Solar Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ガーガー・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Girgarre Solar (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ガーガー・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ガーガー・ソーラー・トラスト(Girgarre Solar Trust)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ガーガー・ソーラー・ホールディング・トラスト	100%	50%
グラス・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Glass Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
グローバル・コモディティーズ・ホールディングス・リミテッド(Global Commodities Holdings Limited)	ロンドン	英国	4,042,375	英国ポンド	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	5%	5%
グローバイト・エスエー(Globyte SA)	サンホセ	コスタリカ	910,000	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー	10%	5%
グロスター・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Gloucester Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ジーエヌエル・チリ・エスエー(GNL Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	3,026,160	米ドル	取引	エネル・ヘネラシオン・チリ・エスエー	33%	20%
ゴールデン・テラス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Golden Terrace Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
グース・フット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Goose Foot Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
グースネック・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Gooseneck Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ゴロナ・デル・ヴィエント・エル・イエロ・エスエー(Gorona del Viento El Hierro SA)	バルベルデ	スペイン	30,936,736	ユーロ	火力発電	ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリア・ヘネラシオン・エスエーユー	23%	17%
グランド・プレーリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Grand Prairie Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
グリッドパーティス・イベリア・エスエル(Gridspertise Iberia SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	100%	50%
グリッドパーティス・インディア・プライベート・リミテッド(Gridspertise India Private Limited)	グルグラム	インド	19,759,130	インドルピー	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	100%	50%
グリッドパーティス・ラタム・エスエー(Gridspertise Latam SA)	サンパウロ	ブラジル	2,010,000	ブラジルレアル	エネル・グリッド	エネル・ブラジル・エスエー グリッドパーティス・エスアールエル	0% 100%	50%

グリッドパーティス・エスアールエル(Gridspertise Srl)	ローマ	イタリア	7,500,000	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・グリッド・エスアールエル	50%	50%
グリッドパーティス・エルエルシー(Gridspertise LLC)	ドーヴァー	米国	160,000	米ドル	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	100%	50%
ジーアールエスエフ・ファイナンス・シーオー(ピーティーワイ)エルティーディー(GRSF Finance Co. (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エスアールヴイ・ジーアールエスエフ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	40%
ジーアールエスエフ・ホールド・トラスト(GRSF Hold Trust)	パース	オーストラリア	143,251,291	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブライト・エナジー・インベストメンツ・トラスト	100%	50%
ジーアールエスエフ・トラスト(GRSF Trust)	パース	オーストラリア	143,251,291	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ジーアールエスエフ・ホールド・トラスト	100%	50%
グアイェポ・ソーラー・III・エスエーエス・イーエスピー(Guayepo Solar III SAS ESP)	ボゴタ	コロンビア	1,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	49%
グアイェポ・ソーラー・エスエーエス(Guayepo Solar SAS)	ボゴタ	コロンビア	1,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	49%
ギール・ウィンド・ファーム(Guir Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	200,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル	100%	100%
ガルフスター・パワー・エルエルシー(GulfStar Power LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ガルフスター・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ガルフスター・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Gulfstar Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ガルフスター・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ガスティ・ヒル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Gusty Hill Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ハドレー・リッジ・エルエルシー(Hadley Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ハミルトン・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Hamilton County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ハムレット・ミル・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Hamlet Mill Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハンズブロー・ヴァレー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Hansborough Valley Solar Project LLC)	-	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハーモニー・プレインズ・ソーラー・I・エルエルシー(Harmony Plains Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ハロゲート・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Harrogate BESS Holding (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ハロゲート・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Harrogate BESS Holding Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ハロゲート・ビーイーエスエス（ピーティーワイ）エルティーディー(Harrogate BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ハロゲート・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
ハロゲート・ビーイーエスエス・トラスト(Harrogate BESS Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ハロゲート・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
ヘイスティングス・ソーラー・エルエルシー(Hastings Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%

ハートランド・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Heartland Farms Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ヘイウッド・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Heywood BESS Holding (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ヘイウッド・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Heywood BESS Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ヘイウッド・ビーイーエスエス（ピーティーワイ）エルティーディー(Heywood BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ヘイウッド・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
ヘイウッド・ビーイーエスエス・トラスト(Heywood BESS Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ヘイウッド・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー(Hidroeléctrica de Catalunya SLU)	バルセロナ	スペイン	126,210	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100%	71%
ハイドロエレクトリカ・デ・オウロル・エスエル(Hidroeléctrica de Ourol SL)	ラ・コルーニャ	スペイン	1,608,200	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30%	21%
ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv)	コリマ	メキシコ	30,889,736,000	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
ハイドロフラミセル・エスエル(Hidroflamicell SL)	バルセロナ	スペイン	78,120	ユーロ	エネル・グリッド	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	75%	54%
ハイドロインヴェスト・エスエー(Hidroinvest SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	55,312,093	アルゼンチンペソ	サービス	エネル・アメリカス・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	42% 55%	83%
エイチアイエフ・エイチ２・エスピーエー(HIF H2 SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	6,303,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	50%	32%
ハイ・シャパラル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(High Chaparral Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハイ・ロンサム・ストレージ・エルエルシー(High Lonesome Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハイ・ロンサム・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(High Lonesome Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハイ・ロンサム・ウィンド・パワー・エルエルシー(High Lonesome Wind Power LLC)	ボストン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ハイ・ロンサム・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ハイ・ヌーン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(High Noon Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ヒルトッパー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Hilltopper Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ヒスパーノ・ヘネラシオン・デ・エネルジア・ソーラー・エスエル(Hispano Generación de Energía Solar SL)	ヘレス・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	3,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51%	36%
ハニー・ストーン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Honey Stone Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハニービー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Honeybee Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

ハニーワイン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Honeywine Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ホープ・クリーク・エルエルシー(Hope Creek LLC)	クレストビュー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ホープ・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Hope Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ホース・ラン・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Horse Run Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ホース・ラングラー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Horse Wrangler Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ハブジェクト・イーローミング・テクノロジー(シャンハイ)シーオー・エルティーディー(Hubject eRoaming Technology (Shanghai) Co. Ltd)	上海	中国	12,668,016	人民元	エネルX	ハブジェクト・ゲーエムベーハー	100%	13%
ハブジェクト・ファイナンシャル・サービシズ・ゲーエムベーハー(Hubject Financial Services GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネルX	ハブジェクト・ゲーエムベーハー	100%	13%
ハブジェクト・ゲーエムベーハー(Hubject GmbH)	ベルリン	ドイツ	65,943	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	13%	13%
ハブジェクト・インク(Hubject Inc.)	サンタモニカ	米国	100,000	米ドル	エネルX	ハブジェクト・ゲーエムベーハー	100%	13%
ハブジェクト・シンガポール・ピーティーイー・エルティーディー(Hubject Singapore Pte Ltd)	シンガポール	シンガポール	50,000	シンガポールドル	エネルX	ハブジェクト・ゲーエムベーハー	100%	13%
イダリア・パーク・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Idalia Park Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イドロスシシリア・エスピーエー(Idrosicilia SpA)	ミラノ	イタリア	22,520,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	1%	1%
アイアイケー・エネルジア・デ・ドセムル・エスエー・デ・シーヴイ(IIK Energía de Dzemul SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	6,204,259	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0% 100%	100%
インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	2,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)・エルティーディー	51%	25%
インフラストラクチュラ・パロス・220・エスエル(Infraestructuras Palos 220 SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・Ｉ・エスエルユー プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・Ⅱ・エスエルユー	50% 50%	71%
インフラストラクチュラ・サン・セルヴァン・220・エスエル(Infraestructuras San Serván 220 SL)	マドリード	スペイン	12,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	31%	11%
インフラストラクチュラス・サン・セルヴァン・セット・400・エスエル(Infraestructuras San Serván Set 400 SL)	マドリード	スペイン	90,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	アラノート・デザロロス・エスエルユー ベイリオ・ソーラー・エスエルユー フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー	6% 6% 6%	7%
イングウェ・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Ingwe Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
インコラン・インフォルマシオン・イ・コーディナシオン・デ・オブラス・エーアイイー(Inkolan Información y Coordinación de Obras AIE)	ビルバオ	スペイン	84,142	ユーロ	エネル・グリッド	イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエルユー	14%	10%

インスタラシオネス・サン・セルヴァン・II・400・エスエル(Instalaciones San Serván II 400 SL)	マドリード	スペイン	11,026	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	アラノート・デザロロス・エスエルユー ベイリオ・ソーラー・エスエルユー フラテナ・ソーラー・1・エスエルユー	8% 8% 8%	9%
インターナショナル・マルチメディア・ユニバーシティ・エスアールエル(International Multimedia University Srl)	-	イタリア	24,000	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	13%	13%
イプソマタ・ディーピージーユー・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(Ipsomata DPGU Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	30,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
アイリス・ブルーム・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Iris Bloom Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アイアン・ベルト・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Iron Belt Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
アイアン・ブル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Iron Bull Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イレイディアンス・ドロー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Irradiance Draw Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
イサム・イケダ・エネルジア・エスエー(Isamu Ikeda Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	31,753,476	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
イタルジェスト・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Italgest Energy (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
イタルジェスト・ザンビア(Italgest Zambia)	ルサカ	ザンビア	1,000,000	ザンビアクワチャ	エネル・グリーン・パワー	イタルジェスト・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
ジャック・リヴァー・エルエルシー(Jack River LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ジャックラビット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Jackrabbit Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ジェイド・エネルジア・エルティーディーエー(Jade Energia Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	7,283,953	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ジャンボリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Jamboree Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ジェシカ・ミルズ・エルエルシー(Jessica Mills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ジュレップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Julep Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ジュリア・ヒルズ・エルエルシー(Julia Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ジュニア・インシュランス・エスアールエル(Junia Insurance Srl)	モシャーノ・サンタンジェロ	イタリア	10,000	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100%	50%
ジュニパー・キャニオン・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Juniper Canyon Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
キニーズ・クリーク・ソーラー・I・エルエルシー(Keeneys Creek Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%

ケン・リニューアブルズ・インディァ・プライベート・リミテッド(Ken Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	12,100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
キング・ブランチ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(King Branch Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
キングストン・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Kingston Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
キノ・コントラクター・エスエー・デ・シーヴイ(Kino Contractor SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,000,100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100% 0%	100%
ニッカーボッカー・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Knickerbocker Energy Storage Project LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
コッキナリ・ディーピージーユー・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(Kokkinari DPGU Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	41,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
コリア・ライン・コーポレーション(Korea Line Corporation)	ソウル	大韓民国	122,132,520,000	ウォン	サービス	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	0%	0%
クコス・エナジー・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(Koukos Energy Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	304,335	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
クロムスクレーダー・エスエー(Kromschroeder SA)	ルスピタレート・ダ・リュブラガート	スペイン	627,126	ユーロ	取引	エンデサ・メディオス・イ・システマス・エスエルユー	29%	21%
カトルワノ・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー)(Kutlwano Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
レイク・エミリー・ソーラー・エルエルシー(Lake Emily Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
レイク・プラスキ・ソーラー・エルエルシー(Lake Pulaski Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ランド・ラン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Land Run Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ランド・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Land Run Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	サンダンス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー	100%	100%
ランタナ・スプリングス・ハイドラジン・プロジェクト・エルエルシー(Lantana Springs Hydrogen Project LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ランタン・トレイル・プロジェクト・エルエルシー(Lantern Trail Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラリアット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Lariat Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラッソ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Lasso Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラタム・ソーラー・エネルジアス・レノバブルズ・エスエーエス(Latam Solar Energías Renovables SAS)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	49%

ラタム・ソーラー・フォトヴォルタイカ・フンダシオン・エスエーエス(Latam Solar Fotovoltaica Fundación SAS)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	49%
ラタム・ソーラー・フォトヴォルタイカ・サアグン・エスエーエス(Latam Solar Fotovoltaica Sahagun SAS)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100%	49%
ラスロップ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Lathrop Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ローレル・グローブ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Laural Grove Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ローレンス・クリーク・ソーラー・エルエルシー(Lawrence Creek Solar LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
レバノン・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Lebanon Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
レガシー・ブロッサム・ストレージ・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Legacy Blossom Storage Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ストレージ・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
レモネード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Lemonade Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
レネ・コネクト・エスアールエル(Lene Connect Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エンドユーザー市場	レネ・エスアールエル	100%	100%
レネ・エスアールエル(Lene Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
レラト・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Lerato Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
リバティ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Liberty Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
リビアン・イタリアン・ジョイント・カンパニー―アジエンダ・リビコ―イタリアーナ(エーエルアイ)(Libyan Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I))	トリポリ	リビア	1,350,000	ユーロ	サービス	エネル・パワー・エスアールエル	0%	0%
ライト・シラス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Light Cirrus Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ライトハウス・ピーイー・クレア(ピーティーワイ)エルティーディー(Lighthouse PE Clare (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	102	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	クレア・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	50%	25%
ライトハウス・ピーイー・クレア・トラスト(Lighthouse PE Clare Trust)	バランガルー	オーストラリア	112,854,252	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	クレア・ソーラー・ホールディング・トラスト	50%	25%
リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Lily Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
リリー・ソーラー・エルエルシー(Lily Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
リトル・エルク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Little Elk Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

リトル・エルク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Little Elk Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	リトル・エルク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
リトル・ソルト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Little Salt Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
リタス・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Litus Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
ロイラ・デ・ロジスティカ・10・エスエルユー(Loira de Logística 10 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
ロイラ・デ・ロジスティカ・2・エスエルユー(Loira de Logística 2 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
ロイラ・デ・ロジスティカ・3・エスエルユー(Loira de Logística 3 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
ロイラ・デ・ロジスティカ・4・エスエルユー(Loira de Logística 4 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
ロイラ・デ・ロジスティカ・5・エスエルユー(Loira de Logística 5 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
ロイラ・デ・ロジスティカ・6・エスエルユー(Loira de Logística 6 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
ロイラ・デ・ロジスティカ・7・エスエルユー(Loira de Logística 7 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
ロイラ・デ・ロジスティカ・8・エスエルユー(Loira de Logística 8 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
ロイラ・デ・ロジスティカ・9・エスエルユー(Loira de Logística 9 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
ロイラ・デ・ロジスティカ・エスエルユー(Loira de Logística SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100%	71%
ローン・パイン・ウィンド・インク(Lone Pine Wind Inc.)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	10%	10%
ローン・パイン・ウィンド・プロジェクト・エルピー(Lone Pine Wind Project LP)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	10%	10%
ルーカス・ソステニブル・エスエル(Lucas Sostenible SL)	マドリード	スペイン	1,099,775	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	35%	13%
ルミナリー・ハイランズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Luminary Highlands Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ルズ・デ・アラゴイニャス・エスエー(Luz de Alagoinhas SA)	アラゴイニャス	ブラジル	9,350,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	80%	69%
ルズ・デ・アングラ・エネルジア・エスエー(Luz de Angra Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	14,304,790	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51%	44%
ルズ・デ・カルアル・エネルジア・エスエー(Luz de Caruaru Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	21,027,600	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51%	44%
ルズ・デ・カタグワゼス・エスエー(Luz de Cataguases SA)	カタグアゼス	ブラジル	4,800,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	60%	51%

ルズ・デ・カシアス・ド・エスユーエル・エスエー(Luz de Caxias do Sul SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	31,017,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	80%	69%
ルズ・イタニャエン・エスエー(Luz de Itanhaém SA)	イタニャエン	ブラジル	22,700,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	60%	51%
ルズ・デ・ジャボアタン・エネルジア・エスエー(Luz de Jaboatão Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	21,114,200	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51%	44%
ルズ・デ・マカパ・エネルジア・エスエー(Luz de Macapá Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	24,338,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51%	44%
ルズ・デ・マリンガ・エスエー(Luz de Maringá SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	35,109,625	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	80%	69%
ルズ・デ・ポンタ・グロッサ・エスエー(Luz de Ponta Grossa SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	17,889,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	80%	69%
マイコール・ウィンド・エスアールエル(Maicor Wind Srl)	ローマ	イタリア	20,850,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
マンサー・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Mansar Renewable Energy Private Limited)	グルガオン	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
メープル・ラン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Maple Run Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
マリア・レノバブルズ・エスエル(María Renovables SL)	サラゴサ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	45%	32%
マーショイ・エナジー・アドバイザリー・サービシズ・プライベート・リミテッド(Marshoy Energy Advisory Services Private Limited)	ムンバイ	インド	313,709,000	インドルピー	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ユーケー・リミテッド	100% 0%	100%
マルテ・エスアールエル(Marte Srl)	ローマ	イタリア	6,100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
マルダール・ウィンド・エナジー・プライベート・リミテッド(Marudhar Wind Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
マス・エネルジア・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Más Energía S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	61,873,926	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	67% 33%	100%
メイソン・ジャー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Mason Jar Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
メイソン・マウンテン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mason Mountain Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100%	100%
マトリジェニクス(ピーティーワイ)エルディーディー(Matrigenix (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
マティ・エネルジア・エスアールエル(Maty Energia Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
マックブライド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(McBride Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
メリット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Merit Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
メトロ・ウィンド・エルエルシー(Metro Wind LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%

前へ　次へ

メキシカーナ・デ・ハイドロエレクトリシダッド・メキシドロ・エスアールエル・デ・シーヴイ(Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	181,726,501	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	100%	100%
ミブガス・エスエー (Mibgas SA)	マドリード	スペイン	3,000,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	1%	1%
ミデルト・ウィンド・ファーム・エスエー(Midelt Wind Farm SA)	カサブランカ	モロッコ	246,580,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	65%	32%
ミルストーン・ジャンクション・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Millstone Junction Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ミングラニージャ・レノバブルズ・400・ケーヴイ・エーアイイー(Minglanilla Renovables 400 kV AIE)	バレンシア	スペイン	-	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー エネルジア・ベース・ナチュラル・エスエルユー エネルジア・エオリカ・アブレゴ・エスエルユー エネルジア・イ・ナチュラレザ・エスエルユー	9% 5% 8% 5%	22%
ミニセントラレス・アセキア・シンコ・ヴィラス・エーアイイー(Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE)	エヘア・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	3,346,993	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	5%	4%
ミニセントラレス・デル・カナル・デ・ラス・バルデナス・エーアイイー(Minicentrales del Canal de las Bárdenas AIE)	エヘア・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	1,202,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	15%	11%
ミニセントラレス・デル・カナル・インペリアル・ガリュール・エスエル(Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL)	サラゴサ	スペイン	1,820,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	37%	26%
ミラ・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Mira Energy (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
エムオー・ランド・ホールディングス・1358・エルエルシー(MO Land Holdings 1358 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
モロガ・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Mologa BESS Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
モロガ・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Mologa BESS Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
モロガ・ビーイーエスエス・（ピーティーワイ）エルティーディー(Mologa BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	モロガ・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
モロガ・ビーイーエスエス・トラスト(Mologa BESS Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	モロガ・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100%	50%
モンテ・レイナ・レノバブルズ・エスエル(Monte Reina Renovables SL)	マドリード	スペイン	4,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・1・エスエルユー	21%	15%
モントローゼ・ソーラー・エルエルシー(Montrose Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ムーンビーム・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Moonbeam Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ムーニー・グループ・エスピーエー(Mooney Group SpA)	ミラノ	イタリア	10,050,000	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	50%	50%
ムーニー・エスピーエー(Mooney SpA)	ミラノ	イタリア	87,833,331	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100%	50%

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

ノースランド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Northland Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ノーススター・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Northstar Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ノースウェスト・ハイドロ・エルエルシー(Northwest Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ウェスト・エルエルシー	100%	100%
ノッチ・ビュート・ハイドロ・カンパニー・インク(Notch Butte Hydro Company Inc.)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
ヌクレノール・エスエー(Nuclenor SA)	バジェ・デ・トバリーナ	スペイン	5,406,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	50%	36%
ヌクリタリア・エスアールエル(Nuclitalia Srl)	ローマ	イタリア	200,000	ユーロ	サービス	エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	51%	51%
ヌオヴェ・エネルジー・エスアールエル(Nuove Energie Srl)	ポルト・エンペドクレ	イタリア	5,204,029	ユーロ	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	100%	100%
ヌキュバ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Nxuba Wind Farm (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	51%	26%
オレイサ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Olathe Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
オールド・スポーツ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Old Sport Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オリヴム・ピーヴイ・ファーム・01・エスエルユー(Olivum PV Farm 01 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
オミップ―オペラドール・ド・メルカド・イベリコ・(ポルトガル)エスジーピーエス・エスエー(OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) SGPS SA)	リスボン	ポルトガル	2,610,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ヘネラシオン・ポルトガル・エスエー	5%	4%
オープン・レンジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Open Range Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
オペラドール・デル・メルカド・イベリコ・デ・エネルジアーポロ・エスパニョール・エスエー(Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA)	マドリード	スペイン	1,999,998	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	5%	4%
オペラドーラ・ディストリタル・デ・トランスポルテ・エスエーエス(Operadora Distrital de Transporte SAS)	ボゴタ	コロンビア	12,500,000,000	コロンビアペソ	エネルＸｅモビリティ	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	20%	10%
オーキッド・アクレス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Orchid Acres Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オセージ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Osage Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
オセージ・ウィンド・エルエルシー(Osage Wind LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オセージ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
オクサゲーサ・エーアイイー(清算中)(Oxagesa AIE in liquidation)	アルカニス	スペイン	6,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33%	24%
オイスター・ベイ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Oyster Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55%	28%

パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー(Padoma Wind Power LLC)	エリダ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
ペインテッド・ローズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Painted Rose Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
パリオリヴァダ・ストレージ・シングル・メンバー・エスエー(Paliolivada Storage Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	12,034,001	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
パロ・アルト・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Palo Alto Farms Wind Project LLC)	ダラス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
パンピヌス・ピーヴイ・ファーム・01・エスエルユー(Pampinus PV Farm 01 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
パラダイス・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Paradise Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
パラヴェント・エスエル(Paravento SL)	パラデーラ	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90%	64%
パルク・エオリク・ラ・トサ―ラ・モラ・デン・パスカル・エスエル(Parc Eòlic La Tossa-La Mola d'en Pascual SL)	マドリード	スペイン	1,183,100	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30%	21%
パルク・エオリック・ロス・アリガルス・エスエル(Parc Eòlic Los Aligars SL)	マドリード	スペイン	1,313,100	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30%	21%
パルコ・エオリコ・モンティ・シカニ・エスアールエル(Parco Eolico Monti Sicani Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
パルケ・アミスタット・II・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad II SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,589,177,005	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	1% 100%	100%
パルケ・アミスタット・III・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad III SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,706,287,200	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	1% 100%	100%
パルケ・アミスタット・IV・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad IV SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,728,499,160	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	1% 100%	100%
パルケ・エオリコ・ア・カペラダ・エスエルユー (Parque Eólico A Capelada SLU)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	5,857,704	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
パルケ・エオリコ・ベルモンテ・エスエー(Parque Eólico Belmonte SA)	マドリード	スペイン	120,400	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	36%
パルケ・エオリコ・ビーアール・1・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Eólico BR-1 SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	50,000	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0% 100%	25%
パルケ・エオリコ・カッレテラ・デ・アリナガ・エスエー(Parque Eólico Carretera de Arinaga SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	1,007,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	80%	57%
パルケ・エオリコ・デ・バルバンザ・エスエー(Parque Eólico de Barbanza SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	3,606,073	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	75%	54%

パルケ・エオリコ・デ・サン・アンドレス・エスエー(Parque Eólico de San Andrés SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	552,920	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	82%	59%
パルケ・エオリコ・デ・サンタ・ルチア・エスエー(Parque Eólico de Santa Lucía SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	901,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー パルケ・エオリコ・デ・サンタ・ルチア・エスエー	66% 1%	47%
パルケ・エオリコ・フィンカ・デ・モーガン・エスエー(Parque Eólico Finca de Mogán SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	3,810,340	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90%	64%
パルケ・エオリコ・モンテス・デ・ラス・ナヴァス・エスエー(Parque Eólico Montes de Las Navas SA)	マドリード	スペイン	6,540,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	76%	54%
パルケ・エオリコ・ムニエサ・エスエルユー(Parque Eólico Muniesa SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
パルケ・エオリコ・パルマス・ドス・ヴェントス・エルティーディーエー(Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda)	サルバドル	ブラジル	4,096,626	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100% 0%	86%
パルケ・エオリコ・プンタ・デ・テノ・エスエー(Parque Eólico Punta de Teno SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	528,880	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	52%	37%
パルケ・エオリコ・シエラ・デル・マデロ・エスエー(Parque Eólico Sierra del Madero SA)	マドリード	スペイン	7,193,970	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	58%	41%
パルケ・サリトリリョス・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Salitrillos SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
パルケ・ソーラー・カウチャリ・IV・エスエーユー(Parque Solar Cauchari IV SAU)	サンサルバドル・デ・フフイ	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー	100%	86%
パルケ・ソーラー・ドン・ホセ・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Solar Don José SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
パルケ・ソーラー・ビジャヌエヴァ・トレス・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	306,024,631	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
パルケ・タリネー・オリエンテ・エスエー(Parque Talinay Oriente SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	66,092,165,174	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	61% 39%	79%
パスティス―セントロ・ナツィオナーレ・ペル・ラ・リセルカ・エ・ロ・スヴィルッポ・デイ・マテリアリ・エスシーピーエー(清算中)(Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA in liquidation)	ブリンディジ	イタリア	2,065,000	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	1%	1%
ペイネスヴィル・ソーラー・エルエルシー(Paynesville Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューディット・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ピーディーピー・テクノロジーズ・エルティーディ(PDP Technologies Ltd)	クファル・サバ	イスラエル	1,129,252	イスラエルシェケル	エネル・グリッド	エネル・グリッド・エスアールエル	5%	5%
パール・スター・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Pearl Star Wind Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバーター・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
ペブル・ストリーム・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Pebble Stream Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ピール・ヴァレー・ソーラー・ファーム(ピーティーワイ)エルティーディー(Peel Valley Solar Farm (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・グループ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%

ピール・ヴァレー・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Peel Valley Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ピール・ヴァレー・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト(Peel Valley Solar Hybrid Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ピール・ヴァレー・ソーラー・ハイブリッド(ピーティーワイ)エルティーディー(Peel Valley Solar Hybrid (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ピール・ヴァレー・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ペゴプ―エネルジア・エレクトリカ・エスエー(Pegop - Energia Eléctrica SA)	ペゴ	ポルトガル	50,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ヘネラシオン・ポルトガル・エスエー エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	0% 50%	36%
ピーエイチ・チュカス・エスエー(PH Chucás SA)	サンホセ	コスタリカ	100,000	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー	65%	32%
ピーエイチ・ドン・ペドロ・エスエー(PH Don Pedro SA)	サンホセ	コスタリカ	100,001	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー グローバイト・エスエー	33% 67%	20%
ピーエイチ・リオ・ヴォルカン・エスエー(PH Río Volcán SA)	サンホセ	コスタリカ	100,001	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー グローバイト・エスエー	34% 66%	20%
パイボールド・ヒル・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Piebald Hill Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
パイク・デン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Pike Den Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
パイルズグローブ・ソーラー・I・エルエルシー(Pilesgrove Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ピンチャー・クリーク・エルピー(Pincher Creek LP)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク ピンチャー・クリーク・マネジメント・インク	51% 1%	51%
ピンチャー・クリーク・マネジメント・インク(Pincher Creek Management Inc.)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	51%	51%
パイン・ブラフ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Pine Bluff Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
パイン・アイランド・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー(Pine Island Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
プラヤ・フラット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Playa Flat Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
プラサービス・エスアールエル(Pluservice Srl)	セニガッリア	イタリア	450,000	ユーロ	エネルX	ムーニー・セルヴィツィ・エスピーエー	70%	35%
ポイント・バー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Point Bar Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ポイント・ライダー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Point Rider Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ポルカ・ドット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Polka Dot Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

ポメラード・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Pomerado Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
ポテンシア・エナジー・フィンシーオー(ピーティーワイ) エルティーディー(Potentia Energy FinCo (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	120	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コフナ・ソーラー・トラスト フラット・ロックス・ワン・ウィンド・トラスト ガーガー・ソーラー・トラスト	33% 33% 33%	50%
ポテンシア・エナジー・グループ(ピーティーワイ)エルティーディー(Potentia Energy Group (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50%	50%
ポテンシア・エナジー・ホールドシーオー(ピーティーワイ) エルティーディー(Potentia Energy HoldCo (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50%	50%
ポテンシア・エナジー・マーケッツ(ピーティーワイ)エルティーディー(Potentia Energy Markets (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	2	豪ドル	エネルX	ポテンシア・エナジー・グループ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ポテンシア・エナジー・モナロ・ホールディング・2(ピーティーワイ)エルティーディー(Potentia Energy Monaro Holding 2 (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	251	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・モナロ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ポテンシア・エナジー・モナロ・ホールディング・2・トラスト(Potentia Energy Monaro Holding 2 Trust)	バランガルー	オーストラリア	168,565,977	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ポテンシア・エナジー・モナロ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Potentia Energy Monaro Holding (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	1,892,105	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Potentia Energy (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	10,000	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・ホールドシーオー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ポテンシア・エナジー・リテール(ピーティーワイ)エルティーディー(Potentia Energy Retail (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	200,100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・グループ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ポテンシア・エナジー・リッジー・クリーク・ビーイーエスエス(ピーティーワイ)エルティーディー(Potentia Energy Ridgey Creek BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	リッジー・クリーク・ビーイーエスエス・ホールディング(ピーティーワー)エルティーディー	100%	50%
ポテンシア・エナジー・トラスト(Potentia Energy Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・ホールドシーオー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
パワークロップ・マチアレッデュ・エスアールエル(PowerCrop Macchiareddu Srl)	ルッシ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	パワークロップ・エスピーエー	100%	50%
パワークロップ・ルッシ・エスアールエル(PowerCrop Russi Srl)	ルッシ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	パワークロップ・エスピーエー	100%	50%
パワークロップ・エスピーエー(PowerCrop SpA)	ルッシ	イタリア	4,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	50%	50%
プリマヴェーラ・エネルジア・エスエー(Primavera Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	36,965,445	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
プリンシピア・エオロス・シングル・メンバー・エスエー(Principia Aeolus Single Member SA)	アテネ	ギリシャ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・ジェネレーション・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・1・シングル・メンバー・ピーシー(Principia Energy 1 Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	2,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%

プリンシピア・エナジー・２・シングル・メンバー・ピーシー(Principia Energy 2 Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	2,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・３・シングル・メンバー・ピーシー(Principia Energy 3 Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	2,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・４・シングル・メンバー・ピーシー(Principia Energy 4 Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	2,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・５・シングル・メンバー・ピーシー(Principia Energy 5 Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	2,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・ジェネレーション・シングル・メンバー・エスエー(Principia Energy Generation Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	448,435,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー(Principia Energy Services Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	471,379,200	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・エスエー	100%	50%
プリンシピア・エナジー・エスエー(Principia Energy SA)	マルーシ	ギリシャ	486,460,086	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50%	50%
プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー(Principia Energy South Evia Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	90,669,641	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・ジェネレーション・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
プロダクティブ・ソーラー・システムス・エスエルユー(Productive Solar Systems SLU)	アンドラ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
プロドゥクトラ・デ・エネルジアス・エスエー(Productora de Energías SA)	バルセロナ	スペイン	60,101	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30%	21%
プロドゥクトラ・エレクトリカ・ウルジェレンサ・エスエー(Productora Eléctrica Urgellenca SA)	ラ・セウ・ドゥルジェイ	スペイン	8,400,000	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	8%	6%
プロモシオネス・エネルジェティカス・デル・ビエルゾ・エスエルユー(Promociones Energéticas del Bierzo SLU)	マドリード	スペイン	12,020	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
プロモトレス・ムデジャ・400・ケーヴイ・エスエル(Promotores Mudéjar 400 kV SL)	サラゴサ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー リノバブルス・ラ・ペドレラ・エスエルユー レノバブルズ・メディアヴィラ・エスエルユー	25% 7% 6%	25%
プロヴェドラ・デ・エレクトリシダッド・デ・オクシデンテ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	89,706,035	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	100%	100%
プロイエクト・アールイーエヌ・01・エスエルユー(Proyecto REN 01 SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
プロイエクト・アールイーエヌ・02・エスエルユー(Proyecto REN 02 SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
プロイエクト・アールイーエヌ・03・エスエルユー(Proyecto REN 03 SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
プロイエクト・アールイーエヌ・04・エスエルユー(Proyecto REN 04 SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%

プロイエクト・アールイーエヌ・05・エスエルユー(Proyecto REN 05 SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
プロイエクト・アールイーエヌ・06・エスエルユー(Proyecto REN 06 SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
プロイェクトス・ユニヴェルシタリオス・デ・エネルジアス・レノバブルズ・エスエル(Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL)	アリカンテ	スペイン	27,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33%	24%
ピーエスジー・エナジー・プライベート・リミテッド(PSG Energy Private Limited)	-	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
ピーティー・エネル・グリーン・パワー・オプティマ・ウェイ・ラタイ(PT Enel Green Power Optima Way Ratai)	ジャカルタ	インドネシア	10,002,740	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	90%	90%
プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・I・エスエルユー(Puerto Santa María Energía I SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・II・エスエルユー(Puerto Santa María Energía II SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
ピュリダ・エナジー(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	53%	53%
パンプキン・ヴァイン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Pumpkin Vine Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
キューピーエスエフ(ピーティーワイ)エルティーディー(QPSF (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
クアティアラ・エネルジア・エスエー(Quatiara Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	24,144,119	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
クイーンズ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Queens Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
コーン・パーク・フィンシーオー(ピーティーワイ)エルティーディー(Quorn Park FinCo (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・トラスト	100%	50%
コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Quorn Park Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト(Quorn Park Solar Hybrid Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド(ピーティーワイ)エルティーディー(Quorn Park Solar Hybrid (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・トラスト(Quorn Park Solar Hybrid Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コーン・パーク・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト	100%	50%
ラレー・ソーラー・I・エルエルシー(Raleigh Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ランチランド・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Ranchland Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%

ランチランド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Ranchland Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ランチランド・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Ranchland Wind Project II LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ランチランド・ウィンド・プロジェクト・ピーピーエー・エルエルシー(Ranchland Wind Project PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100%	100%
ランチランド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Ranchland Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ランチランド・ウィンド・ストレージ・エルエルシー(Ranchland Wind Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラットルスネイク・クリーク・ホールディングス・エルエルシー(Rattlesnake Creek Holdings LLC)	デラウェア	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラウシュ・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rausch Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
レイザーバック・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Razorback Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
リビルディング・アジェンテ・リハビィテーダー・エスエル(Rebuilding Agente Rehabilitador SL)	マドリード	スペイン	250,000	ユーロ	エネルX	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	50%	36%
レッド・キャップ・インポフ(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Red Cap Impofu (RF) (Pty) Ltd)	サントン	南アフリカ	120,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)・エルティーディー	97%	25%
レッド・キャップ・インポフ・イースト(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Red Cap Impofu East (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	162,345,637	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)・エルティーディー	97%	25%
レッド・キャップ・インポフ・ウエスト(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Red Cap Impofu West (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	162,345,637	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)・エルティーディー	100%	25%
レッド・カーディナル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Red Cardinal Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
レッド・セントロアメリカーナ・デ・テレコミュニカシオネス・エスエー(Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA)	パナマシティ	パナマ	2,700,000	米ドル	サービス	エネル・エスピーエー	11%	11%
レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・I・エルエルシー(Red Dirt Wind Holdings I LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Red Dirt Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
レッド・ダート・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Red Dirt Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
レッド・フォックス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Red Fox Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
レッド・スタッグ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Red Stag Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
レッド・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Red Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

前へ　次へ

レッド・ヤッカ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Red Yucca Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
リーガル・ライジング・ソーラー・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Regal Rising Solar Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
アールイーエヌ・アルファハリン・ソーラー・エスエルユー(REN Alfajarín Solar SLU)	サラゴサ	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
アールイーエヌ・ウェーブ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(REN Wave Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
レノバブルズ・アンドラ・エスエルユー(Renovables Andorra SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
レノバブルズ・ブロヴァレス・400・ケーヴイ・エスエル(Renovables Brovales 400 kV SL)	セビリア	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ベイリオ・ソーラー・エスエルユー デヘサ・デ・ロス・グアダルーペ・ソーラー・エスエルユー イージーピーイー・ソーラー・２・エスエルユー エミンテグラル・サイクル・エスエルユー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエルユー	6% 6% 16% 17% 6% 6% 6%	23%
レノバブルズ・ブロヴァレス・セグラ・ド・レオン・400・ケーヴイ・エスエル(Renovables Brovales Segura de León 400 kV SL)	セビリア	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	イージーピーイー・ソーラー・２・エスエルユー エミンテグラル・サイクル・エスエルユー	31% 33%	23%
レノバブルズ・デ・グアテマラ・エスエー(Renovables de Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	1,924,465,600	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・グアテマラ・エスエー	100% 0%	49%
レノバブルズ・ラ・ペドレラ・エスエルユー(Renovables la Pedrera SLU)	サラゴサ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
レノバブルズ・マンサナレス・400・ケーヴイ・エスエル(Renovables Manzanares 400 kV SL)	マドリード	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	イージーピーイー・ソーラー・２・エスエルユー ストーンウッド・デサロロス・エスエルユー	28% 16%	16%
レノバブルズ・メディアヴィラ・エスエルユー(Renovables Mediavilla SLU)	サラゴサ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
レノバブルズ・テルエル・エスエルユー(Renovables Teruel SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
リザヴォア・フォールズ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Reservoir Falls Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ラインストーン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Rhinestone Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
リビナ・レノバブルズ・400・エスエル(Ribina Renovables 400 SL)	ボスエロ・デ・アラルコン	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40%	29%
リッジー・クリーク・ビーイーエスエス・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Ridgey Creek BESS Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリー・パワー	ポテンシア・エナジー（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
リッジー・クリーク・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト(Ridgey Creek BESS Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリー・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%

リッジー・クリーク・ビーイーエスエス・トラスト(Ridgey Creek BESS Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリー・パワー	リッジー・クリーク・ビーイーエスエス・ホールディング・トラスト	100% 50%
リバー・ミル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(River Mill Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%
リバー・ポイント・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(River Point Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%
リヴァーベンド・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Riverbend Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100% 100%
リヴァービュー・エルピー(Riverview LP)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク リヴァービュー・マネジメント・インク	51% 1%	51%
リヴァービュー・マネジメント・インク(Riverview Management Inc.)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	51% 51%
リヴァービュー・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Riverview Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100% 100%
ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Roadrunner Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー	100% 100%
ロードランナー・ストレージ・エルエルシー(Roadrunner Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・Ⅰ・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings I LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100% 100%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings II LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100% 100%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー	100% 100%
ロック・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rock Creek Wind Project LLC)	クレイトン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100% 100%
ロック・プレーリー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rock Prairie Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%
ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Rockhaven Ranchland Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%
ロックヘブン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rockhaven Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー	100% 100%
ロッキー・キャニー・ホールディングス・エルエルシー(Rocky Caney Holdings LLC)	オクラホマシティ	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%
ロドニコヴスカヤ・ダブリューピーエス(Rodnikovskaya WPS)	モスクワ	ロシア連邦	6,010,000	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー	100% 100%
ロハ・リニューアブルズ・インディア・プライベート・リミテッド(Roha Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100% 100%
ローリング・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rolling Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100% 100%

ローズランド・ソーラー・ピーピーエー・エルエルシー(Roseland Solar PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100%	100%
ロージー・エナジー・イベリア・エスエル(Rosi Energy Iberia SL)	マドリード	スペイン	500,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	20%	14%
ロージー・レンジ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Rosy Range Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ロイヤルラ・ソーラー・2(ピーティーワイ)エルティーディー(Royalla Solar 2 (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	2,084,101	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング・4(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング・2(ピーティーワイ)エルティーディー(Royalla Solar Holding 2 (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	1,411,954	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・モナロ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング・3(ピーティーワイ)エルティーディー(Royalla Solar Holding 3 (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング・3・トラスト(Royalla Solar Holding 3 Trust)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング・トラスト	100%	50%
ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング・4(ピーティーワイ)エルティーディー(Royalla Solar Holding 4 (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	1,001,000	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング・2(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Royalla Solar Holding (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	200	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・モナロ・ホールディング・2(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング・トラスト(Royalla Solar Holding Trust)	バランガルー	オーストラリア	27,632,003	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・モナロ・ホールディング・2・トラスト	100%	50%
ロイヤルラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Royalla Solar (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング・3(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
ロイヤルラ・ソーラー・トラスト(Royalla Solar Trust)	バランガルー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ロイヤルラ・ソーラー・ホールディング・3・トラスト	100%	50%
ルストン・リッジ・エルエルシー(Ruthton Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
エス4エムエー・ディベロップメンツ・スポルカ・ジー・オグラニクゾナ・オドパウイエドジアルノスシア(S4ma Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością)	ワルシャワ	ポーランド	5,000	ポーランドズロチ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100%	100%
サクメ・エスエー(Sacme SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	12,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド	エンプレサ・ディストリビュイドラ・スール・エスエー―エデスル	50%	31%
サドル・ハウス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Saddle House Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ソルト・スプリングス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Salt Springs Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サルト・デ・サン・ラファエル・エスエル(Salto de San Rafael SL)	セビリア	スペイン	462,186	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	36%
サン・フランシスコ・デ・ボルハ・エスエー(San Francisco de Borja SA)	サラゴサ	スペイン	60,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	67%	48%
サン・フアン・メサ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(San Juan Mesa Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100%	100%

サノサリ・エナジー・プライベート・リミテッド(Sanosari Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
サント・ロストロ・コヘネラシオン・エスエー(清算中)(Santo Rostro Cogeneración SA in liquidation)	セビリア	スペイン	207,340	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	45%	32%
サーディ・グリーン・ハイドロゲン・エスアールエル(清算中)(Sardhy Green Hydrogen Srl in liquidation)	サッロク	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	50%	50%
サウグス・リヴァー・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Saugus River Energy Storage LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
サバンナ・パワー・ソーラー・10・エスエルユー(Savanna Power Solar 10 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
サバンナ・パワー・ソーラー・12・エスエルユー(Savanna Power Solar 12 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
サバンナ・パワー・ソーラー・13・エスエルユー(Savanna Power Solar 13 SLU)	セビリア	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
サバンナ・パワー・ソーラー・４・エスエルユー(Savanna Power Solar 4 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
サバンナ・パワー・ソーラー・５・エスエルユー(Savanna Power Solar 5 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
サバンナ・パワー・ソーラー・６・エスエルユー(Savanna Power Solar 6 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
サバンナ・パワー・ソーラー・９・エスエルユー(Savanna Power Solar 9 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
シーウェイ・ランディング・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Seaway Landing Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
セクシオナドラ・アルモドヴァル・レノバブルズ・エスエル(Seccionadora Almodóvar Renovables SL)	マラガ	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	38%	27%
セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエルユー(Seguidores Solares Planta 2 SLU)	マドリード	スペイン	3,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレ・エスピーエー(Servizio Elettrico Nazionale SpA)	ローマ	イタリア	10,000,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エネル・イタリア・エスピーエー	100%	100%
セット・カルモナ・400・ケーヴイ・レノバブルズ・エスエル(Set Carmona 400 kV Renovables SL)	セビリア	スペイン	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	イージーピーイー・ソーラー・２・エスエルユー	16%	6%
セティル・エスアールエル(Setyl Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	28%	28%
セブン・カウボーイ・ピーピーエー・エルエルシー(Seven Cowboy PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100%	100%
セブン・カウボーイ・ウィンド・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー(Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

セブン・カウボーイ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Seven Cowboy Wind Project II LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
セブン・カーボーイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Seven Cowboy Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	セブン・カーボーイ・ウィンド・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
セブン・カウボーイズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Seven Cowboys Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・10・エスエルユー(Shark Power REN 10 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・４・エスエルユー(Shark Power REN 4 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・５・エスエルユー(Shark Power REN 5 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・６・エスエルユー(Shark Power REN 6 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・７・エスエルユー(Shark Power REN 7 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・８・エスエルユー(Shark Power REN 8 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100%	71%
シャーク・パワー・アールイーエヌ・９・エスエルユー(Shark Power REN 9 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100%	71%
シェファード・パス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Shepherd Pass Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シアワッシー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Shiawassee Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シールド・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Shield Energy Storage Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
シカール・スルヤ(ワン)プライベート・リミテッド(Shikhar Surya (One) Private Limited)	グルグラム	インド	340,100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
シシリー・エスアールエル(清算中)(Sicilhy Srl in liquidation)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
シルト・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Silt Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
シルバー・ドラ―・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Silver Dollar Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シルバーウェア・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Silverware Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
シネルジア・イーダブリューアール4・エスアールエル(Sinergia EWR4 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
シネルジア・ジーピー６・エスアールエル(Sinergia GP6 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
シネルジア・ジーピー７・エスアールエル(Sinergia GP7 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%

システマ・エレクトリコ・デ・コネクシオン・ヴァルケール・エスエル(Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire, SL)	マドリード	スペイン	175,200	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	28%	20%
システマス・エネルジェティコス・マニョン・オルチゲイラ・エスエー(Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	2,007,750	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	96%	69%
シックス・ストリング・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Six String Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スカイビュー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Skyview Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スカイビュー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Skyview Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
スリープ・ハロウ・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Sleep Hollow Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
スモーキー・ヒル・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー(Smoky Hill Holdings II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スモーキー・ヒルズ・ウィンド・ファーム・エルエルシー(Smoky Hills Wind Farm LLC)	トピカ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・１・エルエルシー	100%	100%
スモーキー・ヒルズ・ウィンド・プロジェクト・Ⅱ・エルエルシー(Smoky Hills Wind Project II LLC)	レネックサ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・１・エルエルシー	100%	100%
スノーウィー・クノール・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Snowy Knoll Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スナイダー・ウィンド・ファーム・エルエルシー(Snyder Wind Farm LLC)	ハームリー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	テクスカン・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ソシーベ・エネルジア・エスエー(Socibe Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	12,969,032	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ソシエダッド・アグリコラ・デ・カメロス・エルティーディーエー(Sociedad Agrícola de Cameros Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	5,738,046,495	チリペソ	ファイナンス	エネル・チリ・エスエー	57%	37%
ソシエダッド・エオリカ・デ・アンダルシア・エスエー(Sociedad Eólica de Andalucía SA)	セビリア	スペイン	4,507,591	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	65%	46%
ソシエダッド・エオリカ・エル・プンタル・エスエル(Sociedad Eólica El Puntal SL)	セビリア	スペイン	3,286,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50%	36%
ソシエダッド・エオリカ・ロス・ランセス・エスエー(Sociedad Eólica Los Lances SA)	セビリア	スペイン	2,404,048	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	60%	43%
ソシエタ・エレットリカ・トリニョ・エスアールエル(Società Elettrica Trigno Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
ソシエタ・インフォルマツィオーニ・エスペリエンツェ・テルモイドラウリケ・エスピーエー―エスアイイーティー・エスピーエー(Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA - SIET SpA)	ピアチェンツァ	イタリア	697,820	ユーロ	サービス	エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	42%	42%
ソエットウォーター・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Soetwater Wind Farm (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55%	28%

ソラナ・レノバブルズ・エスエル(Solana Renovables SL)	マドリード	スペイン	6,246	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40%	29%
ソラニング・６・エスアールエル(Solaning 6 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
ソリロキ・リッジ・エルエルシー(Soliloquoy Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ソナック・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sonak Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ソーン・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Sone Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
ソタヴェント・ガリシア・エスエー(Sotavento Galicia SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	601,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	36%	26%
サウス・イタリー・グリーン・ハイドロゲン・エスアールエル(South Italy Green Hydrogen Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	50%	50%
サウス・ロック・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(South Rock Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
サウス・スカイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(South Sky Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サウザン・ホーリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Southern Holly Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サウザン・スター・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Southern Star Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サウスウェスト・トランスミッション・エルエルシー(Southwest Transmission LLC)	シダー・ブラフ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
サウスウェスタン・レイズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Southwestern Rays Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スパータン・ヒルズ・エルエルシー(Spartan Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
スピナツォーラ・エスピーヴィ・エスアールエル(Spinazzola SPV Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
スプリング・ウィート・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Spring Wheat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スクエア・ダンス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Square Dance Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スリージャ・インフラストラクチャー・プライベート・リミテッド(Sreeja Infrastructure Private Limite)	ハイデラバード	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
エスアールヴィ・エージーダブリューエフ・ホールド(ピーティーワイ)エルティーディー(SRV AGWF Hold (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	3,012	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブライト・エナジー・インベストメンツ(ピーティーワイ)エルティディー	100%	40%
エスアールヴィ・エージーダブリューエフ(ピーティーワイ)エルティーディー(SRV AGWF (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	3,012	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エスアールヴィ・エージーダブリューエフ・ホールド(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	40%

エスアールヴィ・ジーアールエスエフ・ホールド(ピーティーワイ)エルティーディー(SRV GRSF Hold (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	31	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブライト・エナジー・インベストメンツ(ピーティーワイ)エルティディー	100%	40%
エスアールヴィ・ジーアールエスエフ(ピーティーワイ)エルティーディー(SRV GRSF (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	31	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エスアールヴィ・ジーアールエスエフ・ホールド(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	40%
エスアールヴィ・ジョイント・ベンチャー(ピーティーワイ)エルティーディー(SRV Joint Venture (Pty) Ltd)	バランガルー	オーストラリア	200	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	50%
エスアールヴィ・ジョイント・ベンチャー・トラスト(SRV Joint Venture Trust)	パース	オーストラリア	11,285,749	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
ステイブル・ブルック・ストレージ・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Stable Brook Storage Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ストレージ・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
スタンピード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Stampede Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・スタンピード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
スタンピード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Stampede Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	スタンピード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
スター・キャッチャー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Star Catcher Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スター・エナジー・シングル・メンバー・ピーシー(Star Energy Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	213,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サービシズ・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ステーション・テールズ・ソーラー・リミテッド・パートナーシップ(Station Tales Solar Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
スターリング・アンド・ウィルソン・エネルX・イーモビリティ・プライベート・リミテッド(Sterling and Wilson Enel X e-Mobility Private Limited)	ムンバイ	インド	107,352,420	インドルピー	エネルXeモビリティ	エネルX・エスアールエル	50%	50%
スティルマン・ヴァレー・ソーラー・エルエルシー(Stillman Valley Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スティパ・ナヤア・エスエー・デ・シーヴイ(Stipa Nayaá SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,811,016,347	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル	55% 45%	100%
ストックヤード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Stockyard Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ストーン・ベルト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Stone Belt Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ストーンウッド・デザロロス・エスエルユー(Stonewood Desarrollos SLU)	マドリード	スペイン	4,053,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・1・エスエルユー	100%	36%
ストレージ・デル・コレ・エスアールエル(Storage del Colle Srl)	ローマ	イタリア	500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	100%	100%
ストーリー・プレインズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Storey Plains Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ストーミー・ヒルズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Stormy Hills Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

スアヴェ・エネルジア・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Suave Energía S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,000	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイエネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0% 100%	100%
サブリュナリー・トレーディング(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Sublunary Trading (RF)(Pty) Ltd)	ブライアンストン	南アフリカ	13,750,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	57%	57%
シュガー・パイン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sugar Pine Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サジェスチョン・パワー・ウニペソアル・エルティーディーエー(Suggestion Power Unipessoal Ltda)	パソ・デ・アルコス	ポルトガル	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ヘネラシオン・ポルトガル・エスエー	100%	71%
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディス・エスエー(Suministradora Eléctrica de Cádiz SA)	カディス	スペイン	12,020,240	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	34%	24%
スミニストロ・デ・ルズ・イ・フェルザ・エスエル(Suministro de Luz y Fuerza SL)	バルセロナ	スペイン	2,800,000	ユーロ	エネル・グリッド	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	60%	43%
サミット・エナジー・ストレージ・インク(Summit Energy Storage Inc.)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	75%	75%
サン・リヴァー・エルエルシー(Sun River LLC)	ベンド	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
サン・ロック・ソーラー・リミティッド・パートナーシップ(Sun Rock Solar Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
サン・アップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sun Up Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
エスユーエヌ４・トジム・スポルカ・ジー・オグラニクゾナ・オドパウイエドジアルノシア(Sun4 Torzym Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością)	ワルシャワ	ポーランド	5,750	ポーランドズロチ	エネル・グリーン・パワー	エス４エムエー・ディベロップメンツ・スポルカ・ジー・オグラニクゾナ・オドパウイエドジアルノスシア	80%	80%
サンダンス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Sundance Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サンフラワー・プレーリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sunflower Prairie Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スウェザー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Swather Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
スウィート・アップル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sweet Apple Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
タエ・テクノロジーズ・インク(TAE Technologies Inc.)	ポーリング	米国	41,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1%	1%
タラワン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング（ピーティーワイ）エルティディー(Tallawang Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー（ピーティーワイ）エルティーディー	100%	50%
タラワン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト(Tallawang Solar Hybrid Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ポテンシア・エナジー・トラスト	100%	50%
タラワン・ソーラー・ハイブリッド（ピーティーワイ）エルティーディー(Tallawang Solar Hybrid (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	タラワン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング（ピーティーワイ）エルティディー	100%	50%

タラワン・ソーラー・ハイブリッド・トラスト(Tallawang Solar Hybrid Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	タラワン・ソーラー・ハイブリッド・ホールディング・トラスト	100%	50%
タッセリング・ジュエル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Tasseling Jewel Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
タウステ・エネルジア・ディストリビュイダ・エスエル(Tauste Energía Distribuida SL)	ザラゴザ	スペイン	60,508	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51%	36%
ティール・カヌー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Teal Canoe Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
テクノグアット・エスエー(Tecnoguat SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	30,948,000	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	75%	37%
テホ・エネルジア―プロデューソォン・エ・ディストリビューソォン・デ・エネルジア・エレクトリカ・エスエー(Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA)	リスボン	ポルトガル	5,025,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	44%	31%
テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ(Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,892,643,576	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	33%	33%
テラ・リニューアブルズ・インディア・プライベート・リミテッド(Tera Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
テルミカ・コッレフェッロ・エスピーエー(Termica Colleferro SpA)	ボローニャ	イタリア	6,100,000	ユーロ	エネルX	コジェニオ・エスアールエル	60%	12%
テルモエレクトリカ・ホセ・デ・サン・マルティン・エスエー(Termoeléctrica José de San Martín SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	火力発電	エネル・ヘネラシオン・エル・チョコン・エスエー	6%	3%
テルモエレクトリカ・マニュエル・ベルグラノ・エスエー(Termoeléctrica Manuel Belgrano SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	火力発電	エネル・ヘネラシオン・エル・チョコン・エスエー	6%	4%
テルモテック・エネルジア・エーアイイー(清算中)(Termotec Energía AIE)(in liquidation)	ラ・ポブラ・デ・パルポナ	スペイン	481,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	45%	32%
テレル・レノバブルズ・エスエル(Terrer Renovables SL)	マドリード	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ	30%	21%
テキサス・セージ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Texas Sage Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
テクスカン・ウィンド・エルエルシー(Texkan Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・テクスカン・インク	100%	100%
タール・スルヤ・1・プライベート・リミテッド(Thar Surya 1 Private Limited)	グルガオン	インド	1,127,840	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	アヴィキラン・スルヤ・インディア・プライベート・リミテッド	100%	51%
サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・I・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Holdings I LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サンダー・ランチ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%

前へ　次へ

サンダーエッグ・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Thunderegg Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
サンダーエッグ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Thunderegg Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ティコ・ソーラー・１・エスエルユー(Tico Solar 1 SLU)	ザラゴザ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
ティコ・ソーラー・２・エスエルユー(Tico Solar 2 SLU)	ザラゴザ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
タイトン・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Tieton Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
トビヴォックス(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Tobivox (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60%	60%
トレド・ピーヴイ・エーイーアイイー(清算中)(Toledo PV AEIE in liquidation)	マドリード	スペイン	26,888	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33%	24%
トロ・レノバブルズ・400・ケーヴイ・エスエル(Toro Renovables 400 kV SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・１・エスエルユー	8%	6%
トレパルマ・エナジー・1・エスエルユー(Torrepalma Energy 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,100	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー	100%	36%
トレードウィンド・エナジー・インク(Tradewind Energy Inc.)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
トレーディング・ポスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Trading Post Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
トレイル・ライド・キャニオン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Trail Ride Canyon Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
トランスフォーマドラ・アルモドバル・レノバブルズ・エスエル(Transformadora Almodóvar Renovables SL)	セビリア	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	61%	43%
トランスポルタドラ・デ・エネルジア・エスエー―ティーイーエスエー(Transportadora de Energía SA - TESA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,584,473,416	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド	エネル・アルジェンチーナ・エスエー エネル・ブラジル・エスエー エネル・シーアイイーエヌ・エスエー	0% 60% 40%	86%
トレヴァゴ・レノバブルズ・エスエル(Trévago Renovables SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエルユー	18% 18%	13%
トロットライン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Trotline Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ツァー・ニコラス・エルエルシー(Tsar Nicholas LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
チュリップ・グローブ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Tulip Grove Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
タンブルウィード・フラット・ソーラープロジェクト・エルエルシー(Tumbleweed Flat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
トゥンガ・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Tunga Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	96,300,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	アヴィキラン・エナジー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%

ティーダブリューイー・フランクリン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(TWE Franklin Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ティーダブリューイー・ロット・ディーエー・エルエルシー(TWE ROT DA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ツイン・レーク・ヒルズ・エルエルシー(Twin Lake Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ツイン・サラナック・ホールディングス・エルエルシー (Twin Saranac Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
タイム・エスアールエル(Tyme Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	50%	50%
ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリアス・ヘネラシオン・エスエーユー(Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	190,171,521	ユーロ	火力発電	エンデサ・ヘネラシオン・エスエーユー	100%	71%
アッピントン・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Upington Solar (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	100%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタード・エー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	540,332,962	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタード・ビー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	418,542,805	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタード・シー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	387,721,932	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタード・ディー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	436,753,327	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタード・イー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	653,327	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタード・エフ・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	653,327	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタード・ジー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	653,327	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・11・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	402,133,267	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・12・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・13・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・14・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%

ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・15・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・16・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・17・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・21・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・22・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・23・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・24・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ヴァユ(プロジェクト1)プライベート・リミテッド(Vayu (Project 1) Private Limited)	グルグラム	インド	30,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100%	100%
ヴェクター・エネルジー・ユーレチム・アノニム・シルケティ(Vektör Enerjí Üretím Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	3,500,000	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100%	100%
ヴェルヴェット・ウィート・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Velvet Wheat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	7,315,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	4,727,414	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ヴェントス・デ・サント・オレステス・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,754,031	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ヴェントス・デ・サン・チリロ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de São Cirilo Energias Renováveis SA)	リオデジャネイル	ブラジル	2,572,010	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ヴェントス・デ・サン・マリオ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de São Mário Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	2,492,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ヴェントス・デ・サオ・ロック・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de São Roque Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	10,188,722	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100%	86%
ヴィエントス・デル・アルティプラーノ・エスエー・デ・シーヴイ(Vientos del Altiplano SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,455,854,094	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%
ビジャヌエヴァ・ソーラー・エスエー・デ・シーヴイ(Villanueva Solar SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	205,316,027	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	61%	20%

ヴィルレイロス・エスエル(Viruleiros SL)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	160,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	67%	48%
ワゴン・トレイン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wagon Train Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ウォーキング・ホース・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Walking Horse Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワペラ・ブラッフス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Wapella Bluffs Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ワセカ・ソーラー・エルエルシー(Waseca Solar LLC)	ワセカ	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ウェイポスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Waypost Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ウェーバー・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Weber Energy Storage Project LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100%	100%
ウェスト・ファリボート・ソーラー・エルエルシー(West Faribault Solar LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ウェスト・ワコニア・ソーラー・エルエルシー(West Waconia Solar LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100%	74%
ウェスタン・ニューヨーク・ウィンド・コーポレーション(Western New York Wind Corporation)	アルバニー	米国	300 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100%	100%
ウエスタン・トレイルズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Western Trails Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワートンーエル・キャンポ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wharton-El Campo Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ホワイト・クラウド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(White Cloud Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ホワイト・クラウド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(White Cloud Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ホワイト・クラウド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ホワイト・ピークス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(White Peaks Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ホワイトテイル・トレイルズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Whitetail Trails Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・ホールディングス・エルエルシー(Whitney Hill Wind Power Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	99 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・エルエルシー(Whitney Hill Wind Power LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・ホールディングス・エルエルシー	100%	100%
ホイトルズ・フェリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Whittle ' s Ferry Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワイルド・オックス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wild Ox Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%

ワイルド・ラン・エルピー(Wild Run LP)	アルバータ	カナダ		10	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0% 100%	100%
ワイルド・シックス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wild Six Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワイルドキャット・フラッツ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Wildcat Flats Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ウィルダネス・レンジ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wilderness Range Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国		-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワイルドフラワー・フラッツ・バッテリー・プロジェクト・エルエルシー(Wildflower Flats Battery Project LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ワイルドフラワー・フラッツ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wildflower Flats Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ウィンド・ベルト・トランスコ・エルエルシー(Wind Belt Transco LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%
ウィンド・パークス・アナトリス―プリニアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Anatolis - Prinias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ		15,803,388	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・カサラス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Katharas Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ		19,932,048	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・ケラシアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Kerasias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ		26,107,790	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・ミリアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Milias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ		19,909,374	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・ミティカス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Mitikas Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ		22,268,039	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・プラタノス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Platanos Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ		13,342,867	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンド・パークス・スピリアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Spilias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ		28,267,490	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プリンシピア・エナジー・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100%	50%
ウィンドブレーカ・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Windbreaker Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ウィンドパーク・クラコウ・ベテイリグングス・ゲーエムベーハー(Windpark Krackow Beteiligungs GmbH)	ベルリン	ドイツ		25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・クラコウ・ホールディング・ゲーエムベーハー	100%	100%
ウィンドパーク・クラコウ・グラソウ・ゲーエムベーハー&シーオー・ケージー(Windpark Krackow-Glasow GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ		1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・クラコウ・トルーハンダー・ユージー(ハフタングスベスクランクト) ウィンドパーク・クラコウ・ベテイリグングス・ゲーエムベーハー	0% 100%	100%
ウィンドパーク・シューバースドーフ・2・ゲーエムベーハー&シーオー・ケージー(Windpark Seubersdorf 2 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ		2,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・シューバースドーフ・ホールディング・ゲーエムベーハー	100%	100%

ウィンターズ・スポーン・エルエルシー(Winter's Spawn LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100%	100%
ダブリューケーエヌ・バジリカタ・ディベロップメント・ピーイー１・エスアールエル(WKN Basilicata Development PE1 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100%	100%
ダブリューダブリューエフ・ファイナンス・シーオー(ピーティーワイ)エルティーディー(WWF Finance Co. (Pty) Ltd)	パース	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ビーイーアイ・ダブリューダブリューエフ(ピーティーワイ)エルティーディー	100%	40%
ダブリューダブリューエフ・トラスト(WWF Trust)	パース	オーストラリア	54,131,609	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ビーイーアイ・ダブリューダブリューエフ・ホールド・トラスト	100%	50%
エックスバス・イタリア・エスアールエル(X-bus Italia Srl)	ミラノ	イタリア	15,000	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	20%	20%
ヤシーレク・エスエー(Yacylec SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	20,000,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド	エネル・アメリカス・エスエー	33%	29%
イェデサ・コヘネラシオン・エスエー(清算中)(Yedesa Cogeneración SA in liquidation)	アルメリア	スペイン	234,395	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40%	29%
イエロー・ローズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Yellow Rose Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100%	100%
ザカパ・トプコ・エスエーアールエル(Zacapa Topco Sàrl)	ルクセンブルグ	ルクセンブルグ	29,970,000	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	20%	20%
ズー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Zoo Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100%	100%

前へ

5【従業員の状況】

エネル・グループの従業員

以下の表は、事業ライン別従業員数を分析したものである。

（人数）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	2025年12月31日現在の合計に占める割合 (%)	2024年12月31日現在の合計に占める割合 (%)
火力発電及び取引	4,560	5,105	7.4%	8.4%
エネル・グリーン・パワー	7,266	8,269	11.8%	13.7%
エネル・グリッド	35,395	32,214	57.4%	53.4%
エンドユーザー市場	6,651	7,944	10.8%	13.2%
ホールディング及びサービス	7,762	6,827	12.6%	11.3%
合計	**61,634**	**60,359**		

2025年12月31日現在、エネル・グループの従業員数は61,634人（2024年12月31日時点は60,359人）であった。

2024年12月31日現在の人数	**60,359**
雇用	4,606
退職	(3,387)
範囲の変更	56
2025年12月31日現在	**61,634**

当グループの従業員数は1,275人増加したが、これは主にイタリア及びブラジルのグリッド部門における雇用、並びにスペインのコーポラシオン・アクシオナ・イドラウリカ・エスエル及びイタリアのエウィヴァの買収に伴う連結範囲の変更（56人増）による、雇用と退職のプラスバランス（1,219人）が生じたことを反映している。

エネルの従業員の指標

従業員の特徴

2025年、エネルは**61,634人**の従業員を雇用しており、従業員は**83の国の国籍**を有し、**17の言語**を話す。従業員は、**1,275人増**加したが、これは主に当グループの戦略計画に沿った中核事業の強化による。従業員規模の詳細については、「エネル・グループの従業員」のセクションを参照のこと。

人数及び構成

		2025年	2024年	変動	
従業員合計	人数	61,634	60,359	1,275	2.1%
従業員平均	人数	60,657	60,276	381	0.6%
従業員　性別					
－男性	人数	48,768	47,311	1,457	3.1%
	%	79.1	78.4	0.7	-
－女性	人数	12,866	13,048	(182)	-1.4%
	%	20.9	21.6	(0.7)	-

従業員　地域別及び性別

		2025年	2024年	変動	
イタリア(1)	人数	31,685	31,384	301	1.0%
－男性	人数	25,237	24,901	336	1.3%
－女性	人数	6,448	6,483	(35)	-0.5%
イベリア半島(2)	人数	9,371	9,365	6	0.1%
－男性	人数	6,844	6,834	10	0.1%
－女性	人数	2,527	2,531	(4)	-0.2%
世界の他の地域	人数	20,578	19,610	968	4.9%
－男性	人数	16,687	15,576	1,111	7.1%
－女性	人数	3,891	4,034	(143)	-3.5%

(1) オランダの金融会社を含む。
(2) エンデサの支店を含む。

従業員　契約形態別及び性別

		2025年	2024年	変動	
無期契約	人数	61,384	60,143	1,241	2.1%
－男性	人数	48,590	47,148	1,442	3.1%
－女性	人数	12,794	12,995	(201)	-1.5%
有期契約	人数	250	216	34	15.7%
－男性	人数	178	163	15	9.2%
－女性	人数	72	53	19	35.8%
正社員契約	人数	61,208	59,915	1,293	2.2%
パートタイム契約	人数	426	444	(18)	-4.1%
パートタイムの割合	%	0.7	0.7	-	-

人数の変動

		2025年	2024年	変動	
雇用	人数	4,606	4,855	(249)	-5.1%
範囲の変更	人数	56	(1,262)	1,318	-
退職	人数	3,387	4,289	(902)	-21.0%
バランス	人数	1,275	(696)	1,971	-
退職率(1)	%	5.5	7.1	(1.6)	-
自主退職率	%	2.2	2.4	(0.2)	-

(1) 退職率＝退職合計／従業員合計

当社の戦略の柱に沿って、2025年のグローバル採用計画は、エネルギー移行を管理しつつ、財務的持続可能性及び環境的持続可能性並びに顧客中心主義を確保するため、外部の主要な役割の特定に焦点を当てた。同時に、高度化及び再訓練を目的としたエネルの従業員の職務移動を支援し、当グループの内部能力強化に向けた対応プロセスが実施された。当年度は4,606人が雇用され、戦略計画及び新たな組織構造で設定された目標を達成した。我々の戦略的目標の追求に必要な人物像を特定し惹きつけるため、我々は、大学及び専門機関との継続的な連携、並びにより包括的な方法の探求を基盤とした。

多様性の指標

従業員　職位別及び性別

		2025年	2024年	変動	
マネージャー	人数	1,215	1,256	(41)	-3.3%
	%	2.0	2.10	(0.1)	-
－男性	人数	883	914	(31)	-3.4%
－女性	人数	332	342	(10)	-2.9%
ミドルマネージャー	人数	12,011	12,013	(2)	-
	%	19.5	19.9	(0.4)	-
－男性	人数	7,861	7,933	(72)	-0.9%
－女性	人数	4,150	4,080	70	1.7%
ホワイトカラー	人数	27,805	28,402	(597)	-2.1%
	%	45.1	47.0	(1.9)	-
－男性	人数	19,878	20,106	(228)	-1.1%
－女性	人数	7,927	8,296	(369)	-4.4%
ブルーカラー	人数	20,603	18,688	1,915	10.2%
	%	33.4	31.0	2.4	-
－男性	人数	20,146	18,358	1,788	9.7%
－女性	人数	457	330	127	38.5%

ジェンダー平等

		2025年	2024年	変動	
トップマネジメントにおける女性（CEO直下及びCEO２階層下）	%	23.8	20.0	3.8	-
選考過程にある女性	%	50.2	51.8	(1.6)	-
女性マネージャー及び女性ミドルマネージャーの人数	人数	4,482	4,422	60	1.4%
マネージャー及びミドルマネージャーに占める女性の割合(1)	%	33.9	33.3	0.6	-
マネージャーの後継者育成計画に占める女性の割合	%	49.1	48.1	1.0	-
トップマネージャーの後継者育成計画に占める女性の割合	%	50.2	50.3	(0.1)	-

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

従業員　年齢別

		2025年	2024年	変動	
<30	人数	7,978	7,857	121	1.5%
	%	12.9	13.0	(0.1)	-
30-50	人数	35,652	35,081	571	1.6%
	%	57.8	58.1	(0.3)	-
>50	人数	18,004	17,421	583	3.3%
	%	29.2	28.9	0.3	-
平均年齢	年齢	43.5	43.5	-	-

障害者の指標

障害がある又は保護対象の従業員

		2025年	2024年	変動	
障害のある従業員	人数	2,134	2,040	94	4.6%
	%	3.5	3.4	0.1	-

当グループ内には、各地の地方自治体の法令により**障害が認定され証明された従業員が2,134人（当グループ全体の人員比で3.5%）**おり、そのうち**約73%がイタリアに在籍**していることは、同国がこの側面における主要な拠点であることを裏付けている。

ワークライフバランスの指標

育児休業

		2025年	2024年	変動	
家庭関連休業を取得できる従業員	人数	2,996	2,614	382	14.6%
－男性	人数	2,112	1,807	305	16.9%
－女性	人数	884	807	77	9.5%
家庭関連休業を取得した従業員	人数	2,996	2,614	382	14.6%
－男性	人数	2,112	1,807	305	16.9%
－女性	人数	884	807	77	9.5%

2024年現在、エネルはイタリアで新たな労働協約を締結し、親及び介護者を支援するための手厚い福利厚生を導入した。主要な取り組みは以下のとおりである。

・エネルが認める**父親の有給休暇日数**を、現行規定で定められた日数に加え、10日から20日に**倍増**
・法定の全月数に適応される、育児休業**手当の拡充**
・子供の登校日、入学日、卒業日、及び祖父母のための孫の誕生時を含む、**新たな有給休暇**
・FOPEN年金基金への加入に伴う、３歳未満の被扶養子のための**一時的な金銭的支援**
・法律第104/92号で定められた支援措置の対象とならない介護者に対する**２日間の有給休暇**

報酬の指標

ジェンダー平等(1)

		2025年	2024年	変動	
調整後男女同一報酬比率（ERR）(2)	%	94.0	93.8	0.2	-
男性の報酬に対する女性の報酬の割合－マネージャー	%	82.2	82.5	(0.3)	-
男性の報酬に対する女性の報酬の割合－ミドルマネージャー	%	94.2	93.9	0.3	-
男性の報酬に対する女性の報酬の割合－ホワイトカラー	%	94.4	94.2	0.2	-
男性の報酬に対する女性の報酬の割合－ブルーカラー	%	70.6	84.0	(13.4)	-

(1) 男性の平均基本給に対する女性の平均給与（理論上の固定）と短期変動給の合計の比率として計算される。職位毎に計算される。

(2) 調整後男女同一報酬比率（ERR）指標は、理論上の総報酬データに基づき、職位毎のＥＲＲの平均値をその職位が全従業員に占める割合で加重して計算される。ただし、ブルーカラーにおける女性従業員数は極めて限定的で、女性の人数のわずかな変動でも結果が大きく変動することから、ブルーカラーは除外されている。

ミドルマネージャー及び事務職の職位では、ERR指標の改善傾向が確認された。一方、管理職層ではわずかな減少がみられ、これは主に以下の２つの要因による。

・新たな女性管理職の登用は、管理職における女性比率の増加に寄与する一方で、新任者は一般的にその役職の初期給与水準にあたるため、当該カテゴリーの平均給与を一時的に低下させる。

・上級職の一部の女性による自主退職及びインセンティブを伴う退職。

類似の現象はブルーカラー層でも確認されており、「従業員　職位別及び性別」の表に示されている通り、女性構成比率は38%増加した。より下位の人材の参入が平均給与の大幅な減少につながっており、相対報酬比率に影響を与えている。

(2) 経営環境

「第一部－第２ 企業の概況－３ 事業の内容」を参照のこと。

(3) 対処すべき課題

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

エネルのビジネスモデルは、気候変動問題に対して当グループが掲げたコミットメントを含む、当グループの戦略目標を、より効果的に達成するために構成されている。戦略計画2026-2028において当グループは、３つの戦略的優先事項に重点を置いている。

１．安定した環境にある国々において、グリーンフィールド投資及びブラウンフィールド投資を通じて、グリッド、再生可能エネルギー及び最終顧客に焦点を当て、**成長**を加速させる。
２．経済的資源の最適配分及び効率的かつ効果的な管理を通じて、資本**生産性**を最大化する。
３．厳格な財務規律を維持しつつ、EPSの向上を達成するため、バランスの取れた**リスク・リターン**・プロファイルを確保する。

１．成長

2026年から2028年にかけて、当グループは総資本支出を約53十億ユーロとする計画で、これは前戦略計画と比較して約10十億ユーロの増加である。

具体的には、

・26十億ユーロ超を***統合事業***に投じ、そのうち23十億ユーロ超を欧州及び北米に、約３十億ユーロをラテンアメリカに充てる。
・26十億ユーロ超を**グリッド**に投じ、欧州（20十億ユーロ超）及びラテンアメリカ（６十億ユーロ超）に重点を置く。

統合事業

当グループは、再生可能エネルギーへの投資が急加速し、投資額が約20十億ユーロ（前計画と比較して約８十億ユーロ増）に達する見込みであり、電力需要が大幅に増加している地域に重点を置く。特に、当グループは、再生可能エネルギー関連の資本支出の約50%を欧州に投じる計画であり、ブラウンフィールドでの機会と並行して、規制オークション、発電所のハイブリッド化及びリパワリングを通じて割り当てられる予定である。同様に、グループは残りの資本支出を、いわゆるティア１諸国のうち、主に米国において、PPA（電力購入契約）等の長期契約枠組みに支えられたプロジェクトを通じて行う計画であり、これにより、当グループの価値創造への貢献度について完全な可視性が確保される。

これらの投資を通じて、当グループは設備容量を2025年末の約68GWから80GW超に拡大する見込みである。追加される合計約15GWの再生可能エネルギー容量の内訳は、グリーンフィールド・プロジェクトが約９GW、ブラウンフィールドが約６GWである。

顧客セグメントにおいては、当グループは、電力及びガスに加え、通信等のサービスも含むセット販売を通じてロイヤルティの向上を図る計画である。さらに、当グループは、住宅用セグメント及び中小企業（SME）セグメントの両方において、重要顧客を戦略の重点とし続ける見込みである。これらの戦略的施策の結果、当グループは、自由市場（電力、ガス及び光ファイバー）における顧客基盤を、2025年の約23百万件から2028年には約26百万件に拡大する見込みである。

グリッド

2026-2028年計画において、当グループは送配電事業に対し総額26十億ユーロ超の総資本支出合計を計画しており、内訳は以下のとおりである。

・急速な成長が見込まれるイタリアに約55%

・2028年以降の更なる加速が見込まれるイベリアに20%超

・予測可能な規制枠組み及び将来の見通しが明確であることを前提としてラテンアメリカに25%近く

グリッドへの投資増加により、当グループの規制資産ベース（RAB）は、2025年末の約47十億ユーロから2028年には約58十億ユーロ（+22%）へ拡大する見込みである。

２．生産性

当グループは、2023-2025年戦略計画で想定していた、2022年のコスト基準に対する約１十億ユーロの効率化を、予定より１年早く実施した。新計画により、2028年までにさらに約700百万ユーロの効率化が達成される見込みである。

業務プロセスの生産性を最大化することを目指し、当グループは、人工知能ツールの導入を加速させ、会社の中核業務におけるデジタル化を推進し、アプリケーションの100%をクラウドに移行することを計画している。

データ・センター事業は、価値創造のもう一つの原動力となる。このセグメントにおいて、当グループは顕著な競争優位性を有する。複数の国における主要な統合事業者として、当グループはデータ・センター事業者に対し、電力網への接続が整った既存の産業用地に加え、（PPAを通じた）長期的なエネルギー供給を提供することができる。

３．リスク／リターン

本計画期間中に想定される戦略的施策の実施により、将来の業績の予測可能性及び安定性を高めつつ、当グループのリスク・リターン・プロファイルの更なる改善を見込んでいる。具体的には、2026年から2028年にかけて、約74十億ユーロに上る累積通常EBITDAの90%超が、グリッド事業、長期規制枠組みの下にある発電事業、平均期間８年のPPA、又は規制価格若しくは事前決定価格体系が適用される最終顧客との取引といった、規制対象の活動又は契約に基づく活動に由来すると当グループは予想している。

当グループは、2028年までに１株当たり通常純利益（EPS）が0.80ユーロから0.82ユーロの間に増加すると予想しており、これは2025年に予想された約0.69ユーロから増加しており、CAGR（年平均成長率）は約６%になると見込んでいる。

第３【事業の状況】

１【経営方針、経営環境及び対処すべき課題等】

(1) 経営方針、経営戦略及び経営目標等の達成の評価に利用される客観的指標

2026年２月、当グループは、2026-2028年の新しい戦略計画を金融関係者に対して発表した。これは、特に電力需要の急増が見込まれる市場において、追加の資源投資の収益を最大化するため、グリーンフィールド投資及びブラウンフィールド投資の両方を拡大し、成長の加速を図ることを盛り込んでいる。

2026年から2028年の３年間で、エネル・グループは、３つの戦略的優先事項に焦点を当てる。

・安定した環境にある国々において、グリーンフィールド投資及びブラウンフィールド投資を通じて、グリッド、再生可能エネルギー及び最終顧客に焦点を当て、成長を加速させる。
・経済的資源の最適配分及び効率的かつ効果的な管理を通じて、資本生産性を最大化する。
・厳格な財務規律を維持しつつ、EPS（１株当たり通常純利益）の向上を達成するため、バランスの取れたリスク・リターン・プロファイルを確保する。

2026-2028年の新しい戦略計画では、総投資額を約53十億ユーロとし、前計画から約10十億ユーロ増額する。内訳は以下のとおりである。

・電力需要が大幅に増加している地域に焦点を当て、当グループは、再生可能エネルギーへの投資を大幅に加速させ、投資額は約20十億ユーロ（前計画比で約８十億ユーロ増加）に達する見込みで、統合事業に26十億ユーロ超を投資する。これらの投資により、再生可能エネルギー発電容量が合計15GW追加される見込みで、そのうち約９GWはグリーンフィールド・プロジェクト、約６GWはブラウンフィールドにおける機会を通じて実現される予定である。新規発電容量の75%超は、風力発電及びバッテリーエネルギー貯蔵システム（BESS）等のプログラム可能な技術によって賄われる見込みである。顧客については、当グループは、電力及びガスへの追加サービスも含むセット販売を通じてロイヤリティの向上を図る。
・グリッドに投資する26十億ユーロ超の内訳は、（ⅰ）急速な成長が見込まれるイタリアに約55%、（ⅱ）2028年以降の更なる加速を見込みイベリアに20%超、（ⅲ）ラテンアメリカに25%近くである。グリッドへの投資拡大により、2028年には、当グループの規制資産ベース（RAB）が約58十億ユーロに達すると見込まれ、これは2025年末の約47十億ユーロから約22%の増加となる。

これらの戦略行動の結果、2028年のEPSは、2025年の約0.69ユーロから増加して0.80ユーロから0.82ユーロの間に達すると予測されており、これはCAGR（年平均成長率）では約６%の増加である。

2026年、エネルは以下のことを計画している。

・バランスが取れた明確な規制枠組みを有する地理的領域に焦点を当てた配電網への投資
・投資資本収益率の最大化及びリスクの最小化を目的とした、グリーンフィールド・プロジェクトの発展及びブラウンフィールドにおける機会の活用の両方を通じた再生可能エネルギーへの投資
・統合販売を増やし、顧客管理及びサービス管理を向上させるための顧客ポートフォリオの積極的な管理

上述の観点から、当グループの2026-2028年戦略計画の基礎となる財務目標は、以下のとおり報告されている。

財務目標

	2025年	2026年	2028年
１株当たり通常純利益（EPS）（ユーロ／１株）	0.69	0.72-0.74	0.80-0.82
DPS（ユーロ／１株）	0.49	～+6% CAGR(1)	

(1) 予想されるEPSの成長と一致している。

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

２【サステナビリティに関する考え方及び取組】

(1) ガバナンス及びリスク管理

ガバナンス

「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等」を参照のこと。

リスク管理

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

(2) 戦略並びに指標及び目標

戦略

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

指標及び目標

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

(3) 「人的資本」に関する戦略並びに指標及び目標

「第一部－第３－３ 事業等のリスク」及び「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等」を参照のこと。詳細は、以下のアドレスのEnel.comの「統合年次報告書2025」を参照されたい。

https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni-finanziarie/2025/annuali/en/integrated-annual-report_2025.pdf

3【事業等のリスク】

リスク管理

エネル・グループのリスク・ガバナンス・モデル

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

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

リスク・ガバナンスの「柱」

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

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

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

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

リスク・ガバナンス及び国際的なリスク管理基準ISO 31000:2018に基づき、データ可視化ツール（リスクランドスケープ・エネル・グループ©）にサポートされたプロセスを用いて常にリスクを監視している。このシステムは、当グループの様々な国及び地域並びに事業ラインからの情報を収集及び整理し、当グループのリスク・カタログに従って分類する。モニタリングプロセス及び統制プロセスには、リスク事象の発生確率及び潜在的な財務的影響の規模に基づく評価指標が含まれており、当グループの上級マネジメントに、当グループのリスク・プロファイル並びに関連する管理及び緩和措置に関する動的に更新された見解が提供される。これらの観点は、代表的なグリッドを通して整理され、個々のリスクのレベルの指標を提供する。

2025年、エネル・グループは400超のリスクを監視しており、そのうち13のリスクはトップリスク（発生確率が平均を上回っており、潜在的な財務的影響が大きい）として特定され、主に法務／税務リスク、規制リスク及び／又は不確実性として特定された。

計画期間を対象に特定され検討されたトップリスクは、戦略的リスク（１件の法規制リスク）への集中度が特に高く、コンプライアンス・リスク（12件）においても、特に税務訴訟又はその他の規制の遵守に対するエクスポージャーに起因していることが分かった。税務紛争に関する詳細は、「偶発資産及び負債」のセクションを参照のこと。

当グループのリスク・カタログ

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

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

戦略リスク

本セクションは、以下の戦略リスクについて開示する。

気候変動

競争環境

立法及び規制の展開

マクロ経済的・地政学的動向

気候変動

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

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

競争環境

競争環境の分析は、当社グループが事業を展開し、その事業の方向性を定める背景を理解する上で、重要な要素である。競争環境に関連するリスクは、競合他社の産業実績及び財務実績の両方、戦略計画並びにその戦略的ポジショニングの主要要素を体系的かつ継続的にモニタリングすることによって軽減される。

分析は、その経済・財務実績、主なビジネス・ドライバー、戦略的目標及び産業的目標を分析し、市場環境の変化及び業界の動向を含む、現在及び将来的な競合ポジショニングを分析することによって、参照市場において最も関連性の高い競合他社及び同業者を特定することを目的とする。

特に、競合他社の戦略的計画及び事業計画の比較評価は、競争環境の変化に関連する潜在的なリスクを特定し、とりわけ当グループの業績向上に資する経済的ベンチマーク及び産業的ベンチマークを提供するために重要である。

立法及び規制の展開

当グループは、規制市場において業務を行っており、関連する規則の変更は、当グループの業務及び業績に影響を及ぼす可能性がある。

そのため、以下のような立法及び規制に関する動向を絶えず監視し管理しており、特に以下の点に重点を置いている。

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

これらの事項の変化から生じる可能性のあるリスクを考慮し、立法及び規制枠組みにおける不安定要因を緩和するため、透明で協力的かつ積極的なアプローチを通じて、現地のガバナンス機関及びその他の規制機関との議論が活発化している。

マクロ経済的・地政学的動向

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

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

国際事業シナリオを評価するにあたり、当グループは、オープンカントリーリスク等の高度な分析を参照しており、これは多面的かつ統合的な分析を通して国の経済的強靭性を測定するものである。このアプローチにより、以下の主要な柱に明示されているリスク及び機会を構造的にマッピングすることができる。

経済・財務要因　マクロ経済の安定性、成長、対外バランス、財政政策及び金融政策の有効性、銀行システム及び企業システムの脆弱性、並びに異常気象によるショックに対するエクスポージャー。

組織的要因及び政治的要因　組織的なフレームワークの健全性、政治的安定性、ガバナンスの質、及び規制フレームワークの予測可能性。分析には、政府の不安定性、法的安全性、投資環境（汚職、財産権、規制リスク）、及び政府債務の持続可能性に関するリスク評価が含まれる。

社会的要因　社会的一体性、人的資本の水準、市民権の尊重、及び人口動態。国の安定及び運営に影響を及ぼす可能性のある、分極化、社会的緊張及び不平等に起因するリスクを監視する。

地政学的要因及び安全保障的要因　国際的緊張、紛争及び地域的な不安定性に対するエクスポージャー。評価には、地政学的リスク及び国内の安全保障リスクに加え、グローバルサプライチェーンや資産への潜在的な影響も含まれる。

エネルギー要因　移行プロセスにおける国内エネルギーシステムの有効性。再生可能エネルギーの普及度、電化率及びエネルギーミックスの全体的な持続可能性といった、中長期的な成長機会を評価する上で極めて重要な要素を考慮し、当該国の競争優位性を多角的に分析する。

この統合されたフレームワークは、変化するグローバル環境において持続可能な価値を創造するという当グループの戦略に沿って、投資、資本配分及びリスク管理の意思決定を導くための客観的な根拠を提供する。

財務リスク

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

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

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

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

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

商品リスク

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

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

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

信用リスク及び相手方リスク

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

為替リスク

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

為替相場リスクの潜在的影響は以下のとおりである。

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

金利リスク

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

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

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

流動性リスク

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

デジタル・テクノロジーリスク

本セクションで議論されるリスクは、以下のとおりである。
サイバーセキュリティ
デジタル化
ITの有効性
サービスの継続性

サイバーセキュリティ

あらゆる技術環境（IT／OT／IoT）、国及び地域、並びに事業におけるサイバーリスクに対応し管理するため、当グループは、サイバーセキュリティ運用モデル及び関連するプロセスのフレームワークを開発した。具体的には、モデルはがプロセスフレームワークのプロセスの実施における役割及び責任を定義し、CISO（最高情報セキュリティ責任者）に責任を委ねる特別ユニットの設置を想定している。この特別ユニットは、セキュリティ部門責任者及びGICT部門責任者（CIO）に直属し、グローバルサービス部門の一部を構成している。さらに、当グループは、様々な技術環境におけるサイバーセキュリティ問題を管理するため、フレームワークを設計及び採用している。そのフレームワークは、上級経営陣の行動、世界的な戦略的方向性、全ての事業分野並びにIT、OT、及びIoTシステムの設計及び導入に関係する部門の関与に基づくガバナンスモデルを定めており、それにより、技術、プロセス及び人材の完全な統合のための強固な基盤を構築している。このフレームワークは、「リスク・ベース・アプローチ」及び「設計によるサイバーセキュリティ」という２つの重要な原則に基づいている。第一に、リスク評価が戦略的意思決定並びに組織内の全ての資産の開発及び安全な保守の前提条件であることを確立するものであり、第二に、IT、OT及びIoTの３つの全ての領域にわたるソリューション、サービス及びインフラのライフサイクルの始まりから全体を通してサイバーセキュリティ原則の採用を保証するものである。このフレームワークの適用の一環として、IT、OT及びIoT環境全てにも適用可能なサイバーリスク管理手法が定義された。これは、確立されたサイバーセキュリティの目的に沿って、リスク分析を実施し、関連する緩和計画を定義するために必要な全てのフェーズで構成されている。セキュリティを確保するため、エネルは、24時間365日体制の運用監視センターである、独自に運用するサイバー・エマージェンシー対応チーム（CERT）を有しており、サイバーセキュリティのインシデントに対応し積極的に管理する。

エネルはまた、サイバーセキュリティ分野における規制上の義務を監視するとともに、当グループの会社が適用ある規制を順守できるよう、技術的、組織的及び手続上の調整を実施することに取り組んでいる。

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

デジタル化、ITの有効性及びサービスの継続性

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

デジタル変革を主導するため、エネルは、これらのリスクを確実に管理するための内部策を講じた。バリューチェーン全体に制御ポイントを設定する内部統制システムを整備することで、ビジネスニーズに合わないサービスを開始したり、適切なセキュリティ措置を採用できなかったり、サービスが中断したりといった問題からリスクが発生することを最小限にすることができる。内部統制システムは、グループ内で行われる業務と、外部関係者及びサービス供給業者に外部委託した業務の両方を監督する。

エネルは、デジタル変革を効果的に導き、関連するリスクを最小限に抑えるため、当グループ内におけるデジタル文化及びデジタルスキルの普及を促進している。人工知能に関して、当グループは、エネルで使用されているAIシステムによって引き起こされるリスクの管理及び監視に関連するプロセス及び活動を強化するガバナンスツールを開発し、改良し続けている。この目的のため、潜在的な影響領域及びそれを構成するリスク要素を分類する具体的なタクソノミーが開発された（エネル・グループAIタクソノミー©）。

オペレーショナル・リスク

本セクションのリスクは、以下のとおりである。
環境
健康及び安全
人材及び組織
調達・物流・サプライチェーン

環境

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

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

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

エネルは、環境リスク及び環境機会を特定及び管理するための体系化された方針及び手続の存在を保証するISO 14001認証を受けた環境管理システムを当グループ全体に採用し、環境への影響並びにリスクの防止及び最小化に取り組んでいる。構造化された管理計画に、環境に関する最良の実践例に着想を得た改善活動及び改善目標を組み合わせ、環境マトリックスへの影響並びにその結果としての法的紛争及びその他の評判の悪化を軽減している。環境に関するリスクの分析及び特定された緩和措置については、当社のウェブサイトで入手可能な2025年統合年次報告書の「サステナビリティ・ステートメント」の「環境情報　生物多様性及び生態系」を参照のこと。

健康及び安全

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

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

こうした理由から、当グループの各事業ラインは、国際的なUNI ISO 45001規格に準拠した独自の安全衛生管理システムを有している。かかる管理システムは、危機の特定、経済・財務リスク及び風評リスクを含むリスクの質的評価及び量的評価、予防措置及び保護措置の計画及び実施、これらの予防措置及び保護措置並びに是正措置（請負業者の選定及び管理に関する厳格なプロセスにも適用される。）の有効性の検証に基づいている。これらのシステムにより、規制の遵守を確保し、継続的改善を目的とする手続及び関連する是正措置の有効性を検証し、最終的には、より一般的な健康及び安全の問題における組織及び個人の強固な文化を確実に浸透させることができるのみならず、「リスク・ベース」のアプローチの普及を確実にすることが可能である。これらのシステムの主要な文書は、取締役会と合意され、CEOが署名した当グループの健康及び安全の方針であり、指針となる原則、戦略的目標、アプローチ及びガイドライン、並びに労働衛生及び労働安全のパフォーマンスを継続的に改善するための優先事項を定めている。

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

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

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

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

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

人材及び組織

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

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

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

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

効率性、有効性、及び進化する展開への対応力は、当グループの産業戦略の実行、人的資本の管理、及び個人の重要性において基本的な役割を担っており、具体的な目標に対する実現可能な要素として作用しており、主な目標は、従業員の再教育及びスキルアップの促進によるスキル及び能力の継続的な開発、労働環境及びパフォーマンスを評価するモデルの導入、当グループが存在する全ての国における多様性及び多様性受入方針の普及、並びに才能ある人材を惹きつけ採用するための基本的な推進力である、無差別及び機会均等の原則に基づく、包括的組織文化である。

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

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

調達・物流・サプライチェーン

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

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

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

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

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

CSDDD(1)に基づくサプライチェーンに対するデューディリジェンスの実施義務に沿って、エネルは、重要なコモディティのカテゴリーに関連するリスクの分析に基づくアプローチを採用する、グループ横断の体系的な戦略を策定した。特に、可視性を向上させ、潜在的な人権侵害のリスクを軽減するため、サプライチェーンのマッピングを実施する具体的な契約条項が定められている。

(1) 企業サステナビリティ・デューディリジェンス指令

コンプライアンス・リスク

本セクションのリスクは、以下のとおりである。

個人情報の保護に関連するリスク

税務コンプライアンス

個人情報の保護に関連するリスク

41ヶ国に存在する当グループは、公共サービス分野で最大の顧客基盤（69百万超のエンドユーザー）を持ち、現在61,000人超の従業員を擁している。その結果、当グループのビジネスモデルでは、2026年-2028年の戦略計画で想定されている財務上及び事業上の業績水準を追求するために、ますます大量かつ増大する個人情報の管理が必要である。

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

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

税務コンプライアンス

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

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

４【経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

(1) 業績等の概要

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

(2) 生産、受注及び販売の状況

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

(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析

業績指標の定義

当グループの業績を示し、その財務構造を分析するため、当グループが採用するIFRS-EUの下で構想され連結財務書類に含まれる表とは異なる、別の再分類された表が作成された。これらの再分類された表は、連結財務書類から直接に得られるものとは異なる業績指標を含んでいる。経営陣は、それらの指標が、当グループの業績を監視する上で有効であり、事業の財務成績を反映するものであると考えている。

これらの指標に関して、2021年４月29日、CONSOBは警告通知第5/2021号を発行した。かかる通知は、欧州証券市場監督局（ESMA）により2021年３月４日に発行された、規則（EU）2017/1129（以下「英文目論見書規則」という。）に基づく開示要件についての2021年５月５日に施行されたガイドラインに効力を生じさせ、CESR勧告への言及及び財務ポジションに関する2006年７月28日付け通知第DEM/6064293号における言及を置き換えるものである。特に、これらのガイドラインは、以前のCESR勧告（2013年３月20日改訂済ESMA/2013/319）を更新したものである。

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

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

EBITDA

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

通常EBITDA

当グループが行うオーナーシップ、パートナーシップ及びスチュワードシップのビジネスモデルに関連した中核事業から生じた「EBITDA」に非継続事業の通常EBITDAを加えたものとして定義される。中核事業に起因しない共同支配下の投資の売却に関連する一定の費用、企業再編計画に関連する費用、過年度の紛争に関する決定に関連する費用、支配株主の売却に関連する補償金、現地の外国政府が設定しエネルギー業界の企業が支払う特別連帯基金並びに再生可能発電所の開発プロジェクトの価値調整に関連する一定の費用を算入しない。

通常営業利益

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

グループ通常利益

「通常営業利益」で述べた項目について「グループ利益」を調整し、税効果及び非支配持分を考慮することにより計算される。また、持分法で会計処理された株式投資に関連する一定の価値調整及び当グループの中核事業に起因しない金融要素も除外される。

純固定資産

「固定資産」と「固定負債」の差額として算出される。ただし、以下は除く。

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

純運転資本

「流動資産」と「流動負債」の差額として算出される。ただし、以下は除く。

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

売却目的保有の純資産

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

純投下資本

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

純金融負債

以下により計算される財務構造指標をいう。

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

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

上記の基準に従って決定された当グループの金融負債と、2006年７月28日付けCONSOB通知第DEM/6064293号の基準に従って決定された金融負債の調整は、2025年12月31日現在の連結財務書類の注記46「正味財政状態、長期金融資産及び有価証券」に報告されている。

当グループの業績

業務

発電量

	2025年	2024年	増減	
連結純発電量(TWh)(1)	186.10	191.87	(5.77)	-3.0%
－再生可能エネルギー(TWh)(1)	*128.06*	*133.33*	*(5.27)*	*-4.0%*
連結純有効発電容量合計(GW)(2)	87.0	83.8	3.2	3.8%
連結純有効再生可能発電容量(GW)(2)	61.9	59.5	2.4	4.0%
連結純有効再生可能発電容量(%)	71.1%	71.0%	0.1%	-
連結追加的有効再生可能発電容量(GW)	2.56	2.64	(0.08)	-3.0%
貯蔵(GW)	3.4	2.8	0.6	21.4%
非連結有効発電容量(GW)(3)	5.80	6.30	(0.50)	-7.9%
設備容量合計(GW)	92.80	90.10	2.70	3.0%

(1) 管理された再生可能エネルギー容量を含む200.3TWh（2024年12月31日現在は206.9TWh）。2025年12月31日現在の再生可能資源による発電量は142.3TWh（2024年12月31日現在は148.3TWh）となる。
(2) 再生可能エネルギー容量としてバッテリーエネルギー貯蔵システム（BESS）による有効発電容量を含む。
(3) スチュワードシップ・モデルの下で運用される容量として計算される。

2025年におけるエネルの**純発電量**は、2024年と比べて5.77TWh減少したが、これは、主にイタリア及びペルー（後者は多くの発電所の売却に伴うもの。）における複合サイクル発電所（-0.35TWh）、石炭（-0.87TWh）並びに燃料油及びターボガス発電所（-0.05TWh）による発電量の減少による火力発電の減少（-1.27TWh）の結果であった。

再生可能資源による発電量の減少（-5.27TWh）は、主にイタリア、チリ及びペルーにおける水力発電（-5.42TWh）、ブラジル、スペイン及び北米における風力発電（-1.68TWh）、並びにバイオマス・バイオガス・地熱発電（-0.17TWh）の減少によるものであり、主に北米における太陽光発電の増加（+２TWh）により一部のみ相殺された。

原子力発電は、0.77TWh増加した。

上述の2024年におけるペルーの発電資産の売却（3.19TWh）並びに2025年のスペインにおける34の水力発電所及び多数の風力発電所の取得（-1.36TWh）並びに米国における２つの風力発電所の取得（-0.27TWh）による影響を除くと、2025年の発電量は2024年と比べて4.21TWh減少（-2.2%）した。

当グループの**連結純有効発電容量合計**は、2024年12月31日現在の83.8GWから増加して87.0GWとなった。これは、スペインの34の水力発電所をアクシオーナ・グループから取得したこと、カハ・ルーラル・デ・ソリア及びカハ・ルーラル・デ・ナバラの風力発電所ポートフォリオ、ドイツの２つの風力発電所並びに米国のさらに２つの風力発電所を取得したことによる合計1.1GWの容量の増加、イタリアにおける新規複合サイクル火力発電所の取得による0.8GW、イタリアのバッテリーエネルギー貯蔵システム（BESS）容量の0.6GWの増加、並びに太陽光発電容量の0.7GWの増加を反映している。

2025年12月末現在、当グループの**連結純有効再生可能発電容量**は61.9GWとなり、2024年と比べて2.4GW増加し、連結純有効発電容量合計の71.1%を占めている。

配電

	2025年	2024年	増減	
エネルの配電網による送電量(TWh)	474.7	481.2	(6.5)	-1.4%
稼働中のスマートメーターを有するエネルのエンドユーザー(数)(1)	46,204,043	45,181,536	1,022,507	2.3%
配電及び送電網(km)	1,880,651	1,870,283	10,368	0.6%
エンドユーザー(数)	69,066,581	68,523,156	543,425	0.8%
SAIDI(平均分数)(2)	188.4	179.2	9.2	5.1%
SAIFI(平均回数)(2)	2.5	2.3	0.2	8.7%

(1) うち、第二世代メーターを有するエンドユーザー数は、2025年では30.6百万、2024年では30.5百万であった。
(2) 2024年の数値は、2025年に導入された計算ルールの変更を考慮して再計算されたもので、顧客による中断、偶発的な接触又は第三者による導体の損傷は除外されている。

エネルの配電網による送電量は、2025年において474.7TWhとなり、前年と比べて6.5TWh減少（-1.4%）したが、これは主に、ペルーにおける配電事業の投資回収（-3.7TWh）並びにミラノ県及びブレシア県の多数の地方自治体に関するイタリアにおける配電始業の投資回収（-8.8TWh）に起因している。比較対象の２年間における上述の連結範囲の変更による影響を除くと、配電は６TWhの増加（+1.3%）となった。これは主に、スペインにおける送電量の増加（+５TWh）によるものである。

2025年の**稼働中のスマートメーターを有するエネルのエンドユーザー**数は、1,022,507の増加となった。これは主に、ブラジル（+898,698）、スペイン（+85,105）、イタリア（+36,145）及びチリ（+3,063）における増加によるものであり、アルゼンチン（-137）及びコロンビア（-367）における減少により一部のみ相殺された。

エンドユーザー市場

	2025年	2024年	増減	
エネルの電力販売量(TWh)	249.9	273.5	(23.6)	-8.6%
エンドユーザーに対するガス販売量(十億立方メートル)	6.3	7.1	(0.8)	-11.3%
個人顧客(数)(1)(2)	54,358,950	55,476,431	(1,117,481)	-2.0%
－うち自由市場(2)	*22,532,644*	*23,656,147*	*(1,123,503)*	*-4.7%*
需要反応容量(MW)	10,245	9,250	995	10.8%
公共の充電地点(数)(2)(3)	31,572	28,314	3,258	11.5%

(1) 光ファイバーの顧客を含む。
(2) 2024年の数値は、より正確な合計の計算を反映している。
(3) ジョイント・ベンチャーを通じて操業する充電地点数も含めると、合計数は2025年12月31日現在で33,260ヶ所、2024年12月31日現在で29,629ヶ所となる。

2025年のエネルの**電力販売量**は、イタリア、ブラジル、チリ及びコロンビアにおけるエネルギー販売量の減少並びにペルーにおける資産売却（-4.8TWh）により249.9TWhとなり、前年と比べて23.6TWhの減少（-8.6%）となった。後者の変動を除くと、電力販売量は18.8TWhの減少（-７%）となった。
加えて、2025年の**天然ガス販売量**は、前年と比べて0.8十億立方メートル減少し（イタリアで-0.4十億立方メートル及びスペインで-0.4十億立方メートル）、6.3十億立方メートルとなった。
2025年の**需要反応容量**は、前年と比べて995MW増加し（イタリアで+180MW、スペインで+62MW及び世界の他の地域で+753MW）、10,245MWとなった。
2025年12月31日現在の稼働中の電気自動車向けの**公共の充電地点**は、イタリア（+2,286ヶ所）、スペイン（+870ヶ所）及びラテンアメリカ（+102ヶ所）で2024年と比べて3,258ヶ所増加し、31,572ヶ所となった。

次へ

主要な経済指標及び財務指標

当グループの業績

「業績指標の定義」の項目で定義されるように、通常損益計算書には臨時項目が含まれていない。

(単位：百万ユーロ)

	通常損益計算書				損益計算書			
	2025年	2024年	**増減**		**2025年**	2024年	**増減**	
収益	80,346	77,173	3,173	4.1%	80,346	78,947	1,399	1.8%
費用	58,219	54,849	3,370	6.1%	59,020	55,358	3,662	6.6%
コモディティ契約から生じた純損益	747	477	270	56.6%	747	477	270	56.6%
EBITDA	**22,874**	**22,801**	**73**	**0.3%**	**22,073**	**24,066**	**(1,993)**	**-8.3%**
減価償却費、償却費及び減損	8,060	8,040	20	0.2%	10,540	8,572	1,968	23.0%
営業利益／（損失）	**14,814**	**14,761**	**53**	**0.4%**	**11,533**	**15,494**	**(3,961)**	**-25.6%**
金融収益	5,825	7,080	(1,255)	-17.7%	5,825	7,082	(1,257)	-17.7%
金融費用	8,731	10,411	(1,680)	-16.1%	8,894	10,483	(1,589)	-15.2%
純金融費用	**(2,906)**	**(3,331)**	**425**	**12.8%**	**(3,069)**	**(3,401)**	**332**	**9.8%**
持分法による投資利益／（損失）	**(9)**	**277**	**(286)**	**-**	**(74)**	**(210)**	**136**	**64.8%**
税控除前利益／（損失）	**11,899**	**11,707**	**192**	**1.6%**	**8,390**	**11,883**	**(3,493)**	**-29.4%**
法人税	3,405	3,253	152	4.7%	2,773	3,654	(881)	-24.1%
継続事業からの利益／（損失）	**8,494**	**8,454**	**40**	**0.5%**	**5,617**	**8,229**	**(2,612)**	**-31.7%**
非継続事業からの利益／（損失）	**-**	**-**	**-**	**-**	**(36)**	**-**	**(36)**	**-**
当年度利益（親会社株主及び非支配持分）	**8,494**	**8,454**	**40**	**0.5%**	**5,581**	**8,229**	**(2,648)**	**-32.2%**
親会社株主に帰属	7,011	7,135	(124)	-1.7%	4,225	7,016	(2,791)	-39.8%
非支配持分に帰属	1,483	1,319	164	12.4%	1,356	1,213	143	11.8%

次へ

収益

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
電力販売	39,844	43,478	(3,634)	-8.4%
送電	12,826	12,072	754	6.2%
ネットワーク事業者からの手数料	1,494	961	533	55.5%
機関市場事業者からの繰入金	1,573	1,747	(174)	-10.0%
ガス販売	5,169	5,875	(706)	-12.0%
ガス輸送	670	564	106	18.8%
燃料販売	1,378	1,578	(200)	-12.7%
電力及びガスのネットワークへの接続手数料	989	1,002	(13)	-1.3%
建設契約に基づく財及びサービスからの収益	1,260	1,054	206	19.5%
期間中に決済された契約に係る現物決済を伴うコモディティの売却と公正価値の損益	10,605	3,265	7,340	-
付加価値サービス販売	1,237	1,263	(26)	-2.1%
環境認証販売	72	132	(60)	-45.5%
資産の売却	34	2,351	(2,317)	-98.6%
有形固定資産及び無形固定資産の売却益	50	90	(40)	-44.4%
環境認証助成金	225	293	(68)	-23.2%
その他の返済及び償還	534	401	133	33.2%
タックス・パートナーシップからの利益	532	1,239	(707)	-57.1%
その他の収益	1,854	1,582	272	17.2%
合計	**80,346**	**78,947**	**1,399**	**1.8%**

2025年のエネル・グループの**収益**は、2024年の78,947百万ユーロから1.8%増加して80,346百万ユーロとなった。

かかる変動は、主に2024年と比べて平均価格が上昇した市場環境における卸売市場でのコモディティの売却による火力発電及び取引からの収益の増加によるものであり、主にペルーにおける発電及び配電資産の売却（2024年において1,347百万ユーロの利益をもたらした。）に関連した連結範囲の変更による影響（3,052百万ユーロ）、前年と比較した電力販売及び送電収益の減少（582百万ユーロ）、ミラノ県及びブレシア県の多くの地方自治体における配電事業の売却（2024年において989百万ユーロの利益をもたらした。）並びにエネルギー輸送からの収益の118百万ユーロの減少を十分に補う結果となった。

電気及びガスの販売及び輸送による収益は、3,480百万ユーロ減少した。これは主に、イタリアにおける販売量の減少及びエンドユーザー向け平均価格の低下が、イタリア及びスペインのグリッド事業並びにスペインのリテール市場における収益の増加を上回ったことによるものである。また、かかる減少には、上述の配電事業に関する連結範囲の変更（700百万ユーロ）も影響していた。

費用

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
電力購入	17,568	19,903	(2,335)	-11.7%
発電のための燃料消費	2,765	3,652	(887)	-24.3%
取引用燃料及びエンドユーザー向け販売用ガス	13,608	6,834	6,774	99.1%
原料	2,590	2,446	144	5.9%
人件費	4,740	4,938	(198)	-4.0%
サービス、リース及びレンタル	16,793	16,687	106	0.6%
環境認証	1,325	1,449	(124)	-8.6%
電力及びガスのシステムに係るその他の費用	312	175	137	78.3%
公租公課に係るその他の費用	1,436	1,341	95	7.1%
株式投資の処分に係る資本損失及びその他の費用	405	4	401	-
特別連帯税	-	138	(138)	-
その他の営業費用	737	833	(96)	-11.5%
資産計上された費用	(3,259)	(3,042)	(217)	-7.1%
合計	**59,020**	**55,358**	**3,662**	**6.6%**

収益の項目と同様に、2025年の**費用**も増加した、これは主に、エネルギー商品価格の上昇、特にイタリアにおける燃料及びガスの購入契約の価格の上昇、並びに当期間に決済された現物決済を伴う契約の公正価値測定を反映している。

通常EBITDA

事業ライン別の通常EBITDAの内訳及び増減は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
火力発電及び取引	3,139	3,245	(106)	-3.3%
エネル・グリーン・パワー	6,782	7,316	(534)	-7.3%
エネル・グリッド	8,896	8,199	697	8.5%
エンドユーザー市場	4,203	4,345	(142)	-3.3%
ホールディング及びサービス	(146)	(304)	158	52.0%
合計	**22,874**	**22,801**	**73**	**0.3%**

通常EBITDAは、前年と比べて73百万ユーロ（0.3%）増加した。これは主に、エネル・グリッドの業績が改善し、統合事業の通常EBITDAの減少を十分に補ったことによるものである。

事業セグメント別の通常EBITDAの増減に関する分析は、以下のとおりである。

統合事業

エネルは、調達コストの段階的な削減を活用し、エンドユーザー向けエネルギー供給源としての発電ミックスにおける再生可能エネルギー源の増加及び消費の電化に関連する供給量の拡大を通じて、エネルギー販売に係る利益を最大化し、その結果当グループ、顧客及び全てのステークホルダー全体にとって利益となることを目指す統合的な戦略を追求することを選択した。

したがって、統合事業に起因する通常EBITDA（以下「統合事業利益」という。）は、電力バリューチェーンの統合によるものであり、発電及び調達（すなわち、エネル・グリーン・パワー、火力発電及び取引）並びに電力及びサービス販売（エンドユーザー市場）の業績を含んでいる。

前へ　　次へ

個々の事業ライン別及び地域別の統合事業の通常EBITDAの詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	火力発電及び取引			エネル・グリーン・パワー			エンドユーザー市場			合計		
	2025年	2024年	増減	**2025年**	2024年	増減	**2025年**	2024年	増減	**2025年**	2024年	増減
イタリア	1,426	1,732	(306)	2,305	2,314	(9)	2,872	3,159	(287)	6,603	7,205	(602)
イベリア半島	1,652	1,491	161	941	999	(58)	1,090	1,034	56	3,683	3,524	159
世界の他の地域	52	19	33	3,536	4,018	(482)	200	147	53	3,788	4,184	(396)
その他	9	3	6	-	(15)	15	41	5	36	50	(7)	57
統合事業利益	**3,139**	**3,245**	**(106)**	**6,782**	**7,316**	**(534)**	**4,203**	**4,345**	**(142)**	**14,124**	**14,906**	**(782)**

前年と比べた782百万ユーロの減少は、再生可能エネルギー発電による534百万ユーロの減少によるものであり、主にタックス・パートナーシップ契約からの収益が発電量の減少によって一部のみ相殺された米国（-307百万ユーロ）及び水力資源による発電量の減少によるチリ（-219百万ユーロ）におけるものであった。

エンドユーザー市場の通常EBITDAは、主にイタリアの自由市場におけるエネルギー販売量の減少及び販売価格の低下を反映して142百万ユーロ減少した。火力発電及び取引の通常EBITDAは、卸売市場におけるコモディティ販売からの利益の減少が、特にイタリアにおける火力発電からの収益の増加を上回ったことにより、106百万ユーロ減少した。

なお、統合事業のEBITDAの増減は、主にペルーの事業売却に関連する連結範囲の変更による161百万ユーロの影響を勘案している。これらの影響を含むと、EBITDAは621百万ユーロ減少した。

前へ　次へ

エネル・グリッド

配電網の通常EBITDAは、2024年の8,199百万ユーロと比べて697百万ユーロ増加（+8.5%）し、8,896百万ユーロとなった。これは主に、規制料金引上げの影響を受けたイタリア、スペイン及びチリ並びに規制当局CAMMESAとの契約締結後に計上した利益を反映したアルゼンチンに関連するものである。

また、エネル・グリッドの通常EBITDAは、ペルーにおける配電資産の売却並びにラノ県及びブレシア県の多くの地方自治体における配電事業の売却に関連する連結範囲の変更の影響（206百万ユーロ）も受けた。これらの変動を除くと、903百万ユーロの増加となった。

EBITDA

(単位：百万ユーロ)

	2025年					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常EBITDA	**3,139**	**6,782**	**8,896**	**4,203**	**(146)**	**22,874**
買収・合併による臨時利益／（損失）	(341)	(57)	-	-	-	(398)
減損損失	-	(91)	-	-	-	(91)
企業再編計画	(4)	(8)	(17)	(5)	(53)	(87)
その他の費用	(69)	(124)	-	(21)	(11)	(225)
EBITDA	**2,725**	**6,502**	**8,879**	**4,177**	**(210)**	**22,073**

(単位：百万ユーロ)

	2024年					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常EBITDA	**3,245**	**7,316**	**8,199**	**4,345**	**(304)**	**22,801**
買収・合併による臨時利益／（損失）	44	65	2,265	(2)	(14)	2,358
エネルギー移行及びデジタル化	(121)	(41)	58	(51)	(103)	(258)
特別連帯賦課金	-	-	-	-	(138)	(138)
機能通貨の変更（チリ）	-	(607)	-	-	-	(607)
減損損失	-	(58)	(10)	(22)	-	(90)
EBITDA	**3,168**	**6,675**	**10,512**	**4,270**	**(559)**	**24,066**

2025年の**EBITDA**は22,073百万ユーロとなり、前年と比較して1,993百万ユーロ増加した。とりわけ、この変動は基本的に比較対象の２年間の、通常EBITDAに関する上述の影響及び臨時項目からの寄与の差異を反映している。特に、2024年のEBITDAには、ペルーにおける発電資産及び配電資産の売却（1,347百万ユーロ）並びにミラノ県及びブレシア県の多くの地方自治体における配電資産の売却（989百万ユーロ）による収益が含まれているが、2025年１月１日からエネル・ヘネラシオン・チリ及びエネル・チリが実施した機能通貨の変更の影響並びにエネルギー移行及びデジタル化プログラムに関連する費用により一部のみ相殺された。2025年のEBITDAには801百万ユーロの臨時費用が含まれており、そのうち341百万ユーロは投資に起因するマイナスの資本準備金の解消によりスロベンスケ・エレクトラーネの残存持分を売却したことに関連するもの、124百万ユーロはイタリアの水力発電事業件に関連する手数料、57百万ユーロは米国における資産交換のクロージングに伴うものである。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年	増減	
火力発電及び取引	2,263	2,397	(134)	-5.6%
エネル・グリーン・パワー	4,770	5,586	(816)	-14.6%
エネル・グリッド	5,511	4,858	653	13.4%
エンドユーザー市場	2,645	2,484	161	6.5%
ホールディング及びサービス	(375)	(564)	189	33.5%
合計	**14,814**	**14,761**	**53**	**0.4%**

2025年の**通常営業利益**は、前年と比較して53百万ユーロ増加した。

この変動は、ペルーの発電及び配電並びにミラノ県及びブレシア県の多くの地方自治体における配電に関して2024年に売却された資産からの寄与の変動を反映していた。かかる変動を除くと、通常営業利益は360百万ユーロ増加した。これは、通常EBITDAについて述べられた要因並びに過去12ヶ月間に稼働を開始した投資に起因する減価償却費及び償却費の増加を反映していた。

営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2025年					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常営業利益／（損失）	**2,263**	**4,770**	**5,511**	**2,645**	**(375)**	**14,814**
買収・合併による臨時利益／（損失）	(341)	(95)	-	-	-	(436)
減損損失	(1,114)	(1,293)	(86)	(40)	-	(2,533)
企業再編計画	(4)	(8)	(17)	(5)	(53)	(87)
その他の費用	(69)	(124)	-	(21)	(11)	(225)
営業利益／（損失）	**735**	**3,250**	**5,408**	**2,579**	**(439)**	**11,533**

（単位：百万ユーロ）

	2024年					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常営業利益／（損失）	**2,397**	**5,586**	**4,858**	**2,484**	**(564)**	**14,761**
買収・合併による臨時利益／（損失）	44	65	2,265	(2)	(14)	2,358
エネルギー移行及びデジタル化	(121)	(41)	58	(51)	(103)	(258)
特別連帯税	-	-	-	-	(138)	(138)
機能通貨の変更（チリ）	-	(607)	-	-	-	(607)
減損損失	-	(437)	(10)	(175)	-	(622)
営業利益／（損失）	**2,320**	**4,566**	**7,171**	**2,256**	**(819)**	**15,494**

2025年の**営業利益**は、前年と比べて3,961百万ユーロ減少した。この変動は、上記のとおり述べられたEBITDAに関する要因及び2024年と比較した臨時項目の変動の影響を反映していた。

特に、2025年の営業利益には、2,533百万ユーロの価値調整が含まれている。これは主に、地熱発電事業の管理における業界及び規制モデルの進化を反映したイタリアの特定の地熱発電資産（1,068百万ユーロ）、米国の多くのハイブリッド蓄電システム（BESS）（606百万ユーロ）、カナダの風力発電所（133百万ユーロ）並びに主にスペイン及び米国における再生可能エネルギー開発プロジェクト（以下「パイプライン」という。）（307百万ユーロ）に関連するものである。

2024年の臨時項目には、ペルー及びイタリアにおける合併・買収による利益が含まれ、チリの一部企業における機能通貨の変更によるマイナスの影響及び合計622百万ユーロの価値調整により一部のみ相殺された。

グループ通常利益／（損失）

2025年の**グループ通常利益**は、2024年の7,135百万ユーロと比べて7,011百万ユーロとなった。

特に、検討対象の２年間における上述の連結範囲の変更に関する影響は、純金融負債の減少及び平均負債コストの低下に伴う当年度の純金融費用の減少（425百万ユーロ）により一部のみ相殺された。

グループ利益／（損失）

グループ利益は、2024年の7,016百万ユーロから2,791百万ユーロ減少し、4,225百万ユーロとなった。

かかる減少には、主に２つの要因が関連している。

・検討対象の２期間における資産売却による寄与の差異。特に、2025年のグループ利益には、主にスロベンスケ・エレクトラーネに帰属するマイナスの資本準備金の解消の結果としての同社の残存持分投資の売却完了に関連する費用（341百万ユーロ）が含まれている一方、2024年のグループ利益には、2,358百万ユーロの合併・買収取引による利益が含まれており、そのうち1,347百万ユーロはペルーの発電及び配電資産の売却、989百万ユーロはミラノ県及びブレシア県の多くの地方自治体における配電資産の売却に関連していた。

・営業利益に関する上述の臨時価値調整の影響の差異（それぞれ2025年は2,533百万ユーロ、2024年は622百万ユーロ）。

以下の表は、グループ利益とグループ通常利益との調整を示しており、臨時項目と、関連する税効果及び非支配持分控除後の業績に対するそれらの個別の影響を示している。

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年
グループ通常利益	**7,011**	**7,135**
減損損失	(2,100)	(457)
買収・合併による臨時利益／（損失）	(455)	1,425
その他の費用	(170)	-
企業再編計画	(61)	-
スロベンスケ・エレクトラーネにおける投資の売却に関連する一部の資産の簿価引下げ	-	(526)
機能通貨の変更（チリ）	-	(281)
エネルギー移行及びデジタル化	-	(184)
特別連帯税	-	(96)
グループ利益	**4,225**	**7,016**

グループ利益は、主に2024年におけるペルーの発電及び配電資産の売却、ミラノ県及びブレシア県の一部の地方自治体における配電資産の売却並びにスロベンスケ・エレクトラーネにおける株式投資に関連した両期間の連結範囲の差異を勘案して表示されている。

これらの要素に関する影響を考慮したグループ利益の総額と純額の調整は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年
グループ利益	**4,225**	**7,016**
ペルーの資産売却に係るキャピタル・ゲイン	-	(428)
ペルーの資産売却	-	(117)
南アフリカ－インポフ	-	(13)
スロベンスケ・エレクトラーネにおける投資の売却	341	228
ミラノ県及びブレシア県の地方自治体における配電資産の売却によるキャピタル・ゲイン	-	(978)
ミラノ県及びブレシア県の地方自治体における配電資産の移転	-	(72)
同条件ベースのグループ利益	**4,566**	**5,636**

当グループの財務状態及び財務構造の分析

純投下資本及び資金

(単位：百万ユーロ)

	2025年 12月31日	2024年 12月31日	増減	
純固定資産				
－有形固定資産及び無形固定資産	108,836	110,451	(1,615)	-1.5%
－のれん	13,051	12,850	201	1.6%
－持分法適用投資	1,317	1,456	(139)	-9.5%
－その他の純固定資産／（負債）	(2,981)	(2,631)	(350)	-13.3%
純固定資産合計	**120,223**	**122,126**	**(1,903)**	**-1.6%**
純運転資本				
－売掛金	14,555	15,941	(1,386)	-8.7%
－棚卸資産	3,301	3,643	(342)	-9.4%
－機関市場事業者からの純売（買）掛金	(4,422)	(4,378)	(44)	-1.0%
－その他の純流動資産／（負債）	(10,523)	(10,592)	69	0.7%
－買掛金	(11,827)	(13,693)	1,866	13.6%
純運転資本合計	**(8,916)**	**(9,079)**	**163**	**1.8%**
総投下資本	**111,307**	**113,047**	**(1,740)**	**-1.5%**
引当金				
－従業員給付	(1,127)	(1,614)	487	30.2%
－リスク及び費用に対する引当金並びに純繰延税金	(6,532)	(6,760)	228	3.4%
引当金合計	**(7,659)**	**(8,374)**	**715**	**8.5%**
売却目的保有の純資産	339	265	74	27.9%
純投下資本	**103,987**	**104,938**	**(951)**	**-0.9%**
株式合計	**46,805**	**49,171**	**(2,366)**	**-4.8%**
純金融負債	**57,182**	**55,767**	**1,415**	**2.5%**

純投下資本は、2025年12月31日現在で103,987百万ユーロに達し、親会社株主に帰属する資本及び非支配持分46,805百万ユーロ、並びに純金融負債57,182百万ユーロによりまかなわれた。2025年12月31日現在の負債資本比率は1.22（2024年12月31日現在は1.13）であった。純投下資本の951百万ユーロの減少は、主に以下に起因するものであった。

・**純固定資産**の1,903百万ユーロの減少は、主に年度中に認識された価値調整（2,375百万ユーロ）に関連するものであり、特にイタリアの多数の火力発電資産、スペイン、アメリカ、メキシコ及びカナダの再生可能エネルギー資源、当期の減価償却費及び償却費（7,112百万ユーロ）、為替レートのマイナスの推移（3,333百万ユーロ）並びにIFRS第５号に従ってメキシコの発電資産を売却可能として分類したこと（676百万ユーロ）によるものである。これらの影響は、年間の純固定資産の増加（受領した設備助成金483百万ユーロを控除した10,190百万ユーロ）及び当年度中に完了したスペインの水力発電所及び風力発電所並びにアメリカ及びドイツの風力発電所の合併に係る連結範囲の変更による影響（1,524百万ユーロ）を相殺しても余りあるものであった。

・**純運転資本**の163百万ユーロの増加は、主に特にイタリア、スペイン、チリ及びブラジルにおける買掛金の減少に起因するものである。これらの影響は、特にイタリア、スペイン、チリ及びブラジルにおける配電網でのエネルギー販売量及び送電量の減少に関連する売掛金の減少により一部相殺された。
・**引当金**の715百万ユーロの減少は、主に従業員給付による負債並びにリスク及び費用に対する引当金の減少に関連するものであり、これは純繰延資産の減少を相殺しても余りあるものであった。
・**売却目的保有の純資産**が74百万ユーロ増加した。

2025年12月31日現在の**株式合計**は、2,366百万ユーロ減少したが、これは主に配当の支払（ハイブリッド債保有者に支払われるクーポンを含む6,119百万ユーロ）の影響、エネル・エスピーエーによる株式買戻に係る準備金のマイナスの変更（1,005百万ユーロ）及び資本に直接認識された損益計算書の項目のマイナス残高（1,528百万ユーロ）に起因するものである。これらの影響は、当年度利益（5,581百万ユーロ）及び永久ハイブリッド債準備金の増加（1,074百万ユーロ）により一部のみ相殺された。

純金融負債

エネル・グループの純金融負債及び当年度中の変動は以下の表のとおりである。

（単位：百万ユーロ）

	2025年12月31日	2024年12月31日	増減	
長期負債				
－銀行借入	13,528	14,755	(1,227)	-8.3%
－社債	40,736	42,282	(1,546)	-3.7%
－その他の借入	2,883	3,027	(144)	-4.8%
長期負債	*57,147*	*60,064*	*(2,917)*	*-4.9%*
長期金融資産及び有価証券	(2,890)	(2,676)	(214)	-8.0%
純長期負債	**54,257**	**57,388**	**(3,131)**	**-5.5%**
短期負債				
銀行借入				
－長期銀行借入の流動部分	3,017	1,742	1,275	73.2%
－その他の短期銀行借入	192	344	(152)	-44.2%
短期銀行負債	*3,209*	*2,086*	*1,123*	*53.8%*
社債（流動部分）	5,419	5,318	101	1.9%
その他の借入（流動部分）	367	379	(12)	-3.2%
コマーシャル・ペーパー	2,342	2,406	(64)	-2.7%
デリバティブに係る現金担保及びその他の資金調達	289	732	(443)	-60.5%
その他の短期金融借入	152	177	(25)	-14.1%
その他の短期負債	*8,569*	*9,012*	*(443)*	*-4.9%*
長期貸出資産（短期部分）	(1,372)	(2,174)	802	36.9%
貸出資産－現金担保	(2,033)	(1,982)	(51)	-2.6%
その他の短期金融資産	(153)	(374)	221	59.1%
現金及び現金同等物並びに短期有価証券	(5,295)	(8,189)	2,894	35.3%
現金及び現金同等物並びに短期金融資産	*(8,853)*	*(12,719)*	*3,866*	*30.4%*
純短期負債	**2,925**	**(1,621)**	**4,546**	**-**
純金融負債	**57,182**	**55,767**	**1,415**	**2.5%**
売却目的保有資産の純金融負債	**382**	**61**	**321**	**-**

純金融負債は、2025年12月31日現在で57,182百万ユーロ（売却目的保有として分類された資産に関する合計382百万ユーロの純金融負債を含まない。）に達し、2024年12月31日現在の55,767百万ユーロ（売却目的保有として分類された資産に関する61百万ユーロの純金融負債を含まない。）から1,415百万ユーロ増加した。

期間中の投資に必要な資金（受領した助成金483百万ユーロを控除した10,190百万ユーロ）、配当の支払（ハイブリッド債保有者に支払われるクーポン266百万ユーロを含む6,060百万ユーロ）、スペイン、米国及びドイツにおける風力発電所及び太陽光発電所（いわゆる「ブラウンフィールド」投資）の購入（1,094百万ユーロ）、エネル・エスピーエー、エンデサ及びエネル・アメリカスによる自社株買い（1,947百万ユーロ）並びに新規リースが負債に与えた影響（535百万ユーロ）は、営業活動によるプラスのキャッシュ・フロー（13,926百万ユーロ）、エンデサによる太陽光発電所の売却（182百万ユーロ）、2025年中の買戻しを控除した永久ハイブリッド債の新規発行（1,074百万ユーロ）、売却可能資産の範囲に関連する純金融負債の再分類（391百万ユーロ）及び為替レートの推移の改善（2,779百万ユーロ）により一部のみ相殺された。

2025年12月31日現在の負債資本比率は1.22（2024年12月31日現在は1.13）であった。

総金融負債は2025年12月31日現在で68,925百万ユーロに達し、前年度と比較して、持続可能な資金調達に係る44,493百万ユーロ（65%）を含む2,237百万ユーロ減少した。

総金融負債

（単位：百万ユーロ）

	2025年12月31日			2024年12月31日		
	総長期負債	総短期負債	総負債	総長期負債	総短期負債	総負債
総金融負債	65,950	2,975	68,925	67,503	3,659	71,162
－持続可能な資金調達	*42,431*	*2,062*	*44,493*	*45,650*	*2,549*	*48,199*
持続可能な資金調達／総負債合計（%）			65%			68%

総長期金融負債は、以下で構成されている。

・社債は46,155百万ユーロ（そのうち持続可能な社債（グリーンボンド及び持続可能性連動債）に関しては27,769百万ユーロ）であり、2024年12月31日から1,445百万ユーロ減少した。これは、年間の返済及び為替レートの推移の改善によるもので、これらは2025年２月にエネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2,000百万ユーロのマルチトランシェ持続可能性連動債を含む年間の新規発行を相殺しても余りあるものであった。また2025年９月にエネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した4,500百万ドル（約3,800百万ユーロ相当）のマルチトランシェ持続可能性連動債も特筆すべきである。

・銀行借入は16,545百万ユーロ（そのうち持続可能性に連動した資金調達に関しては14,662百万ユーロ）で、前年度と比較して48百万ユーロ増加した。

・その他の借入は3,250百万ユーロで、前年度と比較して156百万ユーロ減少した。

総短期金融負債は、2024年12月31日から684百万ユーロ減少し、2,975百万ユーロとなった。その内訳は、全て持続可能な目標に関連するコマーシャル・ペーパー2,342百万ユーロ、現金担保289百万ユーロ、その他短期金融負債152百万ユーロ及びその他の短期銀行借入192百万ユーロである。

現金及び現金同等物並びに短期金融資産及び長期金融資産は、2024年末と比較して3,652百万ユーロ減少し、合計11,743百万ユーロとなった。かかる減少は主に、「現金及び現金同等物並びに短期有価証券」の2,894百万ユーロの減少に起因する。

持続可能な資金調達

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

2025年、当グループのゼロ・エミッション発電量は83%に達し、2015年の45%から増加した。その結果、二酸化炭素の総排出量は2017年と比較して約67%減少した。同時に、エネルはEUタクソノミーとの整合性も最適化し、2025年12月31日時点で整合性のある投資の割合の80%超を達成した。これにより、当グループは2025年12月31日時点で65%の持続可能な資金調達比率を達成することができた。

現在のエネルのビジネスモデルは、本質的にエネルギー移行を志向している。その結果、当グループは特定の持続可能な目標に結び付いた持続可能な金融商品に依存することが不要となったため、資金調達戦略を当グループ全体のプロファイルに整合させた。これにより、国際資本市場への効率的かつ柔軟なアクセスが確保され、最新の国際基準に沿って、サステナブル・ファイナンスの定義及び関連するベンチマーク比率の見直しが行われることになる。当グループの2040年までにゼロ・エミッションを達成するという目標への注力は、依然として変わらない。

持続可能性に連動した資金調達

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

エネルは、総額約34,000百万ユーロ相当の持続可能性連動債を発行し、2025年12月31日現在の発行残高は27,055百万ユーロであった。

持続可能性に連動した資金調達報告書についての詳細は、年次報告書の「持続可能性に連動した資金調達報告書」を参照のこと。

主要パフォーマンス指標及び持続可能性パフォーマンス目標（SPT）

主要パフォーマンス指標	実際	持続可能性パフォーマンス目標（SPT）				
	2025年	2025年	2026年	2027年	2030年	2040年
KPI #1(1) 発電に関連するスコープ１の温室効果ガス排出量の強度（gCO2eq/kWh）	97	130	125	115	72	-
KPI #2 統合電力に関連するスコープ１及びスコープ３の温室効果ガス排出量の強度（gCO2eq/kWh）	108	135	135	125	73	-
KPI #3 エンドユーザー市場向けガス販売に伴うスコープ３の温室効果ガスの絶対排出量（MtCO2eq）(2)	12.7	18.8	18	16.5	10.3	-
KPI #4 再生可能エネルギー設備容量の割合(%)	69.90	73.00	74.00	75.00	80.00	100.00
KPI #5 EUタクソノミーに沿った資本支出の割合(%)	85.2	>80（2023-2025)(3)	>80（2024-2026)(4)	>80（2025-2027)(5)		

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

2025年12月31日現在、KPI #4は総発電容量（BESSシステム及び管理容量を除く。）の69.90%であり、目標の73%を下回った。この乖離は、2024年に提出した段階的廃止要請に対し、所轄官庁から正式な回答が得られなかったため、計画の範囲内にとどめられたイタリアにおける複数の石炭火力発電所に完全に起因するものである（イタリアにおける発電に関する規制及び料金の問題に関する項目を参照のこと）。

当グループは、2025年時点でこの特定の目標達成に費用が連動する持続可能な金融商品（例えば持続可能性連動債等）を保有していないため、目標の未達成は連結財務費用に何ら影響を及ぼさなかった点に留意されたい。この結果、金融負債に適用される金利に関して、経済的ペナルティ又はステップアップ・メカニズムが発動されることはなかった。

開発銀行及び輸出信用機関からの資金調達

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

エネルは、民間資金を持続可能な開発に振り向けることを目的とした取引を通じて、開発銀行及び輸出信用機関（ECAs）との間で総額約10.8十億ユーロの新たな形態の資金調達を確保している。より具体的には、2025年に当グループは、総額約2.2十億ユーロのこの種の融資を締結した。主な取引には、デンマークの輸出信用機関であるEIFOによるエネル・グループの各子会社に対する総額756百万ユーロの一般企業目的及び持続可能性に連動した資金調達がある。

グリーン・ファイナンス

2017年から2019年の期間において、エネル・グループは、額面総額3,500百万ユーロのグリーンボンドを発行しており、2025年12月31日現在の発行残高は1,250百万ユーロであった。

セグメント別の業績

本書に記載された事業セグメント別の業績の表示は、当グループが採用している運用モデルを考慮し、当グループの業績を監視し、その結果を市場に開示する上で経営陣が使用する手法に基づいている。

事業ラインは、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、また、業績は第一に各事業ラインに関して測定及び評価されて、その後に地理的領域別に分類されることを考慮し、かかる目的のために作成された内部報告と十分に整合している。この点に関して、経営陣は、各国の規制制度にも沿って従来はエンドユーザー市場事業ラインに分配されていたラテンアメリカにおける一部の事業の業績を、2025年のセグメント業績の表示からエネル・グリッド事業ラインの電力供給事業に含めることが適切であると判断したことに留意されたい。

新たな組織体制の適用に伴い、経営陣は、子会社３SUNの業績及び財務データを、エネル・グリーン・パワーからホールディング及びサービス事業ラインへ再分配することも決定した。

この新たな分配に伴い、対応する2024年の数値は比較の目的において修正再表示されている。

2025年及び2024年のセグメント別の業績

2025年の業績

(単位：百万ユーロ)	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	報告セグメント合計(1)	消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他収入	18,615	7,551	20,295	33,776	109	80,346	-	80,346
他のセグメントとの取引による収益及びその他収入	9,307	4,098	2,516	1,490	2,014	19,425	(19,425)	-
収益合計	**27,922**	**11,649**	**22,811**	**35,266**	**2,123**	**99,771**	**(19,425)**	**80,346**
コモディティ契約から生じた純損益	1,226	73	-	(559)	7	747	-	747
EBITDA	**2,725**	**6,502**	**8,879**	**4,177**	**(210)**	**22,073**	**-**	**22,073**
減価償却費、償却費及び減損損失	1,989	3,253	3,471	1,598	229	10,540	-	10,540
営業利益／（損失）	**735**	**3,250**	**5,408**	**2,579**	**(439)**	**11,533**	**-**	**11,533**
資本支出	**591**	**1,939(2)**	**7,029**	**850**	**262**	**10,671**	**-**	**10,671**

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

2024年の業績

(単位：百万ユーロ)	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	報告セグメント合計(1)	消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他収入	10,355	8,940	22,126	37,538	(12)	78,947	-	78,947
他のセグメントとの取引による収益及びその他収入	13,921	3,299	2,789	2,644	1,956	24,609	(24,609)	-
収益合計	**24,276**	**12,239**	**24,915**	**40,182**	**1,944**	**103,556**	**(24,609)**	**78,947**
コモディティ契約から生じた純損益	1,673	(22)	-	(1,171)	(3)	477	-	477
EBITDA	**3,168**	**6,675**	**10,512**	**4,270**	**(559)**	**24,066**	**-**	**24,066**
減価償却費、償却費及び減損損失	848	2,109	3,341	2,014	260	8,572	-	8,572
営業利益／（損失）	**2,320**	**4,566**	**7,171**	**2,256**	**(819)**	**15,494**	**-**	**15,494**
資本支出	**673(2)**	**3,055(3)**	**5,868(4)**	**971(5)**	**254(6)**	**10,821**	**-**	**10,821**

(1) セグメント収益は、第三者からの収益及び他のセグメントとの取引による収益の両方を含んでいる。
(2) 「売却目的保有」として分類された13百万ユーロを含まない。
(3) 「売却目的保有」として分類された９百万ユーロを含まない。
(4) 「売却目的保有」として分類された62百万ユーロを含まない。
(5) 「売却目的保有」として分類された14百万ユーロを含まない。
(6) 「売却目的保有」として分類された91百万ユーロを含まない。

前へ　次へ

以下の表では、検討対象の２期間の各事業ラインの通常EBITDAについて、地理的領域別に示されている。なお、通常EBITDAには、「業績指標の定義」で詳細に説明されている通り、臨時項目は含まれていない。EBITDAとの調整については、「当グループの業績」を参照のこと。

通常EBITDA(1)

(単位：百万ユーロ)	火力発電及び取引			エネル・グリーン・パワー			エネル・グリッド			エンドユーザー市場			ホールディング及びサービス			合計		
	2025	2024	増減	**2025**	2024	増減	**2025**	2024	増減	**2025**	2024	増減	**2025**	2024	増減	**2025**	2024	増減
イタリア	**1,426**	**1,732**	**(306)**	**2,305**	**2,314**	**(9)**	**4,418**	**4,023**	**395**	**2,872**	**3,159**	**(287)**	**110**	**61**	**49**	**11,131**	**11,289**	**(158)**
イベリア半島	**1,652**	**1,491**	**161**	**941**	**999**	**(58)**	**1,991**	**1,820**	**171**	**1,090**	**1,034**	**56**	**24**	**(5)**	**29**	**5,698**	**5,339**	**359**
世界の他の地域	**52**	**19**	**33**	**3,536**	**4,018**	**(482)**	**2,471**	**2,357**	**114**	**200**	**147**	**53**	**(60)**	**(115)**	**55**	**6,199**	**6,426**	**(227)**
アルゼンチン	-	-	-	28	18	10	171	24	147	-	5	(5)	(3)	(1)	(2)	196	46	150
ブラジル	(5)	1	(6)	531	579	(48)	1,471	1,503	(32)	17	12	5	(25)	(34)	9	1,989	2,061	(72)
チリ	47	(41)	88	1,050	1,269	(219)	162	60	102	80	84	(4)	(27)	(78)	51	1,312	1,294	18
コロンビア及び中米	17	(16)	33	883	685	198	667	664	3	74	53	21	-	-	-	1,641	1,386	255
コロンビア	*20*	*(14)*	*34*	*702*	*522*	*180*	*667*	*664*	*3*	*74*	*53*	*21*	-	-	-	*1,463*	*1,225*	*238*
コスタリカ	-	-	-	*13*	*14*	*(1)*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*13*	*14*	*(1)*
グアテマラ	*(1)*	*(1)*	-	*37*	*36*	*1*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*36*	*35*	*1*
パナマ	*(2)*	*(1)*	*(1)*	*131*	*113*	*18*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*129*	*112*	*17*
米国及びカナダ	(37)	(9)	(28)	899	1,205	(306)	-	-	-	19	(31)	50	(5)	(1)	(4)	876	1,164	(288)
メキシコ	1	5	(4)	89	92	(3)	-	-	-	1	7	(6)	-	-	-	91	104	(13)
世界の他の地域－その他の国	29	79	(50)	56	170	(114)	-	106	(106)	9	17	(8)	-	(1)	1	94	371	(277)
ペルー	*29*	*79*	*(50)*	*-*	*96*	*(96)*	*-*	*106*	*(106)*	*(1)*	*11*	*(12)*	*-*	*(1)*	*1*	*28*	*291*	*(263)*
ヨーロッパ及びアフリカ	-	-	-	*52*	*72*	*(20)*	-	-	-	*5*	*2*	*3*	-	-	-	*57*	*74*	*(17)*
アジア及びオセアニア	-	-	-	*4*	*2*	*2*	-	-	-	*5*	*4*	*1*	-	-	-	*9*	*6*	*3*
その他	**9**	**3**	**6**	**-**	**(15)**	**15**	**16**	**(1)**	**17**	**41**	**5**	**36**	**(220)**	**(245)**	**25**	**(154)**	**(253)**	**99**
合計	**3,139**	**3,245**	**(106)**	**6,782**	**7,316**	**(534)**	**8,896**	**8,199**	**697**	**4,203**	**4,345**	**(142)**	**(146)**	**(304)**	**158**	**22,874**	**22,801**	**73**

(1) 通常EBITDAには、当グループが採用するビジネスモデルにおいて通常ではない特定の項目は含まれていない。EBITDAとの調整については、「当グループの業績」を参照のこと。

前へ　次へ

火力発電及び取引

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2025年	2024年	増減	
石炭火力発電	1,503	2,377	(874)	-36.8%
燃料油及びターボガス発電	5,553	5,606	(53)	-0.9%
複合サイクル発電	26,056	26,410	(354)	-1.3%
原子力発電	24,924	24,152	772	3.2%
純発電量合計	**58,036**	**58,545**	**(509)**	**-0.9%**
－イタリア	*8,457*	*9,441*	*(984)*	*-10.4%*
－イベリア半島	*43,330*	*41,988*	*1,342*	*3.2%*
－世界の他の地域	*6,249*	*7,116*	*(867)*	*-12.2%*
－チリ	*5,796*	*4,900*	*896*	*18.3%*
－コロンビア及び中米	*189*	*962*	*(773)*	*-80.4%*
－その他の国	*264*	*1,254*	*(990)*	*-78.9%*

2025年、火力発電は、2024年と比較して509百万kWh減少した。

石炭火力発電の874百万kWhの減少は、主にコロンビア（-774百万kWh）における水力発電及び太陽光発電の利用拡大に起因するものである。

複合サイクル発電並びに燃料油及びターボガス発電の減少（それぞれ354百万kWh及び53百万kWh）は、主に2024年上半期におけるエネル・ヘネラシオン・ペルーの売却の影響（871百万kWh）及びイタリアにおけるこれらの技術の利用の縮小（848百万kWh）に起因するものであり、チリ（896百万kWh）及びスペイン（534百万kWh）で記録された発電量の増加によって一部相殺された。

純発電設備容量

(単位：MW)

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
石炭火力発電	4,627	4,627	-	-
燃料油及びターボガス発電	4,747	4,766	(19)	-0.4%
複合サイクル発電	12,420	11,622	798	6.9%
原子力発電	3,328	3,328	-	-
合計	**25,122**	**24,343**	**779**	**3.2%**
－イタリア(1)	*11,300*	*10,501*	*799*	*7.6%*
－イベリア半島	*11,306*	*11,318*	*(12)*	*-0.1%*
－世界の他の地域	*2,516*	*2,524*	*(8)*	*-0.3%*
－チリ	*1,965*	*1,979*	*(14)*	*-0.7%*
－コロンビア及び中米	*226*	*226*	*-*	*-*
－その他の国	*325*	*319*	*6*	*1.9%*

(1) なお、イタリアの純火力設備容量の数値には、ブリンディジ及びトッレヴァルダリーガ・ノルドの石炭火力発電所（設備容量3,680MW）が含まれているが、これらについては2025年12月以降、石炭の使用が認められなくなる（AIA要件）。これらの発電所については、環境・エネルギー安全保障省（MASE）に対し、恒久的な運転停止の認可を求める正式な申請が提出されている。報告日時点で、当該認可はまだ発行されていないため、これらの発電所は形式上、設備容量の集計に含まれたままである。

連結純有効発電容量は、2024年と比較して779MW増加した。これは主に、フシーナ発電所における発電容量の増加（798MW）によるものであり、発電所の石炭から天然ガスへの転換の一環として、2025年上半期に新設の複合サイクルユニットの初の同期が行われたことに起因する。

当グループの石炭火力発電所、ガス火力発電所及び複合サイクル発電所に関する主な情報は、以下のとおりである。

		2025年	2024年	増減	
発電所一覧					
石炭火力発電所の数	数	5	5	-	-
石炭火力発電所の平均稼働率	%	78.4	82.4	(4.0)	-
石炭火力発電所の効率	%	28.1	28.8	(0.7)	-
石炭火力発電所の平均稼働年数	年	39	38	1	2.6%
ガス火力発電所の数	数	44	44	-	-
ガス火力発電所の平均稼働率	%	88.7	93.0	(4.3)	-
オープンサイクル／複合サイクルガス火力発電所の効率	%	55.8	50.7	5.1	-
オープンサイクル／複合サイクルガス火力発電所の平均稼働年数	年	29	29	-	-

業績

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
収益	27,922	24,276	3,646	15.0%
EBITDA	2,725	3,168	(443)	-14.0%
通常EBITDA	3,139	3,245	(106)	-3.3%
営業利益／（損失）	735	2,320	(1,585)	-68.3%
通常営業利益／（損失）	2,263	2,397	(134)	-5.6%
資本支出	591	673 (1)	(82)	-12.2%

(1) 「売却目的保有」として分類された13百万ユーロを含まない。

以下の表は、2025年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**18,326**	**13,775**	**4,551**	**33.0%**
イベリア半島	**7,428**	**7,977**	**(549)**	**-6.9%**
世界の他の地域	**2,201**	**2,497**	**(296)**	**-11.9%**
アルゼンチン	-	1	(1)	-
ブラジル	896	796	100	12.6%
チリ	841	990	(149)	-15.1%
コロンビア及び中米	248	353	(105)	-29.7%
－コロンビア	*248*	*353*	*(105)*	*-29.7%*
米国及びカナダ	44	65	(21)	-32.3%
メキシコ	108	128	(20)	-15.6%
世界の他の地域－その他の国	64	164	(100)	-61.0%
－ペルー	*64*	*164*	*(100)*	*-61.0%*
その他	**80**	**76**	**4**	**5.3%**
消去及び調整	**(113)**	**(49)**	**(64)**	**-**
合計	**27,922**	**24,276**	**3,646**	**15.0%**

2025年の**収益**は27,922百万ユーロであり、2024年から3,646百万ユーロの増加であった。この増加は、2024年同期と比較して平均価格が上昇する中、イタリアにおける卸売コモディティ販売の増加に起因するものであり、スペインでのガス販売による売上高の減少によりその増加は一部のみ相殺された。

通常EBITDA

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**1,426**	**1,732**	**(306)**	**-17.7%**
イベリア半島	**1,652**	**1,491**	**161**	**10.8%**
世界の他の地域	**52**	**19**	**33**	**-**
ブラジル	(5)	1	(6)	-
チリ	47	(41)	88	-
コロンビア及び中米	17	(16)	33	-
－コロンビア	*20*	*(14)*	*34*	-
－グアテマラ	*(1)*	*(1)*	-	-
－パナマ	*(2)*	*(1)*	*(1)*	-
米国及びカナダ	(37)	(9)	(28)	-
メキシコ	1	5	(4)	-80.0%
世界の他の地域－その他の国	29	79	(50)	-63.3%
－ペルー	*29*	*79*	*(50)*	*-63.3%*
その他	**9**	**3**	**6**	**-**
合計	**3,139**	**3,245**	**(106)**	**-3.3%**

通常EBITDAの106百万ユーロの減少は、主として卸売市場におけるコモディティ販売の利益率低下によるものであり、これはイタリアにおける火力発電の売上増を相殺しても余りあるものだった。2024年のペルーにおける従来型発電資産の処分に関連する連結範囲の変更による影響を除くと、経常EBITDAの減少は68百万ユーロであった。

EBITDAは2,725百万ユーロ（2024年は3,168百万ユーロ）を計上し、443百万ユーロの減少となった。この減少は特に、前述した事業動向、連結範囲の変更及び比較対象となる２期間の臨時項目からのそれぞれの寄与を反映している。臨時項目からの寄与については、2025年のマイナス414百万ユーロ（2024年にはマイナス77百万ユーロ）となった。具体的には、2025年の臨時項目は、主に当年度中の同社に帰属する負の自己資本準備金の取り崩しに伴い、スロベンスケ・エレクトラーネの残余持分の売却が完了したことに関連する費用である。2024年の臨時項目にはペルーの発電資産の売却による利益（44百万ユーロ）並びに主にイタリアにおける旧第４条（法律第92/2012号）基づく引当金及びスペインにおけるAVS（*アクエルド・ヴォルンタリオ・デ・サリーダ*）計画に関連する引当金の調整に関連するエネルギー移行に関連する費用（121百万ユーロ）が含まれる。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**1,202**	**1,497**	**(295)**	**-19.7%**
イベリア半島	**1,070**	**942**	**128**	**13.6%**
世界の他の地域	**(18)**	**(45)**	**27**	**60.0%**
ブラジル	(9)	-	(9)	-
チリ	22	(62)	84	-
コロンビア及び中米	(7)	(37)	30	81.1%
－コロンビア	*2*	*(28)*	*30*	-
－グアテマラ	*(1)*	*(1)*	-	-
－パナマ	*(8)*	*(8)*	-	-
米国及びカナダ	(38)	(14)	(24)	-
メキシコ	(7)	5	(12)	-
世界の他の地域－その他の国	21	63	(42)	-66.7%
－ペルー	*21*	*63*	*(42)*	*-66.7%*
その他	**9**	**3**	**6**	**-**
合計	**2,263**	**2,397**	**(134)**	**-5.6%**

通常営業利益の減少は、主に通常EBITDAに関連して述べた要因及び主にフシーナ発電所に関連する減価償却費、償却費及び減損損失（合計28百万ユーロ）の前年度に比べた増加を反映している。

2025年における**営業利益**は735百万ユーロに達し（2024年は2,320百万ユーロ）、EBITDAで既に言及した要因に加え、2025年のイタリアにおける減価償却費、償却費及び減損損失が増加したこと（879百万ユーロは複合サイクルガス火力発電所（CCGTs）、189百万ユーロは石炭火力発電所、46百万ユーロはポルト・エンペードクレの再ガス化発電所）により、1,585百万ユーロの減少となった。

これらの減損損失は、再生可能エネルギーへの移行が進む中、石炭からの段階的撤退並びにガス及び複合サイクル発電所ポートフォリオの管理における戦略の変更を反映している。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**151**	**269**	**(118)**	**-43.9%**
イベリア半島	**303**	**314**	**(11)**	**-3.5%**
世界の他の地域	**135**	**88**	**47**	**53.4%**
チリ	120	76	44	57.9%
コロンビア及び中米	13	12	1	8.3%
世界の他の地域－その他の国	2	-	2	-
その他	**2**	**2**	**-**	**-**
合計	**591**	**673 (1)**	**(82)**	**-12.2%**

(1) 「売却目的保有」として分類された13百万ユーロを含まない。

2025年の**資本支出**は82百万ユーロ減少し、これはエネルギー移行プロジェクトの一環としての発電設備の転換の戦略に沿ったものである。

エネル・グリーン・パワー

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2025年	2024年	増減	
水力発電	58,939	64,358	(5,419)	-8.4%
地熱発電	5,323	5,500	(177)	-3.2%
風力発電	44,396	46,078	(1,682)	-3.7%
太陽光発電	19,366	17,356	2,010	11.6%
その他の資源	40	36	4	11.1%
純発電量合計	**128,064**	**133,328**	**(5,264)**	**-3.9%**
－イタリア	*23,161*	*25,341*	*(2,180)*	*-8.6%*
－イベリア半島	*17,682*	*17,792*	*(110)*	*-0.6%*
－世界の他の地域	*87,221*	*90,195*	*(2,974)*	*-3.3%*
－アルゼンチン	*2,369*	*2,990*	*(621)*	*-20.8%*
－ブラジル	*19,999*	*20,740*	*(741)*	*-3.6%*
－チリ	*15,787*	*19,738*	*(3,951)*	*-20.0%*
－コロンビア及び中米	*18,667*	*15,672*	*2,995*	*19.1%*
－米国及びカナダ	*26,617*	*25,251*	*1,366*	*5.4%*
－メキシコ	*2,483*	*2,084*	*399*	*19.1%*
－その他の国	*1,299*	*3,720*	*(2,421)*	*-65.1%*

2025年の純発電量合計は、2024年と比べて5,264百万kWh減少した。かかる減少は、水力発電及び風力発電の減少によるものであり、太陽光発電の増加によって一部のみ相殺された。

水力発電の減少は、主に2024年第２四半期のペルーにおける再生可能発電資産の売却（1,819百万kWh）並びに数ヶ国における水の利用可能量の減少、特にイタリア（2,412百万kWh）をはじめ、チリ（3,350百万kWh）、アルゼンチン（621百万kWh）及びブラジル（481百万kWh）における顕著な影響が見られたことによるものである。

かかる変動は、コロンビア及び中米（2,560百万kWh）並びにイベリア半島（775百万kWh）における発電量の増加により、一部のみ相殺された。

風力発電は、主にイベリア半島（618百万kWh）、ブラジル（599百万kWh）、米国（530百万kWh）、ペルー（238百万kWh）（2024年上半期の資産売却の影響による）、チリ（87百万kWh）及びイタリア（89百万kWh）で減少した。これらの影響は、メキシコにおける発電量の増加（398百万kWh）により一部相殺された。

2025年に新規発電所が稼働を開始したことにより、太陽光による発電は、主に米国（1,764百万kWh）、コロンビア（444百万kWh）、ブラジル（422百万kWh）及びイタリア（333百万kWh）で増加している。かかる増加は、チリ（353百万kWh）及びイベリア半島（268百万kWh）における発電量の減少に加えて、前述の事業範囲の変更に起因するペルー（257百万kWh）における発電量の減少により一部相殺された。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
水力発電	28,320	27,697	623	2.2%
地熱発電	860	860	-	-
風力発電	16,184	15,739	445	2.8%
太陽光発電	13,053	12,306	747	6.1%
BESS	3,441	2,847	594	20.9%
その他の資源	6	6	-	-
純有効発電容量合計	**61,864**	**59,455**	**2,409**	**4.1%**
－イタリア	*16,854*	*16,255*	*599*	*3.7%*
－イベリア半島	*11,310*	*10,137*	*1,173*	*11.6%*
－世界の他の地域	*33,700*	*33,063*	*637*	*1.9%*
－アルゼンチン	*1,328*	*1,328*	-	-
－ブラジル	*6,622*	*6,622*	-	-
－チリ	*6,939*	*6,904*	*35*	*0.5%*
－コロンビア及び中米	*4,958*	*4,691*	*267*	*5.7%*
－米国及びカナダ	*11,905*	*11,621*	*284*	*2.4%*
－メキシコ	*1,164*	*1,164*	-	-
－その他の国	*784*	*733*	*51*	*7.0%*

純有効発電容量の増加は、主に水力発電所のポートフォリオ取得に関連するスペインにおける水力発電容量の増加（623MW）、米国（284MW）、スペイン（99MW）及びドイツ（51MW）における風力発電所の取得、スペイン、チリ、コロンビア及びイタリアにおける太陽光発電所の完成及び運用開始（747MW）並びにイタリアにおける貯蔵容量（BESS）の増加（594MW）によるものである。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
収益	11,649	12,239	(590)	-4.8%
EBITDA	6,502	6,675	(173)	-2.6%
通常EBITDA	6,782	7,316	(534)	-7.3%
営業利益／（損失）	3,250	4,566	(1,316)	-28.8%
通常営業利益／（損失）	4,770	5,586	(816)	-14.6%
資本支出	1,939 (1)	3,055 (2)	(1,116)	-36.5%

(1) 「売却目的保有」として分類された２百万ユーロを含まない。
(2) 「売却目的保有」として分類された９百万ユーロを含まない。

以下の表は、2025年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**4,249**	**4,102**	**147**	**3.6%**
イベリア半島	**1,258**	**1,420**	**(162)**	**-11.4%**
世界の他の地域	**6,116**	**6,682**	**(566)**	**-8.5%**
アルゼンチン	39	45	(6)	-13.3%
ブラジル	981	946	35	3.7%
チリ	2,160	1,852	308	16.6%
コロンビア及び中米	1,309	1,496	(187)	-12.5%
－コロンビア	*1,010*	*1,179*	*(169)*	*-14.3%*
－コスタリカ	*19*	*20*	*(1)*	*-5.0%*
－グアテマラ	*92*	*84*	*8*	*9.5%*
－パナマ	*188*	*213*	*(25)*	*-11.7%*
米国及びカナダ	1,290	1,803	(513)	-28.5%
メキシコ	225	242	(17)	-7.0%
世界の他の地域－その他の国	112	298	(186)	-62.4%
－ペルー	-	*160*	*(160)*	-
－ヨーロッパ及びアフリカ	*101*	*124*	*(23)*	*-18.5%*
－アジア及びオセアニア	*11*	*14*	*(3)*	*-21.4%*
その他	**253**	**261**	**(8)**	**-3.1%**
消去及び調整	**(227)**	**(226)**	**(1)**	**-0.4%**
合計	**11,649**	**12,239**	**(590)**	**-4.8%**

収益が前年と比べて減少した主な要因は、米国におけるタックス・パートナーシップ契約による収益の減少（707百万ユーロ）に加えて、2024年第２四半期のペルーにおける再生可能エネルギー資産の売却（160百万ユーロ）並びにコロンビア及び中米における電力販売量の減少（187百万ユーロ）である。これらの影響は、チリ（398百万ユーロ）及び米国（110百万ユーロ）における販売量の増加によって、一部のみ相殺された。

通常EBITDA

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**2,305**	**2,314**	**(9)**	**-0.4%**
イベリア半島	**941**	**999**	**(58)**	**-5.8%**
世界の他の地域	**3,536**	**4,018**	**(482)**	**-12.0%**
アルゼンチン	28	18	10	55.6%
ブラジル	531	579	(48)	-8.3%
チリ	1,050	1,269	(219)	-17.3%
コロンビア及び中米	883	685	198	28.9%
－コロンビア	*702*	*522*	*180*	*34.5%*
－コスタリカ	*13*	*14*	*(1)*	*-7.1%*
－グアテマラ	*37*	*36*	*1*	*2.8%*
－パナマ	*131*	*113*	*18*	*15.9%*
米国及びカナダ	899	1,205	(306)	-25.4%
メキシコ	89	92	(3)	-3.3%
世界の他の地域－その他の国	56	170	(114)	-67.1%
－ペルー	*-*	*96*	*(96)*	*-*
－ヨーロッパ及びアフリカ	*52*	*72*	*(20)*	*-27.8%*
－アジア及びオセアニア	*4*	*2*	*2*	*-*
その他	**-**	**(15)**	**15**	**-**
合計	**6,782**	**7,316**	**(534)**	**-7.3%**

2025年の**通常EBITDA**は、2024年と比べて534百万ユーロ減少した。

2024年第２四半期に売却されたペルーにおける再生可能エネルギー発電資産の寄与が2024年の通常EBITDAにも反映されていたことを考慮すると、同条件ベースでの減少額は422百万ユーロとなった。

この変動は主に米国に起因するものであり、タックス・パートナーシップ契約による収益の減少（707百万ユーロ。生産量の増加による効果（338百万ユーロ）によって一部のみ相殺された。）及びチリにおける通常EBITDAの減少によるものである。チリにおける減少は、主に水力発電を中心とした当年度中の発電量の減少及び為替レートの悪化（186百万ユーロ）に起因する。

かかる減少は、コロンビアにおける利益の改善によって一部のみ相殺された。

EBITDAは6,502百万ユーロ（2024年は6,675百万ユーロ）となり、通常EBITDAに関連する前述の要因にもかかわらず、非経常項目の比重の違いにより、173百万ユーロ減少した。実際、2024年のEBITDAには、機能通貨のチリ・ペソから米ドルへの変更に伴うチリにおける為替ヘッジ取引のための準備金の取崩し（607百万ユーロ）及びペルーにおける再生可能エネルギー発電資産の売却益（65百万ユーロ）が含まれていた。

対照的に、2025年のEBITDAには、米国における資産交換の完了に関連する費用57百万ユーロ、イタリアにおける水力発電事業権の費用に関連する変動部分124百万ユーロ並びにスペイン、コロンビア及びメキシコで開発中の特定のプロジェクトの価値調整に関連する付随費用79百万ユーロが含まれている。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年	**増減**	
イタリア	**1,861**	**1,948**	**(87)**	**-4.5%**
イベリア半島	**572**	**686**	**(114)**	**-16.6%**
世界の他の地域	**2,366**	**2,985**	**(619)**	**-20.7%**
アルゼンチン	26	12	14	-
ブラジル	346	398	(52)	-13.1%
チリ	797	1,054	(257)	-24.4%
コロンビア及び中米	768	572	196	34.3%
－コロンビア	*629*	*458*	*171*	*37.3%*
－コスタリカ	*4*	*7*	*(3)*	*-42.9%*
－グアテマラ	*23*	*14*	*9*	*64.3%*
－パナマ	*112*	*93*	*19*	*20.4%*
米国及びカナダ	391	771	(380)	-49.3%
メキシコ	17	54	(37)	-68.5%
世界の他の地域－その他の国	21	124	(103)	-83.1%
－ペルー	-	*85*	*(85)*	-
－ヨーロッパ及びアフリカ	*23*	*42*	*(19)*	*-45.2%*
－アジア及びオセアニア	*(2)*	*(3)*	*1*	*33.3%*
その他	**(29)**	**(33)**	**4**	**12.1%**
合計	**4,770**	**5,586**	**(816)**	**-14.6%**

通常営業利益の減少は、主に通常EBITDAについて述べた要因に加え、過去12ヶ月間にイタリア、スペイン及び米国を中心に新規発電所が稼働を開始したことに伴う減価償却費及び償却費の増加によるものであった。

営業利益は3,250百万ユーロ（2024年は4,566百万ユーロ）となり、主に上記のEBITDAにおいて述べた要因並びに2025年の減価償却費及び償却費の増加（411百万ユーロ）により、1,316百万ユーロ減少した。さらに、2025年の営業利益には、1,520百万ユーロに上る非経常項目が含まれており、これには、上記のEBITDAに関する記述に加え、米国におけるハイブリッド蓄電システム（606百万ユーロ）、カナダにおける風力発電所（133百万ユーロ）、メキシコにおける風力発電所及び太陽光発電所（113百万ユーロ）並びに主にスペイン及び米国における再生可能エネルギー開発プロジェクト（302百万ユーロ）が含まれる。この金額は、2024年の営業利益に含まれ、かつEBITDAにはまだ未計上である379百万ユーロの非経常項目を上回っており、そのうち334百万ユーロは風力発電所及び太陽光発電所の価値調整に関連するものである。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2025年		2024年		増減	
イタリア	**809**		**858**		**(49)**	**-5.7%**
イベリア半島	**358**		**423**		**(65)**	**-15.4%**
世界の他の地域	**762**		**1,761**		**(999)**	**-56.7%**
ブラジル	114		409		(295)	-72.1%
チリ	143		328		(185)	-56.4%
コロンビア及び中米	328		178		150	84.3%
メキシコ	21		26		(5)	-19.2%
米国及びカナダ	139		817		(678)	-83.0%
世界の他の地域－その他の国	17		3		14	-
－ヨーロッパ及びアフリカ	*17*		*1*		*16*	-
－アジア及びオセアニア	-		*2*		*(2)*	-
その他	**10**		**13**		**(3)**	**-23.1%**
合計	**1,939**	**(1)**	**3,055**	**(2)**	**(1,116)**	**-36.5%**

(1) 「売却目的保有」として分類された２百万ユーロを含まない。
(2) 「売却目的保有」として分類された９百万ユーロを含まない。

2025年の**資本支出**は、稼働中の発電所（ブラウンフィールド）の取得を除くと、前年比で1,116百万ユーロ減少した。かかる減少は、主に米国（678百万ユーロ）、ブラジル（295百万ユーロ）、チリ（185百万ユーロ）、スペイン（65百万ユーロ）及びイタリア（49百万ユーロ）における事業に影響を及ぼした。この全体的な減少は、コロンビア及び中米における投資の増加（150百万ユーロ）によって一部のみ相殺された。

かかる減少は、投資選定に対するアプローチの違いを反映したものであり、財務リターンを最大化し、リスク／リターンのバランスを図るため、ブラウンフィールド発電所への重点を強めている。スペインにおける34基の水力発電所の取得（961百万ユーロ）及び風力発電所のポートフォリオの取得（45百万ユーロ）、米国における資産交換契約の一環として２基の風力発電所の取得（44百万ユーロ）並びにドイツにおける２基の風力発電所の取得（44百万ユーロ）をブラウンフィールド投資に含めると、当年度の資本支出は前年とほぼ同水準であった。

エネル・グリッド

事業

配電及び送電網

(単位：百万kWh)

	2025年	2024年	増減	
エネルの配電網で送られた電力	474,741	481,212	(6,471)	-1.3%
－イタリア	*208,227*	*217,363*	*(9,136)*	*-4.2%*
－イベリア半島	*143,554*	*138,580*	*4,974*	*3.6%*
－世界の他の地域	*122,960*	*125,269*	*(2,309)*	*-1.8%*
－アルゼンチン	*17,658*	*17,551*	*107*	*0.6%*
－ブラジル	*75,424*	*73,942*	*1,482*	*2.0%*
－チリ	*14,389*	*14,648*	*(259)*	*-1.8%*
－コロンビア及び中米	*15,489*	*15,420*	*69*	*0.4%*
－その他の国	-	*3,708*	*(3,708)*	-
稼働中のスマートメーターを有するエンドユーザー（数）(1)	46,204,043	45,181,536	1,022,507	2.3%

(1) うち、第二世代メーターを有するエンドユーザー数は、2025年では30.6百万、2024年では30.5百万であった。

2025年中、エネルの配電網による送電量は1.3%減少したが、これは主に2024年12月にイタリアのミラノ県及びブレシア県の一部の自治体に係る配電資産が売却されたこと（-8.8TWh）並びに2024年上半期にペルーで保有していた配電事業を売却したこと（-3.7TWh）に起因する。かかる影響は、スペインにおける送電量の増加により、一部のみ相殺された。

上記の２件の売却の影響を除くと、エネルの配電網による送電量は、前年比で6.1TWh増加している。

顧客毎の平均停電回数

SAIFI（平均回数）(1)	2025年	2024年	増減	
イタリア	*1.8*	*1.8*	-	-
イベリア半島	*1.1*	*0.9*	*0.2*	*22.2%*
アルゼンチン	*9.6*	*8.0*	*1.6*	*20.0%*
ブラジル	*3.4*	*3.0*	*0.4*	*13.3%*
チリ	*1.4*	*1.4*	-	-
コロンビア	*4.0*	*4.5*	*(0.5)*	*-11.1%*

(1) 2024年の数値は、算定基準の変更を反映して、再計算された。

顧客毎の平均停電継続時間

SAIDI（平均分数）(1)	2025年	2024年	増減	
イタリア	*43.5*	*44.8*	*(1.3)*	*-2.9%*
イベリア半島	*56.8*	*50.9*	*5.9*	*11.6%*
アルゼンチン	*1,199.3*	*974.0*	*225.3*	*23.1%*
ブラジル	*361.1*	*365.3*	*(4.2)*	*-1.1%*
チリ	*165.2*	*173.0*	*(7.8)*	*-4.5%*
コロンビア	*333.6*	*369.1*	*(35.5)*	*-9.6%*

(1) 2024年の数値は、2025年に導入された算定基準の変更を反映して、再計算された。かかる変更により、顧客、偶発的な接触又は第三者による導体への損傷が原因となった停電は、算定対象から除外されている。

上記の表で示されるとおり、コロンビア及びチリにおけるSAIDI指標が改善したことを除き、サービスの質の水準に大きな変化はなかった一方で、アルゼンチンでは、特に悪天候の影響により高止まりしている。

グリッド損失

グリッド損失（平均%）(1)	2025年	2024年	増減	
イタリア(2)	*4.7*	*4.7*	-	-
イベリア半島	*6.3*	*6.4*	*(0.1)*	*-1.6%*
アルゼンチン	*18.2*	*17.2*	*1.0*	*5.8%*
ブラジル	*14.5*	*13.3*	*1.2*	*9.0%*
チリ	*6.6*	*5.8*	*0.8*	*13.8%*
コロンビア	*7.6*	*7.5*	*0.1*	*1.3%*

(1) 2024年の数値は、算定方法をLTM（直近12ヶ月間）からYTD（年度累計）に変更したことに伴い、修正再表示されている。
(2) イタリアにおける技術的損失の平均割合は、2025年12月31日現在で4.0%、2024年12月31日現在で3.9%であった。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年		増減	
収益	22,811	24,915		(2,104)	-8.4%
EBITDA	8,879	10,512		(1,633)	-15.5%
通常EBITDA	8,896	8,199		697	8.5%
営業利益／（損失）	5,408	7,171		(1,763)	-24.6%
通常営業利益／（損失）	5,511	4,858		653	13.4%
資本支出	7,029	5,868	(1)	1,161	19.8%

(1) 「売却目的保有」として分類され、ペルーにおける資産に関連する62百万ユーロを含まない。

以下の表は、2025年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**8,844**	**9,281**	**(437)**	**-4.7%**
イベリア半島	**2,723**	**2,561**	**162**	**6.3%**
世界の他の地域	**11,227**	**13,042**	**(1,815)**	**-13.9%**
アルゼンチン	1,275	1,301	(26)	-2.0%
ブラジル	6,590	6,531	59	0.9%
チリ	1,565	1,585	(20)	-1.3%
コロンビア及び中米	1,797	1,880	(83)	-4.4%
－コロンビア	*1,797*	*1,880*	*(83)*	*-4.4%*
世界の他の地域－その他の国	-	1,745	(1,745)	-
－ペルー	-	*1,745*	*(1,745)*	-
その他	**383**	**365**	**18**	**4.9%**
消去及び調整	**(366)**	**(334)**	**(32)**	**-9.6%**
合計	**22,811**	**24,915**	**(2,104)**	**-8.4%**

収益は、前年と比較して2,104百万ユーロ減少した。このうち、1,745百万ユーロは2024年上半期のペルーにおける配電事業の売却に関連するものであり、989百万ユーロはミラノ県及びブレシア県の一部の自治体における配電事業の売却によるものである。

前述の連結範囲の変更を除くと、当年度の収益は前年比で630百万ユーロ増加した。これは、主に以下の要因によるものである。

・投資の急拡大に伴うイタリアにおける収益の伸び
・最高裁判所が、イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエルユーが提起した上訴を一部認容し、７月27日付け命令TED/749/2022号及び過年度における和解を一部無効とする判決に関する通知を受けた後の、スペインにおける輸送量の増加及び電力料金の調整
・アルゼンチンにおいて、規制機関であるCAMMESAとの間で締結された合意に基づき、その後認識された利益の考慮

通常EBITDA

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**4,418**	**4,023**	**395**	**9.8%**
イベリア半島	**1,991**	**1,820**	**171**	**9.4%**
世界の他の地域	**2,471**	**2,357**	**114**	**4.8%**
アルゼンチン	171	24	147	-
ブラジル	1,471	1,503	(32)	-2.1%
チリ	162	60	102	-
コロンビア及び中米	667	664	3	0.5%
－コロンビア	*667*	*664*	*3*	*0.5%*
世界の他の地域－その他の国	-	106	(106)	-
－ペルー	-	*106*	*(106)*	-
その他	**16**	**(1)**	**17**	**-**
合計	**8,896**	**8,199**	**697**	**8.5%**

通常EBITDAは、697百万ユーロ増加した。

2024年の通常EBITDAには、それぞれ2024年第２四半期及び2024年第４四半期に売却された、ペルーにおける配電事業（106百万ユーロ）並びにミラノ県及びブレシア県の一部の自治体における配電事業（100百万ユーロ）の貢献分も反映されていることを考慮すると、同条件ベースでの増加は903百万ユーロとなった。

この増加は、主に、イタリアにおける2023年以降に行われた投資拡大に伴う電力料金の認識効果、スペインにおける過年度の数値に対するプラス調整分の電力料金の認識の結果及びアルゼンチンにおける当年度中に記録された電力料金のインフレ動向に起因するものである。

また、通常EBITDAについても、比較対象となる２期間において認識された為替レートのマイナスの影響（257百万ユーロ）を受けている点に留意されたい。

EBITDAは、1,633百万ユーロ減少して8,879百万ユーロ（2024年は10,512百万ユーロ）となり、これは2024年にペルーにおける配電資産の売却による1,238百万ユーロの利益並びにイタリアのミラノ県及びブレシア県の複数の自治体における配電資産の売却による989百万ユーロの利益の両方の認識を反映しているが、通常利益で言及された要因の影響によって一部のみ相殺された。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**2,947**	**2,570**	**377**	**14.7%**
イベリア半島	**1,178**	**1,043**	**135**	**12.9%**
世界の他の地域	**1,381**	**1,248**	**133**	**10.7%**
アルゼンチン	(28)	(160)	132	82.5%
ブラジル	793	821	(28)	-3.4%
チリ	75	(11)	86	-
コロンビア及び中米	541	529	12	2.3%
－コロンビア	*541*	*529*	*12*	*2.3%*
世界の他の地域－その他の国	-	69	(69)	-
－ペルー	*-*	*69*	*(69)*	*-*
その他	**5**	**(3)**	**8**	**-**
合計	**5,511**	**4,858**	**653**	**13.4%**

通常営業利益の増加は、主に、通常EBITDAに関連して記述した要因に加えて、配電網への新規投資に伴う減価償却費及び償却費の増加を反映している。

2025年の**営業利益**は、1,763百万ユーロ減少して5,408百万ユーロ（2024年は7,171百万ユーロ）となり、これは主に2024年第２四半期及び2024年第４四半期にペルー及びイタリアで認識された前述の売却益並びに過去12ヶ月間にサービスを開始した新規ネットワーク投資に関連する減価償却費及び償却費の増加によるものである。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**4,303**	**3,530**	**773**	**21.9%**
イベリア半島	**1,013**	**901**	**112**	**12.4%**
世界の他の地域	**1,707**	**1,437**	**270**	**18.8%**
アルゼンチン	200	179	21	11.7%
ブラジル	1,082	868	214	24.7%
チリ	144	120	24	20.0%
コロンビア及び中米	281	270	11	4.1%
その他	**6**	**-**	**6**	**-**
合計	**7,029**	**5,868 (1)**	**1,161**	**19.8%**

(1) 「売却目的保有」として分類され、ペルーにおける資産に関連する62百万ユーロを含まない。

検討対象の２期間における**資本支出**は、1,161百万ユーロ増加した。この増加は、主にイタリアにおいて、業務効率、品質及びインフラのデジタル化の向上を目的として実施された活動によるものであり、その他の国では主にラテンアメリカにおいて、気象現象に対するレジリエンスを強化することを目的とした活動によるものである。

エンドユーザー市場

事業

電力販売

(単位：百万kWh)

	2025年	2024年	増減	
自由市場	158,624	174,715	(16,091)	-9.2%
規制市場	91,266	98,834	(7,568)	-7.7%
合計	**249,890**	**273,549**	**(23,659)**	**-8.6%**
－イタリア	*56,858*	*73,746*	*(16,888)*	*-22.9%*
－イベリア半島	*75,161*	*74,375*	*786*	*1.1%*
－世界の他の地域	*117,871*	*125,428*	*(7,557)*	*-6.0%*
－アルゼンチン	*14,363*	*14,350*	*13*	*0.1%*
－ブラジル	*65,448*	*66,678*	*(1,230)*	*-1.8%*
－チリ	*23,750*	*25,105*	*(1,355)*	*-5.4%*
－コロンビア及び中米	*14,310*	*14,459*	*(149)*	*-1.0%*
－その他の国	-	*4,836*	*(4,836)*	-

2025年、自由市場における電力販売量の減少は、主に企業間（B2B）の顧客セグメントに関するものである。消費者及び中小企業の各セグメントを重視する販売戦略を採用したことで最も大きな変化が生じたイタリアでは、減少は自由市場と規制市場の両方におけるもので、後者については、規制の変更により2024年７月１日に保護強化市場が閉鎖されたことも反映している(1)。世界の他の国における減少は、主にペルーの資産の処分に起因する。

(1) 「脆弱な」顧客を除く。

天然ガス販売

(単位：百万立方メートル)

	2025年	2024年	増減	
企業から顧客（B2C）への販売	2,880	3,116	(236)	-7.6%
企業間（B2B）の販売	3,388	3,938	(550)	-14.0%
合計	**6,268**	**7,054**	**(786)**	*-11.1%*
－イタリア	*3,031*	*3,427*	*(396)*	*-11.6%*
－イベリア半島	*3,010*	*3,372*	*(362)*	*-10.7%*
－世界の他の地域	*227*	*255*	*(28)*	*-11.0%*
－チリ	*186*	*192*	*(6)*	*-3.1%*
－コロンビア及び中米	*41*	*63*	*(22)*	*-34.9%*

需要反応容量及び照明地点

	2025年	2024年		増減	
需要反応容量（MW）	10,245	9,250		995	10.8%
照明地点（千単位）	2,800	2,908		(108)	-3.7%
公共の充電地点(数)(1)	31,572	28,314	(2)	3,258	11.5%

(1) ジョイント・ベンチャーにより管理されている充電地点数を含めると、2025年12月31日時点で33,260ヶ所、2024年12月31日時点では29,629ヶ所となる。
(2) 2024年の数値は、より正確な計算を反映している。

2025年の需要反応容量は、前年と比較して995MW増加し10,245MWとなった。主に韓国（+463MW）、イタリア（+180MW）及び米国（+132MW）において増加した。

2025年、公共の充電地点数は合計31,572ヶ所となり、イタリア、スペイン、及びラテンアメリカでは前年と比較して3,258ヶ所増加した。

照明地点は、インテリジェントかつ省エネの公共照明の導入に関連するものだが、主にイタリアにおいて減少した（-64,000ヶ所）。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年	増減	
収益	35,266	40,182	(4,916)	-12.2%
EBITDA	4,177	4,270	(93)	-2.2%
通常EBITDA	4,203	4,345	(142)	-3.3%
営業利益／（損失）	2,579	2,256	323	14.3%
通常営業利益／（損失）	2,645	2,484	161	6.5%
資本支出	850	971 (1)	(121)	-12.5%

(1) 「売却目的保有」として分類された14百万ユーロを含まない。

以下の表は、2025年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**17,790**	**22,869**	**(5,079)**	**-22.2%**
イベリア半島	**16,655**	**16,467**	**188**	**1.1%**
世界の他の地域	**791**	**780**	**11**	**1.4%**
アルゼンチン	-	8	(8)	-
ブラジル	77	76	1	1.3%
チリ	143	157	(14)	-8.9%
コロンビア及び中米	168	157	11	7.0%
－コロンビア	*168*	*157*	*11*	*7.0%*
米国及びカナダ	241	149	92	61.7%
メキシコ	3	21	(18)	-85.7%
世界の他の地域－その他の国	159	219	(60)	-27.4%
－ペルー	-	*23*	*(23)*	-
－ヨーロッパ及びアフリカ	*70*	*76*	*(6)*	*-7.9%*
－アジア及びオセアニア	*89*	*120*	*(31)*	*-25.8%*
－消去	-	-	-	-
世界の他の地域の消去	-	(7)	7	-
その他	**249**	**239**	**10**	**4.2%**
部門間消去及び調整	**(219)**	**(173)**	**(46)**	**-26.6%**
合計	**35,266**	**40,182**	**(4,916)**	**-12.2%**

2025年の**収益**は、全体で12.2%減少した。特にイタリアにおける収益の減少は、末端顧客に適用される料金水準の正常化と、上述の保護強化市場の閉鎖も一因となった電力及びガスの販売量の縮小の両方によるものである。この減少は、平均販売価格の上昇を背景とした販売量の増加によるスペインの収益増加と、新たな容量市場オークション向けの需要反応による米国の収益増加によって、一部のみ相殺された。

通常EBITDA

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	**増減**	
イタリア	**2,872**	**3,159**	**(287)**	**-9.1%**
イベリア半島	**1,090**	**1,034**	**56**	**5.4%**
世界の他の地域	**200**	**147**	**53**	**36.1%**
アルゼンチン	-	5	(5)	-
ブラジル	17	12	5	41.7%
チリ	80	84	(4)	-4.8%
コロンビア及び中米	74	53	21	39.6%
－コロンビア	*74*	*53*	*21*	*39.6%*
米国及びカナダ	19	(31)	50	-
メキシコ	1	7	(6)	-85.7%
世界の他の地域－その他の国	9	17	(8)	-47.1%
－ペルー	*(1)*	*11*	*(12)*	-
－ヨーロッパ及びアフリカ	*5*	*2*	*3*	-
－アジア及びオセアニア	*5*	*4*	*1*	*25.0%*
その他	**41**	**5**	**36**	-
合計	**4,203**	**4,345**	**(142)**	**-3.3%**

2025年の**通常EBITDA**は、2024年と比較して142百万ユーロ（3.3%）減少し4,203百万ユーロとなった。2024年の通常EBITDAには、2024年に売却されたペルーの資産分も反映されていることを考慮すると、同条件ベースでは131百万ユーロの減少であった。この変動は主に、上述した小売市場における売上高の減少、及び末端顧客に適用される価格の正常化によりイタリアで利益が減少したことによるものであり、これは収益の項で既に述べた理由によるスペインと米国における業績向上によって、一部のみ相殺された。

EBITDAは、上述した要因により93百万ユーロ減少し4,177百万ユーロ（2024年は4,270百万ユーロ）となった。臨時項目には、コロンビアにおける1998年から2004年までの公共照明サービスに関する補償、イタリアにおける*ex* 第４条（法律第92/2012号）の基金に関するエネルギー移行及び保護強化サービスの終了に係る費用、並びにスペインにおけるAVS（*アクエルド・ヴォルンタリオ・デ・サリーダ*）基金に係る費用も含まれている。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**1,961**	**1,953**	**8**	**0.4%**
イベリア半島	**580**	**536**	**44**	**8.2%**
世界の他の地域	**135**	**51**	**84**	**-**
アルゼンチン	-	5	(5)	-
ブラジル	-	(17)	17	-
チリ	70	82	(12)	-14.6%
コロンビア及び中米	59	32	27	84.4%
－コロンビア	*59*	*32*	*27*	*84.4%*
米国及びカナダ	4	(61)	65	-
メキシコ	1	7	(6)	-85.7%
世界の他の地域－その他の国	1	3	(2)	-66.7%
－ペルー	*(1)*	*6*	*(7)*	-
－ヨーロッパ及びアフリカ	*3*	*(2)*	*5*	-
－アジア及びオセアニア	*(1)*	*(1)*	-	-
その他	**(31)**	**(56)**	**25**	**44.6%**
合計	**2,645**	**2,484**	**161**	**6.5%**

通常営業利益の増加は、通常EBITDAに関係する上述の要因に加え、当期中に認識された減価償却費、償却費及び減損損失の減少（前年の1,861百万ユーロから2025年には1,558百万ユーロに減少）に関連している。具体的には、主にイタリアとスペインにおいて、売掛金が価値調整によって374百万ユーロ減少し、顧客獲得費用の資産計上に関する減価償却費及び償却費の増加によって、一部のみ相殺された。

2025年の**営業利益**は、2,579百万ユーロ（2024年は2,256百万ユーロ）であり、通常営業利益に関連して上述した要因の影響を受けたほか、2024年と比較して臨時価値調整が減少したことも寄与した。主に、2025年についてはイタリアにおけるソフトウェア・プラットフォームの価値調整40百万ユーロ、2024年についてはイタリア及び米国におけるソフトウェア・プラットフォーム（91百万ユーロ）、米国のeモビリティ資産（40百万ユーロ）及び貯蔵システム（44百万ユーロ）に係る175百万ユーロに関連するものである。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年		増減	
イタリア	**471**	**549**		**(78)**	**-14.2%**
イベリア半島	**302**	**324**		**(22)**	**-6.8%**
世界の他の地域	**37**	**48**		**(11)**	**-22.9%**
ブラジル	7	7		-	-
チリ	2	4		(2)	-50.0%
コロンビア及び中米	20	18		2	11.1%
米国及びカナダ	6	16		(10)	-62.5%
世界の他の地域－その他の国	2	3		(1)	-33.3%
－アジア及びオセアニア	*2*	*3*		*(1)*	*-33.3%*
その他	**40**	**50**		**(10)**	**-20.0%**
合計	**850**	**971**	**(1)**	**(121)**	**-12.5%**

(1) 「売却目的保有」として分類された14百万ユーロを含まない。

エンドユーザー市場事業ラインの**資本支出**は、主にイタリア及びスペインにおいて121百万ユーロ減少した。

ホールディング及びサービス

業績

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年		増減	
収益	2,123	1,944		179	9.2%
EBITDA	(210)	(559)		349	62.4%
通常EBITDA	(146)	(304)		158	52.0%
営業利益／（損失）	(439)	(819)		380	46.4%
通常利益／（損失）	(375)	(564)		189	33.5%
資本支出	262	254	(1)	8	3.1%

(1) この数値は、「売却目的保有」として分類された91百万ユーロ（主に、IFRS第５号に従った以前の分類の決定条件が適用されなくなったため、2024年６月以降「使用目的保有」の資産及び負債として再分類されている、2024年上半期に３SUN社が行った投資である。）を含まない。

以下の表は、2025年の地理的領域別の業績の内訳を示している。「その他」は、当グループの親会社及びグローバル・サービスを提供するその他の会社の業績を報告している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**772**	**769**	**3**	**0.4%**
イベリア半島	**427**	**405**	**22**	**5.4%**
世界の他の地域	**81**	**(11)**	**92**	**-**
ブラジル	1	1	-	-
チリ	43	(6)	49	-
米国及びカナダ	40	1	39	-
世界の他の地域－その他の国	(3)	(7)	4	57.1%
ホールディング／その他	**1,075**	**990**	**85**	**8.6%**
部門間消去及び調整	**(232)**	**(209)**	**(23)**	**-11.0%**
合計	**2,123**	**1,944**	**179**	**9.2%**

2025年の**収益**は、2024年と比較して179百万ユーロ増加した。収益の変動は、他の当グループ会社に提供した支援サービスの増加に関連している。

通常EBITDA

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**110**	**61**	**49**	**80.3%**
イベリア半島	**24**	**(5)**	**29**	**-**
世界の他の地域	**(60)**	**(115)**	**55**	**47.8%**
アルゼンチン	(3)	(1)	(2)	-
ブラジル	(25)	(34)	9	26.5%
チリ	(27)	(78)	51	65.4%
米国及びカナダ	(5)	(1)	(4)	-
世界の他の地域－その他の国	-	(1)	1	-
ホールディング／その他	**(220)**	**(245)**	**25**	**10.2%**
合計	**(146)**	**(304)**	**158**	**52.0%**

2025年の**マイナスの通常EBITDA**が2024年と比較して158百万ユーロ減少したことは、グループ・ホールディング・カンパニーが管理する資産及びプロセスが、当グループの戦略計画で示された有効性と効率性の水準の達成に向けて着実に改善していることを示している。

マイナスのEBITDAは、2024年と比較して349百万ユーロ減少した。これは通常営業からの利益の改善によるものであり、2025年は企業再編計画に関する費用（53百万ユーロ）が含まれている。このプラスの変化は、スペインにおける138百万ユーロの特別連帯税、並びにイタリア及びスペインにおける総額103百万ユーロのエネルギー移行に係る費用が2024年に認識されたことの影響も受けている。

通常営業利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**42**	**(6)**	**48**	**-**
イベリア半島	**(16)**	**(45)**	**29**	**64.4%**
世界の他の地域	**(73)**	**(127)**	**54**	**42.5%**
アルゼンチン	(3)	(1)	(2)	-
ブラジル	(31)	(40)	9	22.5%
チリ	(34)	(84)	50	59.5%
米国及びカナダ	(5)	(1)	(4)	-
世界の他の地域－その他の国	-	(1)	1	-
ホールディング／その他	**(328)**	**(386)**	**58**	**15.0%**
合計	**(375)**	**(564)**	**189**	**33.5%**

2025年における**通常営業損失**は、189百万ユーロ減少した。この変動は、マイナスの通常EBITDAの減少、並びに減価償却費及び償却費の31百万ユーロの減少を反映している。

2025年における**営業損失**は380百万ユーロ減少し、上述したマイナスのEBITDAの減少、並びに減価償却費及び償却費の減少の影響によるものである。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	増減	
イタリア	**73**	**47**	**26**	**55.3%**
イベリア半島	**19**	**17**	**2**	**11.8%**
世界の他の地域	**5**	**14**	**(9)**	**-64.3%**
ブラジル	2	2	-	-
チリ	3	12	(9)	-75.0%
ホールディング／その他	**165**	**176**	**(11)**	**-6.3%**
合計	**262**	**254 (1)**	**8**	**3.1%**

(1) この数値は、「売却目的保有」として分類された91百万ユーロ（主に、IFRS第５号に従った以前の分類の決定条件が適用されなくなったため、2024年６月以降「使用目的保有」の資産及び負債として再分類されている、2024年上半期に３SUN社が行った投資である。）を含まない。

2025年の**資本支出**は、前年と同様であった。

エネルの株式

エネル及び金融市場

	2025年	2024年
１株当たりEBITDA（ユーロ）	2.17	2.37
１株当たり営業利益（ユーロ）	1.13	1.52
１株当たりグループ利益（ユーロ）	0.39	0.67
１株当たりグループ通常利益（ユーロ）	0.69	0.70
１株当たり配当金（ユーロ）	0.49	0.47
１株当たりグループ資本（ユーロ）	3.15	3.32
株価 - 12ヶ月間の最高値（ユーロ）	9.08	7.34
株価 - 12ヶ月間の最安値（ユーロ）	6.65	5.70
12月の平均株価（ユーロ）	8.77	6.91
時価総額（百万ユーロ）(1)	89,191	70,230
12月31日現在の発行済株式数（百万株）(2)	**10,167**	**10,167**

(1) 12月の平均株価で算出。
(2) 株式数には、2025年は133,554,875株、2024年は12,079,670株の自己株式が含まれている。

		2025年12月31日 現在	2024年12月31日 現在
格付け			
スタンダード・アンド・プアーズ	アウトルック	ポジティブ	安定的
	中長期	BBB	BBB
	短期	A-2	A-2
ムーディーズ	アウトルック	安定的	安定的
	中長期	Baa1	Baa1
	短期	-	-
フィッチ	アウトルック	安定的	安定的
	中長期	BBB+	BBB+
	短期	F2	F2

欧州の主要株価指数は、FTSE MIBが31.5%、Ibex35が49.3%、DAXが23.0%、CAC40が10.4%上昇して2025年度末を迎えた。

ユーロ圏の公益事業指数（EURO STOXX Utilities）も、34.1%の上昇で年度末を迎えた。

最後に、エネルの株価については、2025年の終値は１株当たり8.88ユーロで前年比28.9%の増加となり、イタリア及び欧州のセクター別株価指数の推移よりはやや小幅な上昇であった。

2025年１月22日、エネルは2024年の利益から１株当たり0.215ユーロの中間配当を支払い、2025年７月23日に同年の配当の残額を0.255ユーロ支払った。2025年の配当総額は１株当たり0.47ユーロとなり、2024年の１株当たり0.43ユーロを9.3%上回った。

2025年の通常利益に関しては、2026年１月21日に１株当たり0.23ユーロの中間配当が支払われ、配当の残額は2026年７月22日に支払われる予定である。

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

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

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	スケール（低／高）
主要なESG格付け			
エムエスシーアイ	AA	AA	CCC／AAA
サステイナリティクスESGリスク・レーティング	17.4 （低程度のリスク）	21.6 （中程度のリスク）	50／0
スタンダード・アンド・プアーズ・グローバルESG	81	78	0／100
エフティーエスイーラッセルESG	4.8	4.8	0／5
アイエスエスESGコーポレート・レーティング	B	B	D-／A+
シーディーピー	A（気候） A-（水）	A（気候） A-（水）	D-／A

前へ

５【重要な契約等】

2025年における重要な事象

エネルは、２十億ユーロの永久ハイブリッド債を新規発行

2025年１月７日、エネル・エスピーエーは欧州市場で、機関投資家向けに総額２十億ユーロの新しいユーロ建て非転換劣後永久ハイブリッド債の発行に成功した。この発行は、以下の２つのシリーズで構成されている。

年間固定クーポン4.250%が2030年４月14日の初回リセット日（当日を除く。）まで支払われる、1,000百万ユーロの債券

年間固定クーポン4.5%が2033年１月14日の初回リセット日（当日を除く。）まで支払われる、1,000百万ユーロの債券

エネルは、ユーロ債市場で２十億ユーロのトリプルトランシェの持続可能性連動債を発行

2025年２月17日、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイは、ユーロ債市場で、機関投資家向けに総額２十億ユーロの持続可能性連動債を発行し、注文総額は約５十億ユーロであった。

この発行は、平均約６年の発行期間で、平均クーポンは３%を下回り、以下の３つのトランシェで構成されている。

満期が2028年２月24日、固定金利2.625%の750百万ユーロ

満期が2031年２月24日、固定金利３%の750百万ユーロ

満期が2036年２月24日、固定金利3.5%の500百万ユーロ

エネルは、12十億ユーロのコミット型リボルビング信用与信枠に署名

2025年２月19日、エネル・エスピーエー及びその子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイ（EFI）は、12十億ユーロ、満期５年のコミット型リボルビング持続可能性連動信用与信枠に署名した。

この与信枠は、2021年３月にエネルとEFIが締結しその後修正された、総額13.5十億ユーロの従来の信用与信枠に代わるものである。新しい与信枠の費用は、エネルに付与された暫定的な格付けに基づいて変動し、現在の格付けに基づくと、スプレッドはEuriborを40bps上回り下限はゼロで、コミットメント・フィーはスプレッドの35%に相当する。

アクシオーナ・エネルジアからスペインにおける626MWの水力発電所ポートフォリオ取得を完了

2025年２月26日、エンデサ・ヘネラシオンは、アクシオーナ・グループの会社であるコーポラシオン・アクシオーナ・エネルジア・レノバブルズから、コーポラシオン・アクシオーナ・ハイドロリカ・エスエル（CAH）の全株式資本の取得を完了し、総額961百万ユーロとなったが、うち959百万ユーロは現金で支払われ、特定の契約条件が遵守されることを条件として、２百万ユーロの残額となった。

CAHが保有する発電所のポートフォリオは、スペイン北東部に位置する総設備容量626MWの34基の水力発電所を含む。

エンデサにおける自社株買いプログラムの開始

2025年３月26日、エンデサ・エスエーの取締役会は、2027年12月31日までに複数回にわたって実施される最大２十億ユーロの自社株買いの枠組みを承認した。

2025年には、プログラムのうち最初の３つのトランシェが実施された。

- 2025年４月に満期となった１つ目のトランシェでは、従業員向けの変動報酬制度のために17百万ユーロの自社株買いが行われた。
- 株式資本の削減を目的とした２つ目のトランシェは、2025年10月初旬に満期を迎え、総額442百万ユーロ（最大支出額の88.5%に相当）となった。
- ３つ目のトランシェは、同じく最大500百万ユーロの株式資本の削減を目的としており、2025年10月に開始された。

2025年12月31日現在、２つ目及び３つ目のトランシェの一環として、エンデサは総支出額525百万ユーロを投じて総額19.8百万株を買い戻した。これらの全ての株式は、年末時点で保有されていた。

ヌクリタリアの設立により、エネル、アンサルド・エネルジア及びレオナルドが新原子力発電の研究で提携

2025年５月14日、エネル、アンサルド・エネルジア及びレオナルドは、新原子力分野における先端技術の研究及び市場機会の分析を任務とする会社であるヌクリタリアの設立を正式に決定した。ヌクリタリアの資本は、エネル（51%）、アンサルド・エネルジア（39%）及びレオナルド（10%）が保有する。

ヌクリタリアは、まずは水冷式小型モジュール炉（SMR）に焦点を当て、持続可能な新しい原子力発電技術の最も革新的で成熟した設計を評価する。

エネル・プロデュツィオーネが保有するスロベンスケ・エレクトラーネの残余持分をエネルゲティツキー・ア・プルミスロヴィ・ホールディングへ売却完了

2025年５月23日、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーは、スロベンスケ・エレクトラーネの株式資本の66%を保有する会社であるスロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイの株式資本の50%をエネルゲティツキー・ア・プルミスロヴィ・ホールディング（EPH）に売却した。

この売却は、2015年から2020年にかけて締結された契約により予期されたEPHによる早期コールオプションの行使を受け、2024年12月18日に締結された契約の実行により完了した。この契約では、スロヴァク・パワー・ホールディングの100%の売却の対価総額は150百万ユーロに設定され、支払われた。

この段階において、この取引では、エネル・グループがスロバキア・パワー・ホールディング及びスロベンスケ・エレクトラーネに提供した保証及び融資コミットメントの期限が満了することを規定しているとともに、EPHにおいて、エネル・グループがスロベンスケ・エレクトラーネに供与した与信枠を資本利息を含めて総額1,144百万ユーロ（うち77百万ユーロは2024年に支払済み。）で返済することを規定している。

この取引は、資本準備金の取り崩しを反映し、当グループの当期純利益に341百万ユーロのマイナスの会計的影響を与えた。

エネルは、スペインの風力発電所及び風力発電プロジェクトのポートフォリオを所有するセタサの買収を最終合意

2025年７月31日、エネルはエンデサを通して支配するグループ会社であるエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユーが、カーヤ・ルラル・デ・ソリア及びカーヤ・ルラル・デ・ソリア/ナバラからそれぞれ37.5%及び25%のセタサの株式を取得する契約を最終合意したと発表した。セタサは、ソリア県において稼働中の風力発電所の99MWのポートフォリオに加え、開発中の風力発電プロジェクトとして30MWを保有している。合意後、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユーはセタサへの持分を100%に引き上げた。支払われた報酬は45百万ユーロで、企業価値の100%は約60百万ユーロに相当する。

エネル・アメリカは自社株買いプログラムを承認

2025年７月31日、チリの上場子会社であるエネル・アメリカス・エスエーの取締役会は、株主総会の開催日から90日間を期間とし、エネル・アメリカスの株式資本の最大４%を対象とする自社株買いプログラムの承認を決議するために、2025年８月28日付けの臨時株主総会の招集を承認した。

臨時株主総会の後に開かれた取締役会では、購入価格を2025年７月30日までの90日間の加重平均価格に15%のプレミアムを加えた105.23ドルに設定した。

本取引は2025年10月１日に完了し、総額は421百万ユーロとなった。本取引後、当グループのエネル・アメリカス・エスエーに対する持分は82.27%から85.71%に増加した。

エネルは、１十億ユーロを上限とする新しい自社株買いプログラムを開始

2025年７月31日、2025年５月22日の株主総会決議の実施により、エネル・エスピーエーの取締役会は、総額１十億ユーロを上限とし、いかなる場合でも495百万株（エネルの株式資本の約4.87%に相当）を上限とする自社株買いプログラム（以下「本プログラム」という。）の開始を承認した。

本プログラムは、2025年８月１日から同年12月31日まで延長されたが、この目的のために取得した自己株式の消却による配当金の分配に加えて、株主に対して報酬を提供することを目的としていた。

2025年12月31日時点で、本プログラムの実施に伴い、エネル・エスピーエーは総額1,000百万ユーロとなる122,469,633株を取得した。既に保持していた株式及び当該期間中に取得した株式を考慮すると、2025年12月31日時点で当社は合計133,554,875株の自己株式を保有しており、これは株式資本の約1.3%に相当する。

エネルは、4.5十億ドルのマルチトランシェの債券の発行を完了し、ユーロ換算での平均コストは約3.6%となった

2025年９月24日、エネル・エスピーエーによって支配される金融会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイは、米国及び国際市場の機関投資家向けに、総額4.5十億ドル（約3.8十億ユーロ相当）のマルチトランシェの債券を発行した。本取引はエネルによって保証されているが、約３倍の申込み超過があり、総注文額は約14.4十億ドルとなった。本発行は、受渡日を2025年９月30日とする４つのトランシェで構成されており、平均年限は約12年、またユーロ換算での平均コストは約3.6%である。

エネルは、米国における連結再生可能エネルギー容量を285MW増加させる

2025年10月１日、エネル・ノース・アメリカによって支配される完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EGPNA）は、ガルフ・パシフィック・パワーとの間で資産交換取引を完了した。契約により、EGPNAは風力発電施設を所有する複数の企業ビークルの比率を51%に引き上げた。同時に、当社は風力発電施設における複数の少数株主持分及び小規模な風力発電施設の全持分を売却し、この種の取引では一般的な調整メカニズムの対象となる約50百万ドルの現金対価を得た。

結果として、エネルは米国における連結純設備容量を285MW増加させた。本取引は、既に稼働中の資産（ブラウンフィールド）の取得等を通じて、再生可能エネルギー源からの発電容量を増加するという当グループの戦略に沿ったものである。

エネル及びマスダールは、稼働している446MWのスペインにおける太陽光発電所を対象に、2025年３月に署名したパートナーシップ契約を締結

2025年10月２日、エンデサを通して支配するグループ会社であるエネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、スペインで稼働している総設備容量446MWのエンデサの４つの太陽光発電所を保有するビークルであるイージーピーイー・ソーラー・２の株式資本の49.99%に相当する非支配持分を、UAEのクリーンエネルギーを牽引するマスダールへの売却が完了した。

2025年３月24日に締結された合意に基づき、マスダールは、イージーピーイー・ソーラー・２の株式資本の49.99%を取得するために182百万ユーロを支払ったが、これはこの種の取引で慣例的な調整の対象となる。

エネルは経営権を維持し、したがってイージーピーイー・ソーラー・２の支配を維持し完全に連結し続けるため、この取引が当グループの経済業績に与える影響はなかった。

本取引は、スペイン国内で既に稼働中のその他の太陽光発電資産２GWのポートフォリオで2024年12月にマスダールと締結した提携に続くものであり、2025－2027年度戦略計画で定められた、戦略的資産に対する支配権を維持しつつ、生産性及び投資した資本に対するリターンを最大化するという目標に沿ったものである。

エネルは、グループの新しいデジタル企業であるレーネを発表

2025年10月28日、当グループは、デジタルチャネルを好む傾向が見られる成長著しい市場セグメントを掌握することを目的として、電力の提供を中心に将来的にはガス関連サービスも手掛ける新しいデジタル企業であるレーネを設立した。

エネルは、ドイツの陸上風力発電所ポートフォリオを取得

2025年12月15日、エネルは、子会社であるエネル・グリーンパワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハーを通じて、ドイツ国内の陸上風力発電所２ヶ所からなる、総設備容量51MWのポートフォリオの買収を完了した。企業価値は約80百万ユーロとなり、この取引は、ドイツで操業する発電所ポートフォリオに対するエネル・グループ初の大型買収となるが、ドイツは、その成長の可能性と良好な規制環境から、当グループの地理的拡大戦略における主要市場の１つである。

バルジ水力発電所

2024年４月９日にバルジの水力発電所で発生した事故に関して、エネル・グリーン・パワー・イタリアは当局と協力して事故の再現に継続的に取り組んでおり、事故原因はボローニャ検察庁によって調査中である。

再現不能な調査が繰り返し行われていることを考慮して、検察庁は５人を調査対象者のリストに入れた。このうち３人はエネル・グリーン・パワー・イタリアの従業員で、２人は発電所で進行中の作業の実行に関与した外部専門家である。

これは実質的に、調査の実施を踏まえ、調査対象者を保障するために必要な手続である。

6【研究開発活動】

無形資産

イノベーション

62件の概念実証が革新的なソリューションの試験を行うために開始された。

25件のソリューションが事業においてスケールアップ段階にある。

49.9百万ユーロの投資をイノベーション・プロジェクトに対して行った。

イノベーション

当グループのイノベーション・モデルは、事業の課題に対する新しいソリューションを見つけるためにいくつかのツールを活用しており、これにより、産業パートナー、大企業、中小企業、研究所、大学、企業家及びスタートアップを含む広範なエコシステムをイノベーション・プロセスに組み込むことができる。当グループが利用する主なチャネルには、革新的なソリューションのためのクラウドソーシングのプラットフォームであるopeninnovability.enel.com、及びヨーロッパ及び米国のような、当グループにとって最も関連性の深いイノベーション・エコシステムに設置されており、革新的なソリューションをスカウトするための主要な拠点を提供するイノベーション・ハブのグローバル・ネットワークが含まれる。エネルは、参画企業に対して、自らの開発やスケールアップの可能性を支援するために、産業環境における新たなソリューションの技術的及び経済的検証のためのスキルと体制、並びにパートナーのグローバル・ネットワークを提供している。さらに、サプライヤーとの共同開発を通じて、当グループは、革新的なソリューションを商業化前の開発レベルで迅速かつ効果的に導入することを目指すとともに、既存のスキル及び他の生産部門で既に使用されているソリューションのカスタマイズ及び移転を活用している。

エネル・グループは、イノベーション・マネジメントに関するISO 56002規格を採用し、2025年にはISO 56001:2024「イノベーション・マネジメントシステム－要求事項」の原則をいち早く適用した企業の１つとなり、これによりイノベーション・プロセスのガバナンスを強化し、業務効率を向上させた。UNI/PdR 155:2023の「持続可能なイノベーションの管理－オープン・イノベーションを通じた企業の持続可能なイノベーション・プロセスの管理のためのガイドライン」を通じて、エネルは、持続可能なイノベーション・マネジメントの効果的なプロセスを構築したいと考える組織に対して、基準を提供している。

2025年、イノベーション・プロジェクト・ポートフォリオは簡素化され、様々な分野における戦略的方向性及び事業の優先事項の両方に沿うように継続的に調整された。これは、価値の創出、持続可能性及び拡張性の観点から、資源を厳選し、最も適切なイニシアチブに配分するための慎重なプロセス通じて行われ、ネットワークの開発、デジタル化及びレジリエンス、柔軟性、再生可能発電のための新技術及び新しいサービスを可能にするモデル、エネルギー貯蔵のための革新的なシステム、人々の安全を支え環境及び生物多様性への影響を低減するソリューション、業務効率及び収益性を改善するための人工知能に基づくデジタルソリューションの開発、並びに顧客の電化とエンゲージメントのためのソリューションや革新的なサービスモデルに焦点が当てられた。

2025年度中、新たなソリューションを検証するために62件の概念実証が開始され、大規模な実装に向けて25件の革新的なソリューションが事業によって特定された。

知的財産

エネルの知的財産（IP）ポートフォリオは、持続可能で競争力のある成長に不可欠な情報及び技術資産である。このポートフォリオは、オープン・イノベーション・エコシステム内で生成されており、IP保護の仕組みが、当グループの開発した戦略的イノベーションの保護、価値化及び継続性を保証している。

2025年、エネルは、当グループの知的財産管理手続内において、知的財産リスクの予防、軽減と管理をさらに強化し、イノベーションの品質、戦略的一貫性、及び保護に対する体系的かつ積極的な管理を確保した。

こうした状況において、人的資本は依然として中心的役割を果たしている。より効率的なデジタルツールやプロセスに支えられて従業員が積極的に参加することで、イノベーション文化が強化され、当グループの持続可能な開発において知的財産が果たす極めて重要な役割に対する認識が向上している。

2025年12月31日現在、当グループは、193の特許ファミリーに属する産業発明に関する553件の特許・特許出願を保有しており、このうち310件に特許が付与されている。また、17件の実用新案及び181件の意匠登録を保有している。特許、実用新案及び意匠のほか、知的財産権には著作権、データベースに関する独自の権利及びノウハウも含まれる。商標については、当グループは1,845件の商標登録・商標出願を保有しており、このうち1,749件が既に登録されている。

2025年を通じて、IP保護活動は当グループ全体で継続され、その主なものは以下のとおりである。

・エンドユーザー市場の枠組み内で、分散型・分散エネルギー資源のインテリジェントな制御及び管理を可能にする先進プラットフォームであるエネルのDEROSプラットフォームに、発明に関連する３件の特許が実装された。
・エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーションでは、２件の特許を取得した。１件目は、組立済みの太陽光パネルアレイの取扱いを容易にするシステムの発明に関するもので、２件目は、現場への介入を減らして太陽光発電機及び風力発電機の再起動を遠隔制御する手法の発明に関するものである。
・エネル・グリッドでは、（ｉ）スマートメーターの遠隔管理を可能にするソフトウェア・モジュール群である、ビート・スイートと呼ばれるシステムを保護する特許、及び（ii）エネルギー不正検知に関する特許の出願が行われた。
・当グループのスタッフ機能の一環として、気候変動に対する産業資産のレジリエンスを評価するために開発された革新的モデルである気候シナリオ適応モデルの特許が出願された。
・３SUN社は、プラズマ処理によって得られた炭化ケイ素層の使用に基づき、HJT太陽電池の性能を向上させる手法について特許を取得した。

当グループの商標ポートフォリオの保護を目的とした活動も、2025年を通じて継続された。さらに、プラットフォームに関連する「エネル動的会計プラットフォーム－DAP」という商標が登録され、地理的所在地にかかわらず、会計業務を運用面において、革新的、効果的かつ持続可能な形で管理することを可能にした。

デジタル化

デジタル変革は、環境、社会及びガバナンス（ESG）に関する持続可能性目標を追求するためには欠かせない戦略的手段であり、エネルギー移行の触媒として機能し、環境負荷を軽減し、ステークホルダーのエコシステム全体に持続的な価値を生み出す。実際、デジタルソリューションの採用により、自然資源の利用効率を改善できると同時に、気候変動を引き起こす排出量を適時かつリアルタイムで監視し、配電及び消費のインテリジェントな管理のための高度なスマートグリッド・モデルが可能となっている。さらに、デジタル化は、一貫して社会的包摂性の原動力として機能し、サービスへの普遍的アクセスを向上させ、参入障壁の撤廃を確保する。この進化には、本書の関連項で説明されているとおり、デジタルリスク管理の継続的な監視が伴う。

このような戦略的文脈において、人工知能（AI）の採用は、エネルギー分野の進化にとって極めて重要な推進力であり、ますます複雑化する電力システムの管理や重要インフラのレジリエンス強化を可能にしている。運用及び管理プロセスにAIシステムを組み込むことで、バリューチェーン全体にわたる抜本的な変革が可能となり、エネルギー・フローが最適化され、高度な予測分析を通じて意思決定プロセスが支援される。

サイバーセキュリティ

デジタル化と相互接続が進む今日の状況において、サイバーセキュリティは、業務の安定性と事業のレジリエンスの重要な要素である。ますます巧妙化するサイバー脅威が進化し、サプライチェーンの脆弱性が増し、自動化されAIを活用した攻撃ツールが使用され、規制枠組みが絶えず厳格化されることで、組織はより体系的かつ統合的なサイバーリスク・ガバナンス及び管理モデルの導入を迫られている。このような状況下では、明確かつ共有された戦略の定義、リスクの継続的な特定と評価、サイバーインシデントの予防及び対応に向けた適切な措置の実施、並びに強固なセキュリティ文化の醸成と官民の緊密な協力に基づく、サイバーセキュリティへの体系的かつ予防的な取組みを採用することが、業務のレジリエンスを強化し、事業継続と戦略的資産の保護を確保するために極めて重要である。

グローバルな運用環境においてサイバーリスクを統括・管理するために、エネルは、当グループの最高情報セキュリティ責任者（CISO）の管轄下に置かれたサイバーセキュリティの運用モデルを採用しており、これはセキュリティ戦略の定義、規制の遵守の監督、継続的なリスクの監視、サイバーインシデントの予防、管理及び対応を統括し、当グループが事業を展開する28ヶ国における高度に複雑なデジタル領域を保護するため、全ての地理的地域、事業、並びに情報技術（IT）、操作技術（OT）及びインターネット・オブ・シングス（IoT）の技術環境に適用されている。このモデルは、サイバーセキュリティ管理のための原則及び運用プロセスを定めたサイバーセキュリティ・フレームワークに基づいている。詳細は、「リスク管理」の章の「デジタル技術」の項を参照のこと。

サイバーセキュリティ戦略は、当グループのCEOが委員長を務め、経営陣及び統制機関が関与するサイバーセキュリティ委員会によって承認・監視されており、グループレベルでサイバーリスクの体系的、一貫的かつ統合的な管理を確保している。

24時間365日体制で活動するエネルのサイバー・エマージェンシー対応チーム（CERT）は、高度なデータ分析及び相関システムを通じてサイバーインシデントを絶えず監視し、積極的に管理している。2025年、CERTは、潜在的に中高程度の影響を及ぼすと分類された25件のサイバーインシデントに対応したが、潜在的に重大と分類されたものはなかった。以下の表は、2025年に記録されたサイバーセキュリティ事象の件数を示している。

		2025年	2024年	増減	
サイバーセキュリティ					
サイバーセキュリティ侵害の総数	件数	-	-	-	-

これらのインシデントでは、当社の運用手順が速やかに発動され、効果的な対応が確保されるとともに、人、サービス及び資産への影響を最小限に抑えられた。

サイバーインシデントの予防と対応能力の継続的な強化を目的として、エネルは、具体的な演習イニシアチブ（いわゆる「サイバー演習」）を推進しており、これは現在、サイバーインシデント管理活動に不可欠な要素となっている。この演習は、業務に影響を与えることなく実際のサイバー攻撃をシミュレートし、技術部門や事業部門が参加して、対応力をテストし、プロセスの有効性を検証し、改善の余地がある領域を特定することを目的としている。2025年には、世界中で64件のサイバー演習が実施され、この活動が当グループ内で定着した慣行であることが確認された。

このアプローチに沿って、３つの基本的な領域（すなわち、人、プロセス及び技術）において機能する様々なイニシアチブが実施されている。これは、それぞれが会社の資源の保護において重要な役割を果たしているためである。

まず、当グループは、サイバーセキュリティの広範な文化を定着させ、特に人的要因に関連する脆弱性を悪用するサイバー脅威に対する認識を高めるために、全従業員を対象とした必須研修モジュールを含む、研修及び意識向上のための活動を継続的に推進している。プロセス面では、国際基準及び業界のベストプラクティスに準拠したセキュリティの原則、ルール及びコントロールを定義する方針、手続及び技術ガイドラインを採用し、更新している。これらのコントロールには、システムへのアクセスの管理と監視、並びにサイバーインシデントの分析と適時の対応が含まれている。これらの活動を支援するために、当グループは高度な技術ソリューションを実行しており、IT、OT及びIoT環境のレジリエンスを検証するセキュリティ・テストを定期的に行っている。これらの活動は、構造化されデジタル化されたプロセスに統合されており、認定された外部の供給業者も関与し、脆弱性を継続的に監視し予防的に軽減することで、重要な資産の効果的な保護が可能となっている。

第４【設備の状況】

１【設備投資等の概要】

「第一部－第２－２ 沿革」、「第一部－第２－３ 事業の内容」及び「第一部－第３－４ 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

２【主要な設備の状況】

2025年12月31日現在、当グループは、1,428の再生可能エネルギー発電所（そのうちオーナーシップが1,329、スチュワードシップが99）及び283の熱電施設（そのうち原子力発電施設４）を保有しており、それらは火力、水力、地熱及びその他の再生可能エネルギー資源の施設から構成される。当グループは、配電ネットワークを所有しており、それは2025年12月31日現在で合計1.9百万キロメートルの電圧線（そのほとんどがイタリア、スペイン及びブラジルにおける中電圧線及び低電圧線である。）から構成される。2025年12月31日現在、当グループは、主にイタリアにおいて、純簿価約29百万ユーロの不動産を所有しており、主に事務所用建物及びその他の商業用不動産並びにこれらよりも少ないが居住用不動産から構成される。

経営陣は、当グループの重要な財産は良好な状態にあり、当グループの需要を満たすのに十分であると考えている。

３【設備の新設、除却等の計画】

上記「第一部－第４－１ 設備投資等の概要」及び「第一部－第４－２ 主要な設備の状況」を参照のこと。

第５【提出会社の状況】

１【株式等の状況】

(1)【株式の総数等】

①【株式の総数】

（2026年５月31日現在）

授　権　株　数（株）	発 行 済 株 式 総 数（株）	未 発 行 株 式 数（株）
該当なし*1	10,166,679,946	該当なし

*1　イタリア会社法には、エスピーエーの授権株数を制限する概念は存在しない。その代わりに、授権資本金総額に対して限度額が設けられている。当社の場合、授権資本金総額の限度額は現在10,166,679,946ユーロである。

②【発行済株式】

（2026年５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（株）	上場金融商品取引所名又は登録認可金融商品取引業協会名	内容
記名式無額面株式	普通株式	10,166,679,946	ユーロネクスト・ミラノ証券取引所	１株につき１議決権
計	－	10,166,679,946	－	－

(2)【行使価額修正条項付新株予約権付社債券等の行使状況等】

該当なし。

(3)【発行済株式総数及び資本金の推移】

（2026年５月31日現在）

年月日	発行済株式総数（株）		資本金（ユーロ）		摘　要
	増減数	残高	増減額	残高	
2016年４月１日	763,322,151増	10,166,679,946	763,322,151増	10,166,679,946	エネルに有利となるエネル・グリーン・パワーの部分的非比例会社分割に関して、2016年１月11日の株主総会で決議された有償増資に基づいて新規発行された763,322,151株の引受け

(4)【所有者別状況】

下記「第一部－第５－１　株式等の状況－(5)大株主の状況」を参照のこと。

(5)【大株主の状況】

本書提出日現在、エネルの主な株主はイタリア経済財務省（MEF）であり、エネルの株式を23.59%保有している。

エネルの株主名簿における記録、CONSOBに提出されて当社が受領した報告書、及びその他の入手可能な情報に基づくと、2026年５月11日現在、当社の株式資本の１%超の株式を有する当社の株主は、以下のとおりである。

（2026年５月11日現在）

氏名又は名称	住　　所	所有株式数（株）	発行済株式総数に対する所有株式数の割合（%）
イタリア経済財務省（MEF）	イタリア、ローマ、ヴィア・ヴェンティ・セッテンブレ 97	2,397,856,331	23.585
ブラックロック・インク*	アメリカ合衆国、ニューヨーク州、ニューヨーク、55 イースト 52 ストリート	510,695,227	5.023
イタリア銀行	イタリア、ローマ、ヴィア・ナツィオナーレ 91	128,140,751	1.260
ノルウェー政府	ノルウェー、オスロ、バンクプラッセン２、私書箱 1179（セントルム）	128,137,658	1.260
ゴールドマン・サックス・GQG・パートナーズ・INT・オポチュニティーズ・ファンド	アメリカ合衆国、ニューヨーク州、ニューヨーク、ウエストストリート	123,276,087	1.213
バンガード・トータル・インターネーション・ストック・インデックス・ファンド	アメリカ合衆国、マルバーン、バンガード・ブルバード 100	113,496,223	1.116

* 非裁量的な資産運用の目的で間接的に保有している。

２【配当政策】

概要

イタリア法に従い、エネルによる年間配当は、エネル取締役会の決議に基づき、該当する各年度について非連結ベースで、エネルの分配可能な利益及び準備金から支払われる。

かかる決議はいずれも、エネルの財務書類の承認のために当該事業年度の終了後180日以内に招集される定時株主総会において、エネルの株主により承認されなければならない。

下表は、過去３事業年度に分配された配当総額を示している。

	配当金 （百万ユーロ）	１株当たり配当金 （ユーロ）
2023年度	4,064	0.40
2024年度	4,367	0.43
2025年度	4,773	0.47

2026年５月12日に開催された定時株主総会において、エネルの株主は、2025年12月31日に終了した事業年度について、総額約4,982百万ユーロ、すなわち普通株式１株当たり0.49ユーロの配当を支払うことを決議した（うち１株当たり0.23ユーロ、総額で2,338百万ユーロは、既に中間配当として支払われている。）。普通株式１株当たり0.23ユーロの中間配当は、2026年１月20日の営業終了時現在の登録株主に対して、2026年１月21日に支払われた。残りの普通株式１株当たり0.26ユーロの年間配当は、2026年７月21日の営業終了時現在の登録株主に対して、2026年７月22日に支払われる予定である。

支払準備金

当社による年間配当の支払は、取締役会により提案され、定時株主総会において株主の承認を得ることが必要とされる。いずれの年度においても、当社の非連結ベースでの純利益から配当が支払われる前に、当社の法定準備金が少なくとも当社の発行済株式の５分の１に達するまでは、かかる純利益の５％に相当する額が法定準備金に割り当てられなければならない。累積損失の結果として当社の資本が減少した場合、配当は資本が回復するまで支払われないか、又はかかる損失の金額分、減額される可能性がある。取締役会は、一定の制限には服するが、中間配当の分配を認めることができる。

償還及び時効

エネルにより宣言された年間配当はいずれも、適用のある法令に従って支払われる。株主は、正式に承認された財務書類に基づき払われた年間配当について、かかる配当を善意で受領した場合には、これをエネルに対して返還する必要はない。支払可能日から５年以内に受領されなかった配当は、エネルの利益のために没収され、準備金に加えられる。

支払方法及び支払時期

エネルが宣言した配当は、1998年６月24日付け法令第213号並びに2008年２月22日付けイタリア銀行及びCONSOB規制に従い、モンテ・ティトーリ又は仲介機関が各株主の指示のもとで株式を預託しているその他の公認の集中証券保管・管理システムを通じて、各株主に対し支払われる。

配当方針

株主配当：当グループは、2028年にEPSが0.80ユーロから0.82ユーロの間に増加すると予想しており、これは2025年に予想された約0.69ユーロから増加しており、CAGR（年平均成長率）は約６％になると見込んでいる。DPSもまた、予想されるEPSの成長に連動して増加し、2025年から2028年のCAGRは約６％になると見込んでいる。

租税

本書の「第一部－第１－３ 課税上の取扱い」を参照のこと。

3【コーポレート・ガバナンスの状況等】

(1)【コーポレート・ガバナンスの概要】(1)

(1) 本項に関しては、1998年２月24日付け法令第58号（その後の改正及び補足を含む。）（以下「統一財務法」という。）及びイタリア民法に含まれる適用法令への言及は、2026年４月14日付けのイタリア共和国官報に掲載された2026年３月27日付け法令第47号により導入された改正を反映しておらず、したがって、本書が対象とする2025事業年度より後のものとなっていることに留意されたい。

概要

エネル・エスピーエーは、電力及びガスセクターにおいて、とりわけヨーロッパ、ラテンアメリカ及び北米を中心に世界を主導する組織の１つである多国籍企業グループの親会社である。2026年４月現在、エネル・グループは、５大陸にわたる28の国において業務を展開しており（1,600社以上の企業を擁している。）、正味設備容量約87GWを通じて発電を行っており、約1.88百万㎞のネットワークにより配電を行っている。エネル・グループは、当年度末日現在、世界中に約69.1百万のエンドユーザーを有しており、ヨーロッパの事業者で最大の顧客基盤を有する。

所有構造

1999年以降、エネルは、イタリア証券取引所、ボルサ・イタリアーナにより組織運営されているユーロネクスト・ミラノ証券取引所に上場しており、株主数はイタリアの全会社中トップクラスである（個人及び機関の投資家を合わせて約541,000）。エネルの株主には、最も重要な国際的な投資ファンド、保険会社、年金基金及びエシカルファンドが含まれており、エネル及びエネル・グループにより透明性及びコーポレート・ガバナンスについて国際的なベストプラクティスが実施されている。

また、2026年４月現在、エネル・グループには、他に９の上場会社（その株式はブラジル、チリ、ペルー、スペイン及び米国の証券取引所にそれぞれ上場されている。）が含まれている。

コーポレート・ガバナンス・モデル

エネルのコーポレート・ガバナンス構造は、コーポレート・ガバナンス・コード(2)に規定された原則を遵守しており、当社は、「非集中所有型」の「大企業」(3)としてコーポレート・ガバナンス・コードを遵守するとともに、国際的なベストプラクティスにならっている。

(2) コーポレート・ガバナンス・コードとは、コーポレート・ガバナンス委員会（アビ、アニ、アソジェストーニ、アソニム、ボルサ・イタリアーナ及びコンフィンデュストリアにより推進される。）により2020年１月に承認されたイタリアのコーポレート・ガバナンス・コードをいう。コーポレート・ガバナンス・コードは、ボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）のウェブサイト（https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2020-eng.en.pdf）上で閲覧可能である。
(3) コーポレート・ガバナンス・コードにおいて、「大企業」は過去３暦年それぞれの最終取引所営業日において時価総額が１十億ユーロを上回った企業、「集中所有型企業」は定時株主総会において行使可能な議決権の過半数を単一の株主（又は株主間の議決権行使契約に参加する相対多数の株主）が直接又は（子会社、受託者若しくは第三者を通じて）間接的に保有している企業と定義される。

エネルが採用するコーポレート・ガバナンス制度は、当グループの事業活動の環境的・社会的適合性及びかかる活動を行う上で関連するステークホルダーの利益を十分に検討するという当然の必要性の両方を考慮に入れて、株主のために長期的な価値を創造しようと努めており、持続可能な成功(4)という目標を達成することを目指している。エネルが採用し、本書に記載されているコーポレート・ガバナンス制度は、事業活動の遂行及び企業戦略の追求に機能するものである。

(4) コーポレート・ガバナンス・コードの規定によれば、「持続可能な成功」とは、会社に関連するその他のステークホルダーの利益を考慮しつつ、株主の利益のために長期的価値を創造するための取締役会の行動を導く目的である。

イタリアにおいて上場会社に適用される現行の法的枠組みを遵守し、当社のコーポレート・ガバナンス・モデルは、以下が含まれる。

・当社の経営に対して責任を負う取締役会は、(ⅰ)取締役会の機能の効果的な履行を確保するために予備的、積極的及び助言的な機能を有する取締役会委員会、並びに(ⅱ)法律及び特定の社内手続によって定められた機能を遂行する関連当事者委員会を設置した。
・法定監査役会は、(ⅰ)当社による法律及び定款の遵守並びに当社の業務を遂行する上で適切な経営原則の遵守、(ⅱ)財務及び非財務情報開示のプロセス並びに当社の組織構造、内部監査制度及び管理会計制度の適切性、(ⅲ)単体及び連結財務書類の監査、サステナビリティ報告の保証業務並びに外部監査法人の独立性、そして(ⅳ)コーポレート・ガバナンス・コードに規定されたコーポレート・ガバナンスのルールが実際にどのように実施されているかを監視することに対して責任を負う。
・株主総会は、定時総会又は臨時総会において、とりわけ次の事項、すなわち、(ⅰ)取締役及び法定監査役の選任又は解任並びにその報酬及び責任、(ⅱ)財務書類の承認及び純利益の配分、(ⅲ)自己株式の取得及び処分、(ⅳ)報酬方針及びその実施、(ⅴ)株式報酬制度、(ⅵ)当社定款の変更、(ⅶ)会社の合併及び分割、そして(ⅷ)転換社債の発行を決議するために招集される。

会計の外部監査は、適切な登録簿に登録され、法定監査役会による理由を付した提案を受けて株主総会により選任された専門会社に委任される。2025事業年度においては、同じ外部監査法人（KPMGエスピーエー）が、エネル・グループの連結サステナビリティ報告に関する保証業務を実施した。

管理体制及びリスク統制モデル

リスク統制システムの主な要素	確認の有無
内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを策定する文書の存在	確認された
取締役会により承認された「監査」機能の委任の存在	確認された
リスク管理業務及び法務リスク及びコンプライアンス違反リスクの監視を担当する特別な組織構造の存在	確認された
明確化された戦略目標に沿った事業管理に伴う事業リスクの適合性の年次評価	確認された
具体的な遵守プログラム（法令第231/2001号に基づく組織及び管理モデル、腐敗ゼロ・トレランス、人権ポリシー等）の作成	確認された
「危機管理」事態（すなわち、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に退任した場合等）において会社の適切な管理を確保するための非常事態計画の作成	確認された

取締役及び役員の補償

イタリア法に基づき、会社は、取締役及び役員それぞれの職務の遂行に関連して発生した全ての弁護士費用、その他の費用及び損害賠償の金額を補償することができる。

1996年及び1998年にエネルの株主総会で承認された決議に従い、エネルは、取締役及び法定監査役がその職務の遂行に関連して関与する可能性のある刑事訴訟手続、又はその職務の遂行に関連して犯した税務違反に対する過料の適用に関する手続に関して発生した全ての弁護士費用を提供又は返済し、当該過料の負担を引き受けるものとする。かかる決議に従い、エネルの取締役又は法定監査役が、(ⅰ)最終判決により確定した故意若しくは重過失又は(ⅱ)当社に不利益をもたらす行為の結果、刑事又は税務上の違反行為により発生した弁護士費用、その他費用及び過料については補償又は返済しない。1998年のエネルの株主総会で承認された上記の決議に従い、エネルはまた、取締役及び法定監査役に対して、国内団体交渉協約第15条第１項に定める補償を付与する。本書提出日現在、当該利害関係者がその職務の遂行に関連して第三者に対して負う民事上の責任は、最終判決により確定した故意又は重過失の場合を除き、当社が負担する。

上記に基づき、エネルの取締役会会長及び最高経営責任者の経済的取扱い及び法的取扱いを規定する決定は、それぞれの職務並びに子会社、関連会社又は第三者である会社若しくは法的主体において有する他の職務（もしあれば）（当該職務を当グループのために又は当グループの利益のために有している場合）に関連する司法手続又は行政手続の場合に、当社が保護措置を講じることを定めている。ただし、最終判決により確定した故意若しくは重過失である場合、及び／又は当社に明白かつ立証可能な損害を及ぼす行為である場合を除く。

さらに、エネルの役員に関しては、適用される国内団体交渉協約に基づき、当社は、(ⅰ)役員が負担した第三者に対する民事責任、及び(ⅱ)役員の刑事訴訟手続への関与に関連する全ての弁護士費用を負担する。いずれの場合も、役員の職務遂行に関連して、最終判決により確定した故意又は重過失の場合を除く。

エネルはまた、主要保険グループと基本契約を締結しており、エネルの取締役、法定監査役及び役員は、「取締役及び役員保険」（又はD&O）を購入することができ（また購入済であり）、特に、自らの職務に関連する法的手続及び請求並びにその結果生じる当社又は第三者への損害賠償が補償されるが、自らの重過失の場合を含む、故意の場合を除く。この点において、エネルの取締役又は法定監査役の保険は、当社が直接支払うグローバル保険料に含まれる役員保険に代わり、自費で加入している。

上記に関して、2025事業年度中、エネルの取締役及び戦略的責任を負う役員に対して、それぞれの職務を遂行する上で生じた違法行為又は過失による損失を補填するための補償は行われていないことに留意されたい。

① 所有構造

1. 所有構造

1.1 株式資本構造

当社の株式資本は、定時株主総会及び臨時株主総会のいずれにおいても完全な議決権を有する普通株式のみから構成される。本書提出日現在、エネルの株式資本は10,166,679,946ユーロであり、同数の無額面(5)の普通株式で構成され、ボルサ・イタリアーナが組織運営する証券取引所ユーロネクスト・ミラノ市場に上場されている。

(5) この点に関して、2025年５月22日の株主総会の臨時総会において、特にエネルの定款の第5.1条の変更、すなわち当該文言から株式資本の額面額に関する記載を削除することが承認されたことに留意されたい。これは、業務上の柔軟性を高め、当社が、株式交換を伴う臨時取引、特に株式資本に関する取引を簡素化し、迅速に行うことを可能にするためである。

1.2 主要な株主及び株主間の合意

エネルの株主名簿への登録、CONSOBに対してなされ当社が受領した報告及びその他の入手可能な情報に基づくと、本書提出日現在、当社の株式資本の３％を超える持分を保有する当社株主は、以下のとおりである。

当社主要株主	株式資本保有割合
経済財務省（MEF）	23.59%
ブラックロック・インク	5.02%

詳細は、「第一部－第５－１　株式等の状況－(5)　大株主の状況」を参照のこと。

当社の知る限り、エネルの株式に関して、統一財務法において定義される株主間の合意は存在しない。

当社は、エネルの定時株主総会において過半数の取締役を選任するために十分な議決権をこれまで有してきた経済財務省による事実上の統制に服している。もっとも、当社は会社組織に与えられた任務及び責任の構造に従い、経営上の意思決定を完全に独立して行っているため、経済財務省はいかなる形でも当社の経営にも調整にも関与しない。このことは、企業の経営及び調整に関するイタリアの民法上の規定がイタリア政府には適用されないことを明確にした法令第78/2009号（その後、法律第102/2009号に移行された。）の第19条第６項の規定によって確認される。

1.3 株式所有及び議決権の制限

民営化に関する法的枠組みの規定を実施するため、当社の定款は、政府、公的機関及びそれらの支配下にある者を除き、いずれの株主も、直接的及び／又は間接的に、エネルの株式資本の３％超に相当する株式を所有してはならないと規定している。

上述の３％の制限を超過して所有した株式に関する議決権は行使できず、株式所有の制限により影響を受けるそれぞれの当事者が有していたはずの議決権は、関係する株主らからの事前の共同での指示がない限り、比例して削減される。これが遵守されない場合、上述の制限を超過する議決権行使がなければ必要多数に達しなかったことが判明すれば、株主総会で可決された決議は裁判所で効力を争われる可能性がある。

民営化に関する法的枠組み（その後の改正を含む。）に基づき、公開買付けが実施されて、公開買付者が、取締役の選任及び解任に関する決議の議決権を有する株式資本の少なくとも75%に相当する株式を保有する結果として、３%の制限が超過される場合には、株式所有及び議決権の制限に係る定款の規定は効力を失う。

エネル株式の譲渡に関して、当社又はその他担保権者の事前の承認を得る必要があるというような制限はない。

1.4 イタリア政府の特別権限

エネルは、他のグループ会社とともに、2012年３月15日付け法令第21号（改正の上で2012年５月11日付け法律第56号に移行され、その後改正及び統合された。）第２条に基づき、国益にかなう戦略的資産を保有しているため、戦略的分野におけるイタリア政府の特別権限についての法的枠組み（同じく法令第21/2012号及び関連する施行規則に規定される。）の適用を受ける。

1.5 従業員の株式保有：議決権行使の仕組み

統一財務法によれば、上場会社の定款において、従業員である株主の委任状による議決権の行使を簡略化することを目的とした規定を定めることにより、株主総会における意思決定プロセスへの彼らの参加を促進することが推奨されている。

この点に関連して、1999年以降、エネルの定款は、当社及びその子会社の従業員株主のうち、適用ある法律の下で課せられた要件を満たす持株会と関連する者からの委任状の回収を簡略化するため、代理人と随時合意された条件及び方法に従い、持株会が通信及び委任状回収のための場を利用することができることを明確に規定している。

2008年３月、当社は、エー・ディーアイ・ジー・イーと呼ばれる従業員持株会（エネル・グループの従業員持株会であるアソチアツィオーネ・アツィオニスティ・ディベンデンティ・グルッポ・エネル）が設立されたことを伝えられた。この従業員持株会は、統一財務法に規定された要件を満たしており、そのため、上記の定款の規定に服するものである。

1.6 取締役の選任及び交代並びに定款の変更

取締役の選任及び交代を定める規則は、下記「選任、交代及び非常事態計画」において検討される。

定款の変更に適用される規則に関しては、臨時株主総会が、法律に規定された適切な多数決に従って決議する。

もっとも、法律で認められるとおり、当社の定款は、以下に関する全ての決議を取締役会の権限としている。

・完全保有又は少なくとも90%を保有する会社の吸収合併及びかかる会社の会社分割
・従たる事務所／支店の設立又は閉鎖
・当社を代表する権限を持つ取締役の選定
・１名又は複数名の株主が退いた場合の株式資本の減少
・定款を適用ある法律の規定と合わせること
・イタリア国内の別の場所への本店の移転

1.7 増資及び株式買戻しを行う権限

本書提出日現在、取締役会は増資することは授権されておらず、また、利益分配型金融商品の発行も授権されていない。

2025年５月22日に開催された定時株主総会において付与された授権（2024年５月23日に開催された株主総会において付与された授権を取り消した上で、新たな授権が承認されることに留意すべきである。）に基づき、エネルは、2024事業年度中に、長期インセンティブ・プラン（以下「LTIプラン」という。）を実施する目的で、2024年に合計2,900,000株の自己株式を取得した。取締役会は、当社株式500百万株（当社の株式資本の約4.92%に相当する。）の取得及びその後の処分について、支出額3.5十億ユーロを上限として承認した。自己株式の取得は、株主総会の日から18ヶ月間認められており、取得した自己株式の処分については、以下に示す場合を除き、期限は設けられていない。さらに、この株主総会では、取締役会の提案に基づき、当社の自己株式の取得及び処分の目的及び条件を定め、とりわけ買取価格の決定手順及び買取オペレーションの実施の業務手続を定めた。

2025年５月22日の同株主総会の臨時会議において、配当金の分配に加えて、株主への報酬の支払を具体的な目的として、定時総会において同時に付与された授権に基づき、当社が取得した自己株式の消却についても承認された。上記の自己株式取得に関する上限に沿って、消却は当社の自己株式500百万株を上限として、株主総会の決議から18ヶ月以内に行うことができる。単一の取引により又は複数の取引を通じた自己株式の消却を実施し、それにともない、当社の定款の第5.1条に示される株式資本が分割される株式数に関する部分の変更について、株主総会は、取締役会に対し（さらに、取締役会を代理して、最高経営責任者に対し、復代理人を選任する権利とともに）権限を付与した。

当該株主総会の決議を実施するにあたって、取締役会は2025年７月31日に、株主に対して配当金の分配に加えて報酬を支払うことを目的とした当社株式の買戻プログラムを承認した。2025年８月１日から2025年12月16日にかけて実施された取引の後、当社はかかるプログラムを実施して、総額約１十億ユーロを支出して合計122,469,633株の自己株式を購入した。本書提出日現在において、これらの株式はまだ消却されていない。

したがって、2024年12月31日時点において既に保有している自己株式12,079,670株を考慮し、2025年９月４日に2021年のLTIプラン及び2022年のLTIプランの受益者に対してエネル株式合計994,428株を分配したことを考慮すると、当社は2025年12月31日時点で保有していた自己株式は合計133,554,875株（同日現在で株式資本の分割される株式数の約1.31%に相当する。）となる。

1.8 支配権の変更に関する条項

2025年12月31日現在、エネルの支配権に変更があった場合に効力を生じるか、修正されるか又は終了する、エネル又はその子会社が当事者となっている重要な契約について以下に記載している（以下「支配権の変更」事例という。）。

A）エネルとエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイとのシンジケート・クレジット・ファシリティ契約

2025年２月、エネル及びその子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイ（以下「EFI」という。）は、銀行団との間で、最高額12十億ユーロのクレジット・ファシリティ契約を締結した（これは2030年５月に期間満了となる。）。2025年12月現在、本クレジット・ファシリティ契約は使用されていない。本クレジット・ファシリティは、2021年３月にエネルとEFIが銀行団と締結し、その後2022年５月及び2024年３月に修正された、13.5十億ユーロのクレジット・ファシリティに代わるものである。

また、2020年10月、エネルは銀行団との間で、１十億ユーロ相当の「持続可能性連動ローン」型のクレジット・ファシリティ契約を締結した（これは2026年10月に期間満了となる。）。2025年12月現在、当該クレジット・ファシリティ契約は、全額使用済みであり、債務残高はクレジット・ファシリティ実行額と同額であった。

上記の各クレジット・ファシリティ契約については、エネルに関する「支配権の変更」事例(6)が発生した場合、銀行団に属する銀行はそれぞれ、契約条項の再交渉を提案し、又は契約を解除する意向を通知することができるものとみなされる。

(6) なお、このような契約の目的上、「支配権の変更」事例には、エネル又はその子会社が、貸付銀行団の見解では当グループの財務の信頼性が大幅に損なわれる方法で当グループの資産の大部分を当グループ以外の当事者に（合併という手段を含めてであっても）譲渡する事態が含まれる。

銀行団に属する銀行１行以上との契約条項の再交渉が成立しなかった場合、又はかかる銀行１行以上が契約を解除する意向を通知してきた場合、

－エネル及びEFIは、個々のケースに応じて、受け取った融資金を返済した上で、該当する各銀行が引き受けた融資コミットメント全体を違約金なしに取り消すことを決定することができる。

－該当する各銀行は、提供した融資金の早期返済及び引き受けた融資コミットメント全体の取消しを要求することができる。

銀行団に属する銀行のいずれもが契約条項の再交渉を提案しないか又は契約を解除する意向を通知しない場合は、上記の融資コミットメントは当初合意された条件に従い、完全な効力を有するものとする。

B）エネル、エネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイ、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー及びエネル・ソール・エスアールエルがシティバンク及びEKF/EIF0と締結したクレジット・ファシリティ契約

2022年９月、エネルは保証人として、その子会社であるエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー（以下「EFA」という。）とともに、デンマーク輸出投資基金（以下「EIF0」という。）(7)及び主幹事金融機関に任じられたシティバンクとの間で、最高額を800百万米ドルとする「持続可能性連動ローン」型クレジット・ファシリティ契約を締結した（これは、2034年５月に期間満了となる。）。2025年12月現在、当該クレジットラインは全額使用済みであり、債務残高は680百万米ドルと同額であった。

(7) 以前はEKFとして知られていたが、組織再編を経て、2023年にデンマーク輸出投資基金（EIF0）に統合された。

さらに、2025年７月、エネルは、シティバンク及びEIF0との間で、最大800百万米ドルのフレームワーク資金調達契約を締結した。このフレームワーク契約に基づき、エネルの保証を担保として、３件のローン契約が締結された。特に、これらのローン契約は、貸主をシティバンク、追加保証人をEIF0とし、EFI（2025年７月）、イー・ディストリビュツィオーネ・エスピーエー（イー・ディストリビュツィオーネ）及びエネル・ソール・エスアールエル（2025年10月）との間で締結された。2025年12月現在、上記ローン契約は全額実行されており、負債残高は実行金額と同額である。

エネルに関する「支配権の変更」事由が発生した場合、貸付銀行又は貸付人となるその他の事業体（以下「貸付人」という。）は、契約条項の再交渉を提案するか又は契約を解除する意向を通知することができる。

貸付人との契約条項の再交渉が成立しなかった場合、又は同貸付人が契約を解除する意向を通知した場合、

－借入人は、受け取った融資金を返済した上で、貸付人が引き受けた融資コミットメント全体を違約金なしに取り消すことを決定することができる。

－貸付人は、提供した金額の早期返済及び引き受けた融資コミットメント全体の取消しを要求することができる。

貸付人が契約条項の再交渉を提案せず、また、契約を解除する意向を通知しなかった場合は、クレジット・ファシリティ契約は、当初合意された条件に従い、完全な効力を有するものとする。

C）ウニクレディト・エスピーエーとの間のクレジット・ファシリティ契約

2023年11月、エネルはウニクレディト・エスピーエー（以下「ウニクレディト」という。）との間で、総額最高1.5十億ユーロの「リボルビングSDG連動」型クレジット・ファシリティ契約を締結し（これは2026年11月に期間満了となる。）、同時に(ⅰ)2019年10月に締結された総額１十億ユーロを上限とするクレジット・ファシリティ契約及び(ⅱ)2022年７月に締結された総額350百万ユーロを上限とするクレジット・ファシリティ契約を解約した。2025年12月現在、上記クレジット・ファシリティ契約は、使用されていない。

かかるクレジット・ファシリティ契約に関しては、エネルに関する支配権の変更が発生した場合、かかる支配権の変更について、ウニクレディトに適時に通知しなければならないと規定されており、ウニクレディトは、かかる支配権の変更によってリボルビング・クレジット・ファシリティ契約に基づく債務をエネルが履行する能力に悪影響が生じる可能性があると判断した場合は、提供された利用可能資金をエネルが使用することを禁じ、また、既に引き出された融資金を返済するよう要求することができる。

D）イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーへのEIBの融資

2006年11月、子会社であるイー・ディストリブッツィオーネは、自社の電力網の効率性を改善するプロセスの展開を目的として、EIBとの間で600百万ユーロ相当の融資契約を締結した（これは2026年12月に期間満了となる。）。このうち200百万ユーロ分はエネルの保証が付され、残る部分は銀行保証が付される。2025年12月現在、当該クレジット・ファシリティ契約は全額使用済みであり、債務残高は40百万ユーロ相当であった。

かかる融資契約に関しては、エネルに関する「支配権の変更」があった場合、EIBは、イー・ディストリブッツィオーネへの本融資に関する条件を変更すべきかを判断するために新たな状況を検討することとなっている。

さらに、イタリア国内の先進的な電力測定システムに関する融資取引として、イー・ディストリブッツィオーネは、EIBとの間で、エネルの保証が付された以下の融資契約を締結したことに留意されたい。

－2017年７月に、500百万ユーロの融資契約を締結し、2032年９月、2033年５月及び2033年10月にそれぞれ期間満了となるトランシェに分けて実行された。2025年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は約345百万ユーロであった。
－2018年７月に、250百万ユーロの融資契約を締結し、2034年６月に期間満了となる１つのトランシェにより実行された。2025年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は約193百万ユーロ相当であった。
－2019年11月に、250百万ユーロの融資契約を締結し、2035年３月に期間満了となる１つのトランシェとして融資された。2025年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は約216百万ユーロ相当であった。

また、イタリアの配電網の改良、修理及び現代化に関連するプロジェクトへの融資事業の一環として、イー・ディストリブッツィオーネは、EIBとの間でエネルの保証が付された以下の融資契約を締結した。

－2021年６月、エネルの保証が付された300百万ユーロの契約を締結した。2025年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2036年７月及び2036年12月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。
－2022年７月、300百万ユーロ相当の契約を締結した。2025年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2037年８月に期間満了となる１つのトランシェにより実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

また、イタリアの配電網の改良、修理及び現代化に関連するプロジェクトを実施するため、イー・ディストリブッツィオーネはまた、2024年11月及び2025年１月に、EIBとの間で、エネルの保証が付された２件のそれぞれ250百万ユーロの融資契約を締結した。2025年12月現在、これらの融資（それぞれ2029年12月及び2040年２月に期間満了となる。）は全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。

また、2023年から2024年にかけての第２世代スマートメーターのイタリア国内への設置及び必要なインフラ整備に関連するプロジェクトの実施の一環として、イー・ディストリブッツィオーネは、2023年９月、EIBとの間で、エネルの保証が付された500百万ユーロの融資契約を締結した。2025年12月現在、この融資は全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。

上記の各融資契約に関して、イー・ディストリブッツィオーネは、自社の支配構造及び親会社であるエネルの支配構造に変更があった場合にはEIBに通知することを義務付けられている。かかる通知後、EIBは、かかる変更が同イー・ディストリブッツィオーネのEIBに対するコミットメントに及ぼし得る影響について、イー・ディストリブッツィオーネと協議することができる。かかる協議の要請を受けて、EIBは、追加保証の差入れ、融資契約内容の変更、又はEIBが納得するその他の措置を求めることができる。EIBは、支配権の変更の影響を代替措置によって軽減することができないと合理的に判断した場合、未履行の融資を取り消し、また、融資の早期返済を求めることができる。

E）ラテンアメリカにおける持続可能な投資プログラムのためのEIBの融資

ラテンアメリカにおけるエネル・グループの一定の持続可能な投資の実施に関連して、約900百万ユーロの以下の融資契約が締結された。

－2022年６月、子会社のエレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエーがEIBとの間で200百万米ドル相当の融資枠契約を締結し、2037年９月及び2038年４月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行され、2025年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は190百万米ドルであった。
－2022年８月、子会社のエネル・チリ・エスエーがEIBとの間で294百万米ドル相当の融資枠契約を締結し、2037年10月及び12月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行された。2025年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。
－2023年７月、子会社であるエネル・チリ・エスエーはEIBとの間で200百万米ドルの融資枠契約を締結し、2038年７月及び12月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行された。2025年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。
－2023年12月、子会社であるエレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエーはEIBとの間で100百万米ドルの融資枠契約を締結し、2039年５月及び2040年８月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行された。2025年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。

上記融資枠契約に基づく融資は、エネル及び／又はその他の保証人による保証が付される。保証契約に基づき、保証人は、影響を及ぼす可能性のある支配権の変更があった場合にこれを通知する義務を負う。

この融資枠契約は、借入人に対し、自社の支配構造又は親会社であるエネルの支配構造に変更があった場合にはEIBに通知することを義務付けている。このような通知があった場合、EIBは、かかる変更が借入人のEIBに対するコミットメントに及ぼし得る影響について、借入人と協議することができる。かかる協議を要請した後、EIBは、追加保証の差入れ、融資枠契約の内容の変更、又はEIBが納得するその他の措置を求めることができる。EIBは、支配構造の変更の影響を代替措置によって軽減することができないと合理的に判断した場合、未履行の融資を取り消し、また、融資の早期返済を求めることができる。

F）イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーに対するカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティの融資

2009年４月、電力網の効率性を高めるプロセスの開発を目的として、イー・ディストリブッツィオーネは、カッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティ・エスピーエー（以下「CDP」という。）との間で800百万ユーロの融資枠契約を締結した。本契約はエネルの保証が付されており、2028年12月に期間満了となる。2011年、両当事者はかかる融資枠契約について、２度の延長に合意し、総額は1,340百万ユーロに達した。2025年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は約268百万ユーロ相当であった。

この契約は、CDPとエネルとの間で締結された保証契約に裏付けされている。この保証契約の下で、エネルは前述の融資の保証人として、(ⅰ)イー・ディストリブッツィオーネの株式資本について同社に対する支配権を失うこととなり得るような変化が発生した場合、並びに(ⅱ)イー・ディストリブッツィオーネ及び／又はエネルの純資産、経済、財務又は業務の状況又は見通しが大幅に悪化した場合には、CDPにその旨通知する義務を負っている。かかる状況のいずれかが発生した場合は、イー・ディストリブッツィオーネにおいては、CDPから受けた融資を直ちに返済する義務が発生することがある。

1.9 取締役としての関係の早期終了に際して取締役に支払う報酬（公開買付けの場合を含む。）

エネルの最高経営責任者（ジェネラル・マネージャーを兼任している。）に対する報酬パッケージには、退任時の退職補償金が含まれている。これは、正当な理由のある辞任又は正当な理由のない取消し及び／若しくは解任によって取締役関係が早期に終了する場合に付与される。

かかる支払に関する詳細は、適用ある法律の規定に従って当社の本店及び当社のウェブサイトで閲覧に供されている2026年度の報酬方針及び2025年度の支払報酬に関する報告書の第１セクションを参照のこと。

公開買付けの結果として取締役関係が終了した場合、特に補償は支払われない。

② コーポレート・ガバナンス・コードの勧告の実施及び追加情報

1. 取締役会

1.1 現在の構成及び任期

2025年度に関して在任した取締役会は、2023年５月10日の定時株主総会において選任された以下の９名の取締役から構成されていた。

・パオロ・スカローニ、会長
・フラビオ・カッタネオ、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー
・ヨハンナ・アルビブ
・マリオ・コルシ
・オルガ・ククルッロ
・ダリオ・フリジェリオ
・フィアメッタ・サルモーニ
・アレッサンドラ・スタビリーニ
・アレッサンドロ・ゼヘントナー

上記の取締役会の任期は、2025年度の年次財務書類の承認をもって終了したことに留意されたい。2026年５月12日開催の定時株主総会において、以下の９名の取締役から構成される新たな取締役会が任命された。

・パオロ・スカローニ、会長
・フラビオ・カッタネオ、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー
・ヨハンナ・アルビブ
・マリオ・コルシ
・ティツィアナ・デ・ルカ
・ダリオ・フリジェリオ
・アレッサンドロ・モンテドゥーロ
・フェデリカ・セガンティ
・アレッサンドラ・スタビリーニ

パオロ・スカローニ、フラビオ・カッタネオ、ヨハンナ・アルビブ、ティツィアナ・デ・ルカ、アレッサンドロ・モンテドゥーロ及びフェデリカ・セガンティは、株主である経済財務省（当該時点で当社株式資本の約23.59%を保有）により提出された候補者名簿（株主総会で株式資本の多数（約53.30%）の票数を得た。）から選任され、一方、マリオ・コルシ、ダリオ・フリジェリオ及びアレッサンドラ・スタビリーニは、18の資産運用会社及びその他の機関投資家のグループ（当該時点で合計で当社株式資本の約1.45%を保有）により提出された候補者名簿（同株主総会で株式資本の少数（約46.05%）の票数を得た。）から選任された。

現在の取締役会の任期は、2028年度の年次財務書類の承認をもって満了する。

上記の当社取締役の簡単な経歴は後述の「第一部－第５－３－(2)役員の状況」のとおりである。

1.2 選任、交代及び非常事態計画

当社の定款の規定に従って、取締役会は３名から９名の取締役により構成され、定時株主総会（定時株主総会はかかる制限に従って取締役会の人数を決定する。）により３事業年度を超えない任期で選任され、取締役は任期満了時に再任される資格を有する。

現行の法的枠組みに基づき、全ての取締役は、上場会社の法定監査役に課せられる誠実性の要件を満たしていなければならない。さらに、取締役は、2014年５月22日開催の臨時株主総会により承認された定款の第14-2条に規定され、2015年５月28日開催の臨時株主総会により修正された追加の誠実性の要件を満たしていなければならない。

民営化を規制する法的枠組みを遵守し、かつ統一財務法の規定に従って、定款は、少数株主により選任された取締役が、選任予定の取締役数の合計10分の３に相当することを確保するために、取締役会全体の選任は候補者名簿投票制度に従って行わなければならないと規定している。端数が生じた場合には、上の単位に切り上げられる。

2016年５月26日付けの臨時株主総会は、当社定款に特別な規定を導入することを決議した。当該規定に従い、議決権の多数の票数を得た候補者名簿が、選任予定の取締役数の10分の７（端数が生じた場合には、下の単位に切り下げられる。）に達するために十分な数の候補者を揃えていない場合には、取締役会を構成するために必要な残りの候補者は、少数候補者名簿（かかる候補者名簿の候補者数が十分である場合）から指名されることとなる。

各候補者名簿には法律で規定された独立性要件（すなわち、上場会社の法定監査役に関して定められた要件）を満たす候補者が少なくとも２名含まれていなければならず、当該候補者を明記し、そのうちの１名を候補者名簿の最初に記載する。

株主総会の招集通知に記載されたとおり、３名以上の候補者を含む候補者名簿はまた、異なるジェンダーに属する候補者を含むものとするが、これは、取締役会の構成がジェンダー・バランスに関する適用ある法律を遵守していることを確実にするためである。同法律は、2020年の更新以降、任命される取締役の少なくとも40%を、代表の少ないジェンダーに割り当てることを定めている。取締役会の選任手順に関して、当社定款は、この点に関し、投票後にジェンダー・バランスが達成されなかった場合に用いられる特定の修正機能（以下「スライド条項」という。）を規定している。

候補者名簿は、候補者を順番に掲載しなければならず、任期満了となる取締役会(8)、又は個人としてであれ他の株主と共同であれ、規則でCONSOBにより規定された当社の株式資本の最低割合を保有する株主が、提出することができる（エネルの時価総額を考慮すると、本書提出日現在、最低株式保有割合は株式資本の0.5%相当である。）。候補者名簿は、取締役会の選任を決議するために株主総会が招集される日の少なくとも25日前までに、提出者が当社の本店に提出しなければならない。かかる名簿は当社により当社のウェブサイトにおいて公表されるものとし、また、取締役会の選任についての透明なプロセスを確保するため、株主総会の日の少なくとも21日前にはエネルの本店で閲覧に供される。

(8) 法律第21/2024号の第12条により、統一財務法第147条の３第１項が新設され、上場会社の定款が任期満了を迎える取締役会に自ら取締役候補者の名簿を提出することを認めている場合に適用される規律が定められた。また、これに関する実施規定を定める権限はCONSOBに委ねられている。さらに、CONSOBは、2025年10月29日付け決定第23725号により、統一財務法第147条の３第１項の実施規定を定める形で、発行者規則を改正した。本書提出日現在において、当社の定款中の、退任予定の取締役会が自ら取締役候補者の名簿を提出する可能性に言及する条項は、統一財務法第147条の３第１項及びCONSOBが定めた関連実施規定に適合するよう改定されていない。これは、この点に関する新たな法律の実施方法について、なお評価検討が継続中であるためである。

候補者の個人的特性及び専門的な資格証明に関する包括的な情報を記載した報告書は、法律及び／又はコーポレート・ガバナンス・コードの適用ある規定によって求められる独立性要件を満たしていることを個々の候補者が証明する記載を（該当する場合は）添付して、候補者名簿とともに当社の本店に提出されなければならず、また速やかに当社のウェブサイト上で公開されなければならない。

選任される取締役を特定するため、議決権獲得数が当該名簿を提出するために必要な割合の半分（すなわち、本書提出日現在では株式資本の0.25%）に満たない議決権獲得数の候補者名簿に記載された候補者は、考慮されないものとする。

理由の如何を問わず、候補者名簿投票制度に従って選任されなかった取締役の選任について、株主総会は、いかなる場合においても以下の点を確保して、法律により必要とされる多数決に従って決議する。

・独立性要件を満たす取締役が法律で規定された人数以上存在していること（つまり、取締役が７名以下の場合は少なくとも１名の独立取締役、取締役が７名を超える場合には２名の独立取締役を必要とする。）

・ジェンダー・バランスに関する適用ある法規定の遵守

取締役の交代は、適用ある法律の規定により規制される。かかる規定に加え、定款は以下の事項を規定している。

・１名又は複数名の退任する取締役が、選任されなかった候補者も含む候補者名簿から選任されていた場合、取締役会による交代は、退任する取締役が記載されていた名簿から順番に候補者を選任することにより行われなければならない。ただし、かかる者が依然として選任される資格を有しており、かつ役職を引き受ける意思がある場合に限る。

・いかなる場合においても、退任する取締役の交代にあたり、取締役会は法律により規定される独立性要件を満たした必要な数の取締役の存在を確保しなければならず、また、ジェンダー・バランスに関する適用ある法規定を遵守していることを確保しなければならない。

・株主総会で任命された取締役の過半数が退任する場合は、取締役会全体が辞任するものとみなされ、在任の取締役は、新たな取締役会を選任するため速やかに株主総会を招集しなければならない。

業務執行取締役の承継計画に関して、2016年９月、取締役会は、指名・報酬委員会の提案を受けて、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に退任した場合（いわゆる「危機管理」事例）に当社の業務が通常どおり運営されることを確保するためにとられる手順を規定することを目的とした具体的な「非常事態計画」の内容を共有し、この最終更新は2024年11月であった。かかる「非常事態計画」に基づき、危機管理事例が発生した場合は、以下のとおりとなる。

・取締役会会長は、最高経営責任者との関係で以前に想定されたものと同じ制限付きで、当社の経営権限を一時的に引き受け、かかる権限及びその結果発生する業務を承認するために、遅滞なく取締役会を開催する。

・当社の所有構造を考慮して、早期に退任した最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主により、最高経営責任者の交代に関する具体的な指示を事前に得ることが適切であるとみなされる。かかる指示は、自律しかつ独立した判断で取締役会によって評価される。取締役会が、最高経営責任者の後任としてこのように指名された候補者が、エネル・グループのような規模及び複雑さを有する事業体の経営に必要な能力及び経営経験の要件を備えていないと判断する場合、取締役会は速やかに、以下の箇条書きで示される内容と同様に、最高経営責任者の役割を委任する取締役を選任するために、特別な定時株主総会を開催する。

・早期に退任した最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主が、退任から15日以内に当該交代について指示を出さなかった場合、取締役会は速やかに、最高経営責任者の役割を委任する取締役を選任するために、特別な株主総会を開催する。

・上記で最後に言及された株主総会において候補者が提出されなかった場合、又は、株主により提出された候補者のいずれもが株主総会で株式資本の多数に達しない場合には、取締役会は速やかに、当該分野を専門としたコンサルティング・ファームのサポートを得て、まずは、最高経営責任者の役割に最も適任であるとみなされる人物を選定するための候補者名簿を作成することを目的としたプロセスを開始し、かかる人物を選定し、その者を最高経営責任者として任命して、その者に適切な代表経営権限を委任する。

また、2025年12月、2025年度に関して在任した取締役会は、管理役職のポジションの承継にふさわしい経歴の特定及び差別化を促進することをめざした、適正な人材開発計画の存在を確認した。

2025年中、エネル・グループでは、企業価値及び組織の成長戦略に沿った、責任、起業家精神及び実力主義に基づく、新しいリーダーシップモデルが導入された。このモデルは、取組みを奨励し、実績を評価し、集団の成功に向けた個人の貢献を促進することを目的とした、責任あるリーダーシップを推進するものである。

このアプローチに沿って、会社のミッション、ビジョン及び価値観に基づく新たなスキルモデルも策定されたが、これは重要なコンピテンシーを特定するとともに、社員のスキルと組織の戦略目標との整合性を確保することを目的としている。このような状況において、いわゆる「人材戦略」の導入を通じて、人材へのコミットメントをさらに強化し、明確かつ体系的な育成及び研修プログラムを策定することで、堅固かつ持続可能なキャリアパスを構築し、組織の成長を支援することが目指されている。この戦略を支援するため、管理職の年次承継計画及び関連する選定基準が確認され、これらは、エネル・グループのダイバーシティ及びインクルージョンへの取組みを反映しており、多様な人材の活躍促進に寄与する。人材戦略は、メンタリング、ジョブシャドウイング、コーチング・パス、及びエクセレンス・トレーニングの取組みを含む、適切な育成プロジェクトの策定にも向けられている。

1.3 役割及び機能

取締役会は、当社及び当グループの持続可能な成功を追求しており、当社及び当グループの戦略、組織及び統制に関するガイドラインに対して権限を有しているため、当社のガバナンス体制において中心的な役割を果たしている。その役割を考慮して、取締役会は定期的に開催され、任務の効率的な遂行を確保することに努めている。

とりわけ、法的枠組み及び取締役会自体の特定の決議（そして、特に、2023年５月に承認された決議）に従い、取締役会は、以下を行う。

・当社のコーポレート・ガバナンス制度を構築し、かかる制度が事業ニーズ及び戦略の追求に対して常に機能していることを確認するとともに、当グループのコーポレート・ガバナンス体制が適切かどうかを監視する。この観点において、取締役会が、その株式が規制市場に上場されているエネルの子会社（2026年４月現在９社）のコーポレート・ガバナンスを強化するとともに、これらの全ての会社が現地のベストプラクティスに従うことを確保することを目的としたいくつかの勧告を2015年７月に承認した（その後2019年２月にさらに統合した。）。その後、2017年12月、取締役会は、当グループのコーポレート・ガバナンス制度の基礎となる一定の原則、すなわち当グループの会社が事業を行う国々の法的枠組みに準拠し、統一的に適用できるように、取締役の利益相反及び関連当事者間取引に関する共通ルールを予備的に定めた特別ガイドライン（いわゆる「コーポレート・ガバナンス・ガイドライン」）を承認した。また、2022年10月、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・ガイドラインの更新を承認した。この更新は主に、EU指令第2017/828号の施行に伴いイタリア及びスペインで採用された関連当事者取引に関する新たな規制枠組み（いわゆる「株主の権利Ⅱ」）にガイドラインの内容を適合させ、また、実務経験から示唆される限定的変更を加えるために行われた。

・取締役会の内部委員会（助言及び事前対応型の機能を有する。）を設置し、その委員を選任し、また、内部規則を承認することにより、かかる委員会の機能を定義する。2023年５月10日開催の株主総会後、2025年度に関して在任した取締役会が、2023年６月に、統制・リスク委員会、指名・報酬委員会、関連当事者委員会、並びにコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会を再設置したことに留意されたい。この点に関して、2026年５月12日に開催された株主総会で選任された新たな取締役会は、従前の委任の下で設置したものと同様の、助言機能と予防的機能を持つ取締役会委員会を（再）設置したことに留意されたい。委員会の構成及び責任に関する分析並びに委員会により2025年中に実行された活動については、「委員会」を参照のこと。

・最高経営責任者の権限につき、その内容、制限及び行使にあたっての手続（もしあれば）を規定し、当該権限の委譲及び剥奪を行う。2023年５月に取締役会により付与された（そして、現在の委任に関して、2026年５月に新取締役会によって確認された）有効な権限に従い、最高経営責任者は当社の経営についてきわめて広範な権限を付与されている。ただし、法令若しくは規制の条項又は会社定款により別段の権限を付与されているもの、又は本項に記載された取締役会の決議によって取締役会に留保されているものを除く。
・法定監査役会と同様に、最高経営責任者から、その権限を行使して実施される活動に関する情報（特別四半期報告書に要約される。）を受領する。特に、当該役職の権限を行使して実施された最も重要な取引の全て（特殊若しくは異例な取引、又は取締役会に承認が留保されない関連当事者との取引の一切を含む。）に関して、最高経営責任者は、取締役会に対し、(ⅰ)当該取引の特徴、(ⅱ)関連する当事者及び当グループ会社との関係、(ⅲ)関連する考慮事項、並びに(ⅳ)その他の関連する経済、財務及び資産プロファイルについて報告する。
・関連する委員会の分析及び提案に基づき、取締役及び戦略的責任を有する経営幹部の報酬方針について決定し、現行の法律に従い株主総会に提出して承認を得る。また、かかる方針を実施する中で、当該委員会の提案に基づき、また、法定監査役会との協議に基づき、最高経営責任者及び特定の役職にあるその他の取締役の報酬を決定し、経営陣のためのインセンティブ・プランの採用を決議し、現行の法律が要求する場合、これらを株主総会の承認を得るため提出する(9)。この点に関して、2025年度に関して在任した取締役会が2025年３月に最高経営責任者、ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する2025年報酬方針及び2025/2027年のLTIプランを定めた後、2025年５月22日開催の定時株主総会で承認されたことに留意されたい。

(9) 特に、統一財務法第114条の２第１項の規定に基づき、当社の取締役若しくは従業員又は親会社若しくは子会社の取締役若しくは従業員のための金融商品に基づく報酬制度は、定時株主総会の承認を条件とすることに留意すべきである。

・受領した情報に基づき、当社及び当グループの組織、管理及び会計構造の適切性を評価する。かかる評価は2025年３月に実施され、直近では2026年３月に実施された。
・最高経営責任者により提案された一般的な組織構造の変更について決議する。取締役会は、最も直近では2023年７月に当グループの組織構造の包括的見直しについて検討及び是認を行ったことに留意されたい。
・長期的価値の創出に関連する事項の分析結果を勘案の上、当社及び当グループの事業計画の検討及び承認を行い、その実行を定期的に監視する。それに特化した詳細なセッションで説明された2026-2028年事業計画が、2026年２月に取締役会により承認されたことに留意されたい(10)。この点に関し、当社内の現在の権限分配では、特に、取締役会が以下の事項の承認について決議するものと規定されている。

(10) 2026-2028年事業計画の目的については、キャピタル・マーケッツ・デーのプレゼンテーション（www.enel.comのウェブサイトで公開されている。）を参照のこと。かかる事業計画は、(ⅰ)安定した環境にある国々において、グリーンフィールド投資及びブラウンフィールド投資を通じて、グリッド、再生可能エネルギー及び最終的な顧客に焦点を当て、成長を加速させ、(ⅱ)経済的資源の最適配分及び効率的かつ効果的な管理を通じて、資本生産性を最大化し、(ⅲ)厳格な財務規律を維持しつつ、１株当たり純利益の向上を達成するため、バランスの取れたリスク・リターン・プロファイルを確保する。

－当グループの年次予算及び事業計画（当グループ会社が作成した年次予算及び長期計画を組み込んだものである。）
－（最高経営責任者の提案により）当社及び当グループの戦略目標についても規定した戦略合意
・当社及び当グループの戦略、財務書類、損益計算書又はキャッシュ・フローに重大な影響を与える取引について、関連当事者との間で実施されたもの又はその他潜在的な利益相反の性質があるものを含め、事前に検討し承認する。
特に、全ての重要な規模の金融取引（(ⅰ)当社による75百万ユーロを超える金額の借入契約の締結及び当社による社債の発行、(ⅱ)子会社による社債の発行又は借入契約の締結で、いずれも、エネルによる保証の付与が要求される場合又は取引額が300百万ユーロを超える場合、並びに(ⅲ)エネルによる子会社又は第三者のため保証を付与する場合で、いずれも、かかる保証が50百万ユーロを超える金額を対象とする場合をいう。）は、取締役会による事前承認（当社に関係する場合）又は評価（他の当グループ会社に関係する場合）が必要である。
さらに、50百万ユーロを超える金額の株式投資の取得及び処分は、同取締役会による事前承認（エネルが直接実施する場合）又は評価（他の当グループ会社に関係する場合）が必要である。

・コーポレート・ガバナンス・コードに規定された権限に従って、当社及び当グループの戦略目標に適合したリスクの性質及び水準を定めて、内部統制及びリスク管理制度の適切性についてガイダンス及び評価を提供する（当社の持続可能な成功に関連のある全ての要素を評価に含む。）(11)。特に、取締役会は、統制・リスク委員会の意見を得て、以下の事項を行う。

(11) 持続可能性関連の重要なリスク、影響及び機会を管理するための手続を監視する上での取締役会の役割及び責任に関する詳細な情報は、2025事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS ２ GOV-１に従って記載される情報を参照のこと。ESRSとは、2023年７月31日付け欧州委員会委任規則（EU）第2023/2772号に定めるサステナビリティ報告基準をいう。

－当社及びその子会社に関する主なリスク（持続可能な成功のみならず、サイバー・セキュリティに関するリスク及び人工知能に内在するリスクの観点から影響を及ぼす可能性のあるリスクを含む。）を正確に特定し、適正に測定し、管理し、そして監視できるように、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを策定し、さらに、戦略目標に沿うように、かかるリスクの企業経営との適合性の水準を決定する。この点に関して、2013年11月、取締役会が、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを特別な文書において決定し成文化したことに留意されたい（かかる文書は、直近では2023年12月に更新された。）。さらに、2026年２月、2025年度に関して在任した取締役会は、2026-2028年事業計画に規定された戦略目標に関連する主なリスクのかかる戦略目標に沿った当社の経営との適合性について評価した。

－当社の事業の特性及びリスクの種類を考慮して、内部統制及びリスク管理制度の適切性を、その有効性とともに少なくとも年に１回は評価する。2026年２月、2025年度に関して在任した取締役会がこの点で2025事業年度に関して肯定的な評価を表明したことに留意されたい。

－法定監査役会並びに内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役（エネルでは、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告に基づき、最高経営責任者がその役割を担う。）との協議に基づき、「監査」機能の責任者が作成した作業計画を、少なくとも年に１回は承認する。この点に関して、2025年２月、2025年度に関して在任した取締役会が同年度の監査計画を承認したことに留意されたい。

－統制制度に関与しているコーポレート機能（「監査」機能を除く。）の判断の有効性及び公正性を高めるための手段を採用する機会を評価し、適切な専門性及び人材が備えられているか検証する。

－監督機関（「SB」）の構成を決定する（「法令第231/2001号に基づく組織及び管理モデル」を参照のこと。）。

－法定監査役会との協議に基づき、監査法人がマネジメントレター（もしあれば）及びEU規則第537/2014号の第11条に従った追加の報告書において記載した結果を評価する。監査法人は2024年度の財務書類（法定及び連結の両方）に関するマネジメントレターを作成しておらず、一方で、2025年５月に、2025年度に関して在任した取締役会が、2024年度の財務書類（単体及び連結の両方）に関して実施された法定監査活動に関する追加の報告書において監査法人が記載した結果を評価したことに留意されたい。

－最高経営責任者（内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役）が取締役会会長に従って作成した提案に基づき、法定監査役会との協議に基づき、「監査」機能の責任者の任命及び解任を行い、かかる責任者の報酬を当社の方針に従って決定し、さらに取締役会は、当該人材がその職責の遂行に十分な資質を有しているか確認する。かかる手続に従って、2024年６月、2025年度に関して在任した取締役会は、アンナ・スピーナを「監査」機能における責任者として任命し、同氏は現在も在任中であることに留意されたい。

・当グループの主要な会社の株主総会における議決権の行使について規定し、当該会社の取締役及び法定監査役を指名する。

・ジェネラル・マネージャーを任命し、関連する権限を付与する。2025年度に関して在任した取締役会は、2023年５月、フラビオ・カッタネオを当社のジェネラル・マネージャーとして任命したことに留意されたい。さらに、2026年５月12日に開催された株主総会で選任された新たな取締役会は、2026年５月13日の会議で、フラビオ・カッタネオが当該役職を担うことを確認した。

・最高経営責任者から受領した情報を用いて、当社及び当グループの業績全般を評価し、設定された目標の達成を定期的に検証する。

・株主及びその他当社にとって重要なステークホルダーとの対話を最も適切な方法で推進する（株主との対話の実施方法の詳細な説明については、「エンゲージメント方針」を参照のこと。）(12)。この関連で、取締役会はとりわけ株主総会に提出する提案を策定し、実施及び計画された活動について当該総会で報告し、株主が当該総会でなされる決定に十分な情報をもって参加するために必要な要素に関する十分な情報を得られることを確保する。

(12) ステークホルダーの利益及び意見が戦略及びビジネスモデルにどのように考慮されているかに関する詳細な情報は、2025事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS 2 SBM-2に従って記載される情報も参照のこと。

2025年及び2026年の最初の数ヶ月に実施されたコーポレート・ガバナンス制度に関するその他の活動のうち、2025年度に関して在任した取締役会が以下を承認したことにも留意されたい。

・2025年７月、非業務執行取締役がコーポレート・ガバナンス・コードに規定のある独立性要件を、とりわけ非業務執行取締役（又は非業務執行取締役に関係する者）が直接又は間接に引き受けた商業、金融又は専門的関係の重要性を評価するための基準について満たしていることを検証するために採用されたパラメーターを更新した。（これらのパラメーターの詳細については、コーポレート・ガバナンス・コードに基づき独立性要件を満たさないとみなすべきケースとともに、当社のウェブサイト上で閲覧可能なコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書に添付された表１を参照されたい。）

・2025年７月、電気通信手段による取締役会の開催手続を2025年５月22日の臨時株主総会で変更された定款の第16.2条と一致させることを目的とした、組織規則の改正を承認した(13)。同時に、取締役会は、取締役会及びその委員会の運営手続の統一を図るため、同様の組織規則の変更も承認した。

(13) 2025年５月22日の株主総会の臨時会議では、特に、最近の署名認証に関する一定のガイドラインを考慮し、会社機関の会議運営の便宜を図り、一層の柔軟性と効率性を確保するために、取締役会及び監査役会のそれぞれについて、電気通信手段を利用して会議を開催する手続に関する当社定款の第16.2条及び第25.4条の一定の変更が承認された。特に、電気通信手段を利用して開催される会議に関する物理的な場所への言及は、定款の上記の規定から削除された。さらに、第16.2条に関しては、取締役会議長及び秘書役が物理的に同じ場所にいるという要件が削除された。

・2026年２月、2025事業年度のボード・レビューの結果を考慮し、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告（及び組織規定に明示的に規定されている事項）に従い、指名・報酬委員会との協議を経て、最適と考えられる取締役会の定量的構成及び定性的構成に関するガイドラインをエネルの株主に公表した。これらのガイドラインは、具体的な文書に要約され、取締役会の改選を目的として招集された株主総会に先立ち、速やかに当社のウェブサイトに掲載された。（これらのガイドラインの詳細については、「取締役会及びその委員会の機能の評価並びに最適であるとみなされる取締役会の量的及び質的な構成に関するガイドライン」を参照のこと。）

・2026年４月、コーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第13次報告、及びイタリアのコーポレート・ガバナンス委員会から発行体へ向けられた個別の連絡において示されたその後の勧告を検討し、当社のウェブサイト上で閲覧可能なコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書に詳述のとおり、エネルのコーポレート・ガバナンス制度が当該勧告の内容に十分に一致していることを確認した。イタリアのコーポレート・ガバナンス委員会が大企業に対し、2026年中に（株主以外の）関連ステークホルダーとの対話に関するポリシーを採用するよう要請したことに関し、当社は、この分野における既存の企業ポリシー及び手続を統合する具体的な文書の作成作業に着手していることに留意されたい。本文書の内容は、2026事業年度のコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書において、当該年度中の他の関連ステークホルダーとの対話の対象となった主な事項、及びかかる対話の結果としてエネルが実施した取組みとともに説明される。

1.4 機能に係る規定

取締役会の機能は、特定の組織規程（2021年２月に取締役会によって承認され、直近では2025年７月に更新された（これは主に2025年５月22日の臨時株主総会により変更された定款第16.2条の規定に内容を整合させるためである。）。）により詳細に規定されている。

同規程は特に、取締役会の任務及び構成、会長及び秘書役の任務、取締役会の会議の日程、招集、開催及び議事録の作成の手続並びに取締役会の会議中に得られた情報に関する秘密保持義務について定める。かかる規程（当社のウェブサイトで閲覧に供されている。）は、取締役会の機能に関してエネル内部で長年守られてきたベストプラクティスを具体的に記載したものであり、取締役会委員会（「委員会」を参照のこと。）の構成、任務及び機能に係る規則について定めた特定の組織規程を含むその他の規則、手続及び社内方針の内容に言及している。

特に、取締役会の会議の計画及び開催に関して、前述の規程はとりわけ以下のとおり定めている。

・取締役会は、毎年最終四半期に、翌年の会議の年間予定を承認するものとし、取締役会の機能が有効に実施されるよう、会議が定期的に開催されることを確保するものとする。また当社は、ボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）規則に基づき、前事業年度末から30日以内に当社のコーポレートイベントの年間予定を公表している。
・招集通知には会議の日時及び場所、議題一覧、参加手続が記載され、電子的手段による開催も可能となっている。招集通知は、取締役及び法定監査役並びにイタリア監査院の受任審査官に対し、原則として会議開催日の５日前までに送付され、緊急の場合は、通常24時間の最低事前通知に服する。議題項目に関する書類は、通常、最も関連性の高い事項を要約した文書を添付し、原則として会議の少なくとも３日前に入手可能とする。この期間は、特に重要かつ／又は複雑な書類の場合には延長され、緊急又は進行中の取引及び単なる情報の場合と同様に短縮される。特定の場合で事前に十分な余裕をもって必要な情報を提供することができない場合、会長は、秘書役の補佐を得て、会議中に十分かつ詳細な情報が提供されるよう確保する。
・会議への参加はまた、専ら電気通信手段により（したがって招集通知又は関連する議事録に会議の開催場所を記載する必要はない。）、又は「ハイブリッド」形式で行うことができる。後者の場合、招集通知に記載された開催場所では、議事録を作成する書記又は公証人のみが出席すればよい。
このほかにも、取締役が十分な情報に基づいて行動することを確保するため、(ⅰ)取締役及び法定監査役が議題に関連して自ら又は第三者のために利害関係を有する可能性がある場合、かかる利害関係に関する情報を適時かつ正確に提供する義務、(ⅱ)会長が最高経営責任者と合意の上で、１又は複数の議題の討議に関連してその出席が有用であるとみなされる、当社及び／又は当社が率いる当グループの業務執行役員並びに外部顧問又はその他の者に取締役会の会議への参加を招請する権限について規定されている。
・取締役会の会議は、取締役会会長が務め、会長が不在であるか又は支障のある場合、副会長（任命されている場合）又は最年長の取締役が議長を務める。取締役会の会議が有効であるためには、在任する取締役の過半数が出席していなければならず、決議は出席取締役の絶対多数により可決され、可否同数の場合は、議長の投票により決する。
・取締役会の決議は、取締役会秘書役（又は法律により要求される場合、公証人）が作成する議事録に記載される。議事録を記録するための手順は、議事録の作成がまず当該会議の議長に、その後、最高経営責任者、その他の取締役、法定監査役及びイタリア監査院の受任審査官に共有されてコメントを求めることを想定している。コメントの期限が到来した後、議長及び秘書役が署名した議事録は、法律に基づき備置している、取締役会に係る会議及び決議の記録簿に転記される。
・取締役会の活動に関連して受領する文書及び情報について、取締役、法定監査役及びイタリア監査院の受任審査官並びに取締役会の会議に参加を招請されるその他の者及び／又は関連文書にアクセスできるその他の者は、現行の法律並びに当社が採用している方針及び手続に定める秘密保持義務に従う必要がある。

1.5 取締役会の開催

以下の表は、2025年度に開催された取締役会の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1

合計　10回
平均開催時間　２時間10分

取締役会には通常、取締役全員が出席し、法定監査役及びイタリアの監査院の受任審査官も出席した。
2025年中、議題に関する文書は、取締役会の組織規程に定められた通知期間のとおりに（すなわち原則として会議開催日の３日前までに）取締役、法定監査役及びイタリア監査院の受任審査官に通例提供された。同規程の定めるところに従い、例えば、進行中の異例な取引に関してかかる通知期間の確保が不可能であった場合、会長は秘書役の補佐を得て、十分かつ詳細な情報が取締役会の会議中に提供されることを確保した。

また、2025年中、議題に関連する各種事項を担当するコーポレート機能の責任者は、常に、取締役会に出席するよう招集され、最高経営責任者の招請に応じて、議論に価値ある貢献を提供した。特に、「CEO室、戦略及び持続可能性」機能の責任者は、定期的に会議に出席した。「事務管理、財務及び統制」のスタッフ機能、「法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務」及び「人員及び組織」機能の責任者のみならず、「グループ計画及び統制」、「M&A」並びに「事務管理、財務及び統制」機能の「事務管理」の責任者もまた、それぞれの担当分野の議題に限ってではあるが、頻繁に会議に出席した。

1.6 会長

2023年５月、定時株主総会は、パオロ・スカローニをエネルの取締役会会長として任命した。さらに、2026年５月12日に開催された株主総会で、パオロ・スカローニが当該役職を担うことを確認した。

会長は、業務執行取締役と非業務執行取締役との橋渡し役として行為し、取締役会の活動が効果的に機能するよう確保する。

この目的のため、会長は「機能に係る規定」に示された内容に沿って、特に、(ⅰ)会議前の情報及び会議中に提供された追加情報は、取締役がその任務を遂行するにあたり十分な情報に基づいて行為できるよう適切であること、(ⅱ)取締役会委員会の活動は、取締役会の活動と調整が取れていること、(ⅲ)最高経営責任者と合意の上で、議題の様々な事項に関して権限を有するコーポレート機能の責任者が取締役会に出席することにより、各取締役の要請にも応じ、それぞれの権限の範囲内における事項について適切かつ詳細な分析を行うことを確保するものとする。

さらに、会長は、全ての取締役及び法定監査役が、その選任後、在任中に、当社及び当社が率いる当グループの事業分野、企業の力学、適切なリスク管理の原則、また準拠すべき規制及び自主規制の枠組みに関して十分な知識を得ることを目的とした講習に参加できるよう確保する（この点については、「取締役会の導入及び更新」の記載を参照のこと。）。また会長は、ボード・レビュー過程の適切性及び透明性を確保し、この目的のために指名・報酬委員会と調整を行い（その詳細は「取締役会及びその委員会の機能の評価並びに最適であるとみなされる取締役会の定量的及び定性的な構成に関するガイドライン」において説明されている。）、また、取締役会がいかなる場合でも、最初の有益な会議までに、全ての株主との間の対話の経緯及び重要な内容について、確実に情報を得られるよう計らう（「エンゲージメント方針」を参照のこと。）。

会長はまた、取締役会決議が実施されたかどうかを確認し、株主総会の議長を務め、（最高経営責任者と同様に）法的に当社を代表する権限を与えられている。

会社組織（株主総会及び取締役会）の機能に関して法律、定款及び取締役会の組織規程に定められた権限に加え、会長は、(ⅰ)取締役会に対して階層に応じて報告する対象であり、会長が監督的役割を行使する当社の「監査」機能の責任者の任命、解任及び報酬に関する取締役会への提案の策定に最高経営責任者と共同で参加し、また(ⅱ)取締役会の活動に関するコーポレート・ガバナンスの規則の適用において積極的かつ監督的役割を遂行するという職責も委ねられている。

また、最高経営責任者との合意及び調整により、会長は、機関及び当局との関係を維持する。

会長は、その活動の遂行において、取締役会の秘書役による補佐を受ける。取締役会の秘書役は、通常は当社の経営幹部から会社法及びコーポレート・ガバナンスに関する十分な専門知識及び経験を有する者が会長の提案に基づき取締役会自身によって任命されるが、秘書役を当社の外部から選定する場合であってもかかる要件は満たさなければならない。また、秘書役は、十分な組織体制に支えられ、コーポレート・ガバナンス制度の適切な機能実施に関連するあらゆる側面について、会長、最高経営責任者及びその他の全ての取締役に対し、公平な補佐及び助言を提供するものとする。

1.7 最高経営責任者

2023年５月に、取締役会はフラビオ・カッタネオをエネルの最高経営責任者として任命し、法令の規定、当社の定款、又は2023年５月に承認されたものを含む権限構造（かかる権限構造に基づき取締役会に留保される事項については、「取締役会－役割及び機能」を参照のこと。）に従って別途付与されるものを除き、当社の経営のためのあらゆる権限が付与された。ゆえに、最高経営責任者は、当社の経営に関する主要な責任者である。さらに、2026年５月12日に開催された株主総会で選任された新たな取締役会は、2026年５月13日の会議で、フラビオ・カッタネオが当該役職を担うことを確認した。

最高経営責任者には、コーポレート・ガバナンス・コードに従って、内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役の役割も帰せられている（かかる役割に含まれる任務の詳細な記載については、当社のウェブサイトにて閲覧可能である、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを参照のこと。）。

エネルのエンゲージメント方針(14)（「エンゲージメント方針」参照）の規定に基づき、最高経営責任者は、当社の経営の最高責任者として、機関投資家に対応する権限を有する人物であり、機関投資家との会議において、自身に委ねられた経営権限の範囲内の事項に関して適切に説明を行う。

(14) エンゲージメント方針とは、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告を実施するために当社が採用した、機関投資家並びにエネルの株主及び社債権者全般との対話の管理方針をいう。

最高経営責任者は、取締役会及び法定監査役会に対して、少なくとも四半期毎に、またいかなる場合にも取締役会の会議中に、業務、当社の業績の一般的な傾向及び予測可能な展開について、また、当社及び子会社により実行される、経済的、財務的若しくは財産的側面に基づく最も関連性の高い取引、又はその規模や特性に関して重要である取引について報告する。

1.8 業務執行取締役及び非業務執行取締役

当社の取締役会は、全員が十分な専門知識及び職務能力を有する業務執行取締役及び非業務執行取締役から構成される。

コーポレート・ガバナンス・コードに定められた勧告に従い、以下の取締役は業務執行取締役とみなされる。

・当社（又は戦略上重要な当グループの子会社）の会長（その者に経営権限又は企業戦略の策定に関連する権限が付与されている場合）
・当社（又は戦略上重要な当グループの子会社）において経営権限を有する取締役及び／若しくは業務執行の役職を務める取締役、又はかかる役職が当社にも関係する場合には、親会社において業務執行の役職を務める取締役

上記の分類のいずれにも該当しない取締役は、非業務執行取締役とみなされる。

2025年度に関して在任した取締役会が最終的に2026年２月に行った分析によると、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーを除き、同取締役会のその他全ての取締役（パオロ・スカローニ、ヨハンナ・アルビブ、マリオ・コルシ、オルガ・ククルッロ、ダリオ・フリジェリオ、フィアメッタ・サルモーニ、アレッサンドラ・スタビリーニ及びアレッサンドロ・ゼヘントナー）は、非業務執行取締役であった。

非業務執行取締役の人数、専門知識、権限及び提供可能な時間は、その判断が取締役会の意思決定の過程に重大な影響を与えることができることを確保し、また経営の効果的な監視を確保するために適切であった。

非業務執行取締役は、取締役会の議論に特定の専門知識を持ち込むことで、審議中の問題を異なる視点から検討し、その結果として企業の利益に合致した、合理的で十分な情報に基づく決定を採択することを促進した。

2026年５月12日に指名された新たな取締役会について具体的に言及すると、2026年５月に取締役会が実施した分析によると、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーを除き、同取締役会のその他全ての構成員（パオロ・スカローニ、ヨハンナ・アルビブ、マリオ・コルシ、ティツィアナ・デ・ルカ、ダリオ・フリジェリオ、アレッサンドロ・モンテドゥーロ、フェデリカ・セガンティ、アレッサンドラ・スタビリーニ）は、非業務執行取締役である。

1.9 独立取締役

2025年６月及び直近では2026年２月に、2025年中に在任していた取締役会は、関係者から提供された情報その他当社が入手可能な情報に基づき、非業務執行取締役（パオロ・スカローニ、ヨハンナ・アルビブ、マリオ・コルシ、ダリオ・フリジェリオ、フィアメッタ・サルモーニ、アレッサンドラ・スタビリーニ、アレッサンドロ・ゼヘントナー）がコーポレート・ガバナンス・コードの独立性要件を満たしていることを確認し、承認した。特に会長のパオロ・スカローニについては、同氏が指名された候補者名簿にこの役職の候補者として記載され、同氏に関して、取締役の独立性を損なう又は損なうおそれのある事情は一切存在しないことに留意されたい。

さらに、2026年２月に実施された評価において、2025年中に在任していた取締役会は、非業務執行取締役であるオルガ・ククルッロもコーポレート・ガバナンス・コードに定められた独立性要件を満たしていることを確認した。これは、当社のリファレンス・シェアホルダーである経済財務省における同氏の役員としての役職が、同氏の自律性及び判断の独立性をもはや損なうものではないとみなされたからである。

特に、この結論に至るにあたり、取締役会はまず、法令第95/2025号第13条第１項の２（改正を経て法律第118/2025号に移行され、その後法律第199/2025号第１条第268項により改正された。）に含まれる最近の公式解釈規定から明らかになった、イタリア経済財務省が有するエネルのリファレンス・シェアホルダーとしての地位の特異な性質を考慮した。同規定の内容については、本項において、法律で定められた取締役の独立性要件の検証に関連して分析する。この最近の規定は、公的な株式保有の特有の性質を向上させることを目的としており、一般株主の参加とは異なる公的株主の立場のアプローチを立法レベルで反映したものである。取締役会は、当該規定の内容を分析し、その趣旨を共有した上で、非業務執行取締役であるオルガ・ククルッロの経済財務省における組織上の立場及び同氏に与えられた具体的な職務について検討を行った。この調査の結果、当該人物に与えられた職務には、国が保有する株式（エネルの株式を含む。）の分析、管理及び評価並びに関連する株主権の行使は含まれていないことが判明した。実際、これらの職務は同省の別の部署に割り当てられており、当該人物が率いる部署は、その部署に対して階層的に下位に位置するわけではない。コーポレート・ガバナンス・コードが定める独立性の欠如を示すケースについては、かかるコード全体の実施において一般的な指針となる、形式よりも実質を優先するという原則に基づき評価されなければならないことを踏まえ、取締役会は、かかるコードに規定される独立性要件が、非業務執行取締役であるオルガ・ククルッロに当てはまるものであると認定した。したがって、2025年中、独立取締役の人数及び能力は、当社のニーズ及び取締役会の良好な機能並びに関連委員会の設置にとって適切であった。

2025年中に在任していた取締役会は、その構成員の独立性を評価するにあたり、当社又は当社の関連当事者との間で、間接的にせよ、現在の判断の自律性を損なう可能性がある関係を有しておらず、最近も有していなかった非業務執行取締役を独立取締役であるとみなした。

通常どおり、2025年中に在任していた取締役会が行った手続は、それぞれの独立性を評価するために関連するとみなされる、非業務執行取締役により担われる役職及び維持される関係を記載した情報書類の検討から始まった。その後、自身の役職に関して各非業務執行取締役が実施した自己評価（該当する各取締役からの個別のステートメントの提出にも基づく。）に続き、その後、その役職が検討対象となっている構成員を順番に退席させながら、最終評価が取締役会によりまとめて行われた。

非業務執行取締役の独立性を評価するにあたり、2025年中に在任していた取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードに従い独立性要件が欠けているとみなされる可能性のある場合を考慮し、これに関して、前述のとおり、かかるコードの実施そのものに影響を与える、形式よりも実質を優先するという原則を適用した。

コーポレート・ガバナンス・コードに従い、取締役の独立性を評価するために、取締役会は、(ⅰ)非業務執行取締役が当社（又は当社関係者）との間で直接的又は間接的に結ぶ可能性のある商業的、財務的又は専門的な関係、並びに(ⅱ)当社（又はその子会社若しくは支配的主体）が非業務執行取締役に対して、エネルにおいて担っていた役職及び関連する取締役会委員会への参加に与えられる固定報酬に加えて、最終的に支払う報酬に適用される特定の定量的なパラメーター（直近では2025年７月に更新された。）を参照した。かかるパラメーター（コーポレート・ガバナンス・コードに基づき独立性要件を満たさないとみなすべきケースとともに、当社のウェブサイトwww.enel.com上で閲覧可能なコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書に添付された表１に明記されている。）を超えると、原則として、該当の非業務執行取締役について、かかるコードに規定された独立性要件は満たされないこととなる。

この点に関して、前述の非業務執行取締役の独立性に関する評価の間、取締役会は、かかるパラメーターはいずれも超えていないことを認識したことに留意されたい。

上記の評価の間、2025年中に在任していた取締役会は、非業務執行取締役であるパオロ・スカローニ、ヨハンナ・アルビブ、マリオ・コルシ、ダリオ・フリジェリオ、フィアメッタ・サルモーニ、アレッサンドラ・スタビリーニ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーが、上場企業の法定監査役に求められる、法律（すなわち統一財務法）で定められた独立性要件を満たしていることも確認した（かかる要件も、当社のウェブサイトwww.enel.com上で閲覧可能なコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書に添付された表１に明記されている。）。

さらに、2026年２月に実施された評価において、2025年中に在任していた取締役会は、非業務執行取締役であるオルガ・ククルッロも同様に、上場企業の法定監査役に求められる、統一財務法で定められた独立性要件を満たしていることを認めた。この結論に至るにあたり、取締役会は、特に前述の法令第95/2025号第13条第１項の２に含まれる公式解釈規定を考慮に入れた。同規定によれば、統一財務法第148条第３項において使用されている「会社」という用語は、専ら「*事業活動の一環として、又は経済的・財務的目的のために株式を保有する、国家及び公的行政機関以外の主体*」を指すものと解釈されなければならない。したがって、本規定の文言上の意味に基づき、当該取締役と当社のリファレンス・シェアホルダーである経済財務省との間の管理職としての雇用関係は、統一財務法に規定される同氏の独立性を損なうものではなくなった。

2025年６月及びその後2026年３月に、法定監査役会は、前述の評価を実施する中で、2025年中に在任していた取締役会が、独立性評価のために潜在的に関連し得る関係について取締役会自体が知ることを可能とする透明な評価手続に従い、コーポレート・ガバナンス・コードで勧告された基準を正しく適用したことを証明した。

最後に、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードが定める筆頭独立取締役の要件を満たしていないこと、及び独立取締役自身からその旨の要請がないことを考慮し、これまでのところ、取締役から筆頭独立取締役を選任していない。

2025年12月、独立取締役は、コーポレート・ガバナンス・コードに付属する質問及び回答に記載されたガイダンスに従い、独立取締役のみによる、会長が出席しない臨時取締役会を開催した。この会議では、取締役会及び会社経営陣の機能に関する主要な問題に焦点が当てられた。この文脈において、独立取締役はまず、取締役会の任期開始以降に開催された様々な取締役会委員会の会合に、討議される問題に関して事前の完全なサポートを確保するために特定された経営陣（及び必要に応じて外部コンサルタント）が参加していることを確認した。さらに、独立取締役は、専門的な見識及び導入セッションの一助もあり、取締役会及びその取締役会委員会が組織的に最適に機能していること、並びに最も重要な戦略及び経営問題に関して取締役が全面的に関与していることを満場一致で確認した。このように、経済及び財政結果、戦略的事項及び特殊な取引の綿密な分析、風評リスクの管理、ステークホルダーとの共通の価値の創造に向けた注力、並びに取締役が異なる立場を示していても常に落としどころを見出すことを可能にする最適な環境が取締役会及びその取締役会委員会内に形成されていることに対して、高い評価が表明された。

また、2025年には取締役会への文書提出のタイミングが改善されたことも指摘された。最後に、将来を見据えて、独立取締役は、成長分野への重点的な取り組み、技術革新に関する事項への注力及びステークホルダーに関連する長期的な持続可能性に関する課題への貢献といった側面が、エネルの戦略的ポジショニングにとって極めて重要であると指摘した。

さらに2026年５月、取締役会は、特に2026年５月12日に任命された新しい取締役会に関して、関係者から提供された情報その他当社が入手可能な情報に基づき、取締役（パオロ・スカローニ、ヨハンナ・アルビブ、マリオ・コルシ、ティツィアーナ・デ・ルーカ、ダリオ・フリジェリオ、アレッサンドロ・モンテデューロ、フェデリカ・セガンティ、アレッサンドラ・スタビリーニ）が法律及びコーポレート・ガバナンス・コードの独立性要件を満たしていることを確認し、承認したことに留意されたい。

1.10 取締役の役職就任数制限

取締役は、重要な規模の他の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はこれらと同等の職位）として務める役職の数及び性質、並びにその他の機能又は専門的活動及びそれに関連して務める役職で求められる関与のいずれについても考慮し、任務を真摯に遂行するために必要な時間を費やすことができるとみなした限りにおいて、その役職を引き受け、かつ維持する。

この点に関し2006年以降、取締役会は、取締役がエネルの取締役会における職務を効果的に遂行するために十分な時間を取れるよう、また、取締役が取締役会の下に設置された委員会に参加できるよう考慮し、取締役が重要な規模の他の会社において取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めることができる役職の最大数に関する方針（直近では2020年２月に更新された。）を承認したことに留意されたい。

かかる方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能。）は、その内容を主なプロキシーアドバイザーがこの点に関して策定したベストプラクティスに合わせており、以下の種類の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務める役職を重要であるとみなしている。

a)イタリア又は外国の会社で、規制市場に株式を上場している会社
b)イタリア又は外国の会社で、規制市場に株式を上場していないが、保険、銀行又は金融の分野で事業を行っている会社
c)上記a)及びb)に特定される以外のイタリア又は外国の会社で、直近の承認済みの単体又は連結ベースの財務書類に基づき6,600百万ユーロを超える資産及び／又は7,600百万ユーロを超える収益を有する会社

取締役会が採用した方針は、エネルの取締役及び重要な規模の他の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）のいずれにおいても、関与する各人が遂行する職務に関する関与（関連する計算からエネルの子会社及び関連会社において遂行する職務を除く。）に応じて、役職数に区分された制限を設けている。

エネルの最高経営責任者は、エネル・グループに属さない重要な規模の他の会社で自身以外のエネルの取締役が最高経営責任者を務めているところの取締役の役職を兼任してはならないと明示的に定められている（したがって、いわゆる「兼任重役制」を禁止している。）。

さらに、この方針に従って、重大かつ正当な支障がない限り、取締役は、取締役会及び当該取締役の参加する委員会の会議の少なくとも90%に出席することを約束する。

上述の方針に従ってエネルの取締役が提供した情報に基づき、かつ直近では2026年２月に、2025年中に在任していた取締役会が実施した調査を考慮すると、エネルの取締役が現在、重要な規模の他の会社における取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めている役職の数は、当該方針で設定された制限に適合している。

1.11 取締役会及びその委員会の機能の評価並びに最適であるとみなされる取締役会の定量的及び定性的な構成に関するガイドライン

取締役会は、組織規程に定められた規定に基づき、指名・報酬委員会の予備的な支援を得て、その活動の有効性及び個々の委員の貢献を定期的に評価し、その実施を監督する自己評価プロセスを用いている。

具体的には、取締役会は、上述の委員会の支援を得て、取締役会自体及びその委員会の規模、構成及び実際の機能を毎年評価するとともに、戦略の定義及び経営成績の監視において取締役会自体が果たした役割並びに内部統制及びリスク管理制度の適切性を考慮する。

自己評価は、取締役会の任期中に様々な方法で行うことができ、独立したアドバイザーが支援する。後者の独立性を維持するために、自己評価プロセスをサポートする同一のコンサルタント会社を連続する３年を超えて指名することはできない。

取締役会会長は、秘書役の支援を得て、自己評価プロセスの適切性及び透明性を確保し、この目的のために指名・報酬委員会と調整する。

取締役会は、自己評価の結果を踏まえ、取締役会の更新の都度、定性的及び定量的に最適と考える取締役会の構成についてのガイドラインを株主に示している。

2025事業年度末及び2026年の最初の２ヶ月間、2025年中に在任していた取締役会は、エリック・サーモン・アンド・パートナーズ・エスアールエル（この分野に特化したコンサルティング会社であり、2022年初め以降エネル・グループとの業務上の関係はなくなっているネットワークに属している。）の補佐を得て、コーポレート・ガバナンス・コードに基づき採用された国際的なベストプラクティスに準拠し、取締役会それ自体及びその委員会の規模、構成及び機能の評価（いわゆる「ボード・レビュー」）を実施した。当該ボード・レビューは、2004年以降、取締役会により毎年実行されてきた同様のイニシアチブを踏襲している。

2025事業年度に関して、2018年から既に行われていたとおり、ボード・レビューは取締役会のみならず、法定監査役会についても検討した（法定監査役会に関するかかる活動の方法及び結果については、「法定監査役会－法定監査役会の機能評価」を参照のこと。）。さらに、例年と同様に、ボード・レビューは「同僚同士のレビュー」方法に従って、すなわち、管理機関全体としての機能だけでなく、その各構成員によりもたらされた貢献の仕方及び内容も評価することによって実行された。

取締役会に関するボード・レビューは、各取締役による質問表の予備的な回答（基本的に取締役会の全体としての規模、構成及び機能に関するもの）に基づき行われた。質問表から発生した最も重要な問題、並びに貢献の仕方及び内容という観点での各取締役の参加度合いの両方について徹底的な分析を行うために、その後にコンサルティング会社による個人面接が行われた。法定監査役会の議長、取締役会の秘書役、並びに「事務管理、財務及び統制」機能、「法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務」機能並びに「人員及び組織」機能の各責任者も、追加の適正な視点で評価過程を充実させるため、取締役会及びその委員会の全体的な機能の監視役として、当該活動に関与した。指名・報酬委員会は、取締役会の組織規程及び委員会自体の組織規程に基づき、取締役会の全体的なボード・レビュー過程を参照し、予備的及び監督的機能を遂行した。

特に、質問表及び面接は、(ⅰ)任期満了を迎える３年間の任期の成果に関する総括、(ⅱ)取締役会及びその委員会の規模及び構成、(ⅲ)取締役会における専門性の組み合わせに関する評価（取締役による自己評価も踏まえて）、(ⅳ)取締役会の機能（特に、取締役会の会合の組織及び運営、ひいては情報フローの明確性、完全性及び迅速性、取締役会議事録の質、並びに取締役会事務局及び経営陣トップによるサポート）、(ⅴ)特に会長及び最高経営責任者に焦点を当てた、取締役の役割及び責任、(ⅵ)取締役間の結束及び連携、取締役会での議論のダイナミクス、並びに採用された意思決定プロセス、(ⅶ)導入プログラムの有効性、(ⅷ)当社及び当グループの戦略及びビジネスモデルにおける持続可能性原則の実装（特に、企業サステナビリティ報告指令の実施に関して）、(ⅸ)企業事業に対する技術的な革新、人工知能ツール及びサイバー・セキュリティの影響、(ⅹ)管理職の承継計画の有効性、(ⅺ)委員会の構造及び機能並びに取締役会に対するそのサポート業務の有効性、(ⅻ)2025年中に構成が刷新された法定監査役会との連携、そして(ⅹⅲ)各取締役の貢献についての相互評価、に関するものであった。

ボード・レビュー過程において、コンサルティング会社はまた、エネルの取締役会の機能を一定の国際的なベストプラクティスと比較する分析、並びに取締役会の規模及び構成に特有の問題に関して、イタリア内外の上場会社の選考パネルによるベンチマーク分析の両方を行った。

2025事業年度のボード・レビューの結果により、2023年から2025年までの任期全体を通じたエネルの取締役会の機能について、より広範な検討を行うことが可能となった。当該期間において、個々の取締役だけでなく取締役会全体としての役割における成長及び成熟のプロセスが恩恵をもたらした。取締役会は、その構成が全面的に刷新されたことで、当初は自然な調整期間を経験したものの、その後発展の期間を経て、複雑な課題にも万全な態勢で厳格かつ建設的な精神で取り組むことができる一体性のある組織となった。これにより、コンサルティング会社によって確認されたとおり、コーポレート・ガバナンスに関する国内外のベストプラクティスに沿って機能することで際立った存在となった。

取締役会及び委員会の議論の質については、いずれも常に高い水準を維持してきた。異なる視点が交錯する場合であっても、議論は相互尊重と決定内容の実質的な改善へのコミットメントに基づいて行われた。取締役会においては、その場に集結した専門知識と経験が、その相互補完性及び全取締役が適切なビジネス判断力を備えているという共通基盤のおかげで、審議中の課題を多角的な視点から分析することが可能になり、熟考及び十分な情報に基づいた意思決定を共同で行うことに寄与している。

当任期を特徴づけた重要な要素の１つは、会長と最高経営責任者が互いに補完し合う役割を果たしたことであった。両者は貴重な専門的知見と業界知識をもたらし、それぞれの担当分野において、一貫した推進力と深い分析力を確実なものにした。

取締役会や委員会の会合への経営陣の恒常的な参加は、タイムリーな技術的支援の提供を可能にし、また、最も複雑な問題でさえも熱心に分析しようとする取締役からの追加説明の要請にも適切に対応することを可能にした。経営陣は、任期を通じて実施され、取締役や監査役から高い評価を得た包括的な導入プログラムの実施においても重要な役割を果たした。

総じて、任期満了時点における取締役会の運営は、最適であったとみなすことができる。改善の余地があるとしても、それは特定の欠点によるものではなく、絶えず変化し続ける環境がもたらす課題に対応するため、取締役会のダイナミクスを適応させる必要があるためである。

2025事業年度に関するボード・レビューの結果を考慮し、かつコーポレート・ガバナンス・コードの勧告（自社の組織規定にも明示されている。）に沿って、2025年中に在任していた取締役会は、指名・報酬委員会と協議の上、最適であると考えられる取締役会の定量的及び定性的な構成に関するガイドラインをエネルの株主に対して示した。これらのガイドラインは、取締役会の刷新のために招集された株主総会に先立ち、2026年２月末に当社のウェブサイトで速やかに公開された詳細な文書においてまとめられている。これらのガイドラインは、取締役会が自ら承認した多様性方針（その内容については、本項の「取締役会の多様性方針並びに会社組織の中でジェンダーにかかわらず平等な処遇及び機会を促進するために採用された措置」を参照のこと。）に定められた基準を考慮し、かつ当社の部門特性に照らして、取締役会内における様々な役職により適していると考えられる管理者としての及び職業上の経歴並びに能力及び経験について特定している。

1.12 取締役会の導入及び取締役会の更新

取締役会の組織規程に含まれる規定に基づき、会長は、秘書役の支援を受けて、全ての取締役及び法定監査役が、選任後、在任中に、適切なリスク管理の原則並びに参照規制及び自主規制の枠組みだけでなく、当社及び当グループが事業を行っている事業部門、企業のダイナミクス及びその進化（持続可能な成功を追求する観点も含む。）についての十分な知識を取締役及び法定監査役に提供することを目的としたイニシアチブに参加できることを保証する。

この点について、2023年５月10日に開催された定時株主総会において取締役会の任命が決議された後、取締役会全体の構成の更新後、当社は、当グループが事業を展開する事業セクターに加えて事業ダイナミクス及びその展開、市場動向及び関連規制枠組みに関する適切な知識を取締役に習得させることを目的とした特別な導入プログラムを編成し、これに法定監査人も定期的に関与した。

2023年に、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンス、電力システム全般の構造及び運営、並びに異なる事業ライン及び「人員及び組織」のスタッフ機能についての理解を深めるため、いくつかの導入セッションが開催された。2024年及び2025年中は、導入プログラムは継続され、気候変動、サイバー・セキュリティ、イノベーション（特にデジタル・イノベーション）、原子力発電によるエネルギー生産の技術及び展望、人工知能、データ・センター並びにイタリアのエネルギー市場に焦点を当てたさらなる取り組みが実施された。さらに、2025年を通じて、取締役会はサイバー・セキュリティに関する特定の課題について詳細に検討を行った。特に、欧州連合全域におけるサイバー・セキュリティの高度な共通水準を確保するための措置に関するEU指令第2022/2555号（いわゆる「NIS2指令」）を国内法化した法令第138/2024号によって導入された変更点に重点を置いて検討した。最後に、同事業年度中に、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会において気候変動及びネット・ゼロ・トランジション問題を監視する任務を担う非業務執行取締役であるヨハンナ・アルビブ取締役を対象とした気候変動に関する特別な導入セッションが開催されたことに留意されたい(15)。

(15) 持続可能性に関する問題についての取締役会及び法定監査役会の専門知識及び能力並びにかかる専門知識及び能力へのアクセスに関する詳細な情報は、2025事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS ２ GOV-１に従って記載される情報を参照のこと。

1.13 取締役会の多様性方針並びに会社組織の中でジェンダーにかかわらず平等な処遇及び機会を促進するために採用された措置

取締役会の構成に関して、エネルは、取締役の専門的能力及び職務経歴について十分なレベルを確保することを第一の目的として、ジェンダーにも基づくいくつかの多様性に関する基準を設けている。特に、2018年１月、取締役会は、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会並びに指名・報酬委員会の提案に基づいて、統一財務法が定める規定を実施する際に、取締役会自体の最適な構成としては何が求められるかを説明した多様性方針を承認した。これは、取締役会が議論の対象となる問題を異なる視点から検討することを可能とする複数の適格な視点を具体的に活用して決定することにより、その機能を最も効果的な方法で遂行することを目的としている。

かかる多様性方針を策定するに際して、取締役会は、多様性及び包摂は、エネル・グループのような多国籍グループの事業文化の２つの基本的な要素であるとの認識から進めた。特に、当社の持続可能な成功の基礎としての多様性の価値評価は、当グループの従業員並びにエネルの取締役及び法定監査役の双方にとって、基準となる枠組みとなっている。

多様性の種類及び関連する目的に関して、前述の方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能。）は、以下のとおり表明している。

－概ね、取締役は非業務執行職であるべきで、法律及びコーポレート・ガバナンス・コードで定められた独立性要件を満たしていなければならない。最適な構成は、とりわけ、過半数が独立取締役であるということをもって特徴づけられる。

－ジェンダー間のバランスについて定めた法律の規定が効力を失った場合であっても、選任に際しても、任期中についても、取締役の３分の１以上が代表の少ないジェンダーの取締役で構成されることを確保することが重要である。

－当グループの国際的な経歴を考慮し、３分の１以上の取締役が十分な国際的な経歴を有する者であることを確保するべきである。ここで言う国際的な経歴は、意見の標準化や「集団思考」の形成を防ぐ上でも重要であり、各取締役が国際的な場で遂行する経営的、専門的、学術的又は機関的活動の基準に基づいて評価される。
－経営陣の継続性及び更新のより良いバランスを確保するために、取締役会内で異なる年齢及び年功構成がバランスよく組み合わされていることが確保されるべきである。
－非業務執行取締役は、上述の方針で特定された多様性並びに補完的な経歴及びスキルが混合するよう、経営的、専門的、学術的及び／又は組織的経歴を備えた者で構成されるものとする。さらに、会長及び最高経営責任者が異なる役割を果たすことを考慮し、この方針では、それぞれの業務を効率的に遂行する上でより適切な能力、経歴及びソフトスキルについて説明されている。

取締役会の構成に関する多様性方針は、関連するプロフィールに障害を含まないが、当グループの従業員に適用される多様性及び包摂の方針において適切に保護され、また評価されている。

多様性方針の実施方法に関しては、エネルの所有構造を勘案して、これまでの数回の更新に際して、取締役会は自ら候補者名簿を提出することを放棄してきたことに留意されたい。これは、株主から問題なく納得いく候補者が提示されてきているからである。したがって、この方針は主に取締役会全体が更新される場合、株主が提出する候補者の方向付けを行って、かかる状況において、上述の様々な多様性の基準に沿って、取締役会自体の調和のとれた構成からもたらされる利益が十分に検討されることを確実にすることを目標としている。

取締役会の現在の構成及び前任期における構成は、全体として、各種多様性に関する方針の目標にかなっている(16)。

(16) 取締役会の多様性については、2025事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS２ GOV-１に従って記載される情報も参照のこと。

指名・報酬委員会はまた、組織規程によって定められたケース（かかるケースの詳細な説明は、「委員会－指名・報酬委員会―任務」を参照のこと。）において取締役会に取締役に就任する候補者を提案することを求められたときには、株主から提出された提案（もしあれば）を検討して、多様性方針の規定についても考慮する。

エネルはまた、体系的な意見聴取の取り組みや行動を通じて、会社組織全体において包摂的な職場環境を促進し、ジェンダー間の待遇及び機会の効果的な均等を確保することにも尽力している。その結果及び影響は、グローバルレベルの監視システム及び定期的な情報共有体制に支えられた、データの収集及び分析に基づくアプローチに従って管理されている。

こうした取り組みは、当グループの多様性、公平性、包摂性及び帰属意識に係る企業方針（いわゆる「DEIB（ダイバーシティ・エクイティ・インクルージョン＆ビロンギング）方針」）に定められた原則及びガイドラインに沿って策定されている。かかる方針は2024年に採択され、常時更新される。

DEIB方針は、当グループの「健康及びウェルビーイング」方針（直近では2025年に更新された。）と併せて、この分野における内部的な規制枠組みを構成している。

DEIB方針の実施は、経営陣の積極的な関与、全ての組織レベルにおける説明責任の普及、及び企業プロセスの継続的な改善に基づく体系的なガバナンスモデルにより確保されている。かかる方針は、グローバルレベルにおける行動のための主要な優先分野を以下のとおり特定している。すなわち、(ⅰ)育児及び介護の支援、(ⅱ)世代間の交流の促進、(ⅲ)ジェンダー間及び賃金の公平性、(ⅳ)文化的な統合、(ⅴ)能力の差異、ニューロダイバーシティ及び社会的脆弱性の包摂、(ⅵ)感情的指向及び性自認の尊重である。

2025年10月、当グループは、誰もが自己表現し、貢献し、より一層オープンで包摂的な文化の一員であることを実感できるよう、職場環境を継続的に改善していくことを目的として、グローバルな職場環境調査を開始した。かかる調査の結果は、特に福利及び職場環境、ワークライフバランス、当グループへの帰属意識並びに包摂といった点において、極めて好意的なものであった。この調査結果を踏まえ、2026年に向けたグローバルな改善行動計画が策定された。

特にジェンダー平等については、エネルは、国連グローバル・コンパクト及び国連女性機関が推進する７つの原則である「女性のエンパワーメント原則」を2015年に支持したことを皮切りに、国際レベルにおけるものも含め、長年にわたり具体的なコミットメントを行ってきた。これらの取り組みに加えて、(ⅰ)2021年に参加した「*Equal by 30*」キャンペーン（2030年までにクリーンエネルギー分野におけるジェンダー平等を達成することを目的としている。）、(ⅱ)「CEOコミットメント」（当社は2021年にこれを通じて、雇用、キャリア開発及びジェンダー間の賃金平等に対するコミットメントを正式に表明した。）、(ⅲ)「Forward Faster」プログラム（2023年に「公正な移行（Just transition）」の原則に沿って、環境及び包摂の分野で野心的な目標を設定した。）が挙げられる。さらにエネルは、様々な格付(17)に関与しており、複数のESG指数に含まれている。

(17)主要なESG格付けの中では、以下のものが言及に値する。(ⅰ)スタンダード・アンド・プアーズ・グローバルのコーポレート・サステナビリティ・アセスメント（CSA）、(ⅱ)MSCI ESGレーティング、(ⅲ)ISS ESGコーポレート・レーティング、(ⅳ)その他のテーマ別指数（リフィニティブD&I指数、エクイリープ、ワールド・ベンチマーキング・アライアンス（WBA）を含む。）。

さらに2025年には、エネルは、UNI/PdR 125:2022に基づくジェンダー平等の認証を２年連続で取得し、この分野におけるリーダーシップと、包摂及び平等へのコミットメントを強化した。これを背景に、賃金の公平性及び女性の管理職育成を促進するための具体的な措置が国際的及び地域的なレベルの両方で導入された。

エネルのジェンダーに関する戦略は、既に当社で勤務している女性だけでなく、新しいSTEM世代も対象としており、新興分野や高成長分野における女性の存在感を高めることを目的としている。当グループは、事業を展開する全ての国において、特化した取り組み並びに学校や大学との連携を通じて、STEM人材への関心を高めている。

当グループはまた、障害、ニューロダイバーシティ又は社会的脆弱性を抱える人々の完全な包摂を確保し、その最大限の潜在能力を認識している。これは、2021年の人権についての国連条約に沿ったものであり、DEIB方針にも反映されている。この点に関してエネルは、対象を絞った聞き取り活動を通じ、多くの国々で包摂を推進するためのプロジェクトを展開し、人々に支援ツール及び専用サポートの道筋を提供している。

さらに、情報及びデジタル・システムへのアクセスに関する機会の平等を保証するため、エネルは、2021年にデジタル・アクセシビリティに係る方針を採用した。

プライベートの生活と職場での生活の間の柔軟性及び統一を促進することを目的として、当グループが業務を行っているほぼ全ての国で数年前からスマート・ワーキングが実施されており、遠隔地で行うことができる活動を担当する全従業員に拡大された。

当グループは長年にわたり、組織のあらゆるレベルにおいて、オープンで安全かつ実力主義に基づく職場環境の促進に取り組んできた。これは、包摂的で偏見のない文化の浸透を促進するとともに、責任ある行動や、敬意と包摂性を重んじる言葉遣いを定着させることを目的としている。このコミットメントは、広報活動、世界規模及び地域の専用イベント、そして専門的な研修コースを通じて実現されている。

あらゆる形態のハラスメントに対するゼロ・トレランスの文化を推進するための取り組みは、2019年に当グループレベルで初の方針を策定したことを皮切りに始まり、2025年には「職場における暴力及びハラスメントに関するグローバル方針（Global Workplace Violence and Harassment Policy）」の公表により、より一層確固たるものとなった。この方針は、エネルの価値観や関連する国内法規だけでなく国際法規とも合致している。

1.14 報酬

株主総会は、取締役の報酬を決定する。指名・報酬委員会の提案に基づき、また法定監査役会との協議に基づき、取締役会は、取締役会内に設立された、助言及び提案の機能を有する委員会の委員に対する追加報酬を設定する。会長及び最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーの報酬の合計も、指名・報酬委員会の提案及び法定監査役会との協議に基づいて取締役会により決定される。

当該報酬は、取締役会が透明性のある手続を通じて作成し、株主総会に提出し承認を得る、取締役、法定監査役及び戦略的責任を負う執行役員に対する報酬方針に従って決定されている。2025年の報酬方針は、当社の持続的な成功の追求に機能するものであり、当社での役割に必要なスキルと専門性を備えた人材を惹きつけ、維持し、意欲を高める必要性を考慮している。かかる方針の内容については、当社の登録事務所及び当社ウェブサイトにて公開されている、2025年報酬方針及び2024年に支払われた報酬額に関する報告書の第１部を参照のこと。

2025事業年度に取締役に支払われる報酬の構造及び金額の詳細に関しては、適用ある法律を遵守して当社の本店及び当社のウェブサイトで閲覧に供されている、2026年報酬方針及び2025年に支払われた報酬額に関する報告書の第２部を参照のこと。

2．委員会

2.1 組織及び機能に係る規則

2025年度に関して在任した取締役会は、以下の４つの委員会を取締役会内に設置した。

・指名・報酬委員会
・統制・リスク委員会
・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会
・関連当事者委員会

したがって、報酬及び指名に関する責任は、同一の委員会に共同で委ねられたことに留意されたい。かかる統合は、コーポレート・ガバナンス・コードに明確に規定された勧告に従い、両委員会について規約に規定された組織要件を遵守し、また関連する任務が効果的かつ効率的に実施されることを確保する。

取締役会の承認した特別組織規定（当社ホームページに掲載）にこれらの上記の委員会の構成、任務及び機能が定められている。委員会の構成は、取締役会が、関係するメンバーの能力及び経験を十分に考慮し、役職の過度な集中を避けるために決定する。

特に、組織規定は以下を定める。

・指名・報酬委員会及び統制・リスク委員会は、非業務執行取締役から構成され、その過半数（委員長を含む。）は、独立取締役である。
・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、過半数が独立取締役で構成されている。
・関連当事者委員会は、全員独立取締役で構成されている。

任務の遂行にあたり、委員会は各任務の遂行に必要な情報及び会社の機能へアクセスする権限を与えられており、各委員会について取締役会により承認された予算の範囲内であれば当社の費用で外部のコンサルタントを利用することができる（外部コンサルタントを利用する際に予算制限を受けない関連当事者委員会を除く。）。この点に関して、指名・報酬委員会が報酬方針に関する市場慣行について情報を取得するために外部コンサルタントを利用することを決定する場合、報酬委員会は当該コンサルタントが自己の判断の独立性を実質的に損なう可能性のある状況にないことを事前に確認する一方、関連当事者委員会は、独立性、利益相反がないこと、及び委員会が意見を述べることになる取引におけるコンサルタントの対象事項に関する専門能力を事前に確認することに留意されたい。

各委員会は、秘書役１名を選任するが、その者は委員の１人である必要はなく、秘書役には議事録を作成する職務が割り当てられている。指名・報酬委員会、統制・リスク委員会及びコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会の各委員長は、委員会の会議後最初の取締役会会議において、取締役会に対し、各委員会により各会議で議論された事項を報告する。

各委員会の会議には、法定監査役会の議長又はその他の指名された法定監査役が出席するものとし（他の正規の法定監査役も出席する資格がある。）、また、該当する委員会の委員長の招請により、他の取締役、当社の業務執行者又は委員会の任務遂行を支援することがある第三者の代表者も会議に出席することができる。統制・リスク委員会の会議には、通常、「監査」機能の責任者も出席し、指名・報酬委員会の会議には、通常、「人員及び組織」機能の責任者も出席する。いかなる取締役も、取締役会に提出される自身の報酬に関する議案を決議するために招集された指名・報酬委員会の会議に出席してはならない。ただし、取締役会内に設立された委員会の委員全員に関係する提案についてである場合は、例外とする。

会議の招集、開催、議事録作成に関しては、上記の各種委員会の組織規程に規定されている。

・会議の日時及び場所、議論される議題のリスト、並びに参加手続（電磁的方法による場合もある）が記載された招集通知は、原則として、各委員会の委員、正規の法定監査役その他出席を要請された者に、少なくとも会議開催日の３日前までに、緊急の場合は通常24時間前までに送付される。議題に関する文書は、通常、招集通知と同時に提供される。この点に関して、2025年には、様々な委員会の会合で事前通知期間が概ね守られたことに留意されたい。実際には、招集通知の送付と同時に議題に関する文書を提供することができなかった場合が稀に存在したが、そのような場合には各委員会の委員長が会合中に十分かつ詳細な情報が提供されるよう徹底した。

・会議への参加は、専ら電気通信手段により（したがって、招集通知又は関連する議事録に会議の開催場所を記載する必要はない。）、又は「ハイブリッド」形式で行うこともできる。後者の場合、招集通知に記載された開催場所には、秘書役のみが出席すればよい。
・会議の議長は、委員会の委員長が務めるが、当該委員長が不在であるか又は支障のある場合には、最年長の委員が務める。会議が有効に行われるためには、在籍するメンバーの過半数が出席しなければならない。決議は出席者の絶対多数によって採択され、可否同数の場合は議長の決するところによる。この点に関し、関連当事者委員会の委員の１名又は複数名が関連当事者との取引の相手方（又は当該相手方の関連当事者）である場合に関連当事者委員会の会合に適用されるいくつかの具体的な規定は、関連当事者との取引に関する特定の会社手続の中に記載されている。
・各委員会の会議は、議事録に記録され、会議の議長及び秘書役が署名し、秘書役が時系列に保管する。

さらに、2026年５月12日に開催された株主総会後、新たな取締役会は、その最初の会議において、取締役会への提案及び助言を行う権限を有する様々な内部委員会を（再）設置したことに留意されたい。

2.2 指名・報酬委員会

構成

2025年、指名・報酬委員会は、アレッサンドラ・スタビリーニ（委員長）、ヨハンナ・アルビブ、オルガ・ククルッロ、ダリオ・フリジェリオ及びフィアメッタ・サルモーニにより構成され、委員長を含む多数が独立取締役である。取締役会は、ダリオ・フリジェリオが、財務事項における十分な知識と経験を有していることを確認した。

任務

指名・報酬委員会は、一方では取締役会自体の規模及び構成について、他方では業務執行取締役、特殊な職務を担うその他の取締役及び全ての非業務執行取締役並びに戦略的責任を負う執行役員の報酬について、その評価及び決定に関して、適正な調査を通じて、取締役会を補佐する責任を有している。

特に、2025年７月に最後に改正された組織規程に従い、指名・報酬委員会は以下の助言及び提案に係る任務を委任されている。

同委員会は、指名委員会としての権限により、以下を行う。

・ボード・レビュー過程を作成し、当該分野に特化した企業の任命に関する取締役会への提案、プロセス自体のモダリティの定義及びタイミングフレームの策定を行う。また、委員会は、その後の取締役会による共有を考慮して、担当会社が作成した報告書に要約されたボード・レビューの結果を検討し、その業務の範囲内の問題に関する意見及び／又は提案を策定する。これらの活動を実行する際、委員会は取締役会会長と連携して行動するものとする。取締役会会長は、この目的のために委員会会議にも出席することができ、取締役会秘書役の支援及び委員会自身の支援を受けて、ボード・レビュー過程の適切性及び透明性を確保する責任を負うものとする。
・取締役会及びその委員会の最適な規模及び構成について取締役会に意見を述べ、取締役会に参加させるべきと考える管理職及び専門家の経歴を持つ者を推薦する。
・当社の取締役としての効果的な業務遂行と両立すると考えられる重要な規模の他の会社において取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めることのできる役職数の上限に関する方針を内容とする提言を取締役会に行う。
・以下の場合につき、株主から受領する可能性のある提案を考慮の上、取締役候補者を取締役会に提示する。
  －現任の取締役会が選任を行う場合
  －取締役会の更新が行われる場合で、株主から提出された候補者名簿から必要な人数の取締役を選任できない可能性があり、そのため、任期を終了する取締役会が株主総会に提出される追加の候補者を自ら表明する可能性があると予想される場合
  －取締役会の更新が行われる場合で、任期を終了する取締役会が定款に定められている、自ら候補者名簿を提出する権利を行使することを決断した場合
・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、最高経営責任者の通常の任期満了前の早期退任の際に、当社の適切な経営を確保するためにとられるべき行動を規定した非常事態計画の作成（必要に応じて更新）にあたり取締役会を補佐する。

・最高経営責任者が通常の任期満了前に早期退任した場合、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、退任する最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主により提供された意見を全て考慮した上で、新最高経営責任者の指名を取締役会に対して提案する。

同委員会は、報酬委員会としての権限により、以下の任務を行う。

・取締役及び戦略的責任を負う執行役員の報酬方針の草案の作成について取締役会を補佐し、かかる戦略的責任を負う執行役員に関して採用された方針の実施について最高経営責任者から提供された情報に基づき、かかる方針の適切性、全体的な一貫性及び実質的な適用を定期的に評価する。

・業務執行取締役及び特定の役職を務める他の取締役の報酬並びにかかる報酬の変動部分に関する業績目標の特定についての提案を取締役会に提出し、又はこれらに関して意見を述べ、取締役会が採択した決議の実行を監視し、とりわけ、業績目標の実際の達成を確認する。

・財務書類の承認のために招集される定時株主総会のために公表される報酬方針及び支払われた報酬についての報告書を予め検証する。

さらに、報酬委員会としての権限により、任務の範囲内で、同委員会は、経営陣向けに、適当な能力及び経験を有する人材を惹きつけ、動機付け、帰属意識を生み出し、価値の創造のための恒常的かつ永続的な努力を確保することを目的として着想されたインセンティブ制度（株式に基づくプラン（もしあれば）を含む。）の実行の策定及び監視に中心的な役割を果たす。

コーポレート・ガバナンス・コードにより勧告された任務に加え、指名・報酬委員会は、最終的に、当社の経営資源の将来性の育成、才能ある人材の採用及び大学での関連イニシアチブの促進において、最高経営責任者及び関連する会社の機能を支援する任務を遂行することができる。

2025年度の当委員会の活動

以下の表は、2025年度に開催された指名・報酬委員会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1	3	2	1	0	0	1	0	1	1	1	1

合計　　12回
平均開催時間　　1時間25分

全委員（並びに法定監査役会議長及び他の正規法定監査役）が通常どおりに出席した上記の会議において、指名・報酬委員会は（当社の費用で）外部の独立コンサルタントの助力を得て、以下の主な活動を行った。

同委員会は、12回の会議のうち11回において、報酬委員会としての権限により、以下を行った。

－2024年中に採用された報酬方針の適切性、総合的な整合性及び有効な適用について評価を行った。

－2025年の取締役及び戦略的責任を負う執行役員の報酬方針について提案を策定し、2025年の報酬方針及び2024年に支払われた報酬に関する報告書の草案を作成した。

－2025事業年度の(ⅰ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに対するMBOプラン(18)、並びに(ⅱ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対するLTIプランについて、並びに受益者に対する基準額の支払に関連する方法及び時期について提案を策定した。

(18) MBOプランとは、当社の最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに対する短期的なインセンティブ・プランをいう。

－既存のインセンティブ・プランに基づく業績目標の達成水準を確認した。

－(ⅰ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び主要経営責任者が、主任後に到達し維持しなければならない株式の最低保有水準を定めた方針（いわゆる「株式保有ガイドライン」）の対象者として2024年末時点に達成した株式保有の水準並びに(ⅱ)当該株式保有が株式保有ガイドラインの全体的な目的と整合していることを確認した。

－2025年の報酬方針及び2024年に支払われた報酬に関する報告書、並びに最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する2025年のLTIプランについての株主総会の投票の結果を分析し、その分析に基づき(ⅰ)2026年の取締役及び戦略的責任を負う執行役員についての報酬方針の作成、(ⅱ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに向けたMBOプラン、並びに2026事業年度を基準とした最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップ向けのLTIプランの策定を開始した。

－2025年５月22日の株主総会を考慮した、プロキシーアドバイザー及び機関投資家との報酬に関するエンゲージメント活動の日程調整について検討を行った。

同委員会は、開催された全12回の会議のうち５回において、指名委員会としての権限により、以下を行った。

－2024事業年度に係るボード・レビュー過程の結果を検討し、それに対する考察を取締役会に報告した。

－2025事業年度に係るボード・レビュー過程の開始を指揮し、とりわけ、かかる過程の遂行における取締役会及びその委員会に対する支援を委託するコンサルタント会社を特定し、その任命を取締役会に提案した。同委員会はまた、同ボード・レビュー過程の展開について監視機能を果たし、この事項の検討に係る委員会の会議に定期的に出席している取締役会会長と協働した。

2.3 統制・リスク委員会

構成

2025年、統制・リスク委員会は、ダリオ・フジジェリオ（委員長）、マリオ・コルシ、オルガ・ククルッロ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーにより構成され、委員長を含む多数が独立取締役である。

取締役会は、ダリオ・フリジェリオが会計及び財務並びにリスク管理に関して適切な知識と経験を有していること、またマリオ・コルシがリスク管理に関して適切な知識と経験を有していることを確認した。

加えて、取締役委員会は、当社及び当グループが展開する事業分野において、関連するリスクを評価するために適切な専門知識を、2025年中、全体として有していた。

任務

統制・リスク委員会は、適切な調査を通じて、内部統制及びリスク管理制度に関する取締役会の評価及び決定、並びに定期的な財務報告書及び非財務報告書の承認を補佐する役割を有している。

特に、直近では2025年７月に修正された組織規程に従い、統制・リスク委員会は、以下の助言及び提案に係る任務を委任されている。

・取締役会についてのコーポレート・ガバナンス・コードにより委任された内部統制及びリスク管理事項に関する任務（かかる任務は、上記「取締役会－役割及び機能」で分析されている。）の遂行において、具体的な意見を述べることにより取締役会を補佐する。
・企業会計書類の作成を担う役員、監査法人及び法定監査役会との協議に基づき、会計原則の適切な適用及び定期財務報告書を作成するための統一性を評価する。定期非財務情報に関してはコーポレート・ガバナンス委員会及び持続可能性委員会と協力し、定期財務情報及び定期非財務情報がビジネスモデル、当社及び当グループが掲げる戦略、企業活動の影響、並びに業績について正しく十分に説明できているか評価する。
・法令第125/2024号に基づくサステナビリティ報告に記載された内部統制及びリスク管理制度に関する事項を検証し、取締役会に事前意見を提出する。
・当社の主なリスクの識別に関する具体的な観点からの意見を表明する。
・内部統制及びリスク管理制度の評価に関する定期報告書、並びに「監査」機能により作成されたその他の報告書特に重要な報告書を精査する。
・「監査」機能の独立性、的確性、有効性及び効率性について監査する。
・内部統制及びリスク管理制度に関連した主な企業規則及び手続で出資者が関係するもの（法令第231/2001号に従い作成された組織及び管理モデル、倫理規定、「腐敗ゼロ・トレランス」計画、及び人権に関する方針が含まれる。）を精査し、これらの文書を取締役会に提出して承認を受けまたその後これらの文書になされ得る修正又は補完を評価する。
・実行した取組み並びに内部統制及びリスク管理制度の適切性について、少なくとも６ヶ月に１度、取締役会に報告する。
・取締役会が認識している可能性のある有害な事象から発生する経営リスクに関する、取締役会による評価及び決定を、適切な準備活動を通じて支援する。
・取締役会により割り当てられた追加任務を遂行する。

当委員会は、「監査」機能に対し、特定の事業分野に対する検査を行うよう要請することもできる。この場合、同時に、法定監査役会議長、取締役会会長、内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役に通知するが、要請した検査対象にかかる者の業務が関連する場合を除く。

2025年度の当委員会の活動

以下の表は、2025年度に開催された統制・リスク委員会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1	2	1	1	1	1	2	0	1	1	1	1

合計　　13回
平均開催時間　　２時間25分

全委員が通常どおりに出席し、法定監査役会との共同会議として開催された上記の会議において、統制・リスク委員会は、以下の主な活動を行った。

－2025年について「監査」機能の責任者により作成された作業計画を評価し、その職責の範囲内において特に肯定的な意見を表明し、かかる計画の進行中の作業を監視した。

－2024年中に実施された監査活動の会計処理を評価し、その関連する結果に基づき、その任務の範囲内において、内部統制及びリスク管理制度の適切性並びに有効性について肯定的な意見を表明した。最終的には、2026年２月、委員会は、2025年中に実施された監査活動の報告を評価し、その関連する結果に基づき、その任務の範囲内において、内部統制及びリスク管理制度の適切性及び有効性について同様に肯定的な意見を表明した。

－「監査」機能の自律性、適切性、有効性及び効率性を監視したが、特段指摘はしなかった。

－「監査」機能の委任の更新に関して肯定的な意見を表明した。

－「リスク統制」ユニット（「事務管理、財務及び統制」機能内に設置されている。）の責任者から、当グループの主要なリスクの動向に関する四半期毎の定期的な更新情報の提供を受けた。

－2025年事業計画並びに法令第231/2001号に基づき規定された組織及び管理モデルを遵守して2024年及び2025年の最初の６ヶ月間にエネルのSBにより実行された監視及び監督業務を検証するために、SBと数回にわたり会議を行った。かかる会議において、委員会はSBの基本機能、及び同モデルにより規定された違反行為を防止するためのエネルの内部統制制度の適切性について発表された肯定的な評価を認識した。SBとの会議の一環として、上記の組織及び管理モデルの更新案も検討及び共有された。

－主な会計上の決定、最も重要な会計基準、並びに2025年中に取締役会の承認を受ける定期的な財務報告書に関する新たな国際会計基準の影響について分析した。当委員会はまた、2024年度連結財務書類における減損テスト手続を精査し、それに関してその職責の範囲において、肯定的な意見を表明した。

－2024事業年度のエネル単体の財務書類及びエネル・グループの連結財務書類及び連結サステナビリティ報告並びに2025年６月30日現在のエネル・グループの半期財務報告書に関する宣言書を、最高経営責任者及び企業会計書類の作成を担当する経営幹部が発行することを踏まえ、エネル・グループの企業報告の過程に関するライン監視の結果並びに内部統制制度の独立した検査及び評価を検討した。

－2024事業年度の連結サステナビリティ報告を検討し、その職責の範囲において、内部統制及びリスク管理制度の目的に関する同書類の内容について肯定的な意見を表明した。

－倫理規定に基づき2024事業年度及び2025年の最初の９ヶ月間中に内部通報チャンネルを通じ受領した報告書を評価した。

－当社及び当グループの組織上、事務管理上及び会計上の構造の適切性を評価するにあたり、取締役会をサポートした。

－2025事業年度の連結サステナビリティ報告の準備のため、ダブルマテリアリティプロセス並びに影響、リスク及び機会（以下「IRO」という。）の評価指標を審査した。

－当グループの「倫理に関する」文書（すなわち、倫理規定、人権に関する方針、腐敗ゼロ・トレランス計画、エネル・グローバル・コンプライアンス・プログラム）を更新する提案の内容を審査及び共有した。

－(ⅰ)国際事業ラインであるエネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション、エネル・グリッド・アンド・イノベーション、グローバル・エネルギー、コモディティ・マネジメント及びチーフ・プライシング・オフィサー並びにエネル・コマーシャル、(ⅱ)人員及び組織、対外関係並びにセキュリティのスタッフ機能、(ⅲ)グローバル・サービス機能である国際サービス、並びに(ⅳ)世界の他の地域及びイタリア国内の各マネージャーを招集し、それぞれの責任の範囲内の既存のリスク及びその影響を軽減するために用いられる手段についての更新のために、会合を開いた。

－(ⅰ)当グループの会社が関わる主要な規則及び反トラストに係る手続、(ⅱ)当グループの最も重要な訴訟、(ⅲ) 当グループにおける最も重要な税務訴訟、(ⅳ)協調的コンプライアンス体制の下での税務リスク管理及び統制制度、並びに(ⅴ)エネル・グループにおけるサイバー・セキュリティ、人工知能、並びに健康及び安全の分野における内部統制及びリスク管理制度について、詳細な分析を行った。

2.4 関連当事者委員会

構成

2025年中、関連当事者委員会は、フィアメッタ・サルモーニ（委員長）、マリオ・コルシ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーにより構成され、全員が独立取締役としての資格を有していた。

任務

関連当事者委員会は、2010年11月に取締役会が採択し、その後修正され、直近では2021年６月に修正された、関連当事者との取引のための具体的手続に従って設置された。当該委員会は、基本的に、エネルの（また、随時関与のあり得る、エネルが直接的又は間接的に支配する子会社の）関連当事者との取引の成立における利益に関して、事前に適時かつ適切な情報を受領した上で、関係する条件の有利性及び実質的な公正性について評価を明らかにし、具体的な理由を付した意見を表明することを最も重要な任務としている。かかる委員会は、「重要性の高い取引」（上記の手続において定義される。）に関しては、最高経営責任者及び情報を受領した事項に関して、交渉又は調査を担当した者からも情報を要求し、また、彼らに対してコメントを提供する場合もある。また、委員会は、同手続によって設立された諮問委員会によって「関連当事者」の認識又は取引の通常の性質に関する争点が提起される可能性のある場合に、かかる件に関して判断を下す。

上記の企業手続規定の詳細な分析については、「その他のコーポレート・ガバナンス・プラクティス－関連当事者取引」を参照のこと。

2025年度の当委員会の活動

以下の表は、2025年度に開催された関連当事者委員会の会議の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
0	1	1	0	1	0	1	0	1	1	0	0

合計　　６回
平均開催時間　　40分

全委員（並びに法定監査役会議長及び他の正規法定監査役）が出席した上記の会議において、関連当事者委員会は、主に以下の活動を行った。

－「重要な取引」、及び「重要でない取引」については全体として、関連当事者取引規制のための会社手続で規定された例外事例の適用に関する年次情報を分析した。
－スペインの上場子会社であるエンデサ・エスエーの監査・コンプライアンス委員会、コミテ・デ・オーディトリア・イ・クンプリミエント（Comité de Auditoria y Cumplimiento）のメンバー及びチリの上場子会社であるエネル・アメリカス・エスエー及びエネル・チリ・エスエーの取締役会、コミテ・デ・ディレクトーレス（Comité de Directores）の議長らと面会し、(ⅰ)関連当事者取引の承認を規制する現地の規則及びそれに対応する会社手続並びに(ⅱ)当該会社及びその子会社が2024年（チリの企業について）又は2024年第４四半期及び2025年の最初の９ヶ月間（エンデサについて）に実際に行った関連当事者取引に係る更新情報を共有した。
－2024年に実施された関連当事者取引の処理プロセスに関する監査機能による継続的な監視活動の結果を検討した。
－2025年に同委員会に提出された、関係当事者との間の特定の「重要でない取引」を完了することに関するエネルの利益、並びに関連する条件の妥当性及び実質的な公正性について肯定的な意見を表明した。

2.5 コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会

構成

2025年中、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、パオロ・スカローニ（委員長）、ヨハンナ・アルビブ及びアレッサンドラ・スタビリーニにより構成され、全員が独立取締役としての資格を有していた。

任務

コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンス並びに持続可能性(19)の問題に関する取締役会の評価及び決定について、提案的及び諮問的な予備的機能として補佐する。特に、直近では2025年７月に更新された関連する組織規程に基づき、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、以下の特別な任務を担当している。

(19) 持続可能性は、とりわけ、気候変動に関連する問題、大気への排出、水源管理、生物多様性、循環経済、健康及び安全、多様性、会社で働く人々の管理及び発展、コミュニティ及び顧客との関係、サプライ・チェーン、その他のステークホルダー、道義的行為並びに人権を含む。

・コーポレート・ガバナンスに関連する法的枠組み及び国内外のベストプラクティスの展開を監視し、重要な変更があった場合、取締役会を変更する。
・当社及び当グループが採用したコーポレート・ガバナンス制度が、適用ある法律、コーポレート・ガバナンス・コードに基づく勧告及び国内外のベストプラクティスを遵守していることを検証する。
・必要又は適切とみなされた場合、上記のコーポレート・ガバナンス制度に関する修正の提案を取締役会に提出する。
・ボード・レビューの結果の分析－指名・報酬委員会の予備的権限、及びボード・レビューのプロセスの適切性と透明性を確保するという取締役会会長に委託された任務を侵害することなく－担当のコンサルティング会社が作成した報告書にまとめられているとおり、取締役会によるその後の共有を考慮して、管轄する問題について何らかの見解及び／又は提案を作成する。
・指名・報酬委員会と協働して、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に退任した場合に当社の適正な管理を保証するために実行される措置について規定する「非常事態計画」の作成（必要があれば更新）につき、取締役会をサポートする。
・最高経営責任者が通常の任期満了前に早期退任した場合、取締役会に対して、指名・報酬委員会に従って新しい最高経営責任者を提案し、退任する最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主により提供される一切の指示を考慮する。
・年次財務書類と同時に公表されるコーポレート・ガバナンスに係る年次報告書を予め検証する。
・当社の事業に関連する持続可能性関連の事項並びに当社及びその関連するステークホルダーとの間の意思疎通の動向を監視する。
・持続可能性計画に基づいて規定されたガイドライン及び当グループの事業戦略に基づいてステークホルダーにとっての優先事項を特定する重要性マトリックスを検証する。当該計画に規定された目標の達成度を定期的に評価する。
・持続可能性方針の実施方法を検証する。
・主要な持続可能性指数へのエネルの組み入れ及びかかる事項に係る最も重要な関連性の高い国際的なイベントへの参加を監視する。
・法令第125/2024号に基づく連結サステナビリティ報告の全般的なアプローチ及び内容の明確化、並びに当該書類により提供される情報が採用された参照規則及びサステナビリティ報告基準に準拠しているかについて検討し、この点に関して、取締役会に対して事前に意見書を提出する。
・ステークホルダーに関連する可能性のある主要な企業の規則及び手続を検証すること（特に、法令第231/2001号に従って適用された組織及び管理モデル、倫理規定、「腐敗ゼロ・トレランス」計画、及び人権ポリシーを含む。）並びにこれらの文書について、その後改正又は補完される必要があるかを精査し、承認のために取締役会に提出する。

・取締役会により割り当てられた追加任務を遂行する。したがって、委員会は、エネルのエンゲージメント方針が正しく適用されていること、並びにこの分野における国内及び海外のベストプラクティスの進歩を考慮した関連条項の適切性について、定期的に証明し、改正又は統合のための提案を取締役会に提出する必要がある。

2025年度の当委員会の活動

以下の表は、2025年度に開催されたコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
0	1	2	1	0	1	0	0	0	0	0	1

合計　　6回
平均開催時間　　1時間

全委員（並びに法定監査役会議長及び他の正規法定監査役）が通常どおりに出席した上記の会議において、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員は、以下の主な活動を行った。

－2018年版の上場企業向けコーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第12次報告及びイタリアのコーポレート・ガバナンス委員会によるその後の勧告を検討し、2024年度のコーポレート・ガバナンス報告書の構成及び内容並びに所有構造を共有した。
－2024事業年度に関するボード・レビュー過程の結果を検討し、これについて考慮したことを取締役会に報告した。
－国内外におけるベストプラクティスと比較したエネルのコーポレート・ガバナンスの位置付けについて、コンサルタント会社が作成した定期ベンチマーク分析を検討した。
－2024事業年度の連結サステナビリティ報告を検討し、一般構造、関連内容の構成、かかる文書に記載された情報が参照される規制枠組み及び採用されたサステナビリティ報告基準に準拠していることについて、その責任の範囲において、肯定的な意見を表明した。
－ダブルマテリアリティ及びステークホルダーエンゲージメント活動のプロセス及び結果、並びに特に気候、自然、及び人権に関して公正な移行に関する当グループの取組みを検証した。
－2025年にエネル・グループにより持続可能性に関して実行された主な活動及び主な持続可能性指数へのエネルの組入れを監視した。
－当グループの「倫理に関する」文書（すなわち、倫理規定、人権に関する方針、腐敗ゼロ・トレランス計画、エネル・グローバル・コンプライアンス・プログラム）及び法令第231/2001号に基づく組織及び管理モデルの更新案の内容を検討し、共有した。

また、2024年２月以降、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、委員会内で気候及びネット・ゼロ・トランジション問題を監視する義務を負う非業務執行取締役としてヨハンナ・アルビブ氏を指名したことに留意すべきである。

3. 法定監査役会

3.1 現在の構成及び任期

本書日付け現在有効な法定監査役会は、2025年５月22日の株主総会により選任された以下の正規法定監査役から構成されていた。

・ピエールルイジ・パーチェ　法定監査役会議長
・モニカ・シピオ
・モーロ・ザニン

ピエールルイジ・パーチェは、18の機関投資家のグループ（当該時点で合計で当社の株式資本の約1.15%を保有していた。）により提出され、株主総会で株式資本の少数（議決権付株式の約9.30%）の票数を得た候補者名簿から選任されたが、その一方で、モニカ・シピオ及びモーロ・ザニンは、株主である経済財務省（当該時点で当社の株式資本の約23.59%を保有していた。）により提出され、株主総会で株式資本の多数（議決権付株式の約90.32%）の票数を得た候補者名簿から選任された。

上記の正規の法定監査役の簡潔な職務経歴は、下記「第一部－第５－３－(2)役員の状況」に記載されている。

現在の法定監査役会の任期は、2027事業年度の年次財務書類の承認をもって満了する予定である。

2025年中、正規メンバーであるバルバラ・タドリーニ（会長代行）、ルイージ・ボレ及びモーラ・カンブラからなる従来の法定監査役会は、2024事業年度の年次財務書類の承認をもって任期満了となり、その任務を終えた。

3.2 選任及び交代

法律及び当社の定款の規定に従い、法定監査役会は、３名の正規の法定監査役及び３名の補欠の法定監査役から構成される。３年の任期で定時株主総会により選任されるが、任期満了時に再任される資格を有する。取締役会に適用される定款の規定と同様に（そして、統一財務法に従って）、定款は、法定監査役会全体の選任が候補者名簿投票制度に従って行われなければならないことを規定している。これは、少数株主により指名された正規の法定監査役（議長の職務に就く資格を有する。）及び補欠の法定監査役（現任の正規法定監査役が任期終了前に退任した場合に議長の職務に就く可能性がある。）が法定監査役会に参加できるようにすることを目的とする。

この選任制度においては、候補者が順番に掲載された候補者名簿は、取締役候補者名簿の提出に関する規制とともにCONSOBにより規定される当社株式資本の最低株式保有数（すなわち、本書提出日現在のエネルの時価総額を踏まえると、最低株式保有数は最低でも株式資本の0.5%相当である。）を単独で又は他の株主と共同して保有している株主によって提出できるものとされている。

さらに、（正規の法定監査役及び補欠の法定監査役の両方を考慮して）全体の人数が３名以上となる候補者を含む候補者名簿では、名簿中の正規の法定監査役に関する項目の最初の２枠と、補欠の法定監査役に関する項目の最初の２枠に、異なるジェンダーに属する候補者が含まれていなければならない。かかる規定は、法定監査役会の構成がジェンダー・バランスに関する現行の法律を確実に遵守することを目的としたもので、同法律は、2020年に行われた更新以降、正規法定監査役の40%以上を代表の少ないジェンダーに留保することを定めている。

法定監査役職に係る候補者名簿は、（取締役職に係る候補者名簿の場合と同様に、）法定監査役会の選任について決議するために招集される株主総会の日の少なくとも25日前までに、当該名簿を提出する者が、当社の本店に届け出なければならない。当該名簿はその後、当社のウェブサイト上で当社により公表され、候補者の個人的なプロファイル及び職業上の資格に関する網羅的な情報とともに、総会の日の少なくとも21日前には当社の本店で公衆の閲覧に供されることとなる。法定監査役会の選任手続の透明性を確保するためである。

法定監査役会全員が選任されない場合、株主総会は、法律で要求される多数に従い、上記の手続に従うことを必要とせず、しかしいかなる場合でも以下を確保できる方法で決議する。

・法定監査役会における少数株主の代表性を規定する法原則の遵守
・ジェンダー・バランスに関する適用ある法規定の遵守

適用ある法律によると、法定監査役は、上場会社の法定監査役について規定される誠実性、専門的能力及び独立性の要件を満たさなければならず、この要件は（専門的能力の要件に関してのみ）定款の特別の規定により補足されている。また、法定監査役は、CONSOBが特別の規則を通して制定したとおり、イタリア企業における取締役及び法定監査役（又はそれらと同等の職位）としての役職数に関する制限を遵守しなければならない。

法定監査役会は、全ての正規メンバーが、統一財務法及びコーポレート・ガバナンス・コードに基づき規定された独立性要件を満たしていることを、2025年６月（すなわち、2025年５月22日の株主総会において選任されたメンバーが就任した際）、及び最後に2026年３月に確認した。いかなる場合でも、法定監査役は、自身を選任した株主に関しても、自律的にかつ独立して行動している。

3.3 任務及び権限

法律により課せられる（そして「コーポレート・ガバナンス・モデル」に記載されている）任務の一環として、かつコーポレート・ガバナンス・コードに規定された勧告に従い、法定監査役会は、以下の権限を有する。

・「監査」機能に、特に重要な事象について適時報告を行うよう要求する権限を有する（法定監査役が個別に行使することができる。）。
・各自の職務の遂行に関連する情報を統制・リスク委員会と迅速に交換することができる。

また、法定監査役会は、法定監査に適用される法的枠組み及び連結サステナビリティ報告による保証に従って「監査委員会」としても行動する(20)。

(20) 持続可能性関連の重要な影響、リスク及び機会を管理するための手続を監視する上での法定監査役会の役割及び責任に関する詳細な情報については、2025事業年度に係る年次財務報告書における連結サステナビリティ報告においてESRS２ GOV-１に従って記載される情報も参照のこと。

2025年度に法定監査役会が行った主要な活動の検証については、統一財務法第153条に基づき同監査役会により作成され、2025年度財務書類の承認のために開催された株主総会に提出された特別報告書を参照のこと。

3.4 法定監査役会

以下の表は、2025年度に開催された法定監査役会の会議の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
1	2	3	3	1	3	2	0	1	1	1	1

合計　　19回
平均開催時間　　２時間40分

会議には、通常どおり全ての正規法定監査役が出席し、イタリア監査院（Corte dei Conti）の代表審査官も同席した。

2024年７月に、2025年５月22日に任期満了の法定監査役会は、法令、定款並びにコーポレート・ガバナンス・コード及びイタリア公認会計士協会（Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili）が策定した上場会社の法定監査役会の行動規則において規定された原則に準拠し、またこれらを具体化するものとして当該統制機関の運営手続について規定することを目的とした組織規程を承認した。同規程は、2025年を通じて、これを承認した当該統制機関の任期満了まで、適切に適用された。その後、本書提出日現在在任している法定監査役会は、2025年６月11日に開催された第１回会合において、同規程の主な内容を検討した結果、現任の同統制機関のニーズを的確に満たすため、任期中にその内容を詳細に分析する権利を留保した上で、同規程の適用を一時停止することを決定した。

3.5 法定監査役会の機能の評価

2025事業年度末及び2026年の最初の数ヶ月間、法定監査役会は、2004年から取締役会に関して行われているものと同様に、エリック・サーモン・アンド・パートナーズ・エスアールエル（この分野を専門とするコンサルティング会社であり、2022年初め以降、エネル・グループとの業務上の関係はなくなっているネットワークに属している。）の補佐を得て、法定監査役会自体の規模、構成及び機能に関する評価（いわゆる「ボード・レビュー」）を実施した（取締役会のかかる活動の方法及び結果については、「取締役会－取締役会及びその委員会の機能の評価並びに最適であるとみなされる取締役会の定量的及び定性的な構成に関するガイドライン」を参照のこと。）。

これは、コーポレート・ガバナンス・コードの下での具体的な勧告はないものの、法定監査役会が2018年から採用してきたベストプラクティスである。

自己評価の取組みは法定監査役会の構成の全面刷新という特徴を持つ新しい会計年度の開始と重なったため、特別な重要性を有しており、これにより、法定監査役会自体の組織的手続及び運営手続、並びに取締役会及び会社の内部統制機能との連携を再定義することが可能になった。ボード・レビューは、複数のフェーズに分けて実施された。各法定監査役が構造化された質問に回答した後、コンサルティング会社による法定監査役会の業務の直接観察、調査結果をより深く掘り下げることを目的とした同会社による個別インタビュー、そして最後に主な分析結果に関するグループディスカッションが行われた。このアプローチにより、対人力学、議論の質、情報の流れ、及び各構成員の貢献に特に焦点を当て、統制機関の機能について包括的に検討することができた。

(ⅰ)法定監査役会の規模及び構成、その専門知識及び経験、並びに法定監査役の独立性の評価、(ⅱ)法定監査役会の機能及び法定監査役会が受け取る情報の流れの適切性、(ⅲ)法定監査役会の業務組織、(ⅳ)法定監査役間の執務手順、結束力及び意思疎通、(ⅴ)法定監査役会の役割、責任及び報酬に関して質問及びインタビューが行われた。

ボード・レビューの結果は、法定監査役会の規模、構成及び機能について肯定的な判断を示した。特に、エネル及び同社が率いるグループの複雑性を考慮すると、統制機関の規模は適切であると判断され、また、各構成員の専門的知見及び経験は、法定監査役会に委ねられた責務と合致していることが確認された。法定監査役の経歴の相互補完性及び実際の独立性も評価された。この分析により、新しい法定監査役会の構成が、任期満了を迎える法定監査役会が提示した、最適とみなされる統制機関の定性的及び定量的な構成に関するガイドラインと、実質的に整合していることも認められた。エネル・グループが事業を展開する分野及び関連する企業動向を十分に理解するために、適時かつ適切とみなされる導入活動が行われたことが満場一致で高く評価された。

その機能に関して、法定監査役会は、効果的かつ効率的な組織メカニズムを実行しており、これはコーポレート業務構造の重要な下支えの結果でもあると強調されている。会議は事前に予定されており、議題は明確で、様々な事項の徹底的な議論が可能であり、検討対象の文書は明確かつ完全で、適切な通知とともに受領され、議事録の質は意思決定プロセスの一貫性を反映している。取締役会及びその委員会の会議への参加、特に法定監査役会と頻繁に合同会議を開催している統制・リスク委員会への参加、並びに最高経営責任者、企業会計書類の作成を担当する役員、監査機能の責任者、法令第231/2001号に基づく監督機関、及び監査法人から得た情報の質及び正常性に関しても肯定的な評価がなされた。

ボード・レビューは、批判的思考、表現の自由、相互尊重、及び個人の専門性の認識、並びに取締役会及び経営陣トップとの連携における役割を尊重する関係を特徴とし、建設的な業務環境であることも示した。

法定監査役会は最終的に、監査役の役割、責任、及び報酬のバランスについて肯定的な見解を表明するとともに、様々な機関及び統制機能の間の責任分担が明確であることを指摘した。こうした概ね肯定的な意見を出発点として、法定監査役会は、特に事業環境及び規制環境の複雑化が進んでいることを踏まえ、自らに課された繊細な統制機能を適切に遂行するため、関係性ダイナミクス及び組織ダイナミクスの質を今後も継続的に監視する意向を表明した。

3.6 法定監査役会の多様性方針

法定監査役会の構成に関して、エネルは、ジェンダーに基づく多様性基準を適用している。特に、2018年１月、法定監査役会は、統一財務法により定められる規定の実施に際し、法定監査役会自体の構成の最適な特徴を説明する多様性方針を承認した。これは、法定監査役会が、議論対象の問題を異なる観点から検討することを可能とする複数の適格な視点を具体的に活用して決定することにより、その機能を最も効果的な方法で行使するためである。かかる方針の精神的な原則は、取締役会により承認されたこれに対応する文書に関して説明されるものと同様である（詳細は、「取締役会－取締役会の多様性方針並びに会社組織の中でジェンダーにかかわらず平等な処遇及び機会を促進するために採用された措置」を参照のこと。）。

多様性の種類及び関連する目的に関して、法定監査役会により承認された方針（当社のウェブサイト上で閲覧できる。）は、以下のとおり表明している。

・ジェンダー間のバランスを要求する法律の規定が効力を失った場合であっても、いかなる場合でも、選任時と任期中の両方で、法定監査役会の少なくとも３分の１が最も代表の少ないジェンダーに属する法定監査役によって構成されることを確保し続けることが重要である。法律で定められた規定に加えて、法定監査役会の少なくとも３分の１が最も代表の少ないジェンダーに属する法定監査役により構成されることを確保し続けることも適切であるとみなされる。
・当グループの国際的な経歴を考慮し十分な国際的な経験を有する少なくとも１名の正規の法定監査役の参加を確保する。そのような国際的な経歴は、意見の標準化及び「集団思考」の発展を防ぐためにも重要であると考えられ、各法定監査役が国際的な文脈で行う経営的、専門的、学術的又は機関的な活動に基づいて評価される。
・継続性及び更新の必要性のバランスを保つために、異なる年齢とともに、異なる年功のバランスのとれた組合せが法定監査役会の中で保証されるべきである。
・法定監査役は、全体として、エネル・グループが行う事業、つまり電力及びガスのセクターにおいて、有能であるべきである。この目的のために、法定監査役は、当社が組織する導入プログラムに参加するよう促される。
・法定監査役は、多様で相互補完的な経歴及びスキルを混合させるべく、経営的／専門的／学術的あるいは組織的な経歴を有しているべきである。特に、少なくとも正規法定監査役１名及び補欠法定監査役１名は、法定監査役名簿に登録されなければならず、最低でも３年間の法定監査を経験していなければならない。さらに、職歴に関する要件が法律及びエネルの定款で要求されており、方針において確認されている。加えて、議長により果たされる重要な役割を考慮して、方針では、関連する任務にとってより適したソフトスキルが説明されている。

法定監査役会の構成に関する多様性方針は、関連するプロフィールに障害を含まないが、当グループの従業員に適用される多様性及び包括の方針において適切に保護され、また評価されている。

多様性方針の実施方法に関して、エネルの定款は、法定監査役会の更新の観点から、取締役に候補指名簿を提出する権利を認めていない。したがって、この方針は、法定監査役会全体の更新又は関連する構成の統合の場合に株主から提出される候補者を方向づけることのみを目的とし、かかる状況で、上述の様々な多様性基準に沿って、法定監査役会自体の調和のとれた構成からもたらされる利益を十分に考慮することを保証するものである。

全体として、現在の法定監査役会の構成は、異なる種類の多様性に関して当該方針により定められた目的を尊重している(21)。

(21) 法定監査役の多様性に関しては、2025年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS２ GOV-１に従って記載される情報を参照のこと。

3.7 報酬

株主総会は、法定監査役会の正規法定監査役の報酬を、能力、専門性、要求される努力、その役割の重要性並びにエネルの次元特性及び事業部門特性を考慮して、決定する。特に、2025年５月に定時株主総会は、職務を遂行するために必要な費用の償還に加えて、法定監査役会の議長は年間85,000ユーロの報酬総額を受ける権利を有し、その他の正規の法定監査役はそれぞれ年間75,000ユーロの報酬総額を受ける権利を有することを確認した。

4. 内部統制及びリスク管理制度

エネル及び同社が率いる当グループの内部統制及びリスク管理制度（以下「ICRMS」という。）は、当社の持続可能な成功に貢献するため、主な会社リスクが効果的かつ効率的に特定され、測定され、管理され、監視されることを目指した、一連の規則、手続、及び組織的事業体から構成される。

この点に関して、当グループはリスク・ガバナンス・モデル及びリスクの統一的な分類法（いわゆる「リスク・カタログ」であり、リスク管理ユニットの支援を受けた監査機能により作成及び更新がなされる。）を採用し、これらのリスクの管理及び有機的な表現を促進している。

ICRMSは、当社及び当グループにより採用されたより一般的な組織及びコーポレート・ガバナンス構造における不可欠の部分であり、イタリアの、そして国際的なベストプラクティスに基づいている。特に、当該制度は、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告を考慮に入れ、トレッドウェイ委員会組織委員会により発行された「内部統制－統合的枠組み」モデル（以下「CoSO」という。）（分析のために国際的に認識されたベンチマーク及びICRMSの有効性の統合的評価から構成される。）と合致している。

実施されているICRMSは、取締役会により決定された会社目標の達成に影響を及ぼす取締役会の能力に関して、主要なリスクが特定され、評価され、管理され、監視されることを可能にするため、当該目標と一致する会社管理に貢献している。特に、ICRMSは、会社資産の保護、会社手続の効率性及び実効性、会社組織及び市場に提供される情報の信頼性、会社定款及び内部手続とともに法令の遵守を確保するために貢献している。

そのため、ICRMSは、会社組織の中で主要な役割を果たしており、十分な情報に基づいてリスクの傾向と合致した意思決定、並びにリスク、法律及び企業価値に関する適切な情報の普及に貢献している。実際、統制の文化は、エネル・グループ規模の価値において重要な地位を占め、リスクの特定、測定、管理及び監視のための方法の展開及び適用において会社組織全体に影響を与える。

より具体的に、ICRMSは以下の特徴を有する。

・ICRMS自体に関与する主要な者の間で作業の重複を回避して協力を確保するため、全ての事業レベルでの統制活動を定め、職務及び責任を明確に特定する。
・共通の責任の下で集中する矛盾した作業を防ぐため、異なる組織ユニット間及び同じ組織ユニット内で、職務及び責任の分離を定める。特に、利益相反を防ぎ又はそれが不可能な場合は管理するために、事業及び統制活動の必要な分離を確保する。
・共通の言語の普及、リスクの測定及び評価のための補完的な方法及び手段の採用、並びにそれぞれに委ねられた任務の結果に関して異なる機能間での情報フローを定めることにより、統合される。
・統制機能が委ねられる異なるレベルでの報告プロセスにとって信頼でき適切な情報システムを確保することを目的とする。

・リスクの特定、評価、管理及び監視に係る任務の追跡可能性を保証し、そのような任務を支援する情報の源及び要素の再構築を長期にわたって確保する。
・従業員（及び職場環境内で情報を入手した関連規則に記載されたその他の個人）が適用ある法律の規定及び／又は内部手続に抵触する可能性のある不正又は違反を報告することのできる、国内及び国際的なベストプラクティスに合致した内部告発手続を備えている。かかる内部告発手続は、報復行為に対する通報者の保護を保証し、通報者の匿名性を確保することを目的とした特定の情報経路の存在によって特徴付けられる。
・リスクの測定及び統制のための制度における非効率性の指標を構成し得る異常事態を明らかにする。
・観察された異常が速やかに適切なレベルの会社の責任部門に連絡されることを確保し、適切な是正措置を有効に実施することを可能とする。

ICRMSは、以下の３つの異なる種類の活動から構成される。

・「ライン」又は「第１レベル」統制であり、事業が適正に行われることを確保するために当グループの会社内の個々の事業ユニットがそのプロセスに関して実施する全ての統制任務から成る。かかる統制任務は、事業管理の第１の責任部門に委ねられ、全ての会社プロセスの不可欠な部分であると考えられている。したがって、事業構造は、内部統制及びリスク管理プロセスにおいて第一に責任を負っている。通常の事業において、これらの構造は、適用される内部手続に従い、通常の事業活動から生じるリスクの特定、測定、評価、管理、監視及び報告を行うことが要求される。
・「第２レベル」統制であり、特定のコーポレート機能に委ねられ、リスク・カタログに記載されているリスクの種類を、必要な範囲で監視を確保することを目的とする。
・内部監査活動（「第３レベル」統制）であり、ICRMS全体の有効性及び適切性の検査を目的とし、ライン統制及び第２レベル統制を監視することによるものを含む。

ICRMSは、会社の事業の展開及び問題の状況、並びにイタリアの、そして国際的なベストプラクティスをも考慮に入れて、定期的な検証及び検査を受けている。

ICRMSに関与した主要な者の任務及び責任並びにかかる者の間での協力に関する詳細は、当社のウェブサイト上で閲覧可能な内部統制及びリスク管理制度のガイドライン（2023年12月に最新の更新がなされている。）を参照のこと。一方で、取締役会により、そしてICRMSに関する統制・リスク委員会により2025年に行われた活動の詳細は、「取締役会－役割及び機能」及び「委員会－統制・リスク委員会」を参照のこと。

エネル・グループがさらされている主要なリスク並びに目標及びリスクの管理方針に関する詳細は、本社又は当社のウェブサイト上で一般に閲覧できる2025事業年度に係る年次財務報告書を参照のこと。

5. 企業会計書類の作成を担当する役員

2025年において、エネルの企業会計書類の作成を担当する役員の役割は、「事務管理、財務及び統制」機能の責任者（ステファノ・デ・アンジェリス（Stefano De Angelis）が務めた。）により担われた。当社の定款に従い、当該役員は、法定監査役会の肯定的意見に基づき取締役会により任命されたのであり、同定款で定められる専門的資格の要件を満たしている。統一財務法に従い、2024年より、上記役員は、連結サステナビリティ報告の認証の責任も負う。

かかる担当役員の活動の詳細は、当社のウェブサイト上で閲覧可能な「内部統制及びリスク管理制度のガイドライン」を参照のこと。

5.1 財務情報、税務情報及び非財務情報に関するリスク管理及び内部統制制度

企業会計書類の作成を担当する役員は、当社及び当グループの両方の観点で、企業報告に関する特定の内部統制制度を実施した。この制度は、年次財務書類、当グループの中間要約連結財務書類を含む情報の作成を監督するものである。

企業報告に係る内部統制制度は、その実現又は欠如により財務情報及び非財務情報並びに税務情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性の目的の達成を部分的又は完全に損なわれる可能性のある行動又は事象の特定及び評価を目的とする、一連の活動として定義される。

この制度は、(ⅰ)上場企業の企業組織の企業会計書類の作成を担当する役員の役割を規定する統一財務法154条の２、(ⅱ)企業サステナビリティ報告指令を国内法体系に導入した法令第125/2024号、(ⅲ)2002年の米国のサーベンス・オクスリー法の第404条に基づき、ニューヨーク証券取引所に米国預託株式を上場している上場子会社であるエネル・チリ・エスエーに適用される会計記録の適切な管理に関する内部統制に関する規則、(ⅳ)いわゆる「協調的コンプライアンス」制度を定める、法令第128/2015号の規定に準拠して定められている。

この企業報告に係る内部統制制度の構造はまた、トレッドウェイ委員会組織委員会により発行された「内部統制－統合的枠組み」モデル（いわゆる「CoSO報告書」）と一貫して定義されている。この枠組みには、その特性に応じて、事業体及び事業プロセスの両方のレベルで機能する５つの構成要素(22)が含まれている。

(22) この点において、「内部統制－統合的枠組み」モデルにおける５つの構成要素は、環境統制、リスク評価、統制活動、情報システム及びコミュニケーションフロー、監視活動である。

CoSO報告書は、ITの側面に関して、「情報及び関連技術に係る統制目標モデル」（COBIT）により統合される。

企業報告に係る内部統制制度の方法、役割、責任、実施すべき活動並びに実施、監視及び経時的な更新のための情報フローは、特定の手順によって定義され、当社のイントラネット上に掲載される。

この文脈において、報告に関する内部統制ユニットは、適切で機能的な、企業財務報告に関する内部統制のプラットフォーム（いわゆる「ICRプラットフォーム」）のグループレベルでの実施及び管理の責任を負っている。このようなプラットフォームは、従来から内部統制制度の対象である財務報告（いわゆる「財務報告の範囲」）に加え、非財務報告に関する内部統制制度に特化した範囲（いわゆる「環境・社会・ガバナンス－ESGの範囲」）及び税務報告に関する内部統制制度に特化した範囲（「いわゆる「税務統制枠組み－TCF」）を統合的に包含している。

ESGの範囲に関して、エネルでは長年、年次財務報告書において、財務及び非財務のデータ及び情報を統合的に表示してきた。2020年以降、企業報告に係る内部統制制度には、年次報告書に記載される一部のESGの指標の定義と集約に関連する新たなプロセスのマッピングを通じて、非財務リスクの管理も含まれている。

その後、ESGの範囲は新たな欧州の規制枠組みに沿って拡大され、2025年には、ダブルマテリアリティ分析から生じたESGのトピックを含むようになり、連結年次財務報告書の管理報告書の特定のセクションに含まれる、連結サステナビリティ報告に記載された。

TCFの範囲に関しては、イタリア税務当局に対する協力的な姿勢を展開するため、2017年から、エネルは当グループの一部のイタリアの会社に対して、税務協調的コンプライアンス体制（いわゆる「税務協調的コンプライアンス」）への参加を推進した。このような参加により、OECDのガイドライン及びイタリアの税務規則に沿った、税務リスクの検出、測定、管理及び統制のための特別な制度（いわゆる「税務統制枠組み」－「TCF」）の革新的な導入のコミットメントにつながっている。さらに、2021年に単一のVAT納税主体（いわゆる「VATグループ」）の設立の結果として、エネル・グループ傘下の全てのイタリアの会社がいずれTCFに参加する見通しである。

グループ内での統制モデルの均一な適用を確保するため、イタリアの事業領域と並行して、TCFモデルは、現地の規則による具体的な要請がない場合でも、一部の外国（アルゼンチン、ブラジル、チリ及びコロンビア）にも拡大された。

ICRプラットフォーム内において、マッピング方法のプロセス、リスク測定指標及び統制措置の特定は、当該プラットフォームに含まれる全ての適用範囲において一貫しており、これは、企業報告に含まれる情報の信頼性を保証し、また、会計書類を作成するプロセスが、関連する規制の枠組み及び当グループが採用した報告基準／原則に沿って一貫性のある情報を作成するために適切であることを保証することを目的としている。

企業報告に係る内部統制制度の構造

企業報告に係る内部統制制度の定義、実施及び管理のプロセスは、企業会計書類の作成を担当する役員の責任の下で実施され、以下で説明する段階に分けられる。

・関与する経営陣に対する方法、指示及び活動の計画の伝達に加えて、企業の境界及び主要なプロセスの定義。特に、企業報告に係る内部統制制度に含まれるべき当グループ会社の境界は、(ⅰ)連結財務情報及びデータ（定量的観点（連結財務書類への潜在的な影響の重大性レベルに関係する。）及び質的観点（事業に関連した特定のリスクを考慮に入れる。）の両面における具体的なリスクレベルに関して）、(ⅱ)連結非財務情報及びデータ、(ⅲ)TCFモデルを導入している企業、(ⅳ)監査法人及び／又は監査機能から受けた勧告に基づいて特定される。関連すると特定された企業において、最もリスクの高いプロセスが定義され、いわゆるトップダウン型のリスク・ベースのアプローチが適用される。

・プロセスのマッピング及び更新、リスク評価、統制の定義並びにプライマリー・キー・コントロールの特定。企業報告に係る内部統制制度の定義は、まず、グループレベルにおけるリスク特定・評価活動から始まる。これは、その実現又は欠如により同制度の目的達成自体が損なわれる可能性のある行動又は事象を特定し評価することを目的とする。この点に関して、リスク評価活動は不正リスクも扱うことに留意すべきである。同制度の更新は、企業報告に係る内部統制制度に関連した独自かつ一元化されたリスクの一覧表である「ICRリスク標準ライブラリ」に基づいて実施される。プラットフォームの全ての範囲に関連するリスクは、事業体レベル（いわゆる「事業体レベル」）及びプロセスレベル（いわゆる「プロセスレベル」）の両方で特定される。特定されたリスクは、関連する統制にかかわらず、影響の可能性及び発生の確率の観点から定性的及び定量的な要素に基づいて評価される（「固有レベルの評価（valutazione a livello inerente）」として知られる。）。

リスクの評価に続いて、リスクが具体化する可能性を減少させることを目的とした統制の特定が実施される。特に、会社又は会社グループの統制の構造は、中央レベルで決定され、当グループ若しくは特定の地域の場面で共通に適用される統制手段として、又は、単独の会社若しくは事業ラインの観点で横断的な方法で作動する統制手段として、「事業体／会社レベル統制」を定める。

プロセスレベルでの統制の構造（いわゆる「プロセスレベル統制」）は、(ⅰ)事業活動の実行中に起こり得る誤り又は不正を防ぎ、特定し、是正することを目的とした、（手作業の、部分的に自動化された又は自動化された）一連の活動、及び(ⅱ)以前の統制と同様だが、複数の会社及び／又は異なるプロセスで実施されるいわゆる「横断的統制」として、代わりに、特定の又は監視的な統制を提供する。

職務の分離の統制もまた特定されており、相容れない任務及び職務が同一の者に集中しないよう、不正及び／又は意図しない誤りの防止を確保することを目的としている。相容れない活動の適切な分離はまた、情報システムにおけるユーザーに割り当てられたプロファイリングの分析を通じて確認される（アクセス統制）。

さらに、情報システムの機能及び管理に関連する、いわゆるIT全般統制、及び手動の介入なしにシステム内において自主的に実行する、いわゆる「組み込み」統制は、内部統制制度の不可欠な部分である。

トップダウン型のリスク・ベースのアプローチに従い、統制の異なる特性をリスクの妥当性と関連付ける評価モデルの使用により、主要な統制の中で、最も重要な統制（いわゆる「プライマリー・キー・コントロール」）が特定される。

・関係する経営陣により実行され、自己評価を通じて実施される統制の設計及び運用の評価（いわゆる「ライン監視」）。情報のプロセス、リスク及び統制の適切性を評価するため、プロセスの所有者により、６ヶ月毎に特定の監視が実行され、関連する統制の設計(23)及び有効性の管理(24)を検証することを目的として、報告に関する内部統制ユニットにより調整されている。

(23) すなわち、特定されたリスクを許容可能な範囲に軽減するための統制の適合性。
(24) 当該期間中に、統制が機能していることを確認することを目的とした活動であり、「設計」に従って実際に実施されることを意味する。

・監査機能による統制についての独立した検証活動（外部顧問のサポートを受ける。）。上記箇条書きで述べた監視に加えて、その設計及び運営を確認するため、プライマリー・キー・コントロールの中の重要な部分に関し、独立した検証活動が、毎年行われている。
・不備の評価、是正措置の承認及び監視。ライン監視及び独立した検証活動により、統制の有効性及び／又は設計における潜在的な不備が特定される。これらの不備は、情報への潜在的な影響に関して、不備が(ⅰ)軽微、(ⅱ)重要又は(ⅲ)重大のいずれかに分類している。不備が明らかとなった場合、企業報告に係る情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性の目的が達成されるために講じられ又は講じられる予定の是正措置も特定される。
・最高経営責任者及び企業会計書類の作成を担当する役員による最終的な証明書（内部証明のフローにより補助される。）の確定を進めるための、企業報告に係る内部統制制度の結果の統合及び総合評価。この点において、ライン監視及び独立した検証活動の結果、並びに指摘された不備及び関連する是正計画は、定期的な要約情報フローを通じて企業会計書類の作成を担当する役員に伝達される。これらのフローは、企業会計書類の作成を担当する役員が統制・リスク委員会、法定監査役会及び法定監査法人に対して提供する、企業報告に係る内部統制制度の適切性に関する定期的な開示／更新のためにも使用される。

当該報告に基づき、そして関連するコーポレート機能の責任者により発行された証明を考慮に入れて、企業会計書類の作成を担当する役員は、最高経営責任者とともに、(ⅰ)単体財務書類、連結財務書類又は中間要約連結財務書類（その時々の関連書類による。）の作成のために確立された事務及び会計手続の適切性及び実際の適用に関する特別の証明書、そして(ⅱ)2024事業年度から、管理報告書に含まれる連結サステナビリティ報告が、当該文書に適用される報告基準及び環境的に持続可能な活動に関する分類に関する規則（EU）第2020/852号の規定に準拠していることについての追加の証明書を発行する。

・ICR手続／事務及び会計手続の準備及び公表。ICRプラットフォームに包含される各業務プロセスについては、役割、責任、データ及び情報フロー並びに特定された統制を説明する適切な文書化が維持されている。プロセスの所有者により行われた監視活動を受けて、「ICR手続／事務及び会計手続」を構成する書類（すなわち、叙述、フローチャート及び統制のリスト）が、その正式化を進めるために、サポートシステムから取り出される。これらの手続は、当社のイントラネット上に掲載される。

上記の方法の適正な適用は、企業報告に係る内部統制を取り仕切る現地組織及びライン監視に関与するプロセスの所有者の両方を対象とする研修会によって確保される(25)。

(25) サステナビリティ報告プロセスに関連する内部統制及びリスク管理制度の主な特徴に関しては、2025年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS ２ GOV-５に従って記載される情報を参照のこと。

6. 外部統制

6.1 監査法人

エネルの単体財務書類及び当グループの連結財務書類の法定監査は、監査法人のKPMGエスピーエーに委任されている。

かかる監査法人への委任は、法定監査役会の提案に基づき、2019年５月16日の定時株主総会によって、2020年度から2028年度について行われた。

2023年６月から、エネルの法定及び連結財務書類の監査を担当するパートナーはダビデ・ユティリ（David Utili）氏である。

2025年４月、法定監査役会は、KPMGエスピーエーに委任された、エネル・グループの2025-2028事業年度の連結サステナビリティ報告に関する限定保証業務の委任条件について、法令第125/2024号第18条第１項に言及された移行規定に基づき、審査し承認した。2009年より、当グループ内で業務を行う監査法人の独立性を維持するため、当グループ会社による、かかる監査法人又はかかる監査法人のネットワークに属する事業体への業務委託を統制する特定の手続が採用された。同手続は、自主的に採用された時点で、エネルの法定監査役会が定めた当グループの主要な社外監査役に対する独立性要件の管理及び監視のために、重要なコーポレート・ガバナンスの柱となった。2017年11月（及び、直近では2021年２月）、関連するイタリア法及び欧州の法的枠組みが変更した結果、エネルの法定監査役会は、「内部統制及び監査委員会」としての立場で、第39/2010号の19条に従い、上記の手続を更新した。かかる手続に従い、同法定監査役会は、当グループに属する会社による追加任務（すなわち、法定監査委託以外の委託任務で、かつ法令により規定される不適合性のない任務）の当グループの主要な社外監査役又はかかる監査役のネットワークに属する法人への委託に関し、事前承認の依頼を受ける。主要な社外監査役の独立性を妨げる可能性のない一部の類似した追加任務に関しては、法定監査役会は、事前の承認を表明することなく、むしろかかる追加任務の許可に関する事後の定期情報の受取人となるものとする。この場合、エネルの「監査」機能及び「コーポレート」機能は、かかる簡素化された手続につき、必須条件の存在を随時確認するものとする。統制市場に株式又は社債を上場するエネルのグループ会社（エネルを除く。）又はその子会社による主な社外監査役のネットワークに属する事業体への追加任務は、当該上場会社に適用される法律及びその経営上の自主性に従い、社外監査役の独立性の監視に関してエネルの法定監査役会が行使するものと同様の機能を行使する会社組織による事前承認、又は当該会社組織に対する事後の定期的な情報の提供の対象となる。

6.2 イタリア監査院（Corte dei Conti）の監督

イタリア監査院（Corte dei Conti）は、この目的のために選定した審査官によりエネルの財務管理を監督する。この役割は2025年中、受託審査官であるステファノ・カスティリオーネが担っていた。

イタリア監査院により選任された審査官は、取締役会及び法定監査役会に出席する。

イタリア監査院は、実施された監督の結果に関する報告書を上院議長府及び下院議長府に対して毎年提出する。

7. エンゲージメント方針

エネルは、当社及び当グループが行う事業に関する理解度を高めるために、機関投資家に加え株主及び社債権者一般、並びにそれらの各団体と各役割の相互理解に基づく恒常的でオープンな関係を確保することは市場に対する義務のみならず、自社の利益にも即していると考えてきた。この関係で、エネルは、市場濫用に関するイタリア法及び欧州規制に従い、海外におけるベストプラクティスに即して、かかる対話者との正しい透明性のある対話を継続している。過去数年間において、かかる対話活動は、株主総会への機関投資家の積極的な参加と並行して進められてきた。

かかる対話の方法を規制するため、2021年３月、取締役会は会長の提案により、最高経営責任者と共同で、大部分がエネルにおいて既に従っている方針を具体化したもので、作成に際し当該事項に関して機関投資家が採用しスチュワードシップ・コードに反映されているベストプラクティスを考慮した、特別なエンゲージメント方針（当社ウェブサイトで閲覧可能である。）を採用した。

このエンゲージメント方針は、2025年に定期的に実施された。

・エネルが証券取引所上場以来確立してきた方針に沿い、特に以下に関して、対話活動に責任を負う組織構造を主に規定する。
　－機関投資家（並びに金融アナリスト及び格付機関）との継続的な対話に責任を負う、現在「事務管理、財務及び統制」機能の一部である「投資家関係」ユニット
　－個人株主及び社債権者と継続的に対話し、相対的な関心事に関する一切の有益な説明を行う、「法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務」機能の一部である「コーポレート業務」ユニットの特設エリア。

前述の組織構造によって、及び正式な権限を有するその他の会社代表者によって、機関投資家並びにエネルの株主及び社債権者の大部分に提供される情報は、正確性、明確性、一貫性、完全性及び対称性の基準を満たしている。またかかる情報は、会社情報の処理に関してエネルが採用する規則の規定に従って適時に提供されている。

「投資家関係」部は、具体的には以下、すなわち(ⅰ)エネルの「エクイティ・ストーリー」の作成、当社の主要経営陣及び金融業界間の会議の主催、(ⅱ)格付機関及び債券投資家との関係管理、(iii)機関投資家及び金融アナリストとの関係管理、(iv)エネルの上場子会社に出資する機関投資家との関係管理の調整、(ⅴ)エネルの株式に関する市場分析及び報告の作成（金融アナリストのコンセンサスの監視も行う。）、(vi)エネルの株価に影響を与えるプレス・リリースの作成、並びに投資家に向けた当社のウェブサイトの開発及び更新に関し、「コーポレート業務」ユニットと連携した「対外関係」機能の支援を取り扱う。

・特に以下に関して、対話に用いられるツール及び対話が行われる方法の説明。
　－非常に重要とみなされる文書及び情報を集めた当社のウェブサイトの「投資家」セクション（イタリア語及び英語の両言語に対応）の内容。具体的には、かかるセクションには、経済及び金融の情報、並びに株主及び社債権者の大多数にとって関心のある最新情報及び文書の両方が含まれている。
　－当社ウェブサイト上で公表され、また株価に影響を与える場合は現行法に従って公開される、最も関連性の高い事象に関するプレス・リリース。
　－株主総会。これについては「株主総会」の項に記載されている。
　－以下の「投資家関係」部が計画する機関投資家（並びに金融アナリスト及び格付機関）との定期的な交流機会、すなわち(ⅰ)既に市場に開示した定期的な経済及び財政結果を解説する電話会議、(ⅱ)主要経営陣が当グループの最新の事業計画を説明する金融界との年１回の会議（いわゆる「キャピタル・マーケット・デー」）、(iii)主要経営陣が機関投資家と面会し、市場濫用に関する欧州及び国内の規制に従って当グループの事業計画、最新の経済及び財政データ並びに進行している臨時取引（もしあれば）について詳細に説明する定期的「ロードショー」。

・機関投資家との対話活動に取締役が関与する可能性を規定する。この点に関して、機関投資家は、「投資家関係」部との間で対話を行った後であっても、特に重要な問題についてさらに踏み込んだ分析を行う必要があると考える場合、まず、かかる「投資家関係」部から適切な説明を求めなければならないと規定されている。「投資家関係」部は、必要に応じて協議中の問題に対処する当社の他の主要経営陣を交えた、特別な会議を開く。機関投資家は、当該会議後も当該会議で取り扱った事項の重要な点について疑義が残る場合、「投資家関係」部に連絡し、当社取締役会との協議を要請することができる。このような要請があった場合、「投資家関係」部は「企業業務」部と連携して取締役会会長に速やかに通知し、取締役会会長は他の取締役に速やかに通知する。必要に応じて、「投資家関係」部は、場合により以下を含む特別な会議を開催する。

－最高経営責任者。当社の経営の主たる責任者として機関投資家に対応し、自己の経営権の範囲に含まれる事項について説明を行う権限を有する者である。

－取締役会会長。機関投資家に対して当社及びエネル・グループのコーポレート・ガバナンスに関する事項について適切な説明を行うため、自らの役割及び委任された権限を踏まえ、機関投資家と協議する権限を有している。

－取締役会の最高経営責任者との合意により、最高経営責任者との合意に基づき、取締役会が自ら決定する権利を害することなく、取締役会会長から参加を要請されたその他の取締役で、審議事項との関連で有用と思われる場合、各取締役会委員会の所属も考慮する。この場合、取締役会会長及び最高経営責任者は、当社及び当グループの利益のために協調及びアプローチの統一を図るため、エネルが採用した企業情報の処理に関する規則の規定に従い、当該会議に招集されたかかる他の取締役と、当該会議で議論される議題についての立場を事前に共有しておく。

またエンゲージメント方針には、機関投資家との会議に参加する際には、取締役は候補者名簿の提出及び／又はその選任に投票を行った株主に関して委任制限を設けないという一般原則を確実に遵守するものとし、当社又はエネル・グループに関する機密情報又は潜在的に内部的な性質を有する情報を開示することを控えるものと規定されている。

会長は、あらゆる株主との対話の進捗及び重要な内容について、いかなる場合も速やかに取締役会に報告されるよう徹底する。

2025年、当社は、機関投資家及び金融アナリストと、経済金融及びESGの両面から対話を継続した。

具体的には、対話では主に、マクロ経済動向が当グループの事業成績、資本配分及び財務柔軟性の活用に加えて、当グループが事業を展開する主要国における規制枠組みの推移、並びに特定の資産のコンセッションの更新に与える影響について重点が置かれた。さらに、特に気候変動及び人権尊重に関する事項に係る持続可能性に関する特定の側面も、対話の主題となった。また、株主総会で株主に高く評価された2025年の当社の報酬方針の策定や、取締役及び法定監査役向けの導入プログラムの内容及び実施方法についても、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンスに焦点を当てた対話を行った。

エネルでは、当グループの戦略の定期的なアップデートや、市場の期待に沿った企業報告にするため特に持続可能性の分野で有用と考えられる追加的な情報要素を特定する際に、前述の問題について機関投資家や金融アナリストから寄せられた意見を考慮に入れている。

8．株主総会

前項で言及したエンゲージメント方針にも明記されているとおり、対話のツール及び機会は多岐にわたるとはいえ、エネルは、株主総会を株主と取締役会間の協議のための重要な機会とみなしている。その中で、当社は長きにわたり、株主総会への取締役の定期的な出席を約束するとともに、株主総会を適切に強化する具体策の採用が賢明であると考えてきた。特に、（当社及びその子会社の）従業員株主の間での委任状勧誘を強化すること並びに株主総会における意思決定プロセスへの参加を促進することを目的とした当社の定款の規定について言及している（かかる規定は、「所有構造－従業員の株式保有：議決権行使の仕組み」に詳細に記載されている。）。

イタリア民法、統一財務法及びCONSOBによって採択された施行規則における、上場会社の株主総会の機能に関する適用のある法令は、近年大きく変更及び修正され、株主の権利の行使が実質的に促進された。

株主総会は、定時総会及び臨時総会のいずれにおいても、とりわけ次の事項、すなわち、(ⅰ)取締役会及び法定監査役の選任又は解任並びにその報酬及び責任の決定（もしあれば）、(ⅱ)財務書類の承認及び純利益の配分、(ⅲ)自己株式の取得及び処分、(ⅳ)報酬方針及びその実施、(ⅴ)株式報酬制度、(ⅵ)当社定款の変更、(ⅶ)合併及び分割、そして(ⅷ)転換社債の発行について決議を行うことができることに留意されたい。

エネルの定款に基づき、定時及び臨時株主総会は、通例１回招集され（ただし、取締役会が、株主総会は１回より多く招集されることが望ましいとみなす場合、招集通知にその旨を表明することにより、追加設定することができる。）、適用ある法律に規定された過半数をもって構成及び決議され、また当社の登録事務所が所在する地方自治体において開催される（別途取締役会により決定された場合を除くが、ただしイタリア国内で開催されるものとする。）。

定時株主総会は財務書類を承認するため事業年度終了後180日以内に少なくとも１年に１回は招集されなければならない。

統一財務法は、株主総会に出席し議決権を行使する権利について、議決権を行使することができる者宛ての連絡によって証明され、仲介機関によって発行者へ送られ、株主総会が開催される日の７営業日前の日（以下「基準日」という。）の終了時の会計記録に基づき発行されなければならない、と規定している。

議決権を行使する資格のある者は、以下を行う。

・議題の事項について、株主総会の前であっても、招集通知で指定された期限までに質問することができる。かかる質問は、株主総会中までに回答される。
・株主総会の通知に示された当会社のウェブサイトの特定の項目を通して委任状を送付することによって、電子的手段によっても、その委任状を当会社に提出することができる。
・代理人が株主に対して利益相反を生じさせている状況を書面により通知し、株主の代わりに代理人が投票しなければならない各決議について具体的な議決権行使の指示がなされている場合、株主総会において利益相反の立場にある代理人によって代理投票されることもできる。
・当社により任命された代理人に対して、全て又はいくつかの議題の事項についての投票指示が記載されている委任状を付与することもでき、これは株主総会の日の２営業日前の取引終了時までに関係者へ送られなくてはならない。かかる委任状は、株主によってその費用が負担されるものではなく、CONSOBが作成した別表に従い記入されなくてはならず、投票指示がなされているものに関連する提案についてのみ有効である。

統一財務法及びCONSOBの公表した関連施行規定に基づき、エネルの定款（当社のウェブサイトにて閲覧可能である。）は取締役会に、個々の株主総会に関して電子的手段による株主参加の可能性について定め、株主総会の招集通知においてかかる参加についての条件を指定する権限を与えている。

株主総会は、法律及び定款に加えて、当社のウェブサイト上で閲覧可能な特別規則に従って執り行われる。

株主総会は、取締役会の会長が議長を務めるが、会長が不在であるか又は支障のある場合は副会長（もし任命されているならば）が議長を務め、両者が不在の場合、取締役会により指名された者が務め、指名のない場合は総会で議長を選任する。株主総会の議長は、秘書役の補佐を受けるものとし、議事録の作成が公証人に委託される場合には秘書役は出席しなくてもよい。株主総会の議長は、とりわけ総会が適正に成立していることを検証し、出席者の本人確認及び資格を検証し、手続を規制し、投票の結果を確認する。

各株主が議題の事項についての発言を請求する権利に関しては、株主総会の規則は、総会が確実に１回で終えられるようにするため、議長が、発言を請求する株主の数及び株主総会前に株主による当会社が応答していない質問（もしあれば）の他、協議される具体的な事項の性質及び重要性を考慮に入れ、参加者からの発言及びその応答に係る時間の制限（通常前者は10分以内、後者は５分以内である。）をあらかじめ決定することを規定している。議決権を有する者であれば誰でも、発言権を有しており、意見を述べたり、情報を求めたり、提案をすることができるが、協議される事項についての発言権は１回に限られている。議長又は議長の要望により議長の補佐をする者は、協議されている事項に関して発言した参加者に対し、全員の発言が終わったときに又は各発言が終わってから応答するものとする。発言を要求した者は、簡潔な応答を受けることができる。

総会の決議は、議長及び秘書役又は公証人により署名された議事録に記録される。臨時株主総会の議事録は、公証人により作成される。

また、2025年５月22日に開催された株主総会において、当社は、株主総会に出席する権利を有する者は、統一財務法第135条の11に従って当社により任命された代理人を通じてのみ出席することができることを規定した法令第18/2020号（改正の上で法律27/2020号に移行された。その適用の最終期限は法令第200/2025号（法律第26/2026号に移行された。）第４条第11項により2026年９月30日まで延長された。）第106条第４項に企図されている権利を行使した。これにより、株主はまた、統一財務法第135条の９に定める形式により、当該代理人に対して委任状又は復委任状を例外的に付与することができた。

なお、2026年５月12日の株主総会においても同様のアプローチが採用された。

最後に、当社の定款には、株主総会に出席する権利を有する者が、統一財務法第135条の11に従って当社により任命された代理人を通じてのみ出席することができることを永続的に（すなわち、上述の法令第18/2020号第106条第４項の適用期間を超えて）認めることを意図した条項は含まれていないことに留意されたい。

9．その他のコーポレート・ガバナンス・プラクティス

9.1 関連当事者取引

CONSOBの規則を遵守して取締役会により採択され、エネルにおいて、エネルにより直接であるか又はその子会社を通じて間接であるかを問わず行われる関連当事者取引に係る承認及び完了について規定する手続が実施された。かかる手続の実施は、関連当事者取引の透明性及び公正性を実体面でも手続／形式面でも確保することを目的とする。当該手続は、当社のウェブサイトにて閲覧可能である。

2010年11月に取締役会において承認され、直近では2021年６月に更新された、エネル内において現在有効な手続に従い、当社が直接に実行する関連当事者との取引は、以下の３つのカテゴリーに分けられる。

・「重要な取引」、すなわち、取引の等価価値、取引の対象である事業体の資産、及び買収される事業体の負債を考慮した３つの関連する指標について、特定の定量的基準（５%相当）を超えている取引をいう。かかる取引が、適用ある法律又は定款によって株主総会の承認が必要とされない場合は、取締役会の承認に従う必要がある。
・「重要でない取引」、すなわち「重要な取引」及び「少額の取引」以外の取引をいう。
・「少額の取引」、すなわち、取引が実行される関連当事者のカテゴリーによって区別される、特定の基準を下回る等価価値によって特徴付けられる取引をいう。上記の手続は、「少額の取引」には適用されない。

関連当事者との取引の完了におけるエネルの利益並びに関連する条件の便宜及び実質的な公正性について、関連当事者委員会が事前に適切な意見を表明できるようにするため、かかる手続において「重要な取引」についての交渉及び予備調査も対象とする具体的な情報フローを決定する。

関連当事者委員会が発表した意見の有効性については、以下のとおり定められている。

・「重要でない取引」については、かかる意見は拘束力を持たない。しかしながら、エネルは各四半期の終了から15日以内に関連当事者委員会の否定的な意見がある場合に当該四半期において承認された「重要でない取引」の相手方、対象及び対価並びにかかる意見が共有されなかった理由を記載した書類を一般に公開するものとする。
・「重要な取引」については、関連当事者委員会が否定的な意見を公表した場合は、当社の取締役会が、定款に規定されている場合には（実際に規定されている。）、当該取引を定時株主総会に付議し、その承認を得ることができる。定時株主総会は、法律、定款及び利益相反のある場合に適用される規定が要求する過半数に影響を及ぼすことなく、議決権を有する関係のない株主の少なくとも半分の賛成票をもって決議を承認する（以下「ホワイト・ウォッシュ」という。）。いかなる場合であっても、「重要な取引」の完了は、株主総会に出席している関係のない株主が議決権付きの株式資本の少なくとも10%を占めることによってのみ阻止される。

取締役が、自己又は第三者のために、当社の利益と相反する取引に利害関係を有する場合（いわゆる「取引に関与した取締役」）、当該取締役は、かかる利害の性質、期間、発端及び範囲を速やかに他の取締役及び法定監査役に届け出て、当該取引の承認に係る決議を棄権するものとする。また、当社の最高経営責任者が現行の権限委譲制度に基づき承認する権限を有する取引について、最高経営責任者又は最高経営責任者を通じてつながりのある者が関係を有する場合、最高経営責任者は当該取引の承認を差し控え、これを取締役会に委任する。

当社の正規の法定監査役のうち１名又は当該正規法定監査役を通じてつながりのある者との間に利害関係がある場合、当該利害関係のある法定監査役は、かかる利害の性質、期間、原因及び範囲を速やかにその他の法定監査役及び取締役会会長に通知するものとする。

さらに、当該手続は、当社の最高経営責任者が付与された権限を行使して実行した活動に関する定期的な報告において、取締役会及び法定監査役会に対して少なくとも四半期毎に「重要な取引」及び「重要でない取引」とされた関連当事者との取引の実行に関する具体的な情報を提供することを定めている。

エネルが直接ではなく子会社を通して実行した関連当事者との間の取引について、具体的な手続が規定されている。この点に関して、当社の取締役会（取引に関与した取締役は決議を棄権する。）又は資格ある代理機関が現行の権限委譲制度に基づき、関連当事者委員会の拘束力のない事前の意見とともに、以下の１つ又は複数のカテゴリーに当てはまる、エネルが直接的及び／又は間接的に支配している会社が実行する関連当事者との間の取引の事前の評価を行う。

・特殊な取引又は異例の取引
・当該手続の適用範囲から外れた取引を除く、同等価値が10百万ユーロを超える取引

またこれについて、代理機関又は代理機関を通じてつながりのある者が関係を有する場合、代理機関は、エネルが直接的又は間接的に支配する会社による取引の完了に関する承認を差し控え、かかる評価を被代理機関に委任する。

エネルが直接実行した「重要でない取引」に関して上述されているように、子会社を通して行われる取引についても、関連当事者委員会が否定的な意見を表明したにもかかわらず、当社の取締役会又は現行の権限委譲制度に基づく資格ある代理機関が、かかる手続の目的に関連する子会社の取引の実行について賛成意見を表明した場合、エネルはかかる否定的な意見が共有されなかった理由が含まれた具体的な書類を公表しなければならないと定められている。

かかる手続は、関連当事者取引の特別な種類（うち主なものは、市場と同等又は標準の条件で実行される通常取引並びにエネルが（共同であっても）支配している会社との間の又はかかる会社間の取引及びエネルの関連会社との間の取引（ただし、取引の相手方である子会社又は関連会社が、エネルの他の関連当事者に重要な利益（当該手続で定義されている。）を有していない場合に限る。）である。）には適用されない。

緊急の場合に株主総会によらずに関連当事者取引の承認を得るために、簡易化された手続も定められているが、「重要な取引」に関する取締役会の排他的権限及び当該取引に関与した取締役が決議を棄権する義務には影響を与えず、かかる取引について、当社のその次の定時株主総会において拘束力のない投票を行うことが必要である。

また、取締役会は、コーポレート・ガバナンスに関して特別なベストプラクティス・ガイドラインを2015年１月に承認し、2021年６月にこれを更新した。それに従い以下を行うものとする。

・エネル及び他グループ会社は、取締役（又は取締役の関連当事者に属するといえる自然人若しくは法人）に対していかなる形態でも資金提供を差し控えるものとする。
・取締役は、取締役会及び関連当事者委員会に対して、エネル又は当グループ会社との職業上の契約又は商業上の関係（電力及び／又はガス及び／又はその他サービスの提供に関するものを除き、市場条件で規定されているもの）について直ちに報告するものとする（想定報酬が関連当事者取引に関する上記の会社手続により設定された最低値（すなわち、年間ベースで合計50,000ユーロ）を下回る場合を含む。）。

9.2 企業情報の処理

エネル・グループは特別な規則を適用するが、それには当社内の機密情報の管理及び処理に関する関連規則が含まれ、エネル及びその子会社に関する書類及び情報（特に内部情報）の公開のために従われるべき手続を指摘している。かかる規則は、コーポレート・ガバナンス・コードに規定された勧告及び内部情報の管理についてのCONSOBガイドライン、並びに適用ある欧州及びイタリアの市場濫用規則に従って採用された。

2000年２月に取締役会が採択し、直近では2018年９月に上記のCONSOBガイドラインを考慮に入れるために修正されたかかる規則は、市場に公開された企業データ及び情報が正確、完全、十分、適時かつ非選択的であることを確保すると同時に、第一には、機密情報を未公開のままにしておくことを目的としている。

規則では、当社の最高経営責任者及び当グループ会社の最高経営責任者に対し、個別の子会社に関する機密情報の公表は、いかなる場合においてもエネルの最高経営責任者との合意の上で行われなければならないと定めることにより、各自の権限範囲に係る機密情報の管理に関する一般的な責任を委任している。

また規則は、当グループ外への会社に関する文書及び情報を流通させる場合にとるべき具体的手続（内部管理、当該情報の取扱い及び開示、内部情報並びに財務情報に関する個別の規則を規定する。）についても定めており、会社の代表が報道機関及び他のマス・メディア（並びに金融アナリスト及び機関投資家）と接触する方法について、注意深く規制している。

かかる規則は、当社のウェブサイトにて閲覧可能である。

2025年、市場濫用に関する欧州及び各国の規制に従い、エネルは、以下を行った。

・(ⅰ)雇用、職業又は義務の実行を通して当社又は当社以外の当グループの会社に代って社外秘の情報を入手できる全ての個人及び法人を記録する登録簿（いわゆる「インサイダー・リスト」）、並びに(ⅱ)当該情報を入手することができる者のリストを定期的に更新してきた。2017年６月、最終的には2018年12月及び2024年11月、EUの法制により導入された重要な新たな規定及び上記CONSOBガイドラインに含まれる当該指示並びに当社の組織構造のいくつかの変更を考慮するため、この点について当社が採用した方針を更新した。

・「関係人物」又はそれらと密接な関連がある当事者により行われる、当社の発行株式又は社債、デリバティブ及びその他それらに連動する関連金融商品に係る取引の透明性について内部取引における規則を適用した。特に、「関係人物」には、エネルの取締役及び正規の法定監査役並びに適用ある法律に定められた基準に従い最高経営責任者によりエネル内で指名された６名のその他の管理役職が含まれる（2026年４月現在）が、これは、かかる役職者が内部情報を常に利用でき、また当社の将来の発展及び事業展望に影響を与え得る経営意思決定を行う権限を有しているためである。2017年３月に、エネルの取締役会は、関連するEUの適用ある法律により2016年に採用された重要な修正につき認識し、内部取引について特別の会社規則（直近では2024年９月に更新された。）を承認することが適切であるとみなしたことに留意されたい（当社のウェブサイトで閲覧可能である。）。

9.3 倫理規定

ステークホルダーとの協調的アプローチ及び（内部関係、外部関係の双方において）当グループ自身が高い評価を受けることの重要性を考慮するとともに、当グループが行う活動に伴う社会的及び環境的影響を認識することにより、当グループの倫理規定の作成が促され、当社取締役会において2002年３月に承認された。

この規定（当社ウェブサイトにて閲覧可能）は数回にわたり改正され、最近では2025年４月、現行の参照枠組み、当グループの組織構造及び手続制度の変更、並びに国内外のベストプラクティスにその内容を合わせるために改正された。

したがって、倫理規定は、事業の運営に関する公約及び倫理的責任を明示し、全ステークホルダーに関して最大限の透明性及び公平性を要求する基準に従って、企業行動の規制及び調和をさせている(26)。具体的には、以下の内容からなる。

・ステークホルダーとの関係に関する一般原則。当該一般原則が、業務を遂行する上で当グループを動機づける基本価値を決める。かかる原則の中で、適法性、公平性、差別禁止、守秘義務、株主及び社債権者の投資価値の向上、人材の価値、情報の透明性、完全性、正確性及び真実性、サービス及び製品の質、環境保護については、具体的に言及する。

・各種ステークホルダーに対する行動基準。非倫理的行為のリスクを未然に防ぐために、エネルの従業員が守らなくてはならないガイドライン及び規則を具体化する。

・実施メカニズム。倫理規定の遵守及びその継続的な改善を確保するための管理体制を規定する。

(26) 企業文化及び事業活動方針の詳細については、2025事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS Ｇ１-１に従って記載される情報を参照のこと。

9.4 法令第231/2001号に基づく組織及び管理モデル

2002年７月以降、当社の取締役会は、2001年６月８日付け法令第231号の要件に従い、組織及び管理モデルを採用している。この法令は、イタリアの法制度に、会社の取締役、役員又は従業員が会社自体の利益のために犯した複数種類の犯罪について、会社に対する行政責任を負う制度を導入したものである。

当該モデルは、「一般事項」（当社のウェブサイトにて閲覧可能である。）及び個別の「特別事項」により構成され、事業組織構造の展開及び法令第231/2001号の規定に基づき上記モデルが防止しようとする多種の犯罪の展開を反映するために随時補足及び更新がされている(27)。

(27) 当該モデルが防止しようとする犯罪には、具体的には(ⅰ)行政機関との取引における犯罪、及び司法当局に対して供述しないよう、又は虚偽の供述をするよう誘導する犯罪、(ⅱ)企業犯罪、(iii)テロリズム又は民主的秩序破壊の犯罪、(iv)個人に対する犯罪、及び違法な労働の斡旋と搾取、不法滞在の外国人の雇用、人種差別と外国人排斥の犯罪、(ⅴ)市場の濫用に関する犯罪及び行政違反、(vi)労働における安全衛生の保護に関する規則に違反して行われた過失致死罪及び重大又は重篤な傷害の犯罪、(vii)故買、マネーロンダリング、違法な出所の金品又は利益の使用、自己洗浄及び資金の不正譲渡、(viii)サイバー犯罪及び違法なデータ処理、並びに著作権侵害の犯罪、(ix)組織犯罪に関連する犯罪、(ⅹ)環境犯罪、(xi)私人の汚職及び私人の汚職扇動の犯罪、(xii)租税犯罪、(xiii)文化遺産に対する犯罪、文化資産のロンダリング、文化遺産及び景観遺産の破壊及び略奪が含まれる。

同時にエネルは、一般的な観点から、当グループの他のイタリアの会社により導入された組織及び管理モデルの更新を目的とした活動を奨励した。これは当グループの組織及び管理構造を考慮した適正かつ統一的な実施を促進することを目的としている。

2016年９月に、エネルの取締役会はまた、「エネル・グローバル・コンプライアンス・プログラム」（以下「EGCP」という。）を承認し、それは直近では2025年４月に更新された。それは、当グループのイタリア国外の会社に宛てた文書であり、当社の刑事責任及び関連する風評リスクをもたらす可能性のあるイタリア国外の犯罪行為（例えば、行政機関に対する犯罪、不正会計、マネーロンダリング、職場の安全に関する規則に違反して行われた犯罪、環境犯罪等）の遂行を防止するための当グループの倫理的及び専門的コミットメントを強化することを目的としたガバナンス手段である。

EGCPは、かかる問題に関する主要な国際的な参考規定（すなわち、腐敗防止に向けた主な国際条約、英国贈収賄法、米国海外不正行為防止法）に沿って、また当グループの現在の組織構造及び当グループが業務を展開している様々な国々の法的枠組みに適用される具体的な関連規則を考慮して作成されている。

上記のモデルの効果的な適用を監督し、その更新を監督するエネルの監督機関は、取締役会が指名した３名乃至５名の構成員からなる。これらの構成員は、特定の専門性及び職業経験を有し、当社若しくは当グループの出身者又は社外の者から選任される。2023年７月、エネルの取締役会は、企業組織及び企業犯罪法に関する職業的な専門知識全般を有する社外からの構成員３名（フィロメナ・パッセッジオ（Filomena Passeggio）（議長も務める。）、サルバトーレ・デ・ベリス（Salvatore De Bellis）及びアンドレア・マセッティ（Andrea Mascetti））から構成される新たなSBを任命した。この構成は、判例法上の慣行及び方向性に準拠しており、エネル社外の能力及び経験の貢献によりSBの自律性及び独立性を高め、内部統制及びリスク管理制度に関与する様々な主体の間で適切な調整を確保する必要性を満たしていると考えられている。具体的には、この調整は、(ⅰ)SBが法定監査役会及び（統制・リスク委員会に事前報告した上で）取締役会し、並びに継続的に会長及び最高経営責任者（内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役である。）に対しては提供する実施した活動に関する情報により、また(ⅱ)「監査」機能及び「法務、コーポレート、規制及び反トラスト関連業務」機能に属するコンプライアンスユニットのSB会議への定期的な参加により、確保されている。

SBの構成員の任期は当社の取締役会の任期と同じであるため、2025年の財務書類が承認される日に任期は終了する。

2025年中、SBは、上述の組織及び管理モデルに基づき規定された有効な企業行動規範の遵守を確認することを目的としたSBの業務を実行する上で、以下を行った。

・会議を12回開き、かかる会議において、関連ある経営陣の支援も得て行われた、主要な事業分野（当該モデルにとって重要なもの）の分析及び当該分野の統制手続の調査について議論を行った。
・その他の主要な当グループの会社の監督機関（又は類似の機関）と、それぞれの機関に委ねられた意思決定の自主性を尊重しつつ、関連する事実及び監督活動で明らかとなった重大な問題についての会議を開催した。

・モデルの内容について従業員の継続的な更新を許容することを目的とする、訓練イニシアチブを推進した。
・活動について、取締役会会長及び最高経営責任者に対して報告をした。また、取締役会（統制・リスク委員会に事前に通知した上で）及び法定監査役会に対しては定期的に報告をした。

さらに、2025年に、SBは、特定の法律の改正と企業の組織構造の変化を考慮するために、組織及び管理モデルのアップデートを推進した。2025年６月に、2025年度に関して在任した取締役会によって承認されたこの更新は、(ⅰ)行政との関係における犯罪、及び司法当局に対して供述しないよう、又は虚偽の供述をするよう誘導する犯罪、(ⅱ)文化遺産に対する犯罪、文化資産のロンダリング、並びに文化遺産及び景観遺産の破壊及び略奪に関する新た各則の導入に伴う、サイバー犯罪及び違法なデータ処理、並びに著作権侵害の犯罪に関連する「特別事項」の検討に関するものである。

9.5 「腐敗ゼロ・トレランス」計画及び腐敗防止管理制度

2006年より当社は、グローバル・コンパクト（2000年に国連が提唱した行動計画）及びPACI（2005年にダボス世界経済フォーラムが提唱した腐敗防止パートナーシップ）のエネルによる遵守を具体化するために腐敗ゼロ・トレランス計画－ZTC（以下「ZTC計画」という。）（直近では2025年４月に更新された。）を制定した。

ZTC計画（当社のウェブサイトにて公開されている。）は、倫理規定及び法令第231/2001号に従って採用された組織及び管理モデルを補完するものであり、腐敗に関してさらに重要な進歩をもたらすものであり、トランスペアレンシー・インターナショナルにより策定された原則の実施のための一連の勧告を採用することを目的としたものである。

2017年中、エネルは、国際基準であるIS037001:2016（「贈収賄防止管理制度」）に認定された腐敗防止管理制度のコンプライアンスの認証を取得した世界でも最初の企業の１つとなっていた。かかる認証は、著名な公認の認証機関が行う独立した査定手続の後に付与され、かかる手続は２段階で行われる。最初にエネルの腐敗防止管理制度の構造の適切性（ガバナンス、役割及び責任、管理構造等の観点から）を確認し、それゆえに具体的な適用及び有効性の水準を査定する(28)。

(28) 能動的又は受動的な腐敗の事例の防止、特定及び管理のために採用された手続の詳細については、2025事業年度に係る年次財務報告書に含まれる連結サステナビリティ報告においてESRS Ｇ１－３に従って記載される情報を参照のこと。

2025年中、当社は、当グループに属する他の重要な会社がIS037001:2016の認証を取得するための活動、並びに既にこの認証を取得している当グループの会社による同認証の維持に関連した活動を実行した。

9.6 人権ポリシー

当社は2013年に、国連により発行された「ビジネスと人権に関する指導原則」を反映した人権ポリシー（当社のウェブサイトにて閲覧可能である。）を制定し、地域の文化的、社会的及び経済的な相違を考慮しつつ、当グループが事業を行う各国に影響を与える企業活動及び取引関係の関連性から、エネルがこの点に関して取り組む原則を定めている。このポリシーは、その内容を現在の参照文脈、当グループの組織構造及び手続システムの変更、並びに国内外のベストプラクティスに適合させるため、これまでに数回改訂されており、直近では2025年４月に改訂された。

同時にエネルは、ステークホルダーに対し、取引先との関係における遵守、並びに委託業者、サプライヤー及び商業・財務パートナーによる遵守を促進しつつ、主に当グループの従業員に関して前述の原則に沿った行動をとるよう求めている。

この方針は、倫理規定、法令第231/2001号に従って適用された組織及び管理モデル並びに人権問題についての「腐敗ゼロ・トレランス」計画に基づき既に規定されていたコミットメントを補強するものである。

(2)【役員の状況】

(a) 取締役

男性取締役５名及び女性取締役４名（女性取締役の比率44.4%）

当社の現在の取締役会の構成員９名（その選任は2026年５月12日に効力が生じ、任期は2028年12月31日現在の財務書類の承認をもって満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、略歴、そして当社が受領した連絡及び関係者からの情報収集の結果、当社の認識する限り、取締役会の構成員が2026年５月12日現在で所有する当社普通株式の数は、以下のとおりである。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
会長（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	パオロ・スカローニ（1946年11月28日）	現在、ACミラン及びジュリアーニの取締役会会長を務めるほか、ボッコーニ大学のエネルギー移行及びエネルギー地政学修士課程で客員教授を務めている。1969年にミラノのボッコーニ大学で経済学及び経営学の学士号を取得し、４言語に堪能であり、シェブロン（1969年から1971年）においてプロとしてのキャリアを開始した。ニューヨークのコロンビア大学で経済経営学の修士号を取得（1972年）した後、マッキンゼー＆カンパニーでコンサルタントとして勤務（1972年から1973年）した。1973年にサンゴバンに入社し、イタリア（1973年から1978年）及びラテンアメリカ（1978年から1983年）において様々な管理職を歴任した。1983年にパリにおけるサンゴバンの板ガラス部門の責任者となり、フランスにおけるガラス部門の会長兼ジェネラル・マネージャーを務める等、同部門の全世界における活動の責任を担った。1985年にサンゴバンを退社し、テチントに副会長兼最高経営責任者として入社した。テチント在籍中は、当時テチントが大株主であったファルクの執行副会長（1986年から1988年）並びにテチント及びピルキントンが折半出資していたSIVの最高経営責任者（1993年から1995年）も務めた。1996年11月に全世界の自動車用製品の会長としてピルキントンに入社した。1997年５月から2002年５月まで、当時板ガラス製造の世界的なリーダーであったピルキントンの最高経営責任者を務めた。2002年５月から2005年５月まで、エネルの最高経営責任者を務めた。2005年５月から2014年５月まで、エニの最高経営責任者を務めた。2014年５月から2023年５月まで、ロスチャイルド・グループの副会長を務めた。2000年から2022年まで、ロンドン証券取引所の副会長及びアライアンス・ユニケムの会長等、様々な業務執行に直接関与しない役職を歴任した。アシキュラチオニ・ゼネラリ、ABNアムロ、Baeシステムズ、アルストム及びヴェオリアの取締役会構成員でもあった。2003年にカヴァリエーレ・デル・ラヴォーロ（労働騎士勲章）、2013年にレジオン・ドヌール勲章コマンドゥールを受勲した。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	フラビオ・カッタネオ （1963年６月27日）	2023年６月12日よりエネル・イベリアの会長、2023年６月20日よりエンデサの副会長を務めている。また、現在は、アシキュラチオニ・ゼネラリの取締役も務める。2017年から2018年及び2014年から2016年までNTVイタロの最高経営責任者を務めた。2016年から2017年までテレコム・イタリアの最高経営責任者を務めた。2005年から2014年までテルナの最高経営責任者を務め、当該グループ内では2007年から2011年までブラジルの電力網運営会社であるテルナ・パルティチパソエスの取締役会会長も務め、ブラジルのサンパウロ証券取引所への上場等も指揮した。2003年から2005年までイタリア放送協会（RAI）のジェネラル・マネージャーを務めた。1999年から2003年までフィエラ・ミラノの会長及び最高経営責任者を務め、とりわけイタリア証券取引所への上場プロセスを指揮した。1998年から2001年までAEMミラン（現A2A）の副会長を務めた。ミラノ工科大学で建築学の学位を取得し、SDAボッコーニ経営大学院でREファイナンスプログラムに参加した。2011年にカヴァリエーレ・デル・ラヴォーロ（労働騎士勲章）を受勲した。	2,900,000*

* このうち500,000株は自身が、2,400,000株は子会社が所有している。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	ヨハンナ・アルビブ（1969年１月４日）	ジョン・キャボット大学のファイナンス学部を卒業（1992年）し、イタリア、イスラエル及び米国でROEVグループのコミュニケーション活動及び不動産マーケティング戦略を担当（1994年から2000年）したことからキャリアをスタートした。その後、イタリアの大手不動産会社AFIで渉外マネージャーを務め（2000年から2007年）、また英国の不動産会社パトロン・キャピタルのシニア・アドバイザーとして主にイタリアの投資分析及び開発に携わった（2008年から2013年）。2018年より不動産及び再生可能エネルギー分野のプライベート・エクイティ・プレーヤーであるIAMキャピタルで様々な役職を務めた。具体的には、2018年よりイタリア及び英国で活動するIAMキャピタル・リアルエステートのシニア・アドバイザーとして事業開発及びディールソーシングを担当し、2019年よりIAMキャピタル・ファンドSICAVでイタリアのディールソーシング及び資産運用業務を担当した。2021年よりIAMキャピタル・イタリア１の諮問委員会メンバーを務めている。イスラエルのシヴィル・ソサエティでは、慈善活動の推進等関連役職を務め、現在も担当している。過去の役職では、2008年から2019年まで国際執行委員会のメンバーでもあった団体、カレン・ハ・イエソドのトラスティ・ボードの会長を務め（2009年から2014年）、現在もトラスティ・ボードのメンバーを務めている。エルサレム財団の会長兼CEO在職中（2015年から2018年）は、戦略的アプローチだけでなく、経営活動や資金調達活動も統括した。現任の役職としては、ハショメル・ハチャダシュの会長（2018年から）、イスラエルのユダヤ機関理事会メンバー（2005年から）並びにイスラエルの大学生及び高校生の奨学金を推進するマリオ財団及びクラウディオ・セグレ財団のボードメンバー等がある。	2,240**

** 同人の配偶者が保有している。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（資産管理会社及びその他の機関投資家のグループにより提出された候補者名簿から選任）	マリオ・コルシ（1954年7月18日）	トリエステ大学化学工学部を優秀な成績で卒業し（1978年）、トタル・グループでキャリアをスタートし（1980年から1986年）、トリエステ製油所の機械メンテナンスマネージャーを務め、関連する管理統制を監督した。その後、ジェネラリ・グループで多国籍企業や石油会社の技術的リスクの保険に携わった（1987年から1989年）。その後、経営コンサルタントとして、最初はテロス・グループで特に組織及びICTプロファイルに焦点を当てた様々なプロジェクトを担当し（1989年から1994年）、次にクーパース＆ライブランドで生産及び物流分野の組織再編を担当した（1994年から1995年）。1997年にABBグループに入社し、当初から2006年まで責任ある役割を担ってきた。この間、「メンテナンス、エンジニアリング及びコンサルティング」及び「システムサービス」の事業ユニットのグローバル・マネージャー（1999年から2000年）、配電用変圧器事業ユニットのイタリア担当マネージャー（2000年から2003年）、営業マネージャー（2002年から2004年）、そしてイタリアの「パワー・テクノロジー」部門ジェネラル・マネージャー（2004年から2006年）に就いた。その後、コンテナハンドリングクレーンの製造で世界をリードするファントゥッツィ・レジアーネ・グループの最高経営責任者（2006年から2007年）、中低圧ケーブルの製造で欧州をリードするトリヴェネタ・カヴィのジェネラル・マネージャー（2008年から2009年）を務めた。2010年にABBグループに戻り、配電用変圧器事業ラインのグローバル・マネージャー（2010年から2014年）を務め、ABBイタリアのマネージング・ディレクター（2015年から2020年３月）、また取締役会長（2020年３月から12月）を務めた。この間、在イタリアのスイス商工会議所の理事やコンフィンドゥストリアの外国人投資家向け諮問委員会メンバー等、重要な協会の役職も兼任した。	なし

役名 及び職名	氏　名 (生年月日)	略　歴	所有 株式数
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	ティツィアナ・デ・ルカ （1977年７月17日）	ローマの「ルイッス・グイド・カーリ」大学で法学の学位を取得して卒業し（2000年）、その後刑事弁護士として実務に従事した（2003年から2008年）。2008年には、管理職養成課程の公開選抜試験（イタリア国立行政学校）に合格し、その後、イタリア経済財務省に採用された。同省在職中に徐々に責任の重い職務を担うようになり、まず財務省における法務及び訴訟関連部署（2011年から2013年）、次いで規制関連部署（2013年から2019年）において、特にマネーロンダリング防止、テロ資金供与対策、より一般的には金融システムの違法目的での利用防止に関する規制の起草に携わるとともに、EUの金融関連指令を国内法制度に導入する業務にも従事した。2020年から2024年にかけては、経済省において事業支援に係る金融措置を担当する部門の責任者を務め、特に、企業の環境移行プロセスを支援する施策及び緊急時に企業を支援するための公的保証措置の策定に貢献した。現在は、イタリア経済財務大臣の副首席補佐官及び内閣官房長を務めている。経済財務省の指名により、バンコポスタ・フォンディSGR（2013年から2016年）、アッチャイエリエ・ディタリア・ホールディング（2022年から2024年）及びDRIディタリア（2022年から2025年）の非業務執行取締役を務め、現在はフェッロヴィエ・デッロ・スタートにおいても同様の職務に就いている（2024年から）。2025年には、イタリア共和国功労勲章カヴァリエーレ章を受章した。	なし
取締役（資産管理会社及びその他の機関投資家のグループにより提出された候補者名簿から選任）	ダリオ・フリジェリオ （1962年６月24日）	ミラノのボッコーニ大学を政治経済学で優秀な成績を収めて卒業（1986年）し、クレディト・イタリアーノでキャリアを始め、トレジャリー、自己勘定投資及びプライベート・バンキングを担当し（1988年から1995年まで）、その後、ジェスティ・クレディット・アセット・マネジメントで最高投資責任者を務め（1995年から1997年）、クレディット・ロロで最高投資責任者兼副ジェネラル・マネージャーを務めた（1997年から1998年）。ユーロプラス・リサーチ・アンド・マネジメントの最高経営責任者兼最高投資責任者（1998年から2000年）を経て、パイオニア・グローバル・アセット・マネジメントの最高経営責任者を務め（2001年から2010年）、同時にユニクレディットの副社長兼グローバル・ウェルス・マネジメント部門長として、資産運用、プライベート・バンキング及びオンライン・バンキングを担当した（2004年から2008年）。シティ・グループの資産運用部門EMEAエリア担当シニア・アドバイザー（2011年から2012年）の後、プレリオスSGRの最高経営責任者（2011年から2013年）、フィエラ・ミラノ財団の執行委員会副会長を務めた（2016年から2022年）。2013年より独立系コンサルタントとして、機関投資家、年金基金及び財団等の資産運用部門及び資産管理部門や、上場企業及び非上場企業のコーポレート・ガバナンス・ポリシーの策定を担当した。また、ウニクレディト・グループのイタリア及び海外の様々な企業で執行役員を務め（1996年から2010年）、ソージェフィ（2010年から2016年）、フルシックス（2011年から2015年）、レオナルド（2013年から2023年）、RCSグループ（2014年から2016年）、テレコム・イタリア・モバイル（2016年から2018年）、アトランティア（2019年から2023年）、Deaキャピタル（2019年から）等多数の上場企業及び非上場の企業で非常勤取締役、各種取締役会委員会の委員という役割を現在まで担ってきている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	アレッサンドロ・モンテドゥーロ （1970年５月３日）	経済銀行学を専攻してレッチェ大学を卒業し、2001年から2006年まで、また2008年から2013年まで、アルフレード・マントヴァーノ議員及びカルロ・デ・ステーファノ議員の私設秘書室長を務め、公安並びに高利貸しの予防及び取締りを含む、委任された様々な事項について支援及び助言を行った。2013年から2015年まで、代議院上級財務官であったステーファノ・ダンブルオーゾ議員の私設秘書室長を務めた。2015年から2024年まで、信教の自由に関する問題を扱い、世界各地で迫害を受けるキリスト教徒を支援する教皇庁法に基づく国際財団「エイド・トゥ・ザ・チャーチ・イン・ニード」のジェネラル・マネージャーを務めた。この期間中、国内外における提言活動及び資金調達活動を展開し、啓発イベントを企画するとともに、キリスト教のコミュニティが深刻な困難に直面している地域を訪問した。2017年には、イタリア外務省に創設された宗教の自由に関する監督機関のメンバーに任命された。2022年から2024年まで、アルフレード・マントヴァーノ議員が首相府の副大臣に任命されたことに伴い、同首相府において政治及び安全保障顧問を務めた。2024年５月より、イタリア共和国安全保障担当委任当局の官房長を務め、経済及び金融の安定、安全保障、サイバー攻撃並びに犯罪対策を含む幅広い分野について、情報保安省の高官等と継続的に連携している。また2024年より、サヘル、アフリカの角及び紅海にまで及ぶ広義の地中海地域（「Med」）、中東及び極東（「Or」）並びに南米の諸国とイタリアとの間の結付き、交流及び国際関係を強化することを目的とするMedOr財団の戦略委員会のメンバーも務めている。	なし
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	フェデリカ・セガンティ （1966年５月29日）	政治学の優秀な成績でトリエステ大学を卒業した後、同大学で金融学の博士号を取得し、MIBトリエステ経営大学院で国際ビジネスのMBAを取得した。現在は、MIBトリエステ経営大学院において金融学の教授、リスク管理及び金融学のコーポレート・マスターのディレクター及び保険及びリスク管理の修士課程のプログラム・ディレクターを務めるとともに、ウーディネ大学において保険及び銀行業務の教授を務めている。金融サービスの監督分野において、国内及び欧州の双方のレベルで豊富な経験を有しており、国内では、2003年から2008年までCOVIP（年金基金監督委員会）の委員を務め、欧州レベルでは、まず2008年から2010年までCEIOPS（欧州保険及び企業年金監督者委員会)の諮問機関のメンバーを務め、その後、2010年から2016年までEIOPA（欧州保険及び企業年金監督機構）の企業年金利害関係者グループのメンバーを務めた。2019年より、フリウリアS.p.A（フリウリ・ヴェネツィア・ジュリア州の金融機関）の会長兼最高経営責任者を務めている。上場か非上場を問わず複数の企業において、非業務執行取締役及び様々な取締役会委員会の委員長又は委員を歴任し、現在も務めており、これには、バンコポスタ・フォンディSGR（2022年から2025年）、エニ（2023年から2026年）、ユーリゾン・キャピタルSGR（2013年から2022年）、フィンカンティエーリ（2019年から2022年）、ヘラ（2017年から2023年）、ネクシ（2025年から）及びレヴォ（2025年から）が含まれる。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（資産管理会社及びその他の機関投資家のグループにより提出された候補者名簿から選任）	アレッサンドラ・スタビリーニ（1970年11月５日）	ミラノ大学法学部を卒業（1995年）して、シカゴ大学法学修士号（2000年）、ミラノ・ボッコーニ大学商法博士号（2003年）を取得した。学術分野では、商法研究員（2004年から）及びミラノ大学非常勤教授を歴任し、国際コーポレート・ガバナンス（2011年から2016年）、企業利益、企業の社会的責任及び財務報告（2016年から2018年）、並びに企業統治、企業の社会的責任（2018年から）の講義を担当した。専門分野では、アドヴァント・NCTM・ストゥディオ・レガーレのエクイティ・パートナーを務め（2015年から2022年）、2022年にはミラノにスタビーレックス法律事務所を設立し、経営している。主に会社法（特に上場企業）、金融市場法、銀行法及びコーポレート・ガバナンスを扱っている。ミラノ仲裁会議所から任命された仲裁人を務めている。現在、エンジニアリング（2025年から）、サルチェフ・グループ（2024年から）、コイマSGR（2022年から）及びバンカ・アイデクサ（2020年から）の非常勤取締役及び各種取締役会委員を務めており、過去には特にユニユーロ（2019年から2025年）、チェルヴェド（2019年から2021年）、GIMATT（2017年から2019年）、バンカ・ウィディバ（2014年から2019年）で同様の役職を歴任している。また、日立レールSTS（2017年から、2023年から監査役会議長を務めている。）及びイリー・カフェ（2021年から）の常勤監査役であり、過去にはパルマラット（2013年から2017年）、フィンテクナ（2014年から2017年）、ブルネロ・クチネリ（2014年から2023年）、及びヌオヴァ・バンカ・デレ・マーケ（2015年から2017年）において同様の役職に就いている。また、イタリア銀行からの任命により、SIM及びSGRの清算人及び監視委員会のメンバーとして複数の役職を歴任し、現在もその地位にある。ネドコミュニティ（イタリアの非常勤取締役協会）の取締役会メンバー（2014年から2022年）及び副会長（2016年から2022年）、並びにエコダ（欧州取締役協会連合）の取締役会メンバー（2019年から2022年）及び政策委員会（2018年から2023年）の役職を務めた。	なし

(b) 法定監査役

当社の法定監査役会の正規の構成員３名（2025年５月22日開催の株主総会により選任され、任期は３年間で、2027年12月31日現在の財務書類の承認をもって満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、略歴、そして当社が受領した連絡及び関係者からの情報収集の結果、当社の認識する限り、2026年５月12日現在で所有する当社普通株式の数は、以下のとおりである。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
法定監査役会議長（機関投資家のグループにより提出された派候補者名簿から選任）	ピエールルイジ・パーチェ （1962年11月14日）	1986年にローマのルイス大学経済経営学部卒業し、1987年にルイスビジネススクールで税法の修士号を取得した。 公認会計士及び監査人の資格を有する。1989年より自身の専門事務所を設立し、イタリア国内外の企業及び事業体に対し、予算及び財務書類の作成並びに企業再編の支援、並びに評価業務及び専門的な意見書の提供等、経済の様々な分野における税務支援を行っており、確かな経験を積んでいる。 1996年よりローマ裁判所の専門コンサルタントを務めている。上場企業のコーポレート・ガバナンスに関する様々な側面について幅広い研修を受けている。 専門家として活動する中で、様々な分野で事業を展開するイタリアの重要企業の管理機関及び監督機関の要職を歴任し、現在もその地位にある。特に、エルベンチャー・グループの取締役会メンバー（2018年から2021年）、イタルガス（2019年から2022年）、トッズ（2022年から2025年）及びサルチェフ・グループ（2022年から2025年）の法定監査役会議長並びにカンパリの補欠法定監査役（2019年から2022年）の役職を務めた。現在は、バンカ・モンテ・デイ・パスキ・ディ・シエナ及びディープ・オーシャン・キャピタルSGRの法定監査役会議長及びセーブ・ザ・チルドレンの正規法定監査役を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
正規法定監査役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	モニカ・シピオ（1971年２月４日）	1995年にローマ・ラ・サピエンツァ大学経済経営学部を最優秀の成績で卒業した。 公認会計士及び監査人の資格を有する。グラント・ソントン及びデロイトのネットワーク内並びにフリーランスの専門家として、金融機関並びに主に産業、インフラ及び運輸セクターで事業を営む企業に対する行政・税務コンサルティングの分野で、25年超の経験を積んでいる。 この専門知識は、企業戦略策定並びに内部統制及びリスク管理における豊富な経験とともに培われたものである。 2013年から2020年まで、フェデリコ２世ナポリ大学経済経営学部の契約教授を務め、カンパニア州公認会計士協会が主催する専門会議のスピーカーも務める。 イタリアの重要企業の管理機関及び監督機関の役職を歴任し、現在もその地位にある。特に、サチェ（2019年から2022年）、サチェBT（2020年から2025年）、バンカ・ウィディバ（2020年から2023年）及びインヴィミットSGR（2021年から2024年）の取締役、並びにズヴィルッポ・ラヴォロ・イタリアの正規法定監査役（2021年から2024年）を務めた。現在は、アクサ・エムピーエス・アシクラツィオニ・ダンニ及びバンカ・スタビエーゼの取締役会のメンバーであり、エディル・サン・フェリーチェの法定監査役会議長、インフラテル・イタリアの正規法定監査役、並びにレオナルドの補欠法定監査役を務めている。	なし
正規法定監査役（株主であるMEFにより提出された名簿から削除）	モーロ・ザニン（1966年１月13日）	1989年にローマのルイス大学経済経営学部を優秀な成績で卒業した。 公認会計士及び監査人の資格を有する。2018年にネクサムエスティーピー・ソシエタ・トラ・プロフェッショニスティ（専門家パートナーシップ）に改組したステルン・ザニン事務所の創設者であり、現在は最高経営責任者を務める。 全国で150超の専門機関を統合するネクサムネットのネットワークの推進者でもある。 M&A及びプライベート・エクイティ取引を専門とし、税務及び企業コンサルティングに豊富な経験を持つ。 専門家として活動する中で、インフラ、電気通信、運輸及びサービスを含む様々な分野で事業を展開する企業の制御機関及び管理機関で数多くの役職を歴任した。現在は、インヴィタリア国立開発庁の法定監査役会議長、エニ、ファイバーコップ及びその子会社数社の正規法定監査役を務める。	なし

(3)【監査の状況】

(a) 法定監査役

「第一部－第５－３－(1)－②－3．法定監査役会」及び「第一部－第５－３－(2)－(b)法定監査役」を参照のこと。

(b) 内部監査

「第一部－第５－３－(1)－②」の「2．委員会－2.3 統制・リスク委員会」、「4．内部統制及びリスク管理制度」及び「5．企業会計書類の作成を担当する役員」を参照のこと。

内部統制及びリスク管理制度（ICRMS）は、当社の持続可能的な成功に貢献するために、当グループ内の主な会社リスクの特定、測定、管理及び監視を目的とした、一連の規則、手続及び組織的事業体から構成される。

ICRMSには、以下の主体が関与している。

・取締役会（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会」の「1.1 現在の構成及び任期」及び「1.3 役割及び機能」を参照のこと。）
・統制・リスク委員会（「第一部－第５－３－(1)－②－2．委員会－2.3 統制・リスク委員会」を参照のこと。）
・取締役会会長（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会－1.6 会長」を参照のこと。）
・ICRMSを担当する取締役（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会－1.7 最高経営責任者」を参照のこと。）
・法定監査役会（「第一部－第５－３－(1)－②－3．法定監査役会－3.1 現在の構成及び任期」を参照のこと。）
・監査機能の責任者
・第２レベル統制制度
・担当する役員（「第一部－第５－３－(1)－②－5．企業会計書類の作成を担当する役員」を参照のこと。）
・監督機関
・従業員

「監査」機能に関して、2014年７月から「監査」機能の責任者を務めていたシルヴィア・フィオリに代わって、2024年６月、取締役会により「監査」機能の責任者として任命されたアンナ・スピーナが現在は同職を務めている。

取締役会は、2013年11月、エネル・グループに関連する主なリスクが正しく特定され、十分に測定され、管理され、監視されるようにするため、ICRMSのガイドラインを承認した（その後、2015年２月、2016年２月及び2023年12月に更新された。）。詳細は、「第一部－第５－３－(1)－②－4．内部統制及びリスク管理制度」を参照のこと。さらに、2015年２月、取締役会は、内部監査機関により発行された専門家基準及び上場会社のベストプラクティス、並びにICRMSのガイドラインの内容に沿って、監査規定を含む文書を承認した（その後、2022年２月に更新された。）。かかる監査規定は、当社のウェブサイト上でも閲覧できる。

(c) 外部監査

監査法人KPMGエスピーエーは、エネルの年次財務書類及び当グループの連結財務書類に係る法定監査を委任されている。
当該監査業務に関与した補助者の人数は、６名である。
かかる監査法人への委任は、2019年５月16日の定時株主総会により、法定監査役会の提案に基づき、2020年度から2028年度に関して、承認された。
エネルの法定の連結財務書類に係る監査について責任を負うパートナーは、ダヴィデ・ユティリである。
「第一部－第５－３－(1)－②－6．外部統制」を参照のこと。

(d) 監査報酬

①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容

区分	2024年		2025年	
	監査証明業務に基づく報酬（百万ユーロ）	非監査業務に基づく報酬（百万ユーロ）	監査証明業務に基づく報酬（百万ユーロ）	非監査業務に基づく報酬（百万ユーロ）
提出会社	0.5	1.9	0.6	1.8
連結子会社	11.2	3.2	11.3	3.0
計	11.7	5.1	11.9	4.8

②その他の重要な報酬の内容

監査及び監査関連業務に関するその他の重要な報酬はない。

③外国監査公認会計士等による非監査業務の内容

非監査業務の報酬は、その他の予定された取引に関して履行された手続について請求され又は請求される予定の合計金額である。

④外国監査公認会計士等の監査報酬に関する決定方針

監査証明業務に基づく報酬は、法定監査役会の提案に基づき、定時株主総会により承認される。
非監査業務に基づく報酬は、法定監査役会との合意の上、内部統制委員会により承認される。

(4)【役員の報酬等】

「第一部－第５－３－(1)－②－1.14 報酬」を参照のこと。

(5)【株式の保有状況】

該当なし。

第６【経理の状況】

エネル・エスピーエー（以下「エネル」又は「当社」という。）は、イタリアの法令で認められているように、欧州連合により導入された国際財務報告基準（以下「EU版IFRS」という。）に基づき連結財務書類及び個別財務書類を作成している。当社は、本国において年次報告書により財務書類を開示している。

本書記載の当社の和文の年次連結財務書類及び個別財務書類は、かかる年次報告書に掲載された原文の年次連結財務書類及び個別財務書類を翻訳したものである。EU版IFRSと日本における会計原則及び会計慣行の主な相違点に関しては、本項末尾に記載の「日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違」に説明されている。

本項には、2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在、並びに2025年12月31日及び2024年12月31日に終了した２年間の会計期間の当社の年次連結財務書類及び個別財務書類の日本語訳を掲載している。当該年次連結財務書類及び個別財務書類は、「財務諸表等の用語、様式及び作成方法に関する規則」（昭和38年大蔵省令第59号）（以下「財務諸表等規則」という。）第328条第１項の規定の適用を受けている。

原文の当年度及び前年度の財務書類は、独立登録会計事務所であるKPMG SpAの監査を受けており、かかる会計監査人の監査報告書及び同意書が本書に添付されている。

なお、上記独立登録会計事務所による監査を受けたことにより、当社の原文の財務書類は「財務諸表等の監査証明に関する内閣府令」（昭和32年大蔵省令第12号）第１条の２の規定で定めるところの、監査証明に相当すると認められる証明を受けたとみなされるため、金融商品取引法第193条の２第１項第１号の規定にもとづき、本邦の公認会計士又は監査法人による監査証明を受けていない。

当社の原文の財務書類は、ユーロで表示されている。以下の連結財務書類及び個別財務書類で表示された主要な計数についての円換算金額は、財務諸表等規則第331条の規定に基づき、2026年6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である１ユーロ＝185.66円の換算レートで換算したものである。

上記の主要な計数の円換算額及び本項末尾に記載の「日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違」に関する記載は当社の原文の財務書類に含まれておらず、従って上記独立登録会計事務所の監査報告書の対象に含まれていない。

1【財務書類】
A.連結財務諸表

連結損益計算書
2025年12月31日及び2024年12月31日に終了した年度

		2025年				2024年			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
収益									
販売及びサービスから生じた収益	10.a	78,057	144,921	5,967	11,078	73,914	137,229	5,328	9,892
その他の収益	10.b	2,289	4,250	7	13	5,033	9,344	82	152
	［小計］	**80,346**	**149,170**			**78,947**	**146,573**		
売上原価									
電力、ガス及び燃料	11.a	33,869	62,881	7,854	14,582	30,282	56,222	8,714	16,178
サービス及びその他の原材料	11.b	19,455	36,120	3,969	7,369	19,240	35,721	3,820	7,092
人件費	11.c	4,740	8,800			4,938	9,168		
営業債権及びその他の債権に係る正味減損損失／（戻入）	11.d	1,106	2,053			1,323	2,456		
減価償却費、償却費及びその他の減損損失	11.e	9,434	17,515			7,249	13,458		
その他の営業費用	11.f	4,215	7,826	236	438	3,940	7,315	212	394
資産計上された費用	11.g	(3,259)	(6,051)			(3,042)	(5,648)		
	［小計］	**69,560**	**129,145**			**63,930**	**118,692**		
商品契約から生じた純損益	12	**747**	**1,387**	13	24	**477**	**886**	3	6
営業利益		**11,533**	**21,412**			**15,494**	**28,766**		
デリバティブから生じた金融収益	13	871	1,617			2,720	5,050		
その他の金融収益	14	4,169	7,740	103	191	2,409	4,473	209	388
デリバティブから生じた金融費用	13	3,092	5,741			1,023	1,899		
その他の金融費用	14	5,180	9,617	88	163	7,828	14,533	100	186
ハイパーインフレから生じた純利益	14	163	303			321	596		
持分法による投資利益／(損失)	15	(74)	(137)			(210)	(390)		
税引前利益		**8,390**	**15,577**			**11,883**	**22,062**		
法人所得税等	16	2,773	5,148			3,654	6,784		
継続事業からの利益		**5,617**	**10,429**			**8,229**	**15,278**		
親会社株主帰属分		4,261	7,911			7,016	13,026		
非支配持分帰属分		1,356	2,518			1,213	2,252		
非継続事業から生じた利益／（損失）	7	**(36)**	(67)			**-**			
親会社株主帰属分		(36)	(67)			-			
非支配持分帰属分		-				-			
当期純利益（親会社株主及び非支配持分に帰属する損益）		**5,581**	**10,362**			**8,229**	**15,278**		
親会社株主帰属分		4,225	7,844			7,016	13,026		
非支配持分帰属分		1,356	2,518			1,213	2,252		
1株当たり利益	17								
基本的1株当たり利益	17								
基本的1株当たり利益		0.39	1			0.67	1		
継続事業から生じた基本的1株当たり利益		0.39	1			0.67	1		
基本的1株当たり非継続事業利益		-				-			
希薄化後1株当たり利益	17								
希薄化後1株当たり利益		0.39	1			0.67	1		
継続事業から生じた希薄化後1株当たり利益		0.39	1			0.67	1		
非継続事業の希薄化後1株当たり利益		-				-			

連結包括利益計算書

		2025年		2024年	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
当期純利益		**5,581**	**10,362**	**8,229**	**15,278**
後に純損益に振替えられる可能性のあるその他の包括利益／（損失）（税効果控除後）					
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分		466	865	(628)	(1,166)
ヘッジ費用の公正価値変動額		(21)	(39)	225	418
持分法適用会社のその他の包括利益／損失に対する持分		1	2	(35)	(65)
FVOCIで測定される金融資産の公正価値変動額		(12)	(22)	14	26
為替換算調整勘定変動額		(1,994)	(3,702)	(1,812)	(3,364)
売却目的保有／非継続事業に分類された非流動資産及び処分グループに関して、後に純損益に振替えられる可能性のあるその他の包括利益累計額		(85)	(158)	(41)	(76)
後に純損益に振替えられることのないその他の包括利益／(損失)（税効果控除後）					
確定給付制度に係る負債／（資産）純額の再測定		132	245	127	236
他の会社に対する持分投資の公正価値変動額		(15)	(28)	109	202
売却目的保有／非継続事業に分類された非流動資産及び処分グループに関して、後に純損益に振替えられることのないその他の包括利益累計額		-		-	
当期その他の包括利益／（損失）合計	36	**(1,528)**	**(2,837)**	**(2,041)**	**(3,789)**
当期包括利益／（損失）		**4,053**	**7,525**	**6,188**	**11,489**
帰属先：					
- 親会社株主		3,021	5,609	5,275	9,794
- 非支配株主持分		1,032	1,916	913	1,695

連結財政状態計算書

資産		2025年12月31日現在				2024年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
非流動資産									
有形固定資産	18	93,675	173,917			94,584	175,605		
投資不動産	21	29	54			30	56		
無形資産	22	15,132	28,094			15,837	29,403		
のれん	23	13,051	24,230			12,850	23,857		
繰延税金資産	24	8,830	16,394			9,025	16,756		
持分法で会計処理されている投資	25	1,317	2,445			1,456	2,703		
非流動金融デリバティブ資産	26	1,170	2,172	-		2,003	3,719	2	4
非流動契約資産	27	632	1,173			523	971		
その他の非流動金融資産	28	8,472	15,729	1,103	2,048	7,607	14,123	864	1,604
その他の非流動資産	30	2,064	3,832	108	201	1,937	3,596	3	6
	［合計］	**144,372**	**268,041**			**145,852**	**270,789**		
流動資産									
棚卸資産	32	3,301	6,129			3,643	6,764		
営業債権	33	14,555	27,023	1,018	1,890	15,941	29,596	1,486	2,759
流動契約資産	27	135	251			193	358		
法人所得税資産		399	741			787	1,461		
流動金融デリバティブ資産	26	2,408	4,471	-		3,512	6,520		
その他の流動金融資産	29	3,941	7,317	958	1,779	4,854	9,012	1,964	3,646
その他の流動資産	31	3,386	6,286	38	71	3,891	7,224	102	189
現金及び現金同等物	34	5,065	9,404			8,051	14,947		
	［合計］	**33,190**	**61,621**			**40,872**	**75,883**		
売却目的保有に分類された資産（又は処分グループ）	35	**1,095**	**2,033**			**415**	**770**		
資産合計		**178,657**	**331,695**			**187,139**	**347,442**		

負債及び株主資本		2025年12月31日現在				2024年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
親会社の所有者に帰属する持分									
資本金		10,167	18,876			10,167	18,876		
負の自己株式準備金		(1,077)	(2,000)			(78)	(145)		
その他の準備金		7,001	12,998			5,651	10,492		
利益剰余金		15,977	29,663			17,991	33,402		
	［合計］	**32,068**	**59,537**			**33,731**	**62,625**		
非支配持分		**14,737**	**27,361**			**15,440**	**28,666**		
株主資本合計	36	**46,805**	**86,898**			**49,171**	**91,291**		
非流動負債									
長期借入金	37	56,983	105,795	747	1,387	60,000	111,396	651	1,209
従業員給付	38	1,127	2,092			1,614	2,997		
リスク及び費用に対する引当金（非流動部分）	39	6,273	11,646			6,501	12,070		
繰延税金負債	24	7,813	14,506			7,951	14,762		
非流動金融デリバティブ負債	26	3,314	6,153	3	6	2,915	5,412	8	15
非流動契約負債	27	5,495	10,202	19	35	5,682	10,549	17	32
その他の非流動金融負債	41	565	1,049			205	381		
その他の非流動負債	43	3,219	5,976	-		3,287	6,103		
	［合計］	**84,789**	**157,419**			**88,155**	**163,669**		
流動負債									
短期借入金	37	2,975	5,523	9	17	3,645	6,767	9	17
1年内返済予定の長期借入金	37	8,803	16,344	119	221	7,439	13,811	111	206
リスク及び費用に対する引当金（流動部分）	39	1,276	2,369			1,333	2,475		
営業債務	40	11,827	21,958	1,502	2,789	13,693	25,422	2,736	5,080
法人所得税負債		541	1,004			1,589	2,950		
流動金融デリバティブ負債	26	2,343	4,350	-		3,584	6,654	6	11
流動契約負債	27	2,833	5,260	59	110	2,448	4,545	37	69
その他の流動金融負債	42	910	1,690	3	6	845	1,569	1	2
その他の流動負債	44	14,799	27,476	36	67	15,087	28,011	42	78
	［合計］	**46,307**	**85,974**			**49,663**	**92,204**		
売却目的保有に分類される処分グループに含まれる負債	35	**756**	**1,404**			**150**	**278**		
負債合計		**131,852**	**244,796**			**137,968**	**256,151**		
負債及び株主資本合計		**178,657**	**331,695**			**187,139**	**347,442**		

次へ

連結持分変動計算書（注記36）

	親会社株主に帰属する資本金及び準備金																																							
	資本金		資本準備金		負の自己株式準備金		資本性金融商品準備金 永久ハイブリッド債		法定準備金		その他の準備金		為替換算準備金		ヘッジ準備金		ヘッジ費用準備金		FVOCIで測定される金融商品から生じた準備金		持分法適用投資から生じた準備金		数理計算上の準備金		支配喪失を伴わない株主持分の売却から生じた準備金		非支配持分の取得から生じた準備金		利益剰余金		親会社株主帰属持分		非支配持分		合計	
	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
2023年12月31日現在	**10,167**	**18,876**	**7,496**	**13,917**	**(59)**	(110)	**6,553**	**12,166**	**2,034**	**3,776**	**2,341**	**4,346**	**(5,289)**	**(9,820)**	**(1,393)**	(2,586)	**(38)**	(71)	**10**	19	**(375)**	**(696)**	**(1,185)**	(2,200)	**(2,390)**	(4,437)	**(1,213)**	(2,252)	**15,096**	28,027	**31,755**	**58,956**	**13,354**	**24,793**	**45,109**	**83,749**
配当金支払額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4,367)	(8,108)	**(4,367)**	**(8,108)**	**(811)**	**(1,506)**	**(5,178)**	**(9,613)**
ハイブリッド債保有者への利息支払	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(246)	(457)	**(246)**	**(457)**	**-**		**(246)**	**(457)**
自己株式の購入	-	-	(26)	(48)	-	-	-	-	-	-	26	48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22)	(41)	**(22)**	**(41)**	**-**		**(22)**	**(41)**
自己株式による支払	-	-	7	13	-	-	-	-	-	-	(7)	(13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	13	**7**	**13**	**-**		**7**	**13**
株式報酬準備金（LTI賞与）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		**3**	**6**	**-**		**3**	**6**
資本性金融商品-永久ハイブリッド債	-	-	-	-	592	1,099	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		**592**	**1,099**	**-**		**592**	**1,099**
貨幣性項目の修正再表示（IAS第29号）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	507	**941**	**507**	**941**	**335**	**622**	**842**	**1,563**
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	236	438	5	9	-		-		6	11	-		-		-		-		**247**	**459**	**(304)**	**(564)**	**(57)**	**(106)**
非支配持分における取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(4)	10	19	(6)	(11)	-		-		-		(15)	(28)	(7)	(13)			**(20)**	**(37)**	**1,953**	**3,626**	**1,933**	**3,589**
当期包括利益／（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,297)	(2,408)	(850)	(1,578)	226	420	122	227	(35)	(65)	93	173	-		-		7,016	**13,026**	**5,275**	**9,794**	**913**	**1,695**	**6,188**	**11,489**
内訳：																																				**0**
- その他の包括利益／（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,297)	(2,408)	(850)	(1,578)	226	420	122	227	(35)	(65)	93	173	-		-		-		**(1,741)**	**(3,232)**	**(300)**	**(557)**	**(2,041)**	**(3,789)**
- 当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,016	13,026	**7,016**	**13,026**	**1,213**	**2,252**	**8,229**	**15,278**

| | 親会社株主に帰属する資本金及び準備金 | | |

連結キャッシュ・フロー計算書

		2025年				2024年			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
当期純利益		**5,581**	**10,362**			**8,229**	**15,278**		
調整：									
営業債権及びその他の債権の正味減損／（戻入）	11.d	1,062	1,972			1,323	2,456		
減価償却費、償却費及びその他の減損損失	11.e	9,478	17,597			7,249	13,458		
金融（収益）／費用（純額）	13-14	3,069	5,698			3,401	6,314		
持分法で会計処理されている投資から生じた正味（利得）／損失	15	74	137			210	390		
法人所得税等	16	2,773	5,148			3,654	6,784		
正味運転資本の変動		(1,316)	(2,443)			(1,108)	(2,057)		
- 棚卸資産	32	356	661			558	1,036		
- 営業債権	33	310	576	468	869	490	910	(220)	(408)
- 営業債務	40	(1,471)	(2,731)	(1,234)	(2,291)	(2,451)	(4,551)	(93)	(173)
- その他の契約資産	27	54	100			20	37		
- その他の契約負債	27	246	457	22	41	209	388	(16)	(30)
- その他の資産／負債		(811)	(1,506)	715	1,327	66	123	(736)	(1,366)
引当金の繰入		836	1,552			1,377	2,557		
引当金の目的使用	39	(1,776)	(3,297)			(1,698)	(3,153)		
受取利息及びその他の受取済金融収益	13-14	1,665	3,091	103	191	2,103	3,904	209	388
支払利息及びその他の支払済金融費用	13-14	(4,212)	(7,820)	(88)	(163)	(5,276)	(9,795)	(100)	(186)
商品の測定から生じた正味（収益）／費用		(210)	(390)			(16)	(30)		
法人所得税の支払額	16	(3,542)	(6,576)			(3,912)	(7,263)		
正味キャピタル・ゲイン		444	824			(2,313)	(4,294)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(A)		**13,926**	25,855			**13,223**	24,550		
うち非継続事業		-				-			
有形固定資産投資額	18-21	(8,506)	(15,792)			(8,931)	(16,581)		
無形資産投資額	22	(1,125)	(2,089)			(1,235)	(2,293)		
資本補助金の受領		483	897			1,135	2,107		
非流動契約資産投資額		(1,042)	(1,935)			(844)	(1,567)		
現金及び現金同等物控除後の会社（又は事業）への投資額	8	(1,089)	(2,022)			-			
現金及び現金同等物控除後の会社（又は事業）売却額	8	53	98			5,622	10,438		
その他の投資活動における（増加）／減少		154	286			145	269		
投資活動によるキャッシュ・フロー（B）		**(11,072)**	(20,556)			**(4,108)**	(7,627)		
うち非継続事業		-				-			
新規長期借入による収入		9,356	17,370			6,017	11,171		
借入金返済による支出		(7,654)	(14,210)	104	193	(10,430)	(19,364)	(2)	(4)
純金融債務におけるその他の変動		(400)	(743)			(691)	(1,283)		
支配喪失を伴わない持分投資の売却による収入		167	310			1,944	3,609		
支配の変動を伴わない、株主持分の取得による支出及び非支配持分におけるその他の取引による支出		16	30			(22)	(41)		
永久ハイブリッド債の発行		1,974	3,665			889	1,651		
永久ハイブリッド債の償還		(900)	(1,671)			(297)	(551)		
自己株式の購入		(1,947)	(3,615)			(27)	(50)		
配当及び中間配当の支払による支出		(5,794)	(10,757)			(5,126)	(9,517)		
ハイブリッド債保有者への利息支払		(266)	(494)			(246)	(457)		
財務活動によるキャッシュ・フロー(C)		**(5,448)**	(10,115)			**(7,989)**	(14,832)		
うち非継続事業		-				-			
現金及び現金同等物に係る為替変動の影響（D）		**(282)**	**(524)**			**(74)**	(137)		
現金及び現金同等物における増加／（減少）（A+B+C+D）		**(2,876)**	**(5,340)**			**1,052**	1,953		
現金及び現金同等物期首残高(1)		8,195	15,215			7,143	13,262		
現金及び現金同等物期末残高(2)		5,319	9,875			8,195	15,215		

(1) このうち、現金及び現金同等物が2025年1月1日現在で8,051百万ユーロ（2024年1月1日現在6,801百万ユーロ）、短期有価証券が2025年1月1日現在で138百万ユーロ（2024年1月1日現在81百万ユーロ）、「売却目的保有に分類された資産」に係る現金及び現金同等物が2025年1月1日現在で6百万ユーロ（2024年1月1日現在261百万ユーロ）である。

(2) このうち、現金及び現金同等物が2025年12月31日現在で5,064百万ユーロ（2024年12月31日現在8,051百万ユーロ）、短期有価証券が2025年12月31日現在で231百万ユーロ（2024年12月31日現在138百万ユーロ）、「売却目的保有に分類された資産」に係る現金及び現金同等物が2025年12月31日現在で24百万ユーロ（2024年12月31日現在6百万ユーロ）である。

前へ　次へ

連結財務諸表に関する注記事項

表示基準

注記1.連結財務諸表の様式及び内容

エネル・エスピーエーはイタリア、ローマのViale Regina Margherita 137にその登録住所を持ち、1999年以来ミラノ証券取引所に上場している。
2025年度において社名の変更はなかった。
エネルは、多国籍エネルギー企業であり、特にヨーロッパ及びラテンアメリカに重点を置いた、電力及びガス業界における世界でも屈指の企業グループである。
当グループの2025年12月31日現在及び同日に終了した連結会計年度の連結財務諸表は、エネル・エスピーエー、その子会社、及び当グループ（以下「当グループ」）が保有する関連会社及びジョイント・ベンチャーの財務諸表、並びにジョイント・オペレーションの資産、負債、費用及び収益に対する当グループの持分から構成されている。
連結の範囲に含まれる子会社、関連会社、ジョイント・オペレーション及びジョイント・ベンチャーのリストは添付されている。
当該連結財務諸表は、2026年3月19日の取締役会において承認され、公表されている。
当該連結財務諸表はKPMG SpAによって監査を受けている。

表示基準

2025年12月31日に終了した会計年度における当グループの連結財務諸表は、国際会計基準審議会 (IASB) が公表した国際会計基準 (国際会計基準-IAS及び国際財務報告基準-IFRS)、並びに欧州連合において規則 (EC) No.1606/2002に従って承認されたIFRS解釈委員会 (IFRSIC) 及び常任解釈委員会 (SIC) の解釈に準拠して作成されており、当該会計年度末現在において有効なものである。当該基準や解釈は全て以下、「EU版IFRS」という。
連結財務諸表は、2005年2月28日制定の政令第38号第9条第3項の基準にも準拠して作成されている。
連結財務諸表は、連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結財政状態計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書、及び関連する注記より構成されている。
財政状態計算書で報告される資産及び負債は「流動／非流動基準」に基づいて分類され、売却目的で保有される資産と売却目的で分類される処分グループに含まれる負債は個別に報告される。現金及び現金同等物を含む流動資産は、当グループの正常営業循環期間内に現金化、売却又は消費することを意図している資産であり、流動負債は、当グループの正常営業循環期間内に決済されると見込まれる負債である。
損益計算書は、その性質に基づき費用を分類しており、親会社の所有者及び非支配持分に帰属する、継続事業からの純損益及び非継続事業からの純損益を別掲している。

連結キャッシュ・フロー計算書は間接法により作成されており、非継続事業に係る営業活動、投資活動及び財務活動によるキャッシュ・フローは区分して別掲している。具体的には、キャッシュ・フロー計算書は総額ベースで表示され、非現金取引は含まれていない。

特に、当グループは、項目の分類においてIAS第7号の規定から逸脱していない。

- ＞ 営業活動によるキャッシュ・フローには、中核事業からのキャッシュ・フロー、貸付金及び借入金の利息、並びに関連会社又はジョイント・ベンチャーから受領した配当を計上している。
- ＞ 投資活動によるキャッシュ・フローには、有形固定資産及び無形資産への投資、並びに当該資産及びサービス委譲契約に関連した契約資産の処分によって構成される。当グループが支配権の取得又は喪失時の企業結合、及びその他の重要でない投資の影響も含まれる。

- **財務活動によるキャッシュ・フローには、負債管理取引及びリース取引、親会社株主及び非支配持分に支払われた配当及び中間配当、並びに関係する会社の支配の状況を変化させない非支配持分の取引による影響が含まれる。**
- **現金及び現金同等物に対する為替レートの影響を報告するために別項目を用いており、営業活動によるキャッシュ・フローへの影響を中立化するため純損益に対する影響は全額を消去している。**

キャッシュ・フロー計算書で報告されているキャッシュ・フローの詳細については、注記45「キャッシュ・フロー」を参照のこと。

連結財務諸表は、個別項目ごとに適用される測定基準で説明されているIFRSに準拠した公正価値で測定される項目、及び低価法で測定される売却目的で保有されている非流動資産及び処分グループに分類されるものを除き、原価法を用いて継続企業を前提に作成されている。

連結財務諸表は、親会社であるエネル・エスピーエーの機能通貨であるユーロで表示されている。他に明記されていない限り、全ての数値は百万ユーロで表示されている。

連結損益計算書、連結財政状態計算書及び連結キャッシュ・フロー計算書は、関連当事者との取引を報告しており、関連当事者の定義は注記2.2「重要な会計方針」に記載している。

連結財務諸表は前年度の比較情報を提供している。

注記2.会計方針

2.1 見積りの使用及び経営者の判断

EU版IFRSに基づく連結財務諸表の作成にあたり、経営者は、報告日現在における収益、費用、資産及び負債の帳簿価額、これに関連する項目に係る開示、並びに偶発資産及び負債に影響を及ぼす可能性のある判断、見積り及び仮定を行うことが求められる。見積り及び経営者の判断は、当該状況において合理的と考えられる過去の経験及びその他の要因に基づくものである。これらは、資産及び負債の帳簿価額をその他の情報源から決定することが容易でない場合に策定される。従って、実際の結果は当該見積りとは異なる場合がある。見積り及び仮定は定期的に見直され、その見直しによる影響額は、当該期間にのみ関係するものである場合は純損益に反映される。見直しが現在及び将来の両方の期間に関係するものである場合には、当該見直しは、見直しが行われた期間及び関連する将来の期間に認識される。

個別財務諸表への理解を向上させるために、以下のセクションでは、見積りの使用により影響を受ける主な項目、及び経営者の判断が重要な程度まで反映される場合について、EU版IFRSに準拠して当該項目を測定するにあたり経営者が用いた主な仮定を明確にして分析する。当該評価の重要な要素は、本質的に不確実な事項に関する仮定と職業的専門家としての判断の利用である。

仮定及び判断の基礎となる状況の変化は、将来の業績に重大な影響を与える可能性がある。

連結財務諸表に含まれる情報は、国際会計基準審議会（IASB）が公表した実務記述書第2号「重要性の判断実施」の要件に従って実施された重要性分析に基づいて選択されている。

気候変動問題の影響に関しては、当グループは、気候変動が特定の会計上の項目の評価及び／又は測定において見積りを行うために利用される、方法論及びモデルを適用する際の暗黙の要素であると考えている。 また、当グループは、経営者による重要な判断において、気候変動の影響も考慮している。 この点に関し、2025年12月31日現在の連結財務諸表に含まれている見積り及び判断の影響を受ける主な項目は、エネルギー転換に関連する非金融資産及び債務の減損であり、これには特定の発電所の閉鎖措置及び敷地の原状回復が含まれる。 当該項目の詳細は、注記18「有形固定資産」、注記23「のれん」、及び注記39「リスク及び費用における引当金」を参照のこと。

見積りの使用

顧客との契約から生じた収益

最終消費者への電力及びガスの供給による収益は、電力又はガスが供給された時点で認識され、定期的な (かつ当該年度に係る) メーターの検針により測定された電力消費量又は販売業者及び送電業者から通知された計量に基づく請求金額に加えて、当該期間中に供給されたが請求されていない電力及びガスの見積額であって、配電網に供給された電力及びガスの量と当該期間中に請求された量との差額に相当するもの (配電網の損失を考慮したもの) が含まれる。最終検針日から年末までの間の収益は、主に過去の情報に基づき決定された個々の顧客の1日当たりの消費量の見積りに基づいており、見積り消費量に影響を与える可能性のある気候要因又はその他の事項を反映するように調整されている。

このような収益の詳細については、注記10を参照のこと。販売及びサービスから生じた収益

非金融資産の減損

有形固定資産、取得原価で測定された投資不動産、無形資産、使用権資産、のれん、及び関連会社／ジョイント・ベンチャーへの投資の帳簿価額が、回収可能価額、すなわち、処分コスト控除後公正価値と使用価値のいずれか高い方を上回る場合には、当該資産の減損が発生している。

資産の回収可能価額の検証は、注記23「のれん」で詳述されているように、IAS第36号の規定に基づいて行われる。

回収可能価額の算定に際しては、通常、使用価値基準、すなわち、処分から生じるものを含め、当該資産から生じると見込まれる将来キャッシュ・フローを、現在の市場評価、貨幣の時間的価値及び資産に特有のリスクを反映した税引前割引率で割引いた現在価値を適用している。

使用価値の算定に使用される将来キャッシュ・フローは、数量、収益、営業費用及び投資についての予測を含んだ、経営者が承認した最新の事業計画に基づいている。当該予測は向こう3年間を対象としている。それ以降の年度においては、以下を考慮する。

＞　キャッシュ・フローの算定において考慮される主な変数の長期的変遷に関する前提は、事業の特定の特徴に基づいている。

＞　長期成長率は、インフレ率及び/又は電力需要の成長率（国や事業の特性に応じて）と同等の水準に設定されており、いかなる場合でも対象市場の平均的な長期成長率を上回らない前提とされている。

さらに、経済予測や財務予測に高い不確実性がある場合、あるいは将来の結果の変動性が合理的に可能ないくつかのシナリオによって表現できる場合には、当グループは、IAS第36号に基づき、予想キャッシュ・フロー法を採用している。このアプローチでは、割引くべき全体的な予想キャッシュ・フローを設定するために、複数の確率加重シナリオを使用し、関連する場合には、営業上又は規制上の状況における内在的不確実性の影響を使用価値の見積りに反映させることができる。

当グループは、そのビジネスモデルに沿い、またエネルギー転換プロセスとの関連で、気候変動問題が、予想キャッシュ・フローを見積るために使用される合理的で裏付けのある仮定に影響を及ぼしているかどうかも慎重に評価している。具体的には、感応度分析のために、必要に応じて気候変動や長期的なエネルギー転換から生じる影響を考慮している。この点に関して、当グループは、国別のエネルギーモデルを考慮することにより、電力需要への影響を考慮するとともに、ポートフォリオ内の資産の水力発電、風力発電、太陽光発電の潜在的な発電性能に予想される影響を考慮し、関連する正規化されたフローのマージンに変動を適用している。

気候変動に関連する影響を考慮した資産の回収可能価額の見積りに用いた主な仮定に関する情報及び当該仮定の変更に関する情報は注記23「のれん」に記載されている。

金融資産の予想信用損失

各報告日において、当グループは、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及び分類に含まれる全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失引当金を認識している。

金融資産に対する損失引当金は、債務不履行リスクについての仮定及び予想信用損失の測定に基づいている。経営者は、当グループの過去の経験、現在の市況に加え、各報告期間の末日における将来の見通しに関する見積りに基づき、当該仮定の設定及び減損の計算に用いる情報の選択において判断を用いている。

予想信用損失 (ECL) は、デフォルト確率 (PD)、債務不履行損失 (LGD) 及び債務不履行エクスポージャー (EAD) を考慮して決定され、契約に従って支払われるべき全ての契約上のキャッシュ・フロー金額と、当初の実効金利 (EIR) で割引いて受け取ると予想される全てのキャッシュ・フロー金額 (全ての不足分を含む) との差額である。

予想信用損失を決定するために使用される一般的な簡便法の詳細については、注記47「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

当グループは、営業債権、契約資産及びリース債権について、特定の参照市場及び当該セクターの規制状況並びに90日後の回収見込みに基づき、予想信用損失の算定において、信用リスクの著しい増大を示す有効な指標と考えられる180日経過した債務不履行を定義として主に適用している。従って、90日を超えて延滞している金融資産は、特定の規制された市場を除いて、一般に債務不履行状態にあるとはみなされない。

営業債権及び契約資産については、特定の規制及び事業の状況を考慮して、主に特定のクラスターにグループ化することに基づく集合的アプローチを適用している。当グループは、営業債権が個別に重要であると経営陣が判断し、信用リスクの著しい増大に関する具体的な情報がある場合にのみ、分析的手法を適用している。

具体的な経営者の評価に基づき、ポートフォリオ又は金融商品のリスクに影響を及ぼす可能性のある将来の事象及びマクロ経済シナリオを反映するために、定性的及び定量的な情報を考慮して、将来の見通しに関する調整が適用されることがある。
主要な仮定及びインプットの詳細については、注記47「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

2012年法律第134/2012号制定後のイタリア国内の水力発電所の特定要素の減価償却可能額

大規模水力発電利権に関するイタリアの規制は、「簡素化法令」（2018年法令135号、2019年2月11日法令12号で批准）によって大幅に修正された。当該規制は、既存の委譲に適用された場合、委譲の終了時に、新たな委譲権保有者に無償で譲渡される資産もある可能性を反映するために、水力発電所における投資の耐用年数の見直しを必要とする多くの改革を導入した。しかし、これらのプラントの耐用年数を見積るにあたり、経営陣は、法的見解の支持を受けて、当グループ及びその他が速やかに行った不服申立ての予測される結果と、産業団体からも提起されている関連する憲法上の問題を考慮した。その結果、当社は、当該法制が適切な法廷の場で有効に認められるであろう重大な合憲性の問題を生じさせていると考えている。従って、経営者は、当該規制により導入された変更を反映させないことが適切であると判断し、最も現実的な見積りであると考えている、従前の規制制度の下で過去数年間行われてきたように引き続き発電所の耐用年数を測定した。
2012年8月11日、「成長のための緊急対策」を定める2012年8月7日付法律第134号が官報（Gazzetta Ufficiale）に掲載され、水力発電運営委譲に適用される規則の根本的変革が導入されることとなった。同法は、様々な規定の中でも特に、主要な水力発電用水路の運営委譲が終了する5年前、及び当該運営委譲の失効、放棄又は取消しがあった場合に、水力発電目的の使用と両立しない異なった目的に水を使用する有力な公共的利益が存在しないことを条件として、20年から最長30年までの範囲の期間にわたる運営委譲を有償で付与するための公開入札が管轄の公的機関によって行われることを定めている。
事業の継続性を確保するために、同法は、以下の各要素を充分に考慮して、撤退する運営委譲権保有者と付与機関との間の交渉における、決定すべき代価の支払と引換えに、撤退する運営委譲権保有者から新たな運営委譲権保有者に対し、委譲に関連する全ての法的関係を含む、運用委譲に必要な事業単位の所有権の移転方法も定めている。

- ＞ 水路及び発電所に適用される統合法（1933年12月11日付け政令第1775号第25条）の下、無償で放棄されるものとされている取水口、制御装置、導水路及び放水路において、通常減耗の減価後の再評価原価から、当該施設の建設に関連する運営委譲権保有者が受領した政府資本補助金の再評価額を控除した金額
- ＞ その他の有形固定資産は市場価値、すなわち通常減耗による見積り減価の控除後の再調達原価

当該新規制は、水力発電運営委譲権の運用に関する事業単位の所有権の譲渡について重要な変更を導入するものであるが、既存運営委譲権の終了時における回収可能な価値（残存価値）の信頼ある見積りの形成を許容しない不確実性に晒され、当該原則の実務適用は困難に直面する。
このため経営者は、残存価値について合理的かつ信頼性の高い見積を行うことはできないと結論づけた。
当該法令が新たな運営委譲権保有者が撤退する運営委譲権保有者に支払いを要請している事実は、経営者に、2012年法律第134/2012号以前（2011年12月31日終了年度までは、当該資産が無償で放棄されたものとして、減価償却期間は運営委譲権期間と個別の資産の耐用年数終了時までの期間との間の、より近い期間に相当する）に無償で放棄されたものとして分類された資産において減価償却期間の見直しを促し、減価償却計算はもはや委譲期間にわたることはないが、もし委譲期間を超える場合には、個々の資産の耐用年数にわたることになる。残存価額の算定を可能にする追加情報が入手可能になった場合、当該資産の帳簿価額は将来に向かって修正される。

金融商品の公正価値の決定

金融商品の公正価値は、市場において直接的に観察可能な価格が入手可能な場合はその価格に基づいて算定され、非上場の金融商品については、観察可能な市場インプットを最大限に活用する特定の評価手法（主に現在価値に基づく）を用いて決定される。まれな状況においてこれが不可能な場合には、経営者は測定される商品の性格を充分に考慮してインプットを見積る。

公正価値で測定する金融商品の詳細については、注記51「公正価値で測定する資産及び負債」を参照のこと。
IFRS第13号に従い、当グループは、取引先リスクに対応する金融商品の公正価値を調整するために、注記51「公正価値で測定される資産及び負債」で詳述されている方法を用いて、取引先（信用評価調整又はCVA）及び自社（債務評価調整又はDVA）の双方を信用リスクの測定に含めている。
インプット・データを見積る際の前提条件の変更は、それらの金融商品について認識される公正価値に影響を与える可能性がある。

年金及びその他の退職後給付

当グループの従業員の中には、給与履歴及び勤務年数に応じて給付される年金制度に加入している者がいる。また、特定の従業員は、その他の退職後給付制度に加入する資格も有している。
当該制度の費用及び負債は、年金数理人による見積りに基づいて計算され、過年度の統計データ及び将来の予想費用を含む統計的及び年金数理的な要素を合わせて計算に用いている。考慮されるその他の見積りの要素には、割引率、昇給率、インフレ率、医療費の動向の今後の展開に関する仮定とともに死亡率や退職率が含まれている。
当該見積りは、実際の医療費の実効コストの変動だけでなく、経済状況や市況の変化、退職率や加入者の寿命の増減により、実際の動向とは大きく異なる可能性がある。
そのような差異は、年金費用及びその他の関連費用の算定に重要な影響を与えうる。
数理計算上の主な前提条件の詳細については、注記38「従業員給付」を参照のこと。

リスク及び費用における引当金

リスク及び費用における引当金の詳細は注記39「リスク及び費用における引当金」を参照のこと。
注記56「偶発資産及び債務」は当グループの最も重要な偶発資産及び債務に関する情報も記載している。

訴訟
当グループは、通常遂行する事業に関連して民事、行政及び税務上の係争に関与しており、これらが多額の負債を発生させることがある。当該係争の結果を予測することは客観的に可能ではない。当該訴訟に伴うリスクの評価は複雑な要素に基づいており、こうした負債を偶発債務又は負債のいずれに分類するかについて、たとえ当グループを支援する外部顧問の助言を考慮に入れる場合でも、その性質により、経営者の判断が求められる。
不利な結果が生じる可能性が高く、損失額の合理的な見積りが可能であると顧問弁護士が判断した案件については、全ての重要な負債をカバーするために引当金を計上している。

廃止及び敷地の原状回復を含めた発電所に関連した義務
発電事業には、発電所の運転期間終了後に実施されなくてはならない将来の介入に関して事業者に対する義務が伴うことがある。
当該介入には、発電所の廃止及び敷地の原状回復、又は関係する発電技術の種類に関連したその他の義務が含まれることがある。こうした義務の性質は、用いられる会計処理に対して重要な影響を及ぼすこともある。
原子力発電所の場合には、その費用が廃炉、及び使用済燃料及びその他の放射性物質の保管の両方が関連しており、費用が最長100年まで見積られる長期間にわたり発生することから、将来の費用の見積りは重要なプロセスとなる。
義務は、財務的及び技術的仮定に基づき、当グループが引き受けた義務を充たすために支払わなくてはならないとみなす将来キャッシュ・フローを割引き計算される。
負債の現在価値を算定する際に用いられる割引率は税引前無リスク・レートであり、発電所が所在する国の経済的パラメーターに基づいている。当該負債は、測定日現在の技術に基づき経営者により数量化され、備蓄、廃止及び敷地の原状回復の技術の発展に加えて、衛生及び環境保護を定める法令の枠組みの継続的な進展を考慮して毎年見直しが行われる。

その後、債務の価値は、時間の経過及び見積りの変更を反映するように調整される。
廃止措置引当金及び敷地原状回復引当金の算定に用いられた割引率、割引前見積費用及びその時期の詳細については、注記39「リスク及び費用に係る引当金」を参照のこと。

不利な契約
不利な契約を特定するために、当グループは、契約に基づいて引き受けた義務（罰則を含む）、及び契約から得られると推定される経済的便益を履行するために必要な非裁量的費用を見積る。

リース
事前にリースに含まれる計算利子率が容易に判定できない場合には、当グループは、支払リース料の現在価値を算定するために、リース開始日の追加借入利子率（IBR）を用いる。これは、借手が同様の期間にわたり、同様の担保で、同様の経済環境において使用権資産と同様の価値を有する資産を取得するために必要な資金を借入れるために支払わなければならない金利のことである。観測可能な情報が入手できない場合、当グループは、リース条件及び借手固有の特定の見積りを反映する仮定をおいてIBRを見積っている。
当グループにおいて最も重要な判断の一つは、貸手に支払う必要がある支払リース料の現在価値を計算するために必要な当該IBRを算定することにある。
IBRを決定するための当グループのアプローチは、以下の3つの主要な要素の評価に基づいている。
＞　リース料のキャッシュ・フロー、リース契約が交渉された経済環境、リース期間を考慮したリスクフリー・レート
＞　親会社又はその他の保証を考慮して借手に固有のIBRを計算するための信用スプレッド調整。
＞　割引率が一般的な追加借入利子率ではなく原資産の種類に直接関連しているという事実をIBRの計算に反映するためのリースに関連する調整。特に貸手は原資産自体を取り戻す権利を有するため、貸手にとってのデフォルトのリスクは軽減されている。
リース負債に関する詳細は注記47「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

法人所得税等
繰延税金資産の回収
2025年12月31日現在の連結財務諸表は、税務上の欠損金、繰越税額控除に関する繰延税金資産、及び将来の回収可能性が極めて高いと経営者が判断した金額について繰延税金資産が計上されている。
当該資産の回収可能性は、税務上の欠損金を吸収し、他の繰延税金資産の便益を利用するに足る充分な将来利益を達成できるかどうかに左右される。
肯定的及び否定的な全ての証拠を考慮して繰延税金資産の回収可能性を判断し、認識可能な金額を算定するために、将来予測される課税所得の時期及び水準、並びに将来のタックス・プランニング戦略及び戻入日に適用される税率に基づき、経営者の重要な判断が求められる。しかしながら、当グループが認識済みの繰延税金資産の全額又は一部を将来において回収できる見込みがないことが認められた場合には、その結果の調整が当該状況の生じた年度の純損益に計上される。
繰延税金資産の回収可能性は毎期末に見直されている。認識されなかった繰延税金資産については、その認識条件を検証するため、報告日ごとに再評価される。

認識された又はされなかった繰延税金資産の詳細は、注記24「繰延税金資産及び負債」を参照のこと。

経営者の判断

オペレーティング・セグメントの識別

IFRS第8号の要件に従い、当グループの一次オペレーティング・セグメントは、以下の構成要素として識別される事業ラインによって表される。

＞　事業活動に従事し、そこから収益と費用（同じ事業体の他の構成要素との取引に関連する収益と費用を含む）を得る可能性のあるもの

＞　経営陣が、セグメントに配分される経営資源に関する意思決定を行い、業績を評価するために、定期的に営業成績をレビューするもの

＞　個別財務情報が入手可能なもの

資金生成単位（CGUs）の識別

減損テストにおいて、個々の資産について回収可能価額を決定できない場合、当グループは、ほぼ独立したキャッシュ・イン・フローを生み出す最小の資産グループを特定する。他の資産又は資産のグループからのキャッシュ・イン・フローとは概ね独立したキャッシュ・イン・フローを生成する資産の最小の集合がCGUとなる。

このようなCGUの特定には、資産と関連する事業の具体的な性質（地理的セグメント、事業セグメント、規制の枠組み等）に関する経営判断が含まれる。また、各CGUの資産は、経営陣がそれらの資産を管理・監視する方法、及び資産グループのキャッシュ・イン・フローが他の資産（又は資産グループ）に関連するキャッシュ・イン・フローからほぼ独立しているという証拠に基づいて識別される。

また、各CGUの資産は、経営陣がそれらの資産を管理及び監視する方法に基づいて特定される。特に、CGUの数と範囲は、当グループが実施する新たな企業結合及び組織再編の影響を反映するため、計画的に更新している。

これらの連結財務諸表で認識されたのれんの配分先として経営者が特定したCGU及びその認識基準は注記23「のれん」に記載されている。

非金融資産の耐用年数の決定

耐用年数が有限である有形固定資産及び無形資産の耐用年数を決定するにあたり、当社は、当該資産を用いて得られた資産に含まれる将来の経済的便益のみならず、資産の耐用年数が他の資産の耐用年数に依存している場合は、当該資産を使用して生成された製品又はサービスの物理的な減耗、技術的、商業的又はその他の陳腐化、当該資産の使用に係る法的又は類似の制限（例えば安全、環境、その他の制限）など、他の多くの要因も検討している。

また、当グループは、当該資産の耐用年数の見積りにあたり、パリ協定に基づく約定を考慮している。詳細については、注記18「有形固定資産」を参照のこと。

支配の存在の判定

IFRS第10号の規定の下では、当グループが投資先への関与からの変動リターンに晒されている、又は変動リターンに対する権利を有し、かつ当該投資先に対するパワーを通じて影響を及ぼす能力を持つ場合に、支配が達成される。パワーとは、既存の実質的な権利に基づいて、投資先の関連する事業を指図する現行の能力と定義される。

支配の存在は、投資の過半数の所有のみに依存するものではなく、むしろ、各投資家が投資先に対して保有する実質的な権利から発生する。従って、経営者は、具体的な状況において、リターンに影響を及ぼすために、投資先の関連する活動を指図するパワーを当グループに与える実質的な権利が決定されるかどうかの評価においてその判断を用いなければならない。

支配力を評価するために、経営陣は、他の投資家との合意、また議決や取締役の指名に関して、他の契約上の取決めから生じる権利及び潜在的な議決権（非支配株主に付与されるコール・オプション、ワラント、プット・オプション等）を含む全ての事実及び状況並びにその他の法規定を分析する。当グループが投資先に対して保有する議決権又は類似した権利が過半数に満たない場合には、係る評価において当該その他の事実及び状況は、特に重要となる可能性がある。
さらに、ある事業体の議決権の過半数を保有している場合であっても、当グループが投資先を支配しているか否かを判断するにあたり、関連する全ての事実及び状況を勘案している。
当グループは、事実及び環境が、支配の存在を検証する際に考慮された一つ以上の要素に変化があることを示している場合に、当グループが投資先を支配しているか否かを再評価する。

共同支配の有無及び共同支配の取決めの種類の決定

IFRS第11号の規定の下で、共同支配の取決めとは、複数の当事者が共同支配する契約をいう。共同支配は、関連する活動をめぐる意思決定が、支配を共有する当事者全員の一致した同意を必要とする場合にのみ存在する。
共同支配の取決めは、ジョイント・ベンチャー又はジョイント・オペレーションとして構成する。ジョイント・ベンチャーとは、取決められた純資産に権利を持つ共同支配を有する当事者による共同支配の取決めのことである。一方の、ジョイント・オペレーションとは、取決めに関する負債において資産及び義務に権利を持つ共同支配を有する当事者による共同支配の取決めのことである。
共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を決定するため、経営者は、当該取決めから生じる経営者の権利及び義務を判断及び評価をしなければならない。当該目的に向けて、経営者は、取決めの構造及び法的形式、契約上の取決めにおいて当事者間で合意された条件、及び必要に応じてその他の事実及び状況を考慮する。
当該分析を受けて、当グループは、Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II及びMinglanilla Renovables 400 KV AIEの権益をジョイント・オペレーションとみなしている。
当グループは、事実及び状況が、共同支配の存在及び共同契約の種類を検証する際に考慮された要素の一つ又は複数に変化が生じたことを示す場合には、共同支配の有無を再評価している。

当グループのジョイント・ベンチャーにおける投資に係る詳細は、注記25「持分法適用投資」を参照のこと。

関連会社に対する重要な影響力の有無の判断

関連会社とは、当グループが重要な影響力を行使する者、すなわち、投資先の財務及び事業の方針の決定に関与する権限を有するが、当該方針に対して支配又は共同支配を行使しない組織体をいう。一般的に20%以上の所有持分を有する場合、当グループは重要な影響力を有していると推定される。
重要な影響力の存在を判定するために、経営者は判断を適用し、あらゆる事実及び状況を検討しなければならない。
当グループは、事実及び状況が重要な影響力の存在の検証における考慮された一つ以上の要素に変動があることを示している場合に、当グループが重要な影響力を有しているか否かを再評価する。
当グループの関連会社に対する持分投資の詳細は、注記25 「持分法適用投資」を参照のこと。

売却及び非継続事業のために保有する非流動資産 (又は処分グループ) の判定

売却の可能性が高い場合、資産は「売却目的保有」として分類される。
売却の可能性が高いかどうかを判断するために、当グループは以下の点を考慮する。

- ＞ 経営者が資産（又は処分グループ）の売却計画にコミットしており、買手を探して計画を完了させるための積極的な取組みが開始されているか
- ＞ 当該売却は、分類日から１年以内に完了する売却として認識されると期待されるべきである。ただし、その遅延が当グループの支配の及ばない事象や状況によるものであり、かつ当グループが資産の売却計画に引き続きコミットしていることを示す十分な証拠がある場合はこの限りではない。

＞　計画を完了させるために必要な行動において、計画に大幅な変更が加えられたり、計画が撤回されたりする可能性が低いことが示されているか

さらに、資産（又は資産グループ）は、売却目的保有に分類された場合、非継続事業として表示されなければならず、また、以下のいずれかに該当しなければならない。

＞　単独の主要事業部門又は事業地域を対象としている

＞　単独の主要事業部門又は事業地域を処分するための単一の協調的計画の一部である

＞　転売のみを目的として取得された子会社である

IFRIC第12号-「サービス委譲契約」の委譲運営への適用

当グループは事業者として、IFRIC第12号を「官から民へ」のサービス委譲契約に適用している。当該契約では、委譲者は、サービスを提供するために利用されるインフラを管理する権利を事業者に与えている。

より具体的には、経営陣は、「官から民へ」のサービス委譲契約がIFRIC第12号の適用範囲に含まれるかどうかを、以下のような観点から評価している。

＞　事業者がインフラとともに、どのようなサービスを、誰に対して、どのような価格で提供しなければならないかを、委譲者が支配又は規制していること。

＞　及び、契約期間の終了時点で委譲者が、所有権、受益権又はその他の権利を通じて、インフラにおける重要な残余持分を支配していること。

この分析に基づき、IFRIC第12号の規定は、主にブラジルで活動する多くの企業のサービス委譲契約に適用される。

IFRIC第12号の適用範囲にあるサービス委譲契約の詳細は、注記19「サービス委譲契約」に記載されている。

顧客との契約から生じた収益

当グループは、当該契約にのみIFRS第15号を適用するように、法的管轄レベルでの契約条件を慎重に分析し、契約の存在時期とその契約の強制力の条件を判断している。

契約に複数の約束された財又はサービスが含まれる場合、それらを個別に会計処理すべきか、又はグループとして会計処理すべきかを評価するために、当グループは財又はサービスの個々の特性（すなわち、それらが別個のものであるか、実質的に同一であり、顧客への移転のパターンが同一である一連の別個の財又はサービスであるか）と、契約の文脈における約束の性質の両方を考慮する。そのためには、関連する法規制の枠組みのもとで、特定の契約に関連する全ての事実と状況を評価する必要がある。履行義務の充足時期を評価するため、当グループは、主に顧客の視点からの評価を行い、財又はサービスの支配が顧客へいつ移転されるのかを評価している。

各履行義務において、また取引の種類に関して、

＞　収益は、サービスの提供の場合と同様に、履行義務の完全充足に向けた進捗に基づき、時間にわたり認識される。履行義務の完全充足に向けた進捗の測定は、「アウトプット」又は「インプット」方法を用いて履行義務及び類似の状況において一貫して実施される。特に、原価法（原価比例法）は、契約の特定の分析が代替的な方法の採用を促す場合を除き、進捗の測定に適切であると考えられる。履行義務の充足に向けた進捗を合理的に評価することが不可能であると判明した場合、当グループは、回収可能と考えられる発生費用の範囲でのみ収益を認識する。

＞　他方、財の供給の場合のように、ある与えられた時点で履行義務が充たされる場合は、全ての関連指標を考慮して、顧客が財の支配を獲得した時点で収益を認識する。

当グループは、契約に変動対価(すなわち、将来の事象の発生又は不発生に応じて変動する可能性のある対価)が含まれるか否かを判定する際に、全ての関連する事実及び状況を考慮する。変動対価の見積りにあたっては、当グループが受け取るべき対価をより正確に予測できる方法を採用し、契約期間中及び類似の契約に一貫して適用し、入手可能な全ての情報を考慮し、不確実性が解消されるまで見積りを更新している。当グループは、不確実性が解消された際に、認識された累積収益における重大な戻入れが発生しない可能性が非常に高い範囲でのみ、取引価格における変動対価の見積金額を含めている。

当グループは、当グループが契約の履行において主たる責任を有しておらず、従って、財又はサービスが顧客に移転される前に当該財又はサービスを支配していない一部の契約では、当グループが代理人であるとみなしている。例えば、地域の法令上及び規制上の枠組みに左右される電力／ガスネットワーク接続サービス及びその他の関連事業において一部の契約では、当グループは代理人として行動している。

一つ以上の履行義務がある契約（例えば「抱き合わせ」販売契約）においては、当グループは一般的に独立販売価格の比率に応じて各履行義務に取引価格を配分する。当グループは、全ての情報を検討し、観察可能な価格が市場にて入手可能な場合はそれを用いて、入手不能であれば観測可能な情報の使用を最大化する見積方法を用い、同様の契約にはそれを継続的に適用して、独立販売価格を決定する。
重要な権利である追加的な財及びサービスにおいてオプション（例えば、カスタマー・ロイヤリティー・プログラムや更新オプション）を含む契約を当グループが評価した場合は、当該オプションは追加的な履行義務を発生させるため、当グループは取引価格を当該オプションに配分する。

当グループは、契約を取得するための増分費用の回収可能性を、契約ごとに、又はそれらの費用が契約グループに関連する場合は契約グループごとに評価する。
当グループは、その他の類似取引に伴う経験や、潜在的な更新、改訂及び同一顧客との契約継続を含む、様々な要因の評価に基づき、当該費用の回収可能性を裏付けている。

当グループは、当該費用を平均的な顧客の期間にわたり償却している。契約から生じる便益の期待期間を決定するため、当グループは過去の経験（例えば、「チャーンレート（解約率）」）、類似契約から生じている前兆的な証拠、及び市場について入手可能な情報を考慮している。

電力購入契約

エネルギーの物理的供給を規定する電力購入契約（PPAs）は、企業又は資産に対する支配又は共同支配の存在に関するIFRS第10号及びリースの認識においてIFRS第16号の要件を遵守していないが、IFRS第9号に基づくデリバティブの定義を遵守しており、関連する条件が充たされる場合には自己使用の例外措置に基づき会計処理を行う。
IFRS第9号に準拠してデリバティブの定義を遵守する仮想PPAsに係る詳細は、注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

金融資産の分類及び測定

当初認識時に、金融資産を、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産、及び純損益を通じて公正価値で測定される金融資産として分類するため、経営者は金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性及びキャッシュ・フローを発生させるために金融資産を管理するビジネスモデルの双方を評価する。
金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性を評価する目的で、経営者は、必要な場合の定量的分析の実施に加え、金融商品の契約条項に係る特定の評価を実施して、その条項により金融商品が発行済元本に対する元利金支払（SPPI）のみのキャッシュ・フローを生み出すかどうかを判断するために、商品レベルでのSPPIテストを実施している。
ビジネスモデルは、キャッシュ・フローが契約上のキャッシュ・フローの回収、金融資産の売却、又はその双方から生じるのかを決定する。
詳細は注記47「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

ヘッジ会計

ヘッジ会計は、当グループのリスク管理戦略の効果を財務諸表に反映するため、デリバティブに適用される。
従って、取引開始時、当グループはヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係の他、リスク管理目標と戦略について文書化する。また、当グループはヘッジ開始時及び継続時の双方において、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローにおける変動の相殺に高い有効性を有しているか評価している。
経営者の判断に基づき、ヘッジ手段とヘッジ対象との間の経済的関係の存在、公正価格及びヘッジ比率の変動における信用リスクの支配に加え、非有効部分の測定に基づく有効性の評価は、特定の事実及び状況並びにヘッジ対象及びヘッジ手段の特性に応じ、定性評価又は定量計算を通じて評価が行われる。
ヘッジ対象として指定された予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいては、経営者は当該取引は可能性が高く、かつ純損益に影響を及ぼすキャッシュ・フローの変動によるエクスポージャーを評価し、文書化する。
有効性の判定及び無効性の測定についての主要な前提条件の詳細は、注記50.1「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

リース

IFRS第16号の適用にあたっては、リース契約の評価が複雑であること、またリース期間が長期にわたることから、専門的な判断が強く求められる。特に、下記の項目に関して。

＞　当グループが事業を行っている部門での典型的な事例へのリースの定義の適用。
＞　リース契約に含まれる非リース構成要素の識別。
＞　リース期間を決定するためにリースに含まれる更新可能オプション及び解約オプションを、それらが行使される可能性及び原資産のリース資産に係る重要な改良も考慮して評価すること。
-　金利の変動が将来の支払リース料及び使用権資産の金額にどのような影響を及ぼすかを判断するための、指標又は金利に依存される変動支払リース料の識別
＞　リース料の現在価値を計算するための割引率の見積りにおいて、この割合に関する前提条件の詳細は、「推定値の使用」の項に記載されている。

リースに関する詳細は、注記20「リース」を参照のこと。

法人所得税の取扱いに関する不確実性

当グループは、現地の税法を考慮に入れ、いずれのアプローチが不確実な税務上の取扱いごとにその不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、各々の不確実な法人所得税上の取扱いを別々に考慮するか、一つ以上の他の不確実性な税務上の取扱いと併せて考慮するか、及び最も可能性が高い金額又は期待値法のいずれの方法を用いて不確実性の影響を反映するかを決定する。
当グループは、法人所得税の取扱いに関する不確実性を特定するために専門的判断を最大限に活用し、特定の税務上の取扱い、又は不確実性の影響の見積り、若しくはその両方の認容可能性の評価に変動をもたらす可能性がある事実及び状況に変化があった場合、決定されていた判断及び見積りを見直している。
法人所得税の詳細は、注記16「法人所得税」を参照のこと。

2.2 重要な会計方針

関連当事者

IAS第24号に従い、関連当事者とは、主に当社と同一の親会社を持つ会社、直接的に又は間接的に当社に支配されている会社、当社の関連会社又はジョイント・ベンチャー（当該会社の子会社を含む）、若しくは当グループ各社の関連会社又はジョイント・ベンチャー（当該会社の子会社を含む）をいう。
関連当事者には、当社又はその関連会社の退職後給付制度を運営する事業体（具体的には、年金基金であるFOPEN及びFONDENEL）、並びに当社及びその子会社の法定監査役会の構成員及びその近親者、経営幹部及びその近親者も含まれる。経営幹部は、当社の事業の計画、管理、及び統制における権限、及び直接的又は間接的に責任を有する経営層で構成される。この中には、（代表権があろうがなかろうが）取締役が含まれる。

子会社

IFRS第10号によれば、子会社とは、当グループが支配している全ての事業体である。支配の定義の詳細については、注記2.1「見積り及び経営判断の使用」の「支配の有無の決定」の項を参照されたい。

連結財務諸表の作成に用いた子会社の財務諸表は2025年12月31日現在で当グループが適用する会計方針に基づき作成されている。
子会社が、類似した状況における類似した取引及び事実において、連結財務諸表の作成の際に採用された会計方針とは異なる会計方針を用いる場合、当グループの会計方針との整合性を確実にするために適切な調整が行われる。
子会社の財務数値は、支配獲得日以降支配停止日までの期間、完全連結されている。

当期純損益及びその他の包括利益は、たとえ非支配持分においての損失における場合においても、親会社株主及び非支配持分所有者に帰属する。
当グループの事業体間の取引に関連する全ての連結会社間の資産・負債、資本項目、収益、費用及びキャッシュ・フローは完全に消去される。
支配の喪失に至らない子会社の所有持分の変動は株主持分取引として会計処理され、支配持分及び非支配持分の帳簿価額は当該子会社における持分の変動を反映して調整される。非支配持分の調整額と授受された対価の公正価値との差額は、連結株主持分で認識される。
当グループが子会社をめぐる支配を喪失した場合、当該事業体における残存持分は公正価値で再測定、純損益を通じて認識され、支配の喪失の日に、生じた利得又は損失が純損益を通じて認識される。加えて、旧子会社の取得に関するその他の包括利益にて過年度に認識された金額は、当グループが関連する資産又は負債を直接処分したかのように会計処理される。

関連会社及びジョイント・ベンチャーへの投資

連結財務諸表において、関連会社及び共同取決めに対する投資は、「IAS第28号-関連会社及び共同ベンチャーへの投資」及び「IFRS第11号-共同取決め」により確立された要件に従って測定される。

この点で、関連会社とは、当グループが重要な影響力を行使する会社であり、ジョイント・ベンチャーとは、当社が共同支配権を行使し、当該取決めの純資産に対する権利を有する共同取決めをいう。

当グループの関連会社及び合弁会社に対する投資は、持分法を用いて会計処理されており、持分法の下では、当該投資は取得原価で当初認識され、取得日現在の、当該投資の取得原価と投資先の識別可能な資産及び負債の正味公正価値の当グループの持分との差額から生じるのれんは、当該投資の帳簿価額に含められる。

取得日以降、関連会社又はジョイント・ベンチャーの帳簿価額は、関連会社又はジョイント・ベンチャーの利益又は損失に対する当グループの持分の変動を当グループの純損益として認識するために調整される。投資先のその他の包括利益における変動の結果、関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける当グループの持分の変動を受けて、帳簿価額の調整が必要となることがある。当グループの当該変動の持分は、当グループのその他の包括利益にて認識される。

ジョイント・ベンチャー及び関連会社から受領した分配金は、当該投資の帳簿価額を減額させる。

当グループ及び関連会社又はジョイント・ベンチャーとの間の取引から生じる利得及び損失は、当該関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける持分の範囲で相殺消去される。

関連会社又はジョイント・ベンチャーの財務諸表は、当グループとしての報告期間と同一で作成されている。

持分法の適用後、当グループは関連会社又は合弁事業における投資に係る減損損失を認識する必要があるかを判断している。価値の損失の客観的な証拠がある場合には、当該投資の帳簿価額の全額が単一の資産としてIAS第36号に準拠した減損テストが実施される。減損の詳細は注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」の「非金融資産の減損」の項を参照のこと。

投資先が関連会社又は合弁事業ではなくなった場合、当グループは残存する投資を、純損益を通じて公正価値で認識する。旧関連会社又はジョイント・ベンチャーに関して過年度にその他の包括利益で認識された金額は、当グループが関連する資産又は負債を直接処分したかのように会計処理される。

関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける所有持分が減少したが、重要な影響力又は共同支配権を当グループが行使し続けている場合、当グループは持分法の適用を継続し、当該減少に関するその他の包括利益における認識した過年度の利得又は損失の持分は、当グループが関連する資産又は負債を直接処分したかのように会計処理される。

ジョイント・オペレーションとは、共同支配権を有する当グループが、共同支配の取決めに関連して資産に対する権利及び負債における義務を有することによる、当該取決めのことである。各ジョイント・オペレーションにおいて、当グループは保有する持分ではなく、取決めの規定に基づいて資産、負債、費用及び収益を認識している。

事業の定義を充たす共同支配の取決めにおける持分が増加した場合、

＞ 当グループが支配を獲得し、取得日の直前において共同支配の取決めの資産に対する権利と負債に対する義務を有していた場合、その取引は段階的に達成された企業結合を表し、各取得日の公正価値でジョイント・オペレーションにおいて以前保有していた持分を再測定する。

＞ 当グループが共同支配権を取得した場合(すなわち、共同支配を保持せずにジョイント・オペレーションにおける持分を既に保有していた)には、ジョイント・オペレーションにおいて以前に保有していた持分は再測定しないものとする。

関連会社及びジョイント・ベンチャーにおける当グループの投資の詳細は、注記25「持分法適用投資」を参照のこと。

外貨項目の換算

「IAS第21号「外国為替相場の変動の影響」、に準拠する、機能通貨以外の通貨での取引は、取引日の直物為替レートで当初認識される。

機能通貨以外の外貨建ての貨幣性資産及び負債は、後に期末為替レート（具体的には、報告日の直物為替相場）を用いて換算される。

取得原価で認識される外貨建ての非貨幣性資産及び負債は、取引の当初認識日の為替レートで換算される。公正価値で測定される外貨建ての非貨幣資産及び負債は、公正価値を判定した日における為替レートを用いて換算される。

為替差損益は純損益を通じて認識される。

外貨建てで支払われた又は受領した前払対価に関連する非貨幣性資産又は非貨幣性負債の認識の中止に係る関連資産、費用又は収益（又はその一部）の当初認識に用いる直物為替レートを決定する際、取引日とは当社が前払対価に関連する非貨幣資産又は非貨幣負債を当初認識した日付のことである。

外貨建て財務諸表の換算

連結財務諸表の目的上、全ての収益、費用、資産及び負債は、親会社の表示通貨であるユーロで表示されている。

IAS第21号に従い、連結財務諸表を作成するにあたり、連結財務諸表で使用された表示通貨以外の機能通貨を用いている被連結会社の財務諸表は、のれん及び連結調整を含む資産及び負債には決算日の為替レートを適用し、損益計算書項目は、個々の取引日の実勢為替レートに近似させる条件で、期間の平均為替レートを適用することで、ユーロに換算している。

その結果生じる為替差損益は、特別準備金の資本の独立項目として認識される。当該損益は子会社の（一部又は全部の）処分に係る損益計算書にて比例的に認識される。

連結会社の機能通貨がハイパーインフレ経済圏の通貨である場合、当グループは、「IAS第29号-ハイパーインフレ経済下における財務報告」に従って財務諸表を修正再表示した後、以下の個別の換算方法を適用している。

ハイパーインフレが現地通貨の為替レートに与える影響を考慮するため、機能通貨がハイパーインフレ経済の通貨である当グループの企業の財務状態及び業績(資産、負債、株主持分項目、収益及び費用)は、報告日現在の実勢為替レートを使用して当グループの表示通貨 (ユーロ) に換算される。ただし、前年度の財務諸表に表示された比較金額は、その後の物価水準の変動又は為替レートの変動に対して調整されていない。

のれん

のれんは、企業結合で取得したその他の資産から生じる将来の経済的便益のうち、個々に識別され個別に認識されていないものを表し、事業の支配を取得した日に連結財務諸表で認識される。

このため、当グループは企業結合を以下の方法を利用して認識している。

＞　「パーチェス法」。これは、IFRS第3号（2004年）に基づき、2010年1月1日より前に開始され、同会計年度内に完了した全ての企業結合について適用され、この場合の取得原価は、取得した資産及び発生した又は引き受けた負債の交換日における公正価値に、取得に直接帰属する費用を加算した金額となる。当該費用は、被取得企業の資産、負債及び識別可能な偶発負債それぞれの公正価値の認識により配分された。取得原価と親会社株主に帰属し取得された原資産の公正価値との間の正の差額は、のれんとして認識された。企業結合が段階的になされた場合は、かねて取得していた正味資産の公正価値に対する取得日における調整は、株主持分において認識され、のれんの金額は、各取引日における被取得企業の正味資産の公正価値に基づいて取引ごとに決定された。

＞ 「取得法」。これは、IFRS第3号 (2008年) (以下、「IFRS第3号 (改訂) 」という。) に基づいて認識される2010年1月1日以降に実行された全ての企業結合に適用され、この場合の取得原価 (移転される対価) は、取得した資産及び発生した又は引き受けた負債、並びに購入者が発行した資本性金融商品の取得日における公正価値に等しい。取得原価には、条件付対価契約から生じる資産又は負債の公正価値が含まれる。移転対価は、被取得企業の資産、負債及び識別可能な偶発負債を取得日におけるそれぞれの公正価値で認識することにより配分される。この点に関し、のれんは、取得日における公正価値で測定された移転対価、被取得企業の非支配持分の金額に、（段階的になされた企業結合において）当グループが以前に保有していた被取得企業の持分の公正価値の合計額が、公正価値で測定された取得した識別可能資産及び発生した又は引き受けた負債の純額を超過するものとして定義される。

非支配持分の帳簿価額は、取得日現在の、被取得企業の識別可能な正味資産の非支配株主保有比率、又は公正価値により決定される。

IFRS第3号（改訂）は、特に以下を要求している。

＞ 取得に直接起因する費用は純損益を通じて認識される。

＞ 段階的になされた企業結合の場合には、支配権取得日において、それまで保有していた被取得企業に対する持分は公正価値で再測定され、正又は負の差額は純損益に認識される。

＞ 条件付対価は、取得日の公正価値で認識される。資産又は負債、若しくはIFRS第9号の適用範囲の金融商品に分類される条件付対価の公正価値のその後の変動は、純損益で認識される。条件付対価がIFRS第9号の適用範囲に該当しない場合、適切なEU版IFRSに従って測定される。株主持分として分類される条件付対価は再測定せず、その後の決済は株主持分の中で会計処理される。

＞ 資産、負債及び偶発負債の公正価値が暫定ベースでしか算定できない場合、企業結合はその暫定価値を用いて認識される。測定手続の完了により生じる全ての調整金額は、取得日から12か月以内に認識され、比較数値は修正再表示される。

子会社の取得で生じるのれんは別個に認識される。当初認識後、のれんは償却されず、少なくとも年1回減損テストが行われる。減損テストの目的において、のれんは、取得日から、企業結合の相乗効果から利益を得ることが期待される各CGU又はCGUグループに配分される。のれんを配分する各単位又はグループ単位は、結合前の「IFRS第8号 - オペレーティング・セグメント」に従って識別される関連するオペレーティング・セグメントを超えないものとする。

詳細については、後出の「非金融資産の減損」の項を参照のこと。

関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する持分投資に関連するのれんは、その帳簿価額に含まれている。

公正価値測定

IFRSで要請又は容認されている全ての公正価値測定及び公正価値開示において、当グループはIFRS第13号を適用する。

公正価値とは、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、又は負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。

公正価値測定は、資産の売却又は負債の移転する取引が、当該資産又は負債の主要市場、すなわち取引量と活動水準が最大の市場で行われることを前提とする。主要市場がない場合、取引は当グループが利用できる最も有利な市場、すなわち資産の売却で受け取る金額を最大化する又は負債の移転で支払う金額を最小化する市場で行われると仮定される。

資産又は負債の公正価値は、市場参加者が自己の経済的利益の最大化を図ると仮定して、こうした市場参加者が当該資産又は負債の価格設定に用いると考えられる仮定を用いて測定される。市場参加者とは、資産又は負債の取引を行うことができる独立した、知識のある、取引を行う動機はあるが、取引を強制されたわけでも、やむなく取引を行うわけでもない売手と買手のことである。

公正価値を測定する際に、当グループは、資産又は負債の、特に以下の特徴を考慮に入れている。

＞ 非金融資産においては、公正価値の測定は、市場参加者が当該資産を最大限に活用することにより、又は当該資産を最善で最大限に活用する他の市場参加者に売却することにより、市場参加者の経済的便益の生成能力を考慮に入れている。

＞ 負債及び自己資本性金融商品については、公正価値は、とりわけ当グループ自身の信用リスクを含めた、不履行リスク、すなわち会社が義務を履行しないリスクの影響を反映している。

＞ 市場リスク又は信用リスクに対する正味エクスポージャーに基づいて管理される金融資産・負債グループについては、注記51「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

資産及び負債の公正価値の測定にあたり、当グループは、その状況に適合かつ充分なデータが入手可能な評価技法を用いて、関連する観察可能な情報の利用を最大化し、観察不能な情報の利用を最小化している。

有形固定資産

IAS第16号に従い、有形固定資産は、取得原価から減価償却累計額、及び減損がある場合は減損損失累計額を控除した額で計上される。当該取得原価には、当該資産を意図した用途において必要な場所及び状態におくことに直接起因する費用が含まれる。

当該資産の閉鎖、及び所在する敷地における法的又は推定的義務がある原状回復の見積り費用の現在価値が当該資産の原価もまた追加される。それに対応する負債は、リスク及び費用に係る引当金として計上される。これらの費用の見積りの変更、時間の経過、及び割引率の詳細については、注記2.1「見積りの使用と経営判断」に記載されている。

顧客を配電系統に接続するため、及び／又は顧客にその他の関連サービスを提供するために、顧客から譲渡された有形固定資産は、支配が取得された日の公正価値で当初認識される。

適格資産の取得、建設又は生産に直接起因する借入費用、すなわち、意図された使用又は販売の準備が整うまでに相当な期間を要する資産（「適格資産」）の取得、建設又は生産に直接起因する借入費用は、資産自体の取得原価の一部として資産化される。この要件を充足しない資産の購入又は建設に伴う借入コストは、それが発生した期間に費用計上される。

IFRSへの移行日現在又はそれ以前の期間において再評価された特定の資産は公正価値で認識され、再評価日におけるみなし原価とみなされる公正価値で認識される。

有形固定資産の重要な各構成部分が異なる耐用年数を有する場合、当該部分は個別に認識されて減価償却される。資産の一部の交換に要した原価に伴い、将来の経済的便益が当グループに流入する可能性が高く、さらに当該便益に係る取得原価が信頼性をもって測定可能な場合、取得後原価は資産の帳簿価額の増加として認識される。

他の全ての原価は、発生時に純損益で認識される。他の全ての原価は、発生時に純損益で認識される。

資産の一部又は全部を交換するために要した原価は、資産の帳簿価額の増加として認識され、耐用年数にわたり減価償却される。交換された部分の帳簿価額は、純損益を通じて認識が中止される。

残存価額控除後の有形固定資産の額は、見積耐用年数にわたり定額法により減価償却を行っており、その耐用年数は毎年見直し、必要に応じて将来に向けて調整される。減価償却は資産が使用可能になった時点で開始される。耐用年数の見積りに関する詳細は、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」及び注記18「有形固定資産」を参照のこと。

当期中に当グループが行った耐用年数の変更については、注記11.e「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」及び注記18「有形固定資産」を参照のこと。

有形固定資産として認識される資産はその処分の時点（すなわち、受領側が支配を取得した日）又はその使用又は処分から生じる将来の経済的便益が見込まれなくなった時点で認識が中止される。純損益を通じて認識される利得又は損失は、IFRS第15号の取引価格要件に従って決定される正味処分収入と、認識が中止された資産の帳簿価額の差額として計算される。

無償で返還される資産

当グループの発電所には、委譲運営終了時に無償で放棄される資産が含まれている。これらは主に、分水工事及び火力発電所の運営に使用される公有地に関連するものである。

2011年まで施行されていたイタリアの規制の枠組みにおいては、事業委譲権の更新が行われない場合には、公有地にある取水口、制御装置、導水路、放水路及びその他の資産は良好な状態で、無償で州へ返還されることとなっていた。このため、返還が予定される当該資産の減価償却費は、事業委譲権の期間と資産の耐用年数のどちらか短い期間を用いて計算されていた。

2012年8 月7日付け法律第134号により導入された法令変更を受けて、水力発電用水の分水委譲運営に関連して過年度に「無償で放棄される資産」に分類されていた資産は、上記の「2012年法律第134/2012号制定後のイタリア国内の水力発電所の特定の要素の減価償却可能額」の項にて述べたように、現在では「有形固定資産」のその他の区分のものと同一方法によるものと考えられており、当該資産の耐用年数（委譲運営の期間を超える場合）にわたり減価償却される。詳細は同項の参照を推奨する。

スペインの法律第29/1985号及び第46/1999号によれば、スペイン領内の水力発電所は行政委譲の下で運営され、委譲期間終了時に発電所は良好な状態で政府に返還されるものとしている。当該委譲期間は2078年まで延長されている。

ラテンアメリカで事業を行っている多くの発電会社は、スペインでの委譲制度の下で事業としている会社と同様の条件を伴う行政事業委譲権を有している。これらの委譲運営権は、アルゼンチンで2087年、ブラジルで2048年、コスタリカで2031年、パナマで2062年、グアテマラで2062年に満了する。

サービス委譲契約

「官から民へ」のサービス委譲契約のもとで事業者を務める場合、当グループは、契約に定められた条件に従い、公共サービスを提供するために使用されるインフラ の建設／改良、及び／又は委譲期間中のインフラの運営・保守を行う。

このような状況において、当グループは、IFRIC第12号の適用範囲内のサービス委譲契約の下で運営されるインフラを有形固定資産として会計処理せず、IFRS第15号に従って、その実施するサービスについて収益を認識・測定している。特に、当グループが建設又は改修サービスを提供する場合、サービス委譲契約の性質次第では、以下を認識する。

- **当グループが、付与権者から（又は付与権者の指示で第三者から）現金又はその他の金融資産を受け取る無条件の契約上の権利を有する場合、すなわち付与権者は支払いを回避する裁量をほとんど有しない場合には、金融資産**
- **無形資産：当グループが、提供される公共サービスの利用者に課金する権利（ライセンス）を受領し、その結果、金額が公共サービスの利用程度に依存しているため、現金を受け取る無条件の権利を有していない場合。**

当グループが（事業者として）無形資産を受ける契約上の権利を有する場合、借入コストは注記18「有形固定資産」で詳述した基準を用いて資産計上される。

しかしながら、建設／改修サービスに関しては、対価は両種ともに、建設／改修期間において契約資産として分類される。

当該対価の詳細は、注記10.a「販売及びサービスから生じる収益」を参照のこと。

逆に、サービス委譲契約が、委譲の運営に使用されるインフラそのものを提供するものであり、IFRIC第12号が定める要件に準拠していない場合、特に、事業者が所有し利用可能であるか、又は有効期限が無期限である場合、これらの委譲に帰属する資産の帳簿価額は「有形固定資産」に認識され、IAS第16号に従って会計処理される。

当グループのサービス委譲契約の主な特徴に関する情報は、注記19「サービス委譲契約」に記載されている。

リース

契約の開始時に、当グループは、IFRS第16号におけるリースの定義を適用して、契約がリースであるか、又はリースを含むかどうかを評価する。
当グループが借主である場合には、リース開始日(すなわち原資産が使用可能となる日)に使用権資産及びリース負債を認識する。
使用権資産は当初原価で測定され、この原価には、リース開始日以前に支払われたリース料から受領したリース料を控除したリース負債の当初金額、発生した当初直接費用、原資産の除却及び撤去、並びに原資産又は原資産が所在する場所の復旧に要する費用の見積額が含まれる。
次いで、使用権資産は、リース期間と使用権資産の見積耐用年数のいずれか短い期間にわたり、定額法で減価償却される。当該リースがリース期間末に原資産の所有権が当グループに移転する場合、又は使用権資産の原価に、当グループが購入オプションを将来行使するという事実が反映されている場合、減価償却費は原資産の見積耐用年数を用いて計算される。
使用権資産の減価償却期間については、注記20「リース」を参照のこと。
加えて、使用権資産は減損テストの対象となり、リース負債の再測定により調整される。
リース負債は、当初、リース期間にわたって支払われるリース料の現在価値で測定され、リースに含まれる金利が容易に決定できない場合には、リース開始日における借手の借入金利の増加額を使用して割引かれる。
指数又は金利に依存しない変動支払リース料は、支払いを生じさせる事象又は条件が発生した年度に費用として認識される。
開始日後、リース負債は実効金利法を用いて償却原価で測定され、何らかの事象が発生した場合には再測定される。
当グループは、そのリース契約に、開始日から12か月以内のリース期間を有する短期リースの認識の例外を適用している。当グループは、原資産の金額が重要であるとは見込まれない少額であるリース契約に対する少額資産の認識の例外も適用している。例えば、当グループは、価値が低いと思われる特定の事務機器（パソコン、印刷機、コピー機等）をリースしている。短期リース及び少額資産のリースに基づく支払リース料は、リース期間にわたって定額法で費用に認識される。

無形資産

IAS第38号に従い、無形資産とは、当グループが管理する物的実体のない識別可能な資産であり、当該資産の使用により将来の経済的便益が発生する可能性が高く、関連する費用を信頼性をもって決定できる場合をいう。
これらの資産は、購入原価又は内部発生資産の内部開発費で測定され、当グループが、資産を完成させる技術的実現可能性、開発を完了し、資産を使用又は売却する意思と能力、資産を完成させるための資源の利用可能性を実証できる場合にのみ認識される。
当該費用には、当該資産を意図した利用のための準備に必要な直接起因する費用も含まれる。
耐用年数を確定できる無形資産は、償却累計額及び減損損失累計額控除後の金額で計上される。
償却費は当該資産の見積耐用年数にわたり定額法で計算され、耐用年数は少なくとも毎年見直しされ、償却方針の変更は将来に向けて反映される。見積耐用年数に関する詳細情報は注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」及び注記22「無形資産」を参照のこと。
償却は、資産が使用可能となった時点で開始される。従ってまだ使用可能ではない無形資産は償却されないが、減損テストは少なくとも毎年行われる。
IFRIC第12号に基づき無形資産に分類されるインフラは、契約期間にわたって償却される。詳細については、注記19「サービス委譲契約」を参照のこと。
当グループの無形資産は、いくつかの委譲運営及びのれんを除き、耐用年数を確定できる。
耐用年数が確定できない無形資産は償却されないが、減損テストは毎年行われる。耐用年数が確定できないことを引き続き裏付けできるかを判定するため、耐用年数が確定できないかどうかの評価は毎年見直される。そうでない場合、耐用年数が確定できないものから確定できるものへの変更は、会計上の見積りの変更として会計処理される。

当グループは、IFRS第15号に従って資産計上された顧客との契約を獲得するための費用を、以下の場合にのみ無形資産として表示している。

＞　費用が増分的なものであり、すなわち識別された契約に直接起因する費用であり、当グループは、その契約が獲得されなければその費用を負担することがない場合

＞　当グループが、払戻（直接的回収可能性）又はマージン（間接的回収可能性）を通じて費用の回収を見込む場合

特に、当グループは通常、そのような契約において代理人に支払う取引費用及び手数料を、資産化要件が充たされた場合に資産計上している。

資産化された顧客との契約費用は、関連する財又はサービスの移転のパターンに沿って体系的に償却され、認識した資産の帳簿価額が回収可能額を超える範囲で減損損失を識別するため減損テストを実施している。

当グループは資産化された顧客との契約費用を当該契約から期待される便益の期間(すなわち、顧客との関係の平均期間)にわたり定額法で償却しており、償却方針の変更は将来に向けて反映される。

非金融資産の減損

IAS第36号「資産の減損」に従い、各報告日に、有形固定資産、取得原価で認識された投資不動産、無形資産、使用権資産、営業権、及び関連会社／ジョイント・ベンチャーに対する持分投資について、減損の証拠があるかどうかを（内部及び外部の情報源を用いて）検討する。

のれんが配分されているCGU、耐用年数が確定できない無形資産、及び未だ使用可能でない無形資産の回収可能性は、毎年、若しくは減損の兆候がある場合はそれ以上の頻度で検討される。

当該兆候が存在する場合には、当グループの最新の事業計画に従い、当該資産の使用及び将来の処分に基づいて関係する各資産の回収可能価額が見積られる。回収可能価額の見積りの詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。

回収可能価額は、資産が他の資産又は資産グループから概ね独立したキャッシュ・イン・フローを生成する能力を有しない場合を除いて、個々の資産において算定される。

資産又は資産が割当てられているCGUの帳簿価額がその回収可能価額を上回った場合には、減損損失は純損益で認識され、「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」で表示される。

CGUsの減損損失は、まず起因するのれんの帳簿価額に対して減額され、次にその他の資産に対してその帳簿価額に比例して減額される。

以前に認識された減損損失の理由がもはや得られない場合には、資産の帳簿価額は、減損損失が認識されなかったとした場合の帳簿価額を超えない範囲で、「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」の下で純損益を通じて戻入られる。のれんの当初の価額は、翌期以降に減損の理由がもはや該当しなくなった場合であっても戻入されない。

棚卸資産

IAS第2号に基づき、棚卸資産は、取得原価と正味実現可能価額のいずれか低い方の価額で測定している。ただし、トレーディング事業に係る棚卸資産については、純損益を通じて認識し、公正価値で測定している。取得原価は、関連付随費用を含む加重平均原価に基づいて算定される。正味見積実現可能価額は、通常の見積販売価格から見積販売費用、又は適切な場合には再調達価額を控除した金額である。既に約定された販売を履行するために保有している棚卸資産の部分においては、正味実現可能価額は当該販売契約において定められた金額に基づいて算定される。

棚卸資産には、報告期間中にコンプライアンスに使用されなかった環境証書(例えば、グリーン証書、エネルギー効率証書、欧州のCO_2排出枠と原産地保証、再生可能エネルギー証書)が含まれる。これらの棚卸資産は、トレーディング目的か非トレーディング目的かを区別し、異なるポートフォリオに配分される。棚卸資産の詳細については、注記57「環境プログラム」を参照のこと。

生産に使用するために保有している材料及びその他の消耗品 (エネルギー商品を含む) は、それらが組込まれた完成品が発生したコストを回収するのに十分な価格で販売されると予想される場合には、簿価の切下げをしない。

金融商品

金融商品の認識及び測定は、IAS第32号-金融商品、表示」及びIFRS第9号「金融商品」に従って行われる。
金融資産又は金融負債は当グループが当該商品の契約条項の当事者となった時点で、そしてその時点（つまり取引日）でのみ、連結財務諸表に認識される。
IFRS第15号の適用範囲における顧客との契約から生じる営業債権は、当該営業債権が重要な資金調達要素を含んでいない場合、又は当グループがIFRS第15号で認められた実務的な方法を適用している場合には、（IFRS第15号の定義のとおり）取引価格で当初測定される。
一方、当グループは上述の債権以外の金融資産を公正価値で、純損益を通じて公正価値で測定されない金融資産の場合には、取引価格を加えた額で当初測定する。
金融資産は、当初認識時に、償却原価で測定する金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定する金融資産、純損益を通じて公正価値で測定する金融資産に分類される。

- ＞ 金融資産を管理するための当グループのビジネスモデル。すなわち、当グループがキャッシュ・フローを生み出すために金融資産を管理する方法（すなわち、契約上のキャッシュ・フローの回収、金融資産の売却、又はその両方）。
- ＞ その金融商品が、SPPIテストに基づき、元本と利息の支払のみであるキャッシュ・フロー（SPPI）を生じさせるかどうかを判断するために、その金融商品の契約上のキャッシュ・フロー特性を決定する。

事後測定の目的上、金融資産は四つの区分に分類される。

- ＞ 償却原価で測定される金融資産（負債性金融商品）
- ＞ 累積損益の振替を伴うOCIを通じて公正価値で測定される金融資産（負債性金融商品）
- ＞ 認識中止時の累積利得及び損失の振替を伴わないOCIを通じて公正価値で測定されるものとして指定された金融資産（資本性金融商品）、及び
- ＞ 純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

償却原価で測定される金融資産

当該区分には、主に営業債権、その他の金融資産及び貸付資産が含まれる。
償却原価で測定される金融資産は、契約条件により特定の日に係る元本及び元本残高に対する利息のみの支払にあたる契約上のキャッシュ・フローを回収するために金融資産を保有する、ビジネスモデル内での目的で保有される。
当該資産は、公正価値で当初認識され、取引費用において調整され、その後実効金利法を用いて償却原価で測定され、減損の対象となる。
利得及び損失は、資産が認識中止、修正又は減損された時点で、純損益で認識される。

その他の包括利益を通じて公正価値（FVOCI）で測定される金融資産－負債性金融商品

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産とは、その目的が契約上のキャッシュ・フローの回収及び金融資産売却の双方により達成され、その契約上のキャッシュ・フローが、特定の日に、元本及び元本残高に対する利息の支払いのみにあたるキャッシュ・フローを生じさせるビジネスモデル内で保有される資産のことである。
当該金融資産の公正価値の変動は、その他の包括利益の他、金融資産の帳簿価額を減少させない損失引当金において認識される。
金融資産が認識中止される（例えば、売却時）場合は、過年度に株主持分にて認識されていた累積損益（純損益にて認識されていた減損及び為替差損益を除く）は純損益に戻入される。

その他の包括利益を通じて公正価値（FVOCI）で測定される金融資産－資本性金融商品

当該区分には、主に当初認識時に取消不能の形でこれに指定された他の会社に対する持分投資が含まれる。
当該金融資産の利得及び損失は、決して純損益に振替えられることはない。当グループは、株主持分内の累積利得又は累積損失に振替えている。

OCIを通じた公正価値で測定されるものとして指定された資本性金融商品は、減損評価の対象とはならない。
当該投資に対する配当は、投資費用の一部の回収を明確に表示していない限り、利得又は損失において認識される。

純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

当該区分に含まれるものは、主に以下のとおり。

- ビジネスモデルに関わりなく、元本及び利息のみの支払いにあたらないキャッシュ・フローがある金融資産
- ＞ 主に短期での売却又は買戻し目的で取得した又は生じた、原則として売買目的で保有される金融資産（すなわち、有価証券、ファンドへの金融投資など）
- ＞ 売買目的で保有される、又は有効なヘッジ手段として指定していないデリバティブ（分離された組込デリバティブを含む）。
- ＞ 偶発対価として適格な金融負債。

当該金融資産は公正価値で当初認識され、事後の公正価値の変動から生じる利得及び損失は純損益で認識される。
当該区分には、当グループがOCIを通じて公正価値で測定されるものとして分類することを取消不能の形で選択していない株式投資も含まれる。株式投資に係る配当も、支払いの権利が確定した時点で損益計算書のその他の収益として認識される。

金融資産の減損

当グループは、各報告日において、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及びIFRS第9号の適用範囲に含まれる全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失引当金を認識している。
当グループがIFRS第9号に準拠して採用している減損モデルは、将来予想アプローチによる予想信用損失（ECL）の決定に基づいている。
営業債権、契約資産及びリース債権（重要な金融要素を含む）については、簡便法を採用している。
営業債権、契約資産及びリース債権以外の全ての金融資産において、当グループは、当初認識以降の信用リスクの著しい増大の評価に基づき、IFRS第9号の下で一般的アプローチを適用している。
当グループは、報告日時点で損失引当金を調整するために必要となる予想信用損失の金額（又は戻入額）を、 減損損失として認識する。
当グループは低信用リスク特例制度を適用し、その取引先が契約上のキャッシュ・フロー義務を履行する充分な財力を備えている場合、例えば投資適格、OCIを通じて公正価値で測定される負債性商品の信用リスクにおける著しい増大による存続期間の予想信用損失に等しい金額での損失引当金の認識を回避している。
金融資産の減損に係る詳細は、注記47「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

現金及び現金同等物

当該区分は、要求払預金、又はごく短期のうちに換金可能な預金、及び容易に特定の金額に換金可能で、かつ価値の変動について僅少なリスクしか負わない流動性が高い金融投資を含む。
さらに、連結キャッシュ・フロー計算書の現金及び現金同等物において、期末日現在の当座借越は含まない。

償却原価で測定される金融負債

当該区分は、主に借入金、営業債務、リース負債及び負債性金融商品を含む。
デリバティブを除く金融負債は、当グループが金融商品の契約条項当事者となる時点で認識され、直接帰属する取引費用に関する調整を加えた後の公正価値により当初測定される。その後、金融負債は実効金利法を用いた償却原価で測定される。実効金利とは、金融商品の予想残存期間、又は該当する場合には、より短い期間で、将来の現金支払又は受領の見積額を、金融資産又は負債の帳簿価額まで正確に割引く金利のことである。

純損益を通じて公正価値で測定される金融負債

純損益を通じて公正価値で評価する金融負債には、主に次のものが含まれる。

＞　短期の買戻し目的で保有するトレーディング目的の金融負債

＞　当グループが締結しているデリバティブのうち、IFRS第9号で定義されるヘッジ関係におけるヘッジ手段として指定されていないもの

＞　条件付対価として適格な金融負債

金融資産及び負債の認識の中止

次のいずれかの条件が充足される場合には、常に、金融資産の認識が中止される。

＞　資産に関連するキャッシュ・フローを受領する契約上の権利の失効

＞　当グループが、資産に伴うリスク及び経済価値の実質的全ての移転、資産のキャッシュ・フローを受領する権利の移転、又は、IFRS第9号の下で定められた要件を充たす契約に基づいて一つ又は複数の受益者に当該キャッシュ・フローを支払う契約上の義務の引受（「パス・スルー契約」）

＞　当グループが資産に関連するリスク及び経済価値の実質的全てを譲渡又は保持することなく、資産に対する支配を移転した場合

金融資産の認識を中止した場合、当グループは、帳簿価額（認識を中止した日に測定）と受領した対価との差額を純損益を通じて認識する。

金融負債は、それが消滅した場合、すなわち契約上の義務が履行され、取消され、又は失効となった場合に認識が中止される。

既存の金融負債が、同一の貸手からの大幅に異なる条件の他の金融負債に置き換えられた場合、又は既存の負債の条件が大幅に修正された場合、そうした置換や修正は、当初の負債の認識の中止及び新たな負債の認識として扱われる。それぞれの帳簿価額の差額は、利得又は損失で認識される。

デリバティブ金融商品

デリバティブは、公正価値が正か負かに応じて金融資産又は金融負債として分類され、有効なヘッジ手段として指定されたものを除き、「その他のビジネスモデル」内の「売買目的保有」として分類され、純損益を通じて公正価値で測定される。

全ての売買目的保有デリバティブは、流動資産又は流動負債に計上される。

売買目的保有ではないが、ヘッジ会計及び有効なヘッジ手段の要件を充たさないことから純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日及び当該金融商品を満期まで保有するか否かの当グループの意図に基づいて、流動又は非流動に分類される。

デリバティブ取引及びヘッジ会計の詳細は、注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

組込デリバティブ

組込デリバティブとは、他の非デリバティブ契約（いわゆる「ホスト契約」）を含む「結合」契約（いわゆる「ハイブリッド商品」）に含まれるデリバティブであり、結合された契約のキャッシュ・フローの一部又は全部を発生させる。組込デリバティブは、以下の場合に主契約から分離され、デリバティブとして会計処理される。

＞　主契約が純損益を通じて公正価値で測定される金融商品ではないこと

＞　組込デリバティブの経済的リスク及び特性が、主契約のそれらとは密接に関連していないこと

＞　組込デリバティブとして同一条件を伴う分離した契約が、デリバティブの定義を充たすこと

ホスト契約から分離される組込デリバティブは、連結財務諸表にて公正価値で認識され、公正価値の変動は純損益において認識される（組込デリバティブが指定されたヘッジ関係の一部である場合を除く）。

公正価値で測定される金融商品で表示していない契約は組込デリバティブを識別するために分析され、当該組込デリバティブ部分は分離されて、公正価値で測定される。当該分析は、当グループが契約の当事者になった場合、又は当初の関連するキャッシュ・フローを大幅に変更させる形で契約が再交渉される場合に実施される。組込デリバティブを含む可能性のある主なグループ契約は、エネルギー商品の売買契約である。

非金融商品の売買契約

概して、当グループの通常予想される購入、販売又は用途の要件に従って締結され、受領又は引渡しのために保有され続ける非金融項目の売買契約は、IFRS第9号の適用範囲外であり、「自己使用の例外」に従って未履行契約として認識される。
非金融商品の売買契約は、以下の条件を充たす場合「通常の購入又は販売」として分類される。

＞　現物決済を目的として締結されていること
＞　事業体が見込む購入、販売又は用途の要件に従って締結されていること

さらに、現物決済を伴う非金融商品の売買契約（例えばエネルギー商品に係る固定価格先渡契約）は、自己使用の例外において対象とはならず、以下の場合に、取引日の公正価値で認識するデリバティブとして認識される。

＞　現金での差額決済が可能であり、かつ、
＞　当グループが見込む購入、販売又は用途の要件に従って締結されたものではない

トレーディング契約は純損益を通じて公正価値で評価される。報告日現在未決済の契約の公正価値における変動の測定結果は、「商品契約から生じた純損益」の項目の下で純額で認識される。一方決済日においては以下のように取扱われる。

＞　エネルギー商品の販売契約終了の公正価値における変動の測定結果及び関連費用は、デリバティブの認識中止による純損益への影響とともに、「その他の収益」で認識される。
＞　エネルギー商品の購入契約終了の公正価値における変動の測定結果は、デリバティブの認識中止による純損益への影響とともに、「電力、ガス及び燃料」及び「サービス及びその他の原材料」の下で認識している。

IFRS第9号適用範囲内の非金融商品の売買契約も、ヘッジ会計の要件を充たす場合は、その後ヘッジ手段として指定することができる。
当グループは、電力及びエネルギー商品の先渡売買に特化して非金融資産の売買契約の全てを継続的に分析し、IFRS第9号に準拠した分類及び取扱いをすべきものであるか、それとも「自己使用」のために約定されたものであるかを決定している。

金融資産及び金融負債の相殺

当グループは、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺する。

＞　認識された当該金額を相殺する法的効力がある権利を有し、かつ
＞　純額で決済するか、資産の実現と負債の決済を同時に行うことを意図している。

ハイパーインフレ

IAS第29号に従い、ハイパーインフレ経済においては、当グループは一般購買力の変化を反映する価格指数を用いて、非貨幣性項目、資本及び指数連動契約から派生する項目を回収可能額まで調整する。
初度適用の影響は、税効果を控除して株主持分において認識される。一方、ハイパーインフレの期間において（終わるまで）、調整から生じる利得又は損失は純損益で認識され、金融収益及び金融費用において区分して開示される。
これらの規定は、2018年7月1日以降、経済がハイパーインフレと宣言されたアルゼンチンにおける当グループの取引に適用される。

売却目的保有に分類される非流動資産（又は処分グループ）及び非継続事業

IFRS第5号に従い、非流動資産（又は処分グループ）は帳簿価額が、継続的な使用にではなく、基本的に売却取引を通じて回収される場合には、売却目的で保有される資産に分類される。

この分類要件は、当該非流動資産（又は処分グループ）を現状にて即時に売却可能で、売却の可能性が非常に高い場合に限り適用される。

売却の可能性が高いかどうかの判断要件の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。

当グループが、子会社の支配権の喪失を伴う売却計画を約定し、IFRS第5号の下で規定されている要件を充たす場合、当該子会社の全ての資産及び負債は、売却後に当グループが旧子会社における非支配持分を留保するか否かにかかわらず、分類の要件が充たされた時点で売却目的保有に分類される。

当グループは、IFRS第5号における想定としての当該分類要件を、関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける投資又は投資の一部に適用している。関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける投資の売却目的保有として分類されていない留保部分は、売却目的保有として分類された部分の処分が実行されるまで、持分法を用いて会計処理される。

売却目的保有に分類された非流動資産（又は処分グループ）及び処分グループの負債は、連結財政状態計算書におけるその他の資産及び負債から区分して表示される。

売却目的保有に分類された非流動資産又は処分グループの資産及び負債において表示される金額は、表示されている過去の期間において振替も修正再表示もされない。

売却目的保有としての非流動資産（又は処分グループ）の当初の分類の直前に、当該資産（又は処分グループ）の帳簿価額は、当該資産又は負債に適用される会計基準に準拠して測定される。売却目的保有に分類される非流動資産（又は処分グループ）は、帳簿価額又は売却費用控除後の公正価値のいずれか低い方の金額で測定される。当初又はその後に評価減した資産（又は処分グループ）の売却費用控除後の公正価値において、減損損失及びその戻入による利得は、継続事業からの純損益で認識される。

非流動資産は、売却目的保有に分類されている間、又は売却目的保有として分類される処分グループの一部である間は減価償却（又は償却）されない。

当グループの構成会社が非継続事業である場合、当グループは損益計算書の独立した項目に、以下の合計額からなる単一の金額を表示する。

＞　非継続事業の税引後利益又は損失

＞　非継続事業を構成する資産又は処分グループの、売却費用控除後、又は処分に係る公正価値の測定に関して認識された税引後純利得又は損失

これに対応する金額は、財務書類における過年度の損益計算書にて再表示されているため、開示は当報告期間末までに非継続となった全ての事業に関連している。当グループが売却目的保有として一構成要素の分類を中止した場合、過年度に非継続事業にて表示されていた当該構成部分の業績は、表示されていた全ての期間において継続事業からの純損益に振替えられ、含められる。

環境証書

特定のIAS／IFRS規則がない場合、当グループが採用している会計処理は、適用されるIAS／IFRS会計基準本体に含まれる一般規則及び国際的なベストプラクティスに準拠している。

特に、環境証書に関するグループの会計処理は、関係する事業体のビジネスモデルを反映しており、従って、再生可能な資源から発電する事業体、義務当事者、取引業者、及び義務当事者ではないがエネルギーサービス部門で事業を営むその他の事業体を区別し、これらの事業体が行う事業の様々な特徴を反映している。

この会計モデルの適用に関する詳細は、注記57「環境プログラム」に記載されている。

従業員給付

退職後及びその他の長期給付

IAS第19号に従い、当グループは、雇用終了時又は終了後に支払われる従業員給付、あるいは雇用期間中に発生するその他の長期給付に関連する負債を、制度ごとに個別に決定している。当グループは、数理計算上の仮定を用いて、報告日現在で従業員が負担している将来の給付額を見積り（予測単位積増方式を使用）、適切な割引率を用いてこれらの制度の現在価値を決定している。

当該負債は、制度資産を控除した後、関連する権利の確定期間にわたり発生主義で認識される。当該評価は独立の年金数理人によって実施されている。

制度資産が関連する確定給付債務の現在価値を上回った場合、剰余分は（適用される上限額まで）資産として認識される。

当グループは、確定給付制度の負債（資産）に関しては、負債の測定に係る累積的数理計算上の利得及び損失、制度資産の運用益（関連する利息収益控除後）、及び資産上限の影響（関連する利息控除後）を、発生時にその他の包括利益で認識する。

その他の長期給付については、関連する年金数理上の利得及び損失は、純損益を通じて認識される。

また、当グループは、確定拠出制度にも関与しており、当該制度の下で、別個の事業体（基金）に固定拠出金を支払い、基金が全ての従業員に当年度及び過年度の従業員の勤務に関連した従業員給付を支払うために充分な資産を保有していない場合でも、当グループはこれ以上の拠出金を支払う法的義務も推定的義務も負わない。このような制度は、通常、従業員退職後の年金給付を補完することを目的としている。関連する費用は、年度中に支払った拠出金の額に基づいて、純損益で認識される。

退職給付

IAS第19号に基づき、従業員の早期退職に伴う従業員への給付債務は、当グループが通常の退職日までに従業員の雇用を終了することを決定した場合、又は従業員が退職と引換えに給付の提供を受けることを決定した場合に発生する。

退職給付は、以下のうちいずれか早い日に認識される。

＞　グループ各社が給付金の申し出を撤回することが不可能となった時点、及び

＞　グループ各社がIAS第37号の適用範囲にある事業再編に係る費用を認識し、解雇給付の支払いを伴う時点

当該負債は、当該従業員給付の性質に基づいて測定される。

株式に基づく報酬

当グループは、最高経営責任者（CEO）及びジェネラル・マネージャー並びに経営幹部の報酬方針の一環として、資本性金融商品を用いて決済される株式に基づく報酬取引を行っている。

直近の長期インセンティブ制度は、株式要素（資本性金融商品で決済）及び金銭要素（現金で支払）で表されるインセンティブの受領者への支給を定めており、特定の条件が充たされた場合に発生する。

IFRS第2号に従い、当グループは、金銭的要素が制度を発行した企業の資本性金融商品の価格 (又は価値) に基づく場合は現金決済取引に分類し、その他の場合は他の長期従業員給付に分類する。当社株式のボーナス支給による株式要素の精算のために、当該制度を支えるための自己株式の購入プログラムが承認された。株式に基づく報酬制度の詳細は、注記52「株式に基づく報酬」を参照のこと。

特に資本部分については、当グループは、従業員により提供される勤務サービスを維持し、一定の成果を達成するための条件を充たすべき期間（権利確定期間）にわたり人件費として認識し、当該価値を間接的に見積り、付与日現在の資本性金融商品（すなわち発行者株式）の公正価値に基づき、それに対応する特定の株主持分項目の増加額を認識している。

認識される費用の総額は、権利確定期間の終了時に、市場条件又は権利不確定条件以外の勤務条件及び業績条件を充足する資本性金融商品の数について、エネルが入手可能な最善の見積りを反映するよう、権利確定日まで各報告日において調整される。
逆に、資本性金融商品に基づく当該インセンティブが現金で支払われる場合、当グループは、権利確定期間にわたり人件費として従業員により提供されたサービス、及び対応する負債を発生した負債の公正価値で測定する。その後、及びその消滅まで、権利が確定するインセンティブの最善の見積りを考慮して、人件費の下に認識された公正価値の変動とともに、負債は各報告日現在の公正価値で再測定される。

リスク及び費用に係る引当金

IAS第37号に従い、引当金は、報告期間の末日において過去の事象の結果として法律上又は推定上の債務が存在し、その決済により、その金額を信頼性をもって見積ることができる資源が流出することが見込まれる場合に計上する。貨幣の時間的価値の影響が重要である場合、未払費用は、期待される将来キャッシュ・フローを割引いて算出される。その際に用いる割引率は、貨幣の時間的価値に対する現在の市場評価と、期待される将来キャッシュ・フローが調整されていないリスクを反映した税引前割引率である。引当金が割引かれている場合、時間的要因についての現在価値の期間的な調整（例えば、割引の割戻し）は金融費用として認識される。
当グループが一部又は全部の費用の償還を期待する場合には、その償還がほぼ確実である場合に限り、当該償還は独立した資産として認識される。
当該負債が有形固定資産に関する閉鎖及び／又は敷地の原状回復に該当する場合、引当金の当初認識は関連する資産に対して行われ、費用は関連する関連資産の減価償却を通じて純損益にて認識される。
当該負債が核廃棄物及びその他の放射性物質の取扱及び保管に該当する場合は、引当金は関連する運営費用に対して認識される。
事業再編において負債は、当グループにより行われる事業の範囲又は事業の運営方法の大幅な変更を経営者が計画及び管理しているプログラムに該当する。当該負債は、推定的債務が確定する時点、すなわち、当グループが詳細で正式な事業再編計画を承認し、その計画の実施を開始した又はその影響を受ける者にその主な特性を公表した時点で認識される。
税金負債として認識される取扱いが不確実な法人所得税に関する負債は引当金に含めない。
当グループは、契約、法律又は商慣行に従って、IFRS第15号の適用範囲における顧客との契約から生じる製品（財であれサービスであれ）の販売に関連して保証を提供できることがある。この場合、当グループは、合意された仕様に則り当事者の意図として関連製品が機能するという保証を顧客に対して提供しているのか、又は当該製品が合意された仕様に則るという保証に加えて、サービスを顧客に提供する保証であるか評価している。
評価の後、当グループが製品保証の提供を定めている場合は、顧客へ製品の移転時に保証負債及び対応する費用を財又はサービスの提供の追加費用として認識し、保証に取引価格（従って収益）は帰属させない。負債は引当金として測定及び表示される。
その一方、サービス保証の提供であると当グループが判定する場合は、IFRS第15号に従って履行義務として約定された保証を会計処理し、契約負債を保証サービスが提供される期間にわたり収益として、関連費用は発生時に認識する。
最後に、保証が保証要素とサービス要素の双方を含み、当グループがそれらを区分して合理的に会計処理できない場合は、双方の保証を合わせて単一の履行義務として会計処理する。
ここで言及されている引当金の発生の見積りにおける変更は、当該変更が生じた期間における純損益を通じて認識されるが、義務の消滅に必要な予定期間及び費用の変動、又は割引率における変動から生じる閉鎖、廃棄及び／又は復旧の費用における変更はその例外となる。当該変更は、関連する資産の帳簿価額を増加又は減少させ、減価償却費を通じて純損益に計上される。当該変更が資産価値を増加させる場合は、資産の変更後の帳簿価額が充分に回収可能か否かも判定される。回収可能と認められないときは、回収不能額と相当の損失が純損益を通じて認識される。見積額における減少は、資産の帳簿価額まで認識される。超過分は直ちに純損益で認識される。

有形固定資産、特に原子力発電所の廃止、廃棄燃料及びその他の放射性物質の保管に関連する廃棄及び／又は原状回復において引当金の決定にあたり採用された見積要件に係る詳細は、注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」を参照のこと。
環境証書に関する引当金の決定の詳細は、注記57「環境プログラム」を参照のこと。

顧客との契約から生じた収益

当グループは、IFRS第15号で想定されている5つのステップのモデルを用いて、当該財又はサービスと引換えに当グループが受け取ることができると見込んでいる対価を反映する金額で、顧客との契約から生じた収益を認識する。

＞ 顧客との契約を識別する。
＞ 契約に含まれる履行義務、すなわち契約で約束された全ての財又はサービスを特定する。
＞ 変動対価、顧客から受け取る、又は顧客に支払うべき非現金対価、重要な資金調達要素を考慮して、契約開始時に取引価格を決定する。
＞ 契約開始時に、取引価格を各個別の履行義務に配分する。
＞ 約定された財又はサービスを顧客に移転することにより各履行義務が履行された時点（又はそれ以降）、収益を認識する。

履行義務が、当初想定された期間が一年以下である契約の一部である場合、及び当グループが顧客に請求する権利を有する金額の収益を認識する場合には、当グループは、既存契約における残存履行義務に関する情報を開示しない。
当該収益認識モデルの適用に関する詳細は、注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」及び注記10.a「販売及びサービスから生じる収益」に記載されている。

その他の収益

当グループは、顧客との契約から生じるもの以外に、主に以下の収益を認識している。

＞ 現物引渡しの契約に基づくエネルギー商品販売から生じる収益は、「自己使用の例外」の要件を満たさないため、IFRS第9号では公正価値で認識される。
＞ 現物決済を伴うエネルギー商品販売のために締結した契約の公正価値の変動は、自己使用の例外の要件を満たさないため、IFRS第9号に従ってFVTPLで認識される。
＞ 関連するリース契約の実体に従って発生主義で会計処理されるオペレーティング・リースの収益

その他の営業利益

その他の営業収益には主に、当グループの通常の活動の成果ではない資産の処分益、及び地方、国、国際を問わず政府、政府機関、同様の団体からの助成金が含まれる。IAS第20号に従い、政府助成金（公正価値による非金銭的助成金を含む）は、それらが受領され、当グループがそれらに付随する全ての条件を遵守することが合理的に保証されている場合に認識される。
固定資産(例えば、有形固定資産又は無形資産の項目)の購入、建設又はその他の取得のために政府補助金を受けた場合、当該補助金は当該資産の帳簿価額から控除され、減価償却費の減額として当該資産の減価償却可能期間にわたって純損益に計上される。資本助成金が該当する非流動資産への適切な帰属を可能にする充分な情報がない場合は、当該助成金はその他の負債の下で繰延収益として認識され、資産の耐用年数にわたり規則的に純損益に振替えられる。
当グループが、政府補助金を当グループの使用において非貨幣性資産の移転の形態で受け入れる場合、当該補助金及び当該資産の両方を、受け入れた非貨幣性資産の移転日現在の公正価値で会計処理する。

商品契約から生じた純損益

商品契約の純損益には以下のものが含まれる。

＞　キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されたデリバティブ及び純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブを含む商品デリバティブからの純収益又は費用（報告日時点で決済済みであるか未決済であるかにかかわらず）

＞　報告日時点でまだ未決済の現物決済のエネルギー商品契約の純損益を通じての測定による純利益／（損失）

配当金

「IFRS第9号-金融商品」に従い、配当金は支払いを受ける無条件の権利が確定した時点で認識される。

親会社の株主に対する未払配当金及び未払中間配当金は、各々株主総会及び取締役会に承認された期間に、株主持分の変動として認識される。

法人所得税等

IAS第12号は、当期及び繰延税金資産・負債の認識に関する要求事項を規定している。税金負債の決定における不確実性は、「IFRIC第23号-法人所得税の取扱いに関する不確実性」の規定に従って定義される。

当期法人所得税

各年度の法人所得税は、正味未払い額で「税金負債」の下で、又は還付残高が存在する場合は「税金資産」の下で認識され、課税所得額の見積りを用いて、適用される規則に基づき算定される。

特に負債及び資産は、課税所得が生じた国において報告期間末までに施行されている又は実質的に施行されている税率及び税法を用いて算定される。

当期法人所得税は、株主持分で認識された純損益以外で認識された当期の法人所得税を除き、純損益において認識される。

繰延税金

繰延税金負債及び繰延税金資産は、財務諸表上の負債及び資産の帳簿価額と税務上認識される対応する金額との間の一 時差異について、一時差異が解消される日に有効な税率に基づいて決定される。

繰延税金負債は、次の場合から負債が生じる場合を除き、全ての課税上の一時差異について認識される。(i)のれんの当初認識、(ii)企業結合ではない取引における資産又は負債の当初認識であって、取引時点において会計上の利益にも課税上の利益（税務上の損失）にも影響を与えず、課税上と損金算入上の一時差異が同額でない場合、又は(iii)子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャーへの投資に関連する課税上の一時差異に関して、当グループが一時差異の解消時期をコントロールすることができ、かつ一時差異が予測可能な将来 に解消しない可能性が高い場合。

繰延税金資産は、全ての控除可能な一時差異、税務上の繰越欠損金及び未使用税額控除について認識される。当該資産の回収可能性の詳細は、見積りに関する該当箇所を参照のこと。

繰延税金及び負債は、株主持分で認識された純損益以外で認識された当期の法人所得税を除き、純損益において認識される。

繰延税金資産及び繰延税金負債は、流動税金資産と流動税金負債を相殺する法的強制力のある権利が存在し、かつ、それらが同一の税務当局により、流動税金負債及び資産を純額ベースで決済するか、又は資産の実現と負債の同時決済のいずれかを予定している異なる課税事業体に課される所得税に関連している場合にのみ相殺される。これらの課税事業体は、相当額の繰延税金負債又は資産が決済又は回収されると予想される将来の各期において相殺される。

法人所得税の取扱いに関する不確実性

「不確実性」を定義する際には、特定の税務処理が関係税務当局により容認されるかどうかを検討しなければならない。税務上の処理が容認される可能性が高いと認められる場合（この場合における「可能性が高い」という用語は、「容認されない可能性よりも容認される可能性の方が高い」と定義される）には、当グループは、IAS第12条の要件を適用してその未収／繰延税金資産、又は未払／繰延税金負債を認識及び測定する。

逆に、税務当局が法人所得税の課税上の取扱いを受け入れる可能性が低いと判断した場合には、不確実性の解消を最も的確に予測できる方法で不確実性を反映する。

税務処理に関する不確実性の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営判断」を参照のこと。

不確実な法人所得税務上のポジションは法人所得税の定義を充たすことから、当グループは、当期税金負債／資産又は繰延税金負債／資産として不確実性のある税金負債／資産を表示している。

注記3.新規及び改訂された基準及び解釈指針

当グループは、2025年1月1日に発効した以下の基準、解釈及び改訂を適用している。

＞　2023年8月に公表された「IAS第21号 - 外国為替レートの変動の影響の改訂（交換可能性の欠如）」は、ある通貨が他の通貨と交換可能かどうかの判断方法を明確化するとともに、交換可能でない場合に適用すべき為替レートの決定方法について規定している。

この改訂は、手続上通常生じる遅れがあったとしても強制可能な権利義務を生み出す市場又は交換メカニズムを通じて他の通貨を入手することが可能である場合、その通貨は他の通貨と交換可能であるとみなされると定めている。

交換可能性の評価は、測定日において、特定の目的のために行われなければならない。そのような状況で、もう一方の通貨がごく少量しか入手できない場合、その通貨は交換できない。この場合、企業は、実勢の経済状況下で、測定日に市場参加者間で秩序ある為替取引が行われるであろうレートを反映した直物為替レートを見積る必要がある。

この改訂では、交換可能でない通貨の直物為替レートをどのように見積るかは規定されておらず、調整なしで観測可能な為替レートを使用するか、別の見積り手法を使用することができる。

この改訂により、企業は、ある通貨が他の通貨に交換できないという事実が、その企業の業績、財政状態、キャッシュ・フローにどのような影響を与えるか、又は与えることが予想されるかを利用者が評価できるような情報を提供する、新たな開示を行う必要がある。

この改訂の適用により本連結財務諸表への重要な影響は生じていない。

注記4.ミニマム課税

大規模な多国籍企業が事業を営む各法域において最低水準の事業所得税を納めることを保証することを目的とした「第二の柱のグローバル税源浸食防止モデルルール（GloBEルール）」は、エネルグループが事業を営む特定の法域において制定又は実質的に制定されている。一般的に、この規則では、その所得に対する実効税率を最低でも15%に引き上げるために、超過利潤に「上乗せ」税金を適用することを想定している。
この目的のため、当グループは、そのような法域における上乗せ税に対する潜在的なエクスポージャーを管理するための特定のプロセスを開発した。
この評価に基づき、エネルグループが、GloBEルールに基づき法域ごとに計算される実効税率と最低税率15%との差額として負担する可能性のある上乗せ税額に大きな影響はない。
当グループは、「IAS第12号 - 国際的な税制改革 - 第2の柱モデルルール」の規定を適用し、第2の柱の適用に起因する繰延税金の会計処理に関する強制的な一時的免除を適用した。当グループは、同規制の適用により生じる税金を、発生時に流動税金として認識する（注記24「繰延税金資産及び負債」参照）。

注記5. アルゼンチン－ハイパーインフレ下の経済：IAS第29号適用の影響

2018年7月1日以降、アルゼンチン経済は「IAS第29号－超インフレ経済下における財務報告」で定めた基準に基づき超インフレ（ハイパーインフレ）下にあるとみなされている。当該指定は、過去3年間の累積インフレ率が100%を超えることを含めた一連の定性的及び定量的な状況の評価に従って決定される。
2025年12月31日現在の連結財務諸表の作成の目的及びIAS第29号に従い、アルゼンチンにおける投資先の財政状態計算書の特定の項目において、当該企業の報告日時点のアルゼンチン・ペソの購買力の変動を反映するため過去のデータに一般消費者物価指数を適用して再測定された。
2009年6月25日にエネルグループがアルゼンチン企業の支配権を取得したことを考慮し、同日以降のインフレ指標を適用して非貨幣性財務諸表の数値の再測定を行った。当該再測定の会計上の影響は、期首財政状態計算書に既に反映されていることに加えて、期中の変動も含んでいる。より具体的には、2025年度に認識された非貨幣性項目、株主持分項目及び損益計算書の項目の再測定の影響は、損益計算書の特定の項目において金融損益として認識された。関連する税効果は当期税金として認識された。

また、現地通貨の為替レートに及ぼすハイパーインフレの影響を考慮に入れるため、ハイパーインフレ下の通貨で表示された損益計算書の金額は、IAS第21号に従ってその金額の現在価値に調整するため、年平均レートではなく期末の為替レートを適用して当グループの表示通貨（ユーロ）で換算された。

2018年12月31日現在から2025年12月31日現在までの一般物価指数の累積的変動は、以下の表のとおりである。

期間	一般消費者物価指数の累積的変動
2009年7月1日から2018年12月31日	346.30%
2019年1月1日から2019年12月31日	54.46%
2020年1月1日から2020年12月31日	35.41%
2021年1月1日から2021年12月31日	49.73%
2022年1月1日から2022年12月31日	97.08%
2023年1月1日から2023年12月31日	222.01%
2024年1月1日から2024年12月31日	109.22%
2025年1月1日から2025年12月31日	31.94%

2025年には、IAS第29号の適用により、163百万ユーロの純金融収益（税引後）が発生した。

以下の表は、2025年12月31日現在の残高に係るIAS第29号の影響及び2025年度の損益計算書の主要項目に対するハイパーインフレの影響を、一般消費者物価指数に基づく再評価に係るものと、IAS第21号の規定に従って期間中の平均レートではなく期末の為替レートをハイパーインフレ下の経済に適用することによるものを区分して開示している。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在のハイパーインフレの累積的影響	当中間会計期間中の超インフレ影響	為替換算差額	2025年12月31日現在のハイパーインフレの累積的影響
資産合計	2,333	445	(887)	1,891
負債合計	710	191	(260)	641
株主資本	1,623	254 (1)	(627)	1,250

(1) この数字には35百万ユーロの損失が含まれている。

百万ユーロ

	IAS第29号の影響		IAS第21号の影響		影響合計 2025年12月31日現在
収益	189		(232)		(43)
売上原価	251	(1)	(220)	(2)	31
営業利益／（損失）	**(62)**		**(12)**		**(74)**
金融収益／（費用）（純額）	(47)		22		(25)
ハイパーインフレ調整から生じた収益／（費用）純額	163		-		163
税引前利益	**54**		**10**		**64**
税金	89		26		115
当期利益／(損失) (親会社及び非支配株主の所有者)	**(35)**		**(16)**		**(51)**
親会社株主帰属分	(26)		(10)		(36)
非支配持分帰属分	(9)		(6)		(15)

(1) 131百万ユーロの減価償却費、償却費及び減損損失による影響を含む。
(2) マイナス14百万ユーロの減価償却費、償却費及び減損損失による影響を含む。

注記6.気候変動に関する開示

「ネットゼロ」に向けた動きは世界中で進んでおり、グローバル経済の脱炭素化及び電化のプロセスは、地球温暖化の深刻な結果を回避するために重要である。
このような展望に立ち、当グループでは、以下の戦略指針を定めている。

- **＞　2040年までに再生可能エネルギー発電100%を達成することを目標に一貫して投資を行う。**
- **＞　配電網の強化とデジタル化を進め、気候変動に対するレジリエンスの向上を図る。**
- **＞　消費の電化の効率化と簡易化に寄与する製品及びサービスを提供する。**

気候変動に関連するリスク及びパリ協定の下で設定されたコミットメントを考慮し、当グループは、2040年までに直接的・間接的ネット・ゼロ・エミッションを達成するという目標を定め、国際会計基準の概念フレームワークの下で要請される重要かつ予見可能な影響を強調しつつ、資産、負債及び純損益に係る影響を反映していくことを決定した。
この点に関して、当グループは、連結財務諸表の注記で、気候変動がどのように会計に反映されているかについて、明確な情報を提供している。
当該連結財務諸表の注記の一部として作成された開示における気候変動に関するより効果的かつ包括的なコミュニケーションのために、本開示を以下に示すように図示化し、気候変動に関連する課題が取扱われている各々の章で参照情報を提供している。

主題	注記	内容
気候変動に係る見積り及び判断	注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」	■　（財務報告上の重要性を考慮した）気候変動に関連した経営陣による見積り及び判断の利用の参照情報 ■　特定の資産／資金生成単位からの見積り期待キャッシュ・フローに着目非金融資産の減損 ■　パリ協定及び関連する資産の耐用年数の見積りへの影響の下での当グループのコミットメントの影響に重点を置く（「非金融資産の耐用年数の決定」の章）
持続可能な投資	注記18「有形固定資産」	■　送電網の整備に関連するインフラと、顧客向けの革新的なソリューションの開発への投資に重点を置く。
再生可能エネルギーの長期契約	注記48「リスク管理」	■　電力購入契約（PPA／仮想PPA）の主要機能に重点を置く。
非金融資産の評価	注記11.e「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」 注記18「有形固定資産」 注記23「のれん」	■　非金融資産の評価、特に特定の資産の残存耐用年数及び減損テストに関して、パリ協定に沿って当グループが行ったコミットメントに関連する影響に重点を置く。

トピック	注記	内容
引当金	注記39「リスク及び費用における引当金」	■ サイトの廃止措置と復旧のためのものを含め、配電網と発電所への気候変動の影響に対する規定、及びエネルギー転換に関連した再構築計画のための可能な規定に焦点を当てる。
サステナビリティ連動融資	注記47.3「借入金」 注記59「後発事象」	■ 以下に着目する。 - 国連で提起された持続可能な開発目標に沿ったサステナビリティ目標の達成に関連するサステナビリティ連動債の発行 - 特定の持続可能な当グループのプロジェクトやイニシアティブへの資金の調達に用いるグリーンボンド - 持続可能な開発目標（SDGs）の達成に繋がる持続可能な融資
株式に基づく報酬	注記52「株式に基づく報酬」	■ 特定の気候変動関連目標の達成に連動する長期報奨制度の説明
環境プログラム	注記57 「環境プログラム」	■ 国内及び国際的な規制により要求される環境コンプライアンスに関する費用の説明 ■ 環境適合基準を満たすのに十分な環境証書を取得していないために発生したコストの説明

注記7.非継続事業

「欧州」地域内では、エネルグループは2022年にルーマニアを含む一部の主要事業部門の売却を決定した。当該非継続事業は、当グループが事業を展開している地域別の重要な部分を占めていたため、IFRS第5号の規定に従って、これらの資産に関連する損益を連結損益計算書の「非継続事業からの利益／（損失）」に区分している。

具体的には、2022年と2023年に締結されたルーマニアの資産に関する売却契約では、特定の契約条項の発生時にエネルが支払う価格調整メカニズムが規定されていた。

2025年にこれらの条項が発生した結果、買手に36百万ユーロの価格調整金を支払う義務が生じた。

損益計算書における表示、及び売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業に係る注記に記載する開示について規定しているIFRS第5号の規定に従い、2025年度における非継続事業の業績の損益計算書は以下の表示のとおりである。
当該項目は連結会社間取引を全て控除した後の金額を表示している。

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減
収益	-	-	-
売上原価	-	-	-
営業利益／（損失）	**-**	**-**	**-**
金融（収益）／費用	-	-	-
持分法による投資利益／(損失)	-	-	-
非継続事業からの税引前利益	**-**	**-**	**-**
法人所得税等	-	-	-
ルーマニア損益	**-**	**-**	**-**
非継続事業の売却から生じたキャピタル・ゲイン／（ロス）	(36)	-	(36)
非継続事業から生じた利益／（損失）	**(36)**	**-**	**(36)**

なお、価格調整の認識には金銭的影響はない。

前へ　次へ

連結範囲の変更

注記8.期中の主な取得及び処分

2期間の概観のとおり、複数の取引の結果として連結範囲に変更が生じた。

2024

＞ 2024年1月4日、エネル・エスピーエーは子会社のEnel Green Power North America (EGPNA)を通じて、米国の再生可能エネルギー資産ポートフォリオを総額253百万ユーロで売却することを決定した。売却された資産には、EGPNAの地熱発電ポートフォリオ全体と多数の小規模太陽光発電所が含まれ、稼働中の発電所の総容量は約150MWであった。当該取引はグループ業績に8百万ユーロのプラス影響を与えた。2023年12月31日、同資産は「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」に再分類され、34百万ユーロの減損損失が発生した。

＞ 2024年5月10日、Enel Américas SAを通じてエネル・エスピーエーが支配するEnel Perú SACは、発電会社Enel Generación Perú SAA及びCompañía Energética Veracruz SACに対する保有全出資持分を総額1,198百万ユーロでNiagara Energy SACに売却した。当該売却は、関連する為替準備金の取崩しに伴うマイナス効果考慮後のグループ損益に9百万ユーロのプラス影響を与えた。

＞ 2024年6月12日、Enel Perú SACは、Enel Distribución Perú SAA 及び先進エネルギーサービス会社Enel X Perú SACに対する保有全出資持分を、North Lima Power Grid Holding SACに総額2,880百万ユーロで売却した。当該取引は、関連する為替準備金の取崩しに伴うマイナス効果考慮後のグループ損益に509百万ユーロのプラス影響を与えた。

＞ 2024年10月初旬、エネルグループは子会社のEnel North Americaを通じて、北米の貯蔵事業関連資産をMSS Energy Storage LLC（米国の資産について）及びMSS LP Holdings Inc.（カナダの資産について）に総額160百万ユーロで売却した。当該取引はグループ損益にマイナス44百万ユーロの影響を与えた。

＞ 2024年12月30日、エネル・エスピーエーは、子会社e-distribuzione SpAを通じて、ミラノ県及びブレシア県に所在する複数の自治体の配電サービスの事業体であるDuereti Srlの株式資本の90%を1,229百万ユーロでA2Aに売却した。当該取引は、グループ損益に978百万ユーロのプラス影響を与えた。

2025年

＞ 2025年2月26日、Endesa Generaciónは、Accionaのグループ企業であるCorporación Acciona Energías Renovablesから、Corporación Acciona Hidráulica SLUの全株式を取得した。取得後、同社はE-Generación Hidráulica SLUに社名を変更した。

この取引は、「IFRS第3号-企業結合」に従って会計処理された。取得対価の総額は961百万ユーロで、うち959百万ユーロは現金払いで、残りの2百万ユーロは一定の契約条件の遵守を条件としている。

2025年6月30日現在、取得資産、引受負債及び潜在的負債の最終的な公正価値を特定する価格配分プロセスは完了している。価格配分プロセスの完了時に認識された確定のれんは125百万ユーロとなった。

最終的な価格配分後の取得日における会計状況は以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	PPA前の帳簿価額	取得価格配分の調整	PPA後の帳簿価額
有形固定資産	474	498	972
現金及び現金同等物	10	-	10
その他の資産	17	-	17
繰延税金負債	-	(125)	(125)
負債	(38)	-	(38)
正味取得資産	**463**	373	**836**
取得価格	**961**	-	**961**
（うち現金）	959		959
のれん	498	(373)	125

この取引は、取得した現金及び現金同等物10百万ユーロを差し引いた正味金融負債949百万ユーロに影響を与えた。
2025年7月1日、同社はEndesa Generaciónに合併し、2025年2月26日に会計上の効力が発生する。

＞ 2025年7月31日、エネル・エスピーエーがエンデサSAを通じて支配するグループ子会社Enel Green Power España SLUは、それまで37.5%を保有し持分法で連結されていたCompañía Eólica Tierras Altas SA (Cetasa)の全株式を取得した。
残りの62.5%の取得対価は45百万ユーロで、うち43百万ユーロは既に現金で支払われた。
取得資産、引受負債及び潜在的負債の最終的な公正価値を特定する価格配分プロセスが完了し、19百万ユーロののれんが認識された。
最終的な価格配分後の取得日における会計状況は、以下のように定義される。

（単位：百万ユーロ）	PPA前の帳簿価額	取得価格配分の調整	PPA後の帳簿価額
有形固定資産及び無形資産	12	42	54
繰延税金収益	1	-	1
現金及び現金同等物	14	-	14
その他の資産	2	-	2
負債	(8)	(10)	(18)
正味取得資産	**21**	**32**	**53**
取得価格	**45**	**-**	**45**
（うち現金）	43	-	43
既所有持分の公正価値	**27**	**-**	**27**
のれん	51	(32)	19

取得後、既に8百万ユーロの簿価で保有されていた持分は27百万ユーロの公正価値で再評価され、利益への影響は19百万ユーロ（グループ利益への影響は14百万ユーロ）となった。

＞ 2025年10月1日、Enel Green Power North America (EGPNA)は、Gulf Pacific Power（GPP）とのスワップ取引を完了した。同契約に基づき、EGPNAは風力発電所を所有する複数の企業への出資比率を51%に引き上げた。同時に、同社は風力発電所の少数株主持分の一部と、別の風力発電施設の全持分を、約44百万ユーロの現金対価で売却した。
この取引は、「IFRS第3号-企業結合」に従って会計処理された。取得総額は162百万ユーロで、うち44百万ユーロが現金、残りが売却した工場の公正価値に相当する。
価格配分プロセスは、57百万ユーロの減損を特定して完了した。
最終的な価格配分後の取得日における会計状況は以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	PPA前の帳簿価額	取得価格配分の調整	PPA後の帳簿価額
有形固定資産	314	(62)	252
無形資産	-	24	24
棚卸資産	3	-	3
現金及び現金同等物	6	-	6
その他の資産	8	-	8
借入金	(39)	(5)	(44)
非支配持分に対する支払債務	-	(122)	(122)
リスク、費用及び従業員給付に係る引当金	(10)	(6)	(16)
流動負債	(6)	-	(6)
正味取得資産	**276**	**(171)**	**105**
売却純資産合計			**118**
現金			**44**
取得価格			**162**
（うち現金）			44
減損損失			**(57)**

その他の変動

＞　2025年5月23日、エネル・エスピーエーは子会社であるEnel Produzione SpAを通じて、Slovenské elektrárne ASが66%を所有する持分法適用会社であるSlovak Power Holding BVの株式資本をEnergetický a prů myslový holding（EPH）に売却することを最終決定した。この売却は、2015年から2020年にかけて締結された契約により予期されていた、Slovak Power Holdingの100%株式を総額150百万ユーロで売却するための早期売却オプションのEPHによる行使に続くもので、2016年の最初の売却取引時に既に支払われたものである。
この取引の完了により、持分法で会計処理されている投資に関連する資本準備金の取り崩しに関連して、当グループの純利益に341百万ユーロのマイナスの影響が生じた。

＞　2025年10月2日、エンデサSAを通じて支配されるグループ会社であるEnel Green Power España SLUは、スペインで操業するエンデサの太陽光発電資産（総設備容量446MW）を所有するビークルであるEnel Green Power España Solar 2 SLUの株式資本の49.99%を、182百万ユーロの対価でMasdarに売却することを最終決定した。エネルは引き続き支配権を維持しており、従ってEnel Green Power España Solar 2は完全に連結対象であるため、当該取引による当グループの経済的業績への影響はない。

＞　2025年10月8日、Enel X Srlは、当グループが50%所有し持分法適用会社であったEwiva Srlの完全支配権を取得した。
残り50%の取得対価は現金30百万ユーロで、有形固定資産は87百万ユーロであった。
当グループは、取得日から12か月以内に取得した資産及び引受負債の公正価値を識別する。
取得した純資産の価値と取得価格及び既に保有する持分との差額5百万ユーロは、価格配分プロセスが完了するまでの間、一時的にのれんに配分された。
取得後、既に33百万ユーロの簿価で保有していた持分の再測定を行った結果、公正価値は30百万ユーロとなり、利益への影響は3百万ユーロとなった。

＞　2025年12月15日、グループは子会社であるEnel Green Power Germanyを通じて、総設備容量51MWのドイツにおける陸上風力発電所ポートフォリオを44百万ユーロで取得した。そのうち43百万ユーロは、取得対象会社が売主に対して負っていた債務に相当する。この取引の結果、暫定的に44百万ユーロののれん及び34百万ユーロの有形固定資産が認識された。
当グループは、取得日から12か月以内に取得した資産及び引受負債の公正価値を識別する。

注記9.事業部門別及び地域別の業績及び財務状態

事業部門別の業績表示は、当グループが採用している事業モデルを考慮した上で、経営者が当グループの業績をモニタリングし、その業績を市場に報告する際に用いている手法に基づいている。
従って、事業部門は、エネルグループの経営者が行う分析及び意思決定における主な区分であり、結果はまず第一に各事業部門ごとに測定及び評価され、その後で地域別に分類されるため、これらの目的のために作成された内部報告書と完全に一致する。
この点に関して、経営者は、2025年のセグメント別業績の発表以降、各国の規制制度にも沿って、従来はエンドユーザー市場事業部門に割当てられていた中南米における一部の事業の業績を、Enel Grid事業部門の配電事業の下に含めることが適切であると判断したことに留意されたい。さらに経営者は、新たな組織体制を適用するため、3SUN子会社の業績及び財務データをEnel Green Powerからホールディング及びサービス事業部門へ再配分することも決定した。これらの変更に伴い、前年度の数値は比較の目的でのみ調整されている。

事業部門別業績

2025年度業績(1)

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	報告セグメント合計(1)	消去及び調整	合計
外部から生じた収益及びその他の収益	18,616	7,551	20,294	33,776	109	80,346	-	80,346
他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	9,306	4,098	2,517	1,490	2,014	19,425	(19,425)	-
収益合計	**27,922**	**11,649**	**22,811**	**35,266**	**2,123**	**99,771**	**(19,425)**	**80,346**
費用合計	26,423	5,220	13,932	30,530	2,340	78,445	(19,425)	59,020
商品契約から生じた純損益	1,226	73	-	(559)	7	747	-	747
減価償却費及び償却費	850	2,111	3,021	901	216	7,099	-	7,099
減損損失	1,179	1,160	498	900	13	3,750	-	3,750
減損損失戻入	(39)	(19)	(48)	(203)	-	(309)	-	(309)
営業利益／（損失）	**735**	**3,250**	**5,408**	**2,579**	**(439)**	**11,533**	**-**	**11,533**
資本的支出	**591**	**1,939** (2)	**7,029**	**850**	**262**	**10,671**	**-**	**10,671**

(1) セグメント収益は外部収益とその他のセグメントから生じた収益の両方を含む。
(2) 売却目的保有に分類された2百万ユーロは含まれていない。

2024年度業績(1)

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	報告セグメント合計(1)	消去及び調整	合計
外部から生じた収益及びその他の収益	10,355	8,940	22,126	37,538	(12)	78,947	-	78,947
他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	13,921	3,299	2,789	2,644	1,956	24,609	(24,609)	-
収益合計	**24,276**	**12,239**	**24,915**	**40,182**	**1,944**	**103,556**	**(24,609)**	**78,947**
費用合計	22,781	5,542	14,403	34,741	2,500	79,967	(24,609)	55,358
商品契約から生じた純損益	1,673	(22)	-	(1,171)	(3)	477	-	477
減価償却費及び償却費	788	1,697	3,097	842	259	6,683	-	6,683
減損損失	77	425	335	1,343	2	2,182	-	2,182
減損損失戻入	(17)	(13)	(91)	(171)	1	(293)	-	(293)
営業利益／（損失）	**2,320**	**4,566**	**7,171**	**2,256**	**(819)**	**15,494**	**-**	**15,494**
資本的支出	**673** (2)	**3,055** (3)	**5,868** (4)	**971** (5)	**254** (6)	**10,821**	**-**	**10,821**

(1) セグメント収益は外部収益とその他のセグメントから生じた収益の両方を含む。
(2) 売却目的保有に分類された13百万ユーロは含まれていない。
(3) 売却目的保有に分類された9百万ユーロは含まれていない。
(4) 売却目的保有に分類された62百万ユーロは含まれていない。
(5) 売却目的保有に分類された14百万ユーロは含まれていない。
(6) 売却目的保有に分類された91百万ユーロは含まれていない。

地域別業績

2025年度業績[1]

百万ユーロ	イタリア	イベリア	その他の地域	アルゼンチン	ブラジル	チリ	コロンビア及び中央アメリカ	米国及びカナダ	メキシコ	その他の地域 - その他の国々	その他の地域消去	その他、消去及び調整	合計
外部から生じた収益及びその他の収益	39,914	21,383	18,890	1,315	7,893	4,133	3,508	1,524	293	330	(106)	159	80,346
他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	226	4	103	-	-	7	-	-	(8)	6	98	(333)	-
収益合計	**40,140**	**21,387**	**18,993**	**1,315**	**7,893**	**4,140**	**3,508**	**1,524**	**285**	**336**	**(8)**	**(174)**	**80,346**
費用合計	29,778	15,807	13,389	1,121	5,906	2,850	1,921	772	229	597	(7)	46	59,020
商品契約から生じた純損益	577	92	70	-	1	1	1	62	4	2	1	8	747
減価償却費及び償却費	2,609	2,139	2,167	140	652	348	257	520	202	46	2	184	7,099
減損損失	1,665	625	1,370	60	325	64	25	863	(8)	44	(3)	90	3,750
減損損失戻入	(19)	(267)	(22)	-	(10)	1	(8)	(6)	-	-	1	(1)	(309)
営業利益／（損失）	**6,684**	**3,175**	**2,159**	**(6)**	**1,019**	**878**	**1,314**	**(563)**	**(134)**	**(349)**	**-**	**(485)**	**11,533**
資本的支出	**5,807**	**1,995**	**2,646**	**200**	**1,205**	**412**	**642**	**145**	**21**	**21** [2]	**-**	**223**	**10,671**

(1) セグメント収益は外部収益とその他のセグメントとの取引から生じた収益の双方を含む。
(2) 売却目的保有に分類された2百万ユーロは含まれていない。

2024年度業績(1)

百万ユーロ	イタリア	イベリア	その他の地域	アルゼンチン	ブラジル	チリ	コロンビア及び中央アメリカ	米国及びカナダ	メキシコ	その他の地域 - その他の国々	その他の地域消去	その他、消去及び調整	合計
外部から生じた収益及びその他の収益	36,093	21,285	21,444	1,355	7,685	3,889	3,872	1,990	359	2,344	(50)	125	78,947
他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	159	11	46	-	-	9	-	1	1	4	33	(216)	-
収益合計	**36,252**	**21,296**	**21,490**	**1,355**	**7,685**	**3,898**	**3,872**	**1,991**	**358**	**2,348**	**(17)**	**(91)**	**78,947**
費用合計	25,663	15,199	14,295	1,309	5,626	3,208	2,503	798	238	630	(17)	201	55,358
商品契約から生じた純損益	1,496	(908)	(107)	-	1	(18)	1	(73)	(16)	-	-	(4)	477
減価償却費及び償却費	2,453	1,981	2,027	145	702	296	264	481	37	102	-	222	6,683
減損損失	964	534	592	46	238	51	74	148	2	33	-	92	2,182
減損損失戻入	(47)	(218)	(28)	-	(3)	-	(3)	(21)	(2)	1	-	-	(293)
営業利益／（損失）	**8,715**	**2,892**	**4,497**	**(145)**	**1,123**	**325**	**1,033**	**512**	**67**	**1,582**	**-**	**(610)**	**15,494**
資本的支出	**5,253**	**1,979**	**3,348** (2)	**179**	**1,286**	**540**	**478**	**833** (3)	**26**	**6** (4)	**-**	**241** (5)	**10,821**

(1) セグメント収益は外部収益とその他のセグメントとの取引から生じた収益の双方を含む。
(2) 売却目的保有に分類された98百万ユーロは含まれていない。
(3) 売却目的保有に分類された96百万ユーロは含まれていない。
(4) 売却目的保有に分類された2百万ユーロは含まれていない。
(5) 売却目的に分類された、3SUNによる2024年1月から5月の投資に係る91百万ユーロは含まれていない。2024年6月以降は、IFRS第5号により従前の分類を決定していた条件が適用されなくなったため、「使用目的保有」の資産及び負債に振替えられた。

事業部門別財務状態

2025年12月31日現在

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
有形固定資産	6,410	40,884	44,306	961	1,789	94,350	1	94,349
無形資産	153	4,958	18,115	4,623	334	28,183	1	28,182
非流動及び流動契約資産	6	14	621	122	9	772	(3)	769
営業債権	3,469	2,735	8,767	4,429	1,364	20,764	(6,168)	14,596
その他	2,034	1,681	3,204	1,233	3,912	12,064	(4,973)	7,091
営業資産	**12,072** (1)	**50,272** (2)	**75,013** (3)	**11,368** (4)	**7,408** (5)	**156,133**	**(11,146)**	**144,987**
営業債務	3,383	2,458	5,452	5,068	1,127	17,488	(5,607)	11,881
非流動及び流動契約負債	305	197	7,805	52	4	8,363	(35)	8,328
各種引当金	3,240	1,794	1,733	737	1,236	8,740	(52)	8,688
その他	1,216	2,651	9,489	3,805	5,578	22,739	(5,320)	17,419
営業負債	**8,144** (6)	**7,100** (7)	**24,479** (8)	**9,662**	**7,945** (9)	**57,330**	**(11,014)**	**46,316**

(1) うち38百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(2) うち834百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(3) うち21百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(4) うち3百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(5) うち31百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(6) うち131百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(7) うち158百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(8) うち4百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(9) うち35百万ユーロは売却目的保有に分類される。

2024年12月31日現在

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
有形固定資産	8,128	42,395	41,679	975	1,638	94,815	1	94,814
無形資産	199	5,048	18,333	4,777	362	28,719	-	28,719
非流動及び流動契約資産	12	13	535	163	3	726	(3)	723
営業債権	4,648	2,961	8,279	5,600	1,325	22,813	(6,864)	15,949
その他	6,457	571	2,459	2,984	5,590	18,061	(10,880)	7,181
営業資産	**19,444** (1)	**50,988** (2)	**71,285** (3)	**14,499**	**8,918**	**165,134**	**(17,748)**	**147,386**
営業債務	5,104	3,420	5,049	5,520	1,187	20,280	(6,575)	13,705
非流動及び流動契約負債	175	254	7,645	71	4	8,149	(19)	8,130
各種引当金	3,514	1,593	2,380	751	1,273	9,511	(56)	9,455
その他	5,322	873	9,512	7,211	5,196	28,114	(10,867)	17,247
営業負債	**14,115** (4)	**6,140** (5)	**24,586** (6)	**13,553**	**7,660**	**66,054**	**(17,517)**	**48,537**

(1) うち189百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(2) うち116百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(3) うち37百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(4) うち12百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(5) うち12百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(6) うち17百万ユーロは売却目的保有に分類される。

地域別財政状態

2025年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア	その他の地域	アルゼンチン	ブラジル	チリ	コロンビア及び中央アメリカ	米国及びカナダ	メキシコ	その他の地域 - その他の国々	その他の地域消去	その他、消去及び調整	合計
有形固定資産	37,813	24,391	31,187	2,034	4,750	7,023	5,910	10,329	647	495	(1)	958	94,349
無形資産	2,984	16,091	8,697	126	3,574	2,505	2,027	228	1	237	1	410	28,182
非流動及び流動契約資産	61	44	642	-	627	-	-	13	1	1	-	22	769
営業債権	6,613	3,093	4,792	267	1,943	1,951	366	159	62	72	(28)	98	14,596
その他	2,563	2,818	1,725	63	775	342	182	229	169	88	(123)	(15)	7,091
営業資産	**50,034** (1)	**46,437** (2)	**47,043**	**2,490**	**11,669**	**11,821**	**8,485** (3)	**10,958**	**878** (4)	**893** (5)	**(151)**	**1,473**	**144,987**
営業債務	5,800	1,912	4,895	372	1,591	2,004	470	320	71	98	(31)	(726)	11,881
非流動及び流動契約負債	4,205	3,873	269	-	226	-	43	-	-	-	-	(19)	8,328
各種引当金	3,263	2,847	1,685	44	759	264	353	219	6	39	1	893	8,688
その他	7,553	3,296	4,690	451	2,105	626	203	1,155	229	45	(124)	1,880	17,419
営業負債	**20,821**	**11,928** (6)	**11,539**	**867**	**4,681**	**2,894**	**1,069**	**1,694**	**306** (7)	**182** (8)	**(154)**	**2,028** (9)	**46,316**

(1) うち6百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(2) うち28百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(3) うち2百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(4) うち858百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(5) うち8百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(6) うち15百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(7) うち163百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(8) うち8百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(9) うち35百万ユーロは売却目的保有に分類される。

2024年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア	その他の地域	アルゼンチン	ブラジル	チリ	コロンビア及び中央アメリカ	米国及びカナダ	メキシコ	その他の地域 - その他の国々	その他の地域消去	その他、消去及び調整	合計
有形固定資産	35,910	23,553	34,457	2,430	4,748	7,689	5,423	12,733	891	543	-	894	94,814
無形資産	3,070	16,065	9,085	141	3,777	2,574	2,043	324	35	191	-	499	28,719
非流動及び流動契約資産	61	82	560	-	517	-	-	8	3	32	-	20	723
営業債権	7,404	3,442	5,013	246	1,585	2,456	400	165	92	106	(37)	90	15,949
その他	3,145	2,347	1,591	76	684	206	196	176	178	91	(16)	98	7,181
営業資産	**49,590**	**45,489** (1)	**50,706** (2)	**2,893**	**11,311**	**12,925**	**8,062** (3)	**13,406**	**1,199**	**963** (4)	**(53)**	**1,601**	**147,386**
営業債務	6,774	2,270	5,277	543	1,366	2,286	435	389	132	160	(34)	(616)	13,705
非流動及び流動契約負債	4,253	3,802	108	-	70	-	38	-	-	-	-	(33)	8,130
各種引当金	3,504	3,000	2,103	50	1,215	327	302	181	4	24	-	848	9,455
その他	7,134	3,093	5,545	490	1,971	1,102	174	1,629	126	68	(15)	1,475	17,247
営業負債	**21,665**	**12,165** (5)	**13,033** (6)	**1,083**	**4,622**	**3,715**	**949**	**2,199**	**262**	**252** (7)	**(49)**	**1,674**	**48,537**

(1) うち37百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(2) うち306百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(3) うち49百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(4) うち257百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(5) うち17百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(6) うち28百万ユーロは売却目的保有に分類される。
(7) うち28百万ユーロは売却目的保有に分類される。

セグメント資産及び負債、並びに連結財政状態計算書上の数値を調整した表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2025年12月31日 現在	2024年12月31日 現在
資産合計	**178,657**	**187,139**
持分法で会計処理されている投資	1,317	1,456
その他の非流動金融資産	9,642	9,610
「その他の非流動資産」に含まれる非流動税金資産	935	1,114
その他の流動金融資産	6,349	8,366
現金及び現金同等物	5,065	8,051
繰延税金資産	8,830	9,025
税金資産	1,331	2,059
「売却目的保有資産」に含まれる金融資産及び未収税金	201	72
セグメント資産	**144,987**	**147,386**
負債合計	**131,852**	**137,968**
長期借入金	56,983	60,000
非流動金融デリバティブ負債	3,314	2,915
その他の非流動金融負債	414	64
短期借入金	2,975	3,645
1年内返済予定の長期借入金	8,803	7,439
その他の流動金融負債	3,253	4,429
繰延税金負債	7,813	7,951
法人所得税負債	541	1,589
その他の税金負債	886	1,289
売却目的保有に分類された処分グループに含まれる負債」の金融負債及び税金負債	554	110
セグメント負債	**46,316**	**48,537**

前へ　次へ

連結損益計算書に関する情報

注記10. 収益

10.a 販売及びサービスから生じる収益- 78,057百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
売電	39,844	43,478	(3,634)	-8.4%
送電	12,826	12,072	754	6.2%
系統事業者からの手数料	1,494	961	533	55.5%
機関市場事業者からの繰入金	1,573	1,747	(174)	-10.0%
ガス販売	5,169	5,875	(706)	-12.0%
ガス配送	670	564	106	18.8%
燃料販売	1,378	1,578	(200)	-12.7%
電力・ガスネットワークへの接続料金	989	1,002	(13)	-1.3%
工事契約収益	1,260	1,054	206	19.5%
環境証書販売	72	132	(60)	-45.5%
付加価値サービス販売	1,237	1,263	(26)	-2.1%
その他の販売及びサービス	916	900	16	1.8%
IFRS第15号収益	**67,428**	**70,626**	**(3,198)**	**-4.5%**
現物決済を伴う契約下での商品販売	9,266	4,598	4,668	-
期間中に締結した現物決済を伴う商品売却契約の測定に係る利得／（損失）	1,339	(1,333)	2,672	-
その他の収益	24	23	1	4.3%
販売及びサービスから生じた収益合計	**78,057**	**73,914**	**4,143**	**5.6%**

「電力販売」から生じる収益は39,844百万ユーロと、2024年比で3,634百万ユーロ減少した（8.4%減）。これは主に販売量の減少を反映しており、特にイタリア（2,986百万ユーロ）では、強化保護市場の廃止に伴い家庭用及び業務用セグメントにおける販売価格が正常化した結果である。またペルー（568百万ユーロ）では発電及び配電資産の売却に伴い、販売量が減少した。この減少は、「送電」（754百万ユーロ）の増収、特にイタリア（550百万ユーロ）での大幅な増収、及び低・中電圧の顧客に適用される配電・検針費用の増加に起因するもので、一部相殺された。

「系統事業者からの料金」は、主にイタリアにおいて、電力系統保安サービス及び容量報酬メカニズム（容量市場）の料金増を反映し、2024年比で533百万ユーロ増加した。

2025年の「ガス販売」から生じる収益は5,169百万ユーロで、前年比706百万ユーロの減少となった。この減少は、主にイタリアにおける販売量の減少及び最終顧客に適用される契約条件の更新に起因する（605百万ユーロ）。

IFRS第9号の適用範囲内で純損益を通じて公正価値で測定される「現物決済を伴う契約に基づく商品販売」（4,668百万ユーロ）及び「期間中に締結した現物決済を伴う商品販売契約の測定に係る利益/（損失）」（2,672百万ユーロ）の増収は主にガスに係るもので、主に決済期間中の参照シナリオと比較した平均価格の上昇を反映している。

次の表は、IFRS第9号の適用範囲内で純損益を通じて公正価値で測定される現物決済を伴う商品の売買契約向け契約に係る純損益は以下の表のとおりである。

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
期中に終了した現物決済（IFRS第9号範囲内）を伴うエネルギー商品契約に係る公正価値損益				
販売契約				
電力販売	1,014	919	95	10.3%
終了した契約に係る公正価値損益（括弧内は損失）	85	1	84	-
電力合計	**1,099**	**920**	**179**	**19.5%**
ガス販売	8,233	3,599	4,634	-
終了した契約に係る公正価値損益（括弧内は損失）	1,242	(1,482)	2,724	-
ガス合計	**9,475**	**2,117**	**7,358**	**-**
排出枠販売	14	74	(60)	-81.1%
終了した契約に係る公正価値損益（括弧内は損失）	12	139	(127)	-91.4%
排出枠合計	**26**	**213**	**(187)**	**-87.8%**
原産地保証販売	5	6	1	-16.7%
終了した契約に係る公正価値損益（括弧内は損失）	-	9	(9)	-
原産地保証合計	**5**	**15**	**(10)**	**-66.7%**
収益合計	**10,605**	**3,265**	**7,340**	**-**
購入契約				
電力購入	955	872	83	9.5%
終了した契約に係る公正価値損益（括弧内は損失）	81	555	(474)	-85.4%
電力合計	**1,036**	**1,427**	**(391)**	**-27.4%**
ガス購入	8,125	4,793	3,332	69.5%
終了した契約に係る公正価値損益（括弧内は損失）	1,088	(2,173)	3,261	-
ガス合計	**9,213**	**2,620**	**6,593**	**-**
排出枠購入	30	236	(206)	-87.3%
終了した契約に係る公正価値損益（括弧内は損失）	51	(30)	81	-
排出枠合計	**81**	**206**	**(125)**	**-60.7%**
原産地保証購入	89	14	75	-
終了契約に係る公正価値純損益	(2)	(28)	26	92.9%
原産地保証合計	**87**	**(14)**	**101**	**-**
費用合計	**10,417**	**4,239**	**6,178**	**-**

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
期中に終了した現物決済（IFRS第9号範囲内）を伴うエネルギー商品契約に係る純収益/（費用）	**188**	**(974)**	**1,162**	**-**
（IFRS第9号範囲内）現物決済を伴うエネルギー商品向け契約残高の未実現公正価値利得／（損失）				
販売契約				
電力	35	(57)	92	-
ガス	1,596	(647)	2,243	-
排出枠	(54)	(15)	(39)	-
原産地保証	1	9	(8)	-88.9%
合計	**1,578**	**(710)**	**2,288**	**-**
購入契約				
電力	6	(626)	632	-
ガス	1,518	(1,187)	2,705	-
排出枠	(113)	(37)	(76)	-
原産地保証	(136)	51	(187)	-
合計	**1,275**	**(1,799)**	**3,074**	**-**
現物決済（IFRS第9号範囲内）を伴うエネルギー商品契約残高の未実現公正価値利得/（損失）	**303**	**1,089**	**(786)**	**-72.2%**
現物決済を伴う契約（IFRS第9号の適用範囲内）に係る収益/（費用）の純額合計	**491**	**115**	**376**	**-**

顧客との契約からの収益 (IFRS第15号) は、次の表に示すように、「時点」と「期間」の収益に分類される。

百万ユーロ

	2025年									
	イタリア		イベリア		その他の地域		その他、消去及び調整		合計	
	一定の期間	一時点	一定の期間	一時点	一定の期間	一時点	一定の期間	一時点	一定の期間	一時点
IFRS第15号収益	**27,623**	**794**	**20,498**	**670**	**17,490**	**283**	**29**	**41**	**65,640**	**1,788**

（単位：百万ユーロ）

	2024年									
	イタリア		イベリア		その他の地域		その他、消去及び調整		合計	
	一定の期間	一時点	一定の期間	一時点	一定の期間	一時点	一定の期間	一時点	一定の期間	一時点
IFRS第15号収益	**30,167**	**990**	**20,207**	**690**	**18,227**	**239**	**54**	**52**	**68,655**	**1,971**

以下の表は、販売及びサービスから生じた収益の地域別内訳である。

百万ユーロ

	2025年	2024年
イタリア	30,458	30,987
欧州		
イベリア	19,104	19,076
フランス	1,185	1,017
スイス	1,795	788
ドイツ	827	729
オーストリア	170	93
スロベニア	40	26
ルーマニア	-	17
ギリシャ	19	18
ベルギー	235	30
チェコ共和国	138	42
ハンガリー	1	-
オランダ	6	68
イギリス	3,871	1,692
その他の欧州諸国	2,267	683
アメリカ		
アメリカ合衆国	941	719
カナダ	31	42
メキシコ	274	331
ブラジル	7,746	7,561
チリ	3,915	3,793
ペルー	69	667
コロンビア	3,165	3,512
アルゼンチン	1,216	1,333
パナマ	187	213
コスタリカ	19	20
グアテマラ	92	84
その他		
アフリカ	94	103
アジア	175	249
オセアニア	17	21
合計	**78,057**	**73,914**

履行義務

以下の表は、顧客との契約から生じる当グループの履行義務に関する情報であり、主要な収益の流れのみを参照し、行われた具体的な判断の概要と関連する収益認識方針を示している。

顧客との契約による収益に関する見積りの使用については、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。

生成／サービスの分類	履行義務の充足の性質及び時期	会計方針
当グループにより生成された電力の販売	電力販売向け顧客との当該契約に含まれる約定の性質を決定するため、当グループは、各契約に適用される事実及び状況を慎重に分析している。 電力取引所における電力の販売については、事実と状況（商品の本質的特性、契約条件、インフラやその他の供給メカニズムに関する情報を含む）は、一般的に、履行義務は、顧客が商品の受渡しと同時に商品の便益を受け取り消費するサービスであることを示している。このようにして、当グループは、実質的に同一であり、顧客への移転のパターンが同一である一連の別個の財／サービス（すなわち、各商品単位）の一部として、一定期間にわたって充足される履行義務を識別する。	当グループは、電力取引所における電力販売からの収益を認識するためにアウトプット法を適用しており、経時的に認識されるその金額は、その時点で完了した履行が顧客にとっての価値に直接対応する場合、すなわち市場で定められた価格（変動対価を含まない）で請求する権利を有する金額で収益を認識するようにしている。
系統接続サービス	電力／ガス配給ネットワークに接続するために顧客から受け取るネットワーク接続料は、種々の要因を考慮するため、当グループは特定の評価を実施する必要がある。 この評価は、例えば、商品を受け取るためにインフラへの継続的なアクセスを得る権利や、接続料が契約開始時又は契約開始直後に支払われる「返金不可の前払金」である場合、履行義務を生じさせる重要な権利等、契約に他の明確な財又はサービスが含まれているかどうかを判断することを意図している。 特に、当グループが事業を行う一部の国で、受領した対価の性格が、顧客にとってその支払いが重要な権利をもたらす「返金不能の前払報酬」であると判定した。この重要な権利が認識されるべき期間が当初の契約期間を超えるかどうかを決定するために、当グループは、適用可能な現地の法律及び規制の枠組みを考慮する。	電力及びガス配送ネットワークへの接続において金銭及び現物報酬から生じた収益は、契約に含まれる履行義務の充足に基づいて認識される。個別の商品又はサービスを特定するには、接続協定の条件を慎重に分析する必要があり、接続協定は、現地の状況、規制及び法律に基づいて国ごとに異なる可能性がある。この評価を確定するために、当グループは、財／サービス自体の特性（すなわち、財又はサービスが別個のものであることが可能であること）だけでなく、交渉による交換の一部として顧客が妥当な期待を抱いている暗黙の約束を考慮する。 さらに、当グループは、電力／ガスネットワーク接続サービスやその他の関連業務に関する契約の一部において、現地の法的・規制的枠組みに応じて代理人として活動している。この場合、当グループは権利を得ると見込んでいる報酬又は手数料に応じて純額ベースで収益を認識する。
最終消費者への電力／ガスの販売／輸送	最終消費者との間で締結された電力・ガス供給契約には、単一の履行義務（財の販売と輸送）が含まれる。なぜなら、当グループは、この契約は別個の財／サービスを提供するものではなく、財の引渡地点で商品が引渡された時点で財が引渡された時点で、財に対する支配権が顧客に移転することにより約束が満たされると判断しているからである。このような契約に含まれる約束の性質を決定するため、当グループは、各契約及び商品に適用される事実と状況を慎重に分析する。 しかし、当グループは、最終消費者への電力／ガスの供給契約のような反復的なサービス契約において規定される履行義務は、実質的に同一であり、顧客への移転のパターンが同じである一連の別個の財／サービス（すなわち、商品の各単位）の一部として、（顧客が商品の給付を受け、同時に消費するため）通常、時間の経過とともに充足されると考えている。	当グループは、最終消費者に対する電力／ガスの販売及び輸送からの収益を認識するためにアウトプット法を適用している。この方法は、顧客に対する請求権を有する金額で収益を認識するものであり、その金額が、たとえ請求書がまだ発行されていないとしても、今日までに完了した履行、すなわち期間中に提供された数量の顧客にとっての価値に直接対応する場合、この収益は見積り及び定期的な検針を用いて決定される。該当する場合、当該収益は、該当する期間中に法令又はエネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）及び類似の外国当局により規定された料金及び関連規制に基づく。

工事契約	工事契約は典型的に一定の期間にわたり充足される履行義務を含む。当該契約においては、当グループは通常、特定の契約の分析により、特定の契約分析において、報告日において履行された当グループの履行義務をよりよく表す代替的な方法の使用が示唆される場合を除き、進捗の測定にインプット法を用いることが適切であるとみなす。	一定期間内に履行される履行義務を含む工事契約については、当該履行義務の完全な履行に向けた進捗状況を測定することにより一定期間の収益を認識する。 原価法は、一般的に、報告日における当グループの履行義務を表示する最良の方法であると考えられている。
（IFRIC第12号の範疇の）サービス委譲契約	当グループは、委譲権保持者として、公共サービスの提供に利用される社会基盤の建設／改修、及び／又は委譲期間に当該社会基盤自体の運営及び維持におけるサービスを提供している。 インフラの建設及び改良に関連する履行義務は「工事契約」の項を参照のこと。 運営サービスから生じた収益に関しては、「当グループにより生成された電力の販売」及び「最終消費者への電力／ガスの販売／輸送」を参照のこと。	当グループが建設／改良サービスを提供する場合、サービス委譲契約の特性に応じて、無形資産及び／又は金融資産を認識する。 両要素に関連する受領額又は債権額は、顧客との契約から生じた収益として当初認識している。収益認識の詳細は「工事契約」を参照のこと。 さらに、ブラジルで配送事業におけるサービス委譲契約に関する金融資産の公正価値での再測定から生じた純損益に計上された項目についても、関連する委譲契約に沿ったビジネスモデルを適切に反映するために、収益に分類している。 管理及び保守事業から生じた収益は、市場又は最終消費者に係る電力販売から生じた収益として認識される（「当グループにより生成された電力の販売」及び「最終消費者への電力／ガスの販売／輸送」の項をそれぞれ参照のこと）。

10.b その他の収益 - 2,289百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
環境証書交付金(1)	225	294	(69)	-23.5%
その他の運営交付金	64	60	4	6.7%
資本助成金（電力及びガス事業）	33	30	3	10.0%
各種償還額	535	401	134	33.4%
子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーション、及び売却目的で保有する非流動資産の処分益	34	2,351	(2,317)	-98.6%
有形固定資産及び無形資産の売却による収入	50	90	(40)	-44.4%
サービス継続ボーナス	11	12	1	-8.3%
その他の収益	1,337	1,795	(458)	-25.5%
合計	**2,289**	**5,033**	**(2,744)**	**-54.5%**

(1) 「環境証書交付金」については、注記57「環境プログラム」を参照のこと。

当該項目は2025年において2,289百万ユーロとなり、前期比で2,744百万ユーロ減少した。これは主として、会社売却益が34百万ユーロに減少したことによる（2024年現在2,351百万ユーロ）。なお、2024年には主に、ペルーにおける発電及び配電資産の売却益1,347百万ユーロ、及びミラノ県及びブレシア県の複数の自治体における配電資産の売却益989百万ユーロが含まれていた。

「その他の収入」は、主に北米におけるタックス・パートナーシップ契約からの収入の減少により、2024年度比で458百万ユーロ減少した。

前へ　次へ

以下の表は、経営者が2年間の当グループの業績をモニタリングするために使用したアプローチに基づく、事業部門別の総収益の内訳を示す。

百万ユーロ	2025年							
	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	**報告セグメント合計**	消去及び調整	**合計**
IFRS第15号収益	**17,677**	**10,355**	**22,096**	**34,909**	**2,041**	**87,078**	**(19,650)**	**67,428**
現物決済を伴う契約下での商品販売	9,657	-	-	-	-	9,657	(391)	9,266
期間中に締結した現物決済を伴う商品売却契約の測定に係る利得／（損失）	1,339	-	-	-	-	1,339	-	1,339
その他の収益	3	4	20	2	16	45	(21)	24
販売及びサービスから生じた収益合計	**28,676**	**10,359**	**22,116**	**34,911**	**2,057**	**98,119**	**(20,062)**	**78,057**
その他の収益	**(754)**	**1,290**	**695**	**355**	**66**	**1,652**	**637**	**2,289**
収益合計	**27,922**	**11,649**	**22,811**	**35,266**	**2,123**	**99,771**	**(19,425)**	**80,346**

百万ユーロ	2024年度							
	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	**報告セグメント合計**	消去及び調整	**合計**
IFRS第15号収益	**19,088**	**10,411**	**22,165**	**39,752**	**1,900**	**93,316**	**(22,690)**	**70,626**
現物決済を伴う契約下での商品販売	6,344	-	-	-	-	6,344	(1,746)	4,598
期間中に締結した現物決済を伴う商品売却契約の測定に係る利得／（損失）	(1,333)	-	-	-	-	(1,333)	-	(1,333)
その他の収益	11	2	18	-	19	50	(27)	23
販売及びサービスから生じた収益合計	**24,110**	**10,413**	**22,183**	**39,752**	**1,919**	**98,377**	**(24,463)**	**73,914**
その他の収益	**166**	**1,826**	**2,732**	**430**	**25**	**5,179**	**(146)**	**5,033**
収益合計	**24,276**	**12,239**	**24,915**	**40,182**	**1,944**	**103,556**	**(24,609)**	**78,947**

前へ　次へ

注記11. 売上原価

11.a 電力、ガス及び燃料 - 33,869百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
電力	17,487	19,348	(1,861)	-9.6%
- うち現物決済を伴う契約下での購入（IFRS第9号）	955	872	83	9.5%
ガス	13,875	10,739	3,136	29.2%
- うち現物決済を伴う契約下での購入（IFRS第9号）	8,125	4,793	3,332	69.5%
期間中に終了した現物決済を伴う電力及びガスの購入契約に係る公正価値利得／（損失）	1,169	(1,618)	2,787	-
核燃料	121	103	18	17.5%
その他の燃料	1,217	1,710	(493)	-28.8%
合計	**33,869**	**30,282**	**3,587**	11.8%

電力購入費用は、主に以下により1,861百万ユーロ減少した：

- ＞ イタリアでは、主に保護強化市場の廃止に伴う販売高の減少、及び消費者・小企業部門に焦点を当てた自由市場戦略の採用を反映している（1,347百ユーロ）。
- ＞ コロンビアでは、エルニーニョによる異常気象の影響を受けた2024年と比較して、主に水力発電による発電量の増加を反映している（551百万ユーロ）。
- ＞ ペルーにおける発電・配電資産の売却（219百万ユーロ）。

これらの影響は、平均コストの上昇によるスペインの電力購入費用の増加（447百万ユーロ）によって一部相殺された。

ガス購入費用は3,136百万ユーロ増加したが、これは基本的に公正価値で測定される契約に基づく購入費用に関連するもので、平均価格の上昇を実質的に反映している。

当期中に終了した電力・ガス購入契約の公正価値の結果は、主にガスに起因して、前年度比で2,787百万ユーロ改善した。

「その他燃料」の493百万ユーロの減少は、主にイタリアとスペインによるもので、熱電発電による電力の減少を反映している。

11.b サービス及びその他素材- 19,455百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
託送	9,598	9,207	391	4.2%
保全及び修繕	1,038	1,216	(178)	-14.6%
電信及び郵便費用	149	174	(25)	-14.4%
通信サービス	157	166	(9)	-5.4%
ITサービス	691	744	(53)	-7.1%
リース及び賃借	632	813	(181)	-22.3%
電力・ガス事業に関連するサービス費用	1,127	1,111	16	1.4%
付加価値サービス	743	697	46	6.6%
工事契約	259	288	(29)	-10.1%
サービス委譲契約	607	451	156	34.6%
その他サービス	1,864	1,927	(63)	-3.3%
コンプライアンスに使用されない環境証明書	199	348	(149)	-42.8%
- うち、現物決済を伴う排出権及び原産地保証の購入契約に関するもの（IFRS第9号）	119	250	(131)	-52.4%
期中に終了した現物決済を伴う排出枠及び原産地保証の購入契約に関する公正価値損益	49	(58)	107	-
その他の原材料	2,342	2,156	186	8.6%
合計	**19,455**	**19,240**	**215**	**1.1%**

「託送」費用は、主にイタリアとイベリアにおいて、料金設定規制当局が公表した特別措置の適用を反映して391百万ユーロ増加した。

「保守・修繕」費用は主に、イタリアの熱電発電所に関する廃炉・敷地復旧引当金の取り崩しに起因して178百万ユーロの減少した。

主にスペイン（112百万ユーロ）及びイタリア（58百万ユーロ）において、水力発電の委譲料の減少を反映し、「リース料及び賃貸料」が181百万ユーロ減少した。

ブラジルの「サービス委譲契約」関連費用は156百万ユーロ増加した。

コンプライアンスに使用されなかった環境証書 」の費用の減少（149百万ユーロ）は、主に排出枠購入の減少に伴う購入契約の公正価値測定（131百万ユーロ）に起因する。
これは、当期中に締結された購入契約に係る公正価値測定の増加（107百万ユーロ）によって一部相殺された。この増加は主として排出枠に関連しており、期末時点における平均価格の上昇を反映している。

「その他原材料」の購入費186百万ユーロの増加は、主にイタリアに関連するものである。

11.c 人件費 - 4,740 百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
賃金及び給与	3,295	3,350	(55)	-1.6%
社会保障料	937	932	5	0.5%
イタリアにおける退職後給付	118	114	4	3.5%
退職後給付及びその他の長期給付	100	68	32	47.1%
早期退職奨励金	23	47	(24)	-51.1%
リストラ契約に伴う早期退職優遇措置	74	227	(153)	-67.4%
その他の費用	193	200	(7)	-3.5%
合計	**4,740**	**4,938**	**(198)**	**-4.0%**

2025年度における人件費は4,740百万ユーロで、198百万ユーロ減少した。

「賃金及び給与」の減少46百万ユーロは主に米国に関連しており、同国の平均従業員数が2024年比で減少したことによるものである。

「早期退職奨励金」及び「リストラ契約に伴う早期退職奨励金」の減少は主に、イタリアで2025～2028年までの期間を対象とする法律92/2012の第4条に基づく引当金繰入額が前年より減少（171百万ユーロ）したことに起因する。

グループの従業員数は1,275人増加したが、これは主に、新規採用と退職の差（1,219人増）及び連結範囲の変動（56人増）による。新規採用の増加は、主としてイタリア及びブラジルの送電網事業における採用拡大を反映しており、連結範囲の変動については、スペインのCorporación Acciona Hidráulica SL及びイタリアのEwivaの取得が主な要因となっている。

以下の表は、カテゴリー別の平均従業員数を前年と比較したものであり、2025年12月31日現在の従業員数を示している。

員数	平均従業員数(1)		期末従業員数(1)
	2025年	2024年	2025年12月31日現在
シニアマネージャー	1,230	1,285	1,215
ミドルマネージャー	11,887	12,062	12,011
オフィススタッフ	28,042	29,872	27,805
ブルーカラー	19,498	17,057	20,603
合計	**60,657**	**60,276**	**61,634**

(1) 比例連結されている会社については、エネルの持分比率に対応する数値である。

11.d 営業債権及びその他の債権に係る正味減損損失／（戻入） - 1,106百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
営業債権に係る減損損失	1,176	1,337	(161)	-12.0%
その他の金融資産に係る減損損失	199	234	(35)	-15.0%
営業債権及びその他の金融資産の減損損失合計	**1,375**	**1,571**	**(196)**	**-12.5%**
営業債権に係る減損利得	(262)	(244)	(18)	-7.4%
その他の金融資産に係る減損利得	(7)	(4)	(3)	-75.0%
営業債権及びその他の金融資産の減損利益合計	**(269)**	**(248)**	**(21)**	**-8.5%**
営業債権及びその他の金融資産の減損／（戻し）純額	**1,106**	**1,323**	**(217)**	**-16.4%**

同項目における217百万ユーロの減少は主に、特にイタリアにおける営業債権の正味減損損失の減少を反映している。

11.e 減価償却費及びその他の減損損失- 9,434百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
有形固定資産	5,359	4,896	463	9.5%
投資不動産	2	2	-	-
無形資産	1,739	1,785	(46)	-2.6%
その他の減損損失	2,375	611	1,764	-
その他の減損損失の戻入	(41)	(45)	4	8.9%
合計	**9,434**	**7,249**	**2,185**	**30.1%**

「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」の増加は、主としてイタリア、スペイン、米国及びメキシコにおける再生可能エネルギー発電所の前年度における稼働に伴う、その他の減損損失の増加及び有形固定資産の減価償却費の増加を反映している。

2025年のその他の減損損失には以下が含まれる：

＞ 「有形固定資産」は2,022百万ユーロで、主に以下に関連する：

○ イタリアにおいて、熱電発電所（1,124百万ユーロ）、電動モビリティ用充電インフラ（26百万ユーロ）、再生可能エネルギー発電所（11百万ユーロ）の減損損失が発生した。

○ 北米において、米国のエネルギー貯蔵システム（BESS）及びカナダの風力発電所の減損損失が発生した（739百万ユーロ）。

○ スペインにおいて、主に再生可能エネルギー発電所及び配電網の建設仮勘定に係る減損損失が発生した（88百万ユーロ）。

○ チリにおいて、建設中の太陽光発電所の減損損失が発生した（31百万ユーロ）。

＞ 「無形資産」の減損損失は309百万ユーロで、主にスペイン、米国、ブラジル、イタリアにおける再生可能エネルギー・プロジェクトに関連するライセンス、権利、許認可の価値調整、及び小売部門におけるイタリアのソフトウェア・プラットフォームに関連する。

＞ 売却目的保有に分類された資産（又は処分グループ）」の非流動資産は44百万ユーロで、主にインドの再生可能エネルギー事業の価値調整（38百万ユーロ）に関するものである。

イタリアの熱電発電所の減損損失は、主にコンバインド・サイクル・ガスタービン発電所（CCGT）の879百万ユーロ、石炭火力発電所の189百万ユーロに起因する。
具体的には、産業構造及び規制環境の変化を踏まえ、2025年12月31日現在、コンバインド・サイクル火力発電所（CCGT）は「Generazione Italia」CGUの対象から除外されている。これは、これらの発電所の運用が、電力卸市場での取引ではなく主として容量市場での運用にシフトしており、従来の統合ポートフォリオ管理の枠組みと整合しなくなったためである。
これは、イタリアの全てのCCGT発電所に適用されるが、新しいFusina発電所は例外であり、現在も電力取引所で稼働しており、統合ポートフォリオで管理されている。
操業状況の変化を踏まえ、減損テストの実施にあたり、IAS第36号「資産の減損」で定義されているとおり、CCGTプラントの回収可能価額の見積りを行った。
具体的には、正味投資資本（NIC）で表される正味帳簿価額と回収可能価額、すなわち「アンレバード」バージョンの「割引キャッシュ・フロー」法で評価した使用価値を比較するため、上記の熱電発電所のそれぞれについて個別の減損テストを実施した。
テストは、発電所が通常運転される初期期間と、その後のシステム・ニーズにのみ利用可能な期間に基づく残存耐用年数を用い、税引前割引率を7.9%として実施された。

減損テストの結果、使用価値がNICを下回ったため、部分的に減損処理を行った。
石炭火力発電所に関しては、複雑な産業・規制モデルの進化を反映し、既存投資の回収期間に関する前提条件を更新する必要があると判断した。具体的には、Tyrrhenian Linkのような工事の進捗を考慮し、段階的廃止期間の見積りを前倒しし、2025年12月31日現在で認識されているプラントの価値の回収可能性分析を、上記のガス・プラントと同様の方法で実施した。
減損テストの結果、使用価値がNICを下回ったため、部分的に減損処理を行った。工場の残存耐用年数は、操業期間の見積りの変更に伴い調整されている。

北米では、米国の貯蔵システム（606百万ユーロ）及びカナダの風力発電所（133百万ユーロ）が減損損失を計上した。

特に北米では、ERCOT（テキサス州電力信頼性協議会）市場における蓄電池プラント（BESSなど）の現在及び将来の収益性は、付随サービスの飽和と関連スプレッドの縮小により、2025年には当初の予想よりも持続的かつ明確に低下することが示された。この傾向は、技術の陳腐化の進行に伴い、早期の交換や再出力化のリスクを高めている。
従って、このようなトリガーが発生したこと、及びこれらの貯蔵システムが他の発電所からほぼ独立した財務フロー構造を提供することを考慮し、その回収可能性は他の発電所とは別に見積られた。税引前割引率8.7%を用いて実施されたテストでは、貯蔵システムの減損を認識する必要性が示された。

2024年の減損損失には主に以下のものが含まれる：
- **複数のイタリアの太陽光発電所（36百万ユーロ）及び米国の風力発電所（45百万ユーロ）の価値調整**
- **スペイン、ブラジル、チリ、米国、イタリアに所在する複数の再生可能エネルギー発電所の減損損失（223百万ユーロ）**
- **イタリアにおけるEnel Xのソフトウェア、ITプラットフォーム及びサポート事業、及び主にイタリアと米国におけるeモビリティ事業関連資産（120百万ユーロ）の価値調整で認識された減損損失**
- **売却目的で保有する資産（又は処分グループ）」に分類される非流動資産の減損損失は122百万ユーロで、主にインドの再生可能エネルギー事業（38百万ユーロ）、コロンビアのWindpeshi風力発電プロジェクト（46百万ユーロ）、及び2024年に売却した北米の貯蔵事業に関連する資産に関連する。**

11.f その他の営業費用 - 4,215百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
システム費用 - 環境証書(1)	1,325	1,449	(124)	-8.6%
電力及びガスシステムに関連するその他の費用	312	175	137	78.3%
税金及び関税	1,436	1,341	95	7.1%
持分投資の処分によるキャピタル・ロス及びその他の費用	405	4	401	-
特別連帯税	-	138	(138)	-
その他	737	833	(96)	-11.5%
合計	**4,215**	**3,940**	**275**	**7.0%**

(1) 「システム費用 - 環境証書」については、注記57「環境プログラム」を参照のこと。

「電力・ガスシステムに関連するその他の費用」は137百万ユーロ増加したが、これは主にスペインにおけるボノ・ソーシャルの影響増（182百万ユーロ）を反映したもので、主に中南米における電力部門の品質基準未達成による料金の減少により一部相殺された。

「その他の税金及び関税」は、主にスペインにおける増加（104百万ユーロ）を反映して95百万ユーロ増加した。これは、スペインで勅令8/2023により段階的に再開された電力生産価値税（IVPEE）の影響が大きかったためである。

2025年度に認識される「持分投資の処分によるキャピタル・ロス及びその他の費用」は、基本的に以下を指す：

- ＞ Slovak Power Holding BVの残余持分の売却が確定し、未実現損失に対する負の資本準備金341百万ユーロが取り崩された。
- ＞ Enel Green Power North Americaにおける57百万ユーロのキャピタル・ロス計上は、Gulf Pacific Power (GPP)との資産スワップ契約の最終決定に伴うもので、これによりエネルグループは、風力発電所への特定の投資及び別の風力発電所の全持分と引換えに、風力発電所所有者数社に対する間接的な持分を51%まで増加させることができる。
- ＞ Enel X Srlのキャピタル・ロス3百万ユーロは、以前は50%を保有し、当グループが持分法を用いて会計処理していたEwiva Srlの完全支配権取得に関連したものである。

「特別連帯賦課金」とは、2022年12月27日付法律38の承認に伴い、2024年にスペインで認められる138百万ユーロの特別連帯賦課金を指す。この拠出金は2025年からは支払われなくなる。

11.g 資産計上費用- (3,259)百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
人件費	(1,089)	(1,064)	(25)	-2.3%
原材料	(1,434)	(1,237)	(197)	-15.9%
その他	(736)	(741)	5	0.7%
合計	**(3,259)**	**(3,042)**	**(217)**	**-7.1%**

資産計上費用は3,259百万ユーロで、主に配電網の工事に関連して前年度比217百万ユーロ増加した。

注記12. 商品契約から生じた純損益 – 747百万ユーロ

（単位：百万ユーロ）

	2025年	2024年	増減	
商品デリバティブ				
ヘッジ・デリバティブとして指定されたデリバティブから生じた収益	162	876	(714)	-81.5%
純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じる収益	3,680	2,517	1,163	46.2%
商品デリバティブから生じた収益	**3,842**	**3,393**	**449**	**13.2%**
ヘッジ・デリバティブとして指定されたデリバティブから生じた費用	412	1,208	(796)	-65.9%
純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	2,986	2,797	189	6.8%
商品デリバティブから生じた費用	**3,398**	**4,005**	**(607)**	**-15.2%**
商品デリバティブからの純利益／（費用）	**444**	**(612)**	**1,056**	**-**
現物決済を伴うエネルギー商品の契約残高				
- 現物決済を伴うエネルギー商品販売の契約残高から生じた純損益	1,578	(710)	2,288	-
- 現物決済を伴うエネルギー商品購入の契約残高から生じた純損益	(1,275)	1,799	(3,074)	-
現物決済を伴うエネルギー商品向け契約残高から生じた純損益	**303**	**1,089**	**(786)**	**-72.2%**
商品契約から生じた純損益	**747**	**477**	**270**	**56.6%**

商品契約から生じた純損益は、2025年には747百万ユーロとなり、2024年の477百万ユーロから増加した。これは、価格及び為替リスクのヘッジに関するものであり、内訳は以下のとおりである：

＞ 商品デリバティブから生じた純利益は合計444百万ユーロ（2024年は612百万ユーロの純費用）である。特に、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る純収益は694百万ユーロとなった（2024年の純費用280百万ユーロから改善）。さらに、ヘッジ・デリバティブとして指定されたデリバティブから生じる純費用は250百万ユーロに減少した（2024年は332百万ユーロの純費用）。

＞ 2025年12月31日現在未決済の現物決済のエネルギー商品契約の純損益を通した公正価値測定による純利益は303百万ユーロ（2024年比786百万ユーロ減）である。

純利益全体では270百万ユーロの増益となったが、これは主に商品価格リスクヘッジのデリバティブの業績によるもので、市場の価格動向に大きく影響された。

デリバティブに係る詳細は、注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

13.デリバティブから生じる金融収益／（費用）（純額） – （2,221）百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
収益：				
- 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	664	2,212	(1,548)	-70.0%
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	207	508	(301)	-59.3%
収益合計	**871**	**2,720**	**(1,849)**	**-68.0%**
費用				
- 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	(2,876)	(620)	(2,256)	-
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	(216)	(403)	187	46.4%
費用合計	**(3,092)**	**(1,023)**	**(2,069)**	**-**
デリバティブから生じた金融収益／（費用）（純額）	**(2,221)**	**1,697**	**(3,918)**	**-**

2024年の純利益1,697百万ユーロに対し、2025年のデリバティブから生じる純費用は2,221百万ユーロとなった。3,918百万ユーロの減少は以下を反映している：

＞　主にキャッシュ・フロー・ヘッジに関して、2,212百万ユーロのヘッジとして指定されたデリバティブから生じる純費用（2024年は1,592百万ユーロの純利益）。

＞　純損益を通じて公正価値で評価したデリバティブから生じる純費用9百万ユーロ（2024年の純利益105百万ユーロ）。

2025年及び2024年に認識されているヘッジ手段として指定されたデリバティブ及び純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブの正味残高は、主に通貨リスクのヘッジに相当する。
デリバティブに係る詳細は、注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

14.その他の金融収入/（費用） - (848)百万ユーロ

その他の金融収益

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
金融資産から生じる受取利息（流動及び非流動）：				
- 固定金融資産の実効金利による受取利息	155	256	(101)	-39.5%
- 流動金融投資の実効金利による受取利息	198	359	(161)	-44.8%
実効金利合計	**353**	**615**	**(262)**	-42.6%
為替差益	**3,344**	**1,320**	**2,024**	-
持分投資に係る収益	**1**	**2**	**1**	-50.0%
ハイパーインフレから生じた収益	**785**	**1,953**	**(1,168)**	**-59.8%**
その他の収益	**471**	**472**	**1**	-0.2%
その他の金融収益合計	**4,954**	**4,362**	**592**	13.6%

その他の金融収益は、主に以下を反映して2024年度比592百万ユーロ増の4,954 百万ユーロとなった：

- ＞ 主にEnel Finance International（2,116百万ユーロ）及びEnel Américas（107百万ユーロ）に関連する「為替差益」の増加（2,024百万ユーロ）は、Enel Chile（309百万ユーロ）が認識した利益の減少により一部相殺された。
- ＞ IAS第29号の適用に関連してアルゼンチン企業が認識した「ハイパーインフレから生じた収益」の1,168百万ユーロの減少。詳細については、2025年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記5を参照のこと。
- ＞ 「実効金利による受取利息」の減少は、主にEnel Finance International、Enel Américas、エンデサ及びエネル・エスピーエーに関連するものである。

その他の金融費用

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
金融債務の支払利息（流動及び非流動）：				
銀行借入金に係る利息	836	1,001	(165)	-16.5%
- 社債に係る利息費用	1,749	2,057	(308)	-15.0%
- その他の借入金の利息費用	261	393	(132)	-33.6%
利息費用合計	**2,846**	**3,451**	**(605)**	**-17.5%**
債務管理取引に係る金融費用	**-**	**59**	**(59)**	**-**
為替差損	**984**	**3,002**	**(2,018)**	**-67.2%**
退職後給付及びその他の従業員給付の調整	**85**	**142**	**(57)**	**-40.1%**
その他の引当金の調整	**335**	**291**	**44**	**15.1%**
持分投資に係る費用	**1**	**-**	**1**	**-**
ハイパーインフレから生じた費用	**622**	**1,632**	**(1,010)**	**-61.9%**
その他の費用	**929**	**883**	**46**	**5.2%**
その他の金融費用合計	**5,802**	**9,460**	**(3,658)**	**-38.7%**

その他の金融費用は5,802百万ユーロとなり、2024年と比較して全体で3,658百万ユーロ増加したが、これは主に以下の要因による。

- **＞ 主にEnel Finance International（1,103百万ユーロ）、Enel Américas（391百万ユーロ）及びEnel Chile（425百万ユーロ）に関連する為替差損に関する費用の2,018百万ユーロの減少。**
- **＞ IAS第29号の適用に関連してアルゼンチン企業が認識した「ハイパーインフレから生じた利益」の1,010百万ユーロの減少。**
- **＞ 主に期中の平均債務残高の減少による605百万ユーロの利息費用の減少。**

15.持分法による投資利益／(損失) – (74)百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
ジョイント・ベンチャー及び関連会社の利益の持分	91	89	2	2.2%
ジョイント・ベンチャー及び関連会社の損失の持分	(165)	(299)	134	44.8%
合計	**(74)**	**(210)**	**136**	**64.8%**

持分法による投資損失の減少は、Enel ProduzioneとEPHとの間で締結された、EPHが2025年にEnel ProduzioneからSlovak Power Holding BVの株式資本の残り50%を取得する契約に伴い、Slovak Power Holding BVへの投資の価値調整額（197百万ユーロ）を2024年に認識したことによるものである。

この影響は一部相殺された。

- EGPNA Renewable Energy Partners及びRocky Caney（22百万ユーロ）の多数の投資が、米国における資産スワップ取引の一環として売却目的保有に再分類され、2025年に売却されたこと、及びCogenio Srl（8百万ユーロ）への投資の価値調整の認識。
- 当グループの損失負担の増加は、基本的にPrincipia Energy及びGridpertiseに関連するものである。

16.法人所得税等 – 2,773百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
当期法人所得税等	3,167	3,873	(706)	-18.2%
過年度に関する法人所得税の調整	(213)	(91)	(122)	-
当期法人所得税等合計	**2,954**	**3,782**	**(828)**	**-21.1%**
繰延税金費用	189	(33)	222	-
繰延税金収益	(370)	(95)	(275)	-
合計	**2,773**	**3,654**	**(881)**	**-24.1%**

2025年の法人所得税等は2,773百万ユーロとなり、2024年と比較して881百万ユーロ減少した。
2025年の税率は33%であった（2024年31%）。

- ＞ 特にイタリア、スペイン、米国、メキシコ、カナダでは、価値調整の影響が大きかった。
- ＞ 2025年におけるM&A取引の影響は、前年とは異なっている。
  2025年度の実効税率は、Slovenské elektrárne ASの66%を所有する持分法適用会社Slovak Power Holding BVへの投資の売却による影響を受けた。
  2024年の実効税率は、ペルーにおける発電・配電施設の売却、及びミラノ県及びブレシア県の複数の自治体における配電施設のA2Aへの売却を反映している。
- ＞ ブラジルで税額控除の再評価による収益の非課税に関連して、2024年に過年度の繰延税金資産が認識された（113百万ユーロ）。

繰延税金資産及び繰延税金負債の変動の詳細は、注記24を参照のこと。
以下の表は、理論税率及び財務諸表で認識される実効税率の調整表である。理論税率は、税引前利益にイタリアの標準法人税率（IRES）24%を適用して算出された。グループの実効税率との差異は、主として現地課税の影響、イタリアの理論税率と比較した海外の異なる税率の影響、法定損益と課税所得との間の恒久的差異（非課税収益や損金不算入費用など）、並びに当期に発生した評価調整及び特別取引に関連する税効果によるものである。

百万ユーロ

	2025年		2024年	
税引前利益	**8,390**		**11,883**	
理論上の税額	2,014	24%	2,852	24%
減損調整に伴う税効果の差額	157		44	
M&A取引に伴う税効果の差額	71		173	
アルゼンチンにおけるハイパーインフレ会計の諸々の税効果	(41)		(20)	
税額控除の再評価による収益が非課税となることによるブラジルでの繰延税金資産の認識	-		(113)	
繰延税金資産の評価減	83		91	
イタリア税率	362		383	
スペインにおける特別連帯賦課金の損金不算入	-		33	
ブラジルにおける税額控除の再評価による非課税収入	(27)		-	
その他の差異、イタリアの理論税率と異なる税率による影響、及びその他の軽微な項目	154		211	
合計	**2,773**		**3,654**	

17.基本的及び希薄化後1株当たり利益

これらの指標はいずれも、普通株式の期中平均株式数10,166,679,946株に基づいて算出され、期中平均保有自己株式数及び期中平均支払株式数で調整されている。
2025年12月31日現在、保有する額面価額のない自己株式数は133,554,875株（2024年12月31日現在12,079,670株）である。

百万ユーロ

	2025年	2024年
親会社の所有者に帰属する当期利益 (基本)	**4,225**	**7,016**
うち、		
- 継続事業	4,261	7,016
- 非継続事業	(36)	-
配当に対する優先権の影響（優先株等）	-	-
資本性金融商品（ハイブリッド債等）の配当金	(266)	(246)
その他	-	-
親会社の普通株主に帰属する当期利益（基本）	**3,959**	**6,770**
うち、		
- 継続事業	3,995	6,770
- 非継続事業	(36)	-
株式数（株）		
1月1日現在の発行済普通株式数	10,166,679,946	10,166,679,946
保有自己株式の影響	(46,491,576)	(10,830,775)
行使された新株予約権の影響	331,476	301,812
その他	-	-
基本的1株当たり利益の算出に使用した加重平均発行済普通株式数（合計）	10,120,519,846	10,156,150,983
親会社の普通株主に帰属する当期利益（基本）	**3,959**	**6,770**
希薄化による影響		
- 転換社債利息	-	-
その他	-	-
親会社の普通株主に帰属する当期利益（希薄化後）	**3,959**	**6,770**
うち、		
- 継続事業	3,995	6,770
- 非継続事業	(36)	-
株式数（株）		
基本的1株当たり利益の算出に使用した加重平均発行済普通株式数（合計）	10,120,519,846	10,156,150,983
転換社債の転換による影響	-	-
その他	-	-
希薄化後1株当たり利益の算出に使用した加重平均発行済普通株式数（合計）	**10,120,519,846**	**10,156,150,983**
基本的1株当たり利益		
基本的1株当たり利益	0.39	0.67
継続事業から生じた基本的1株当たり利益	0.39	0.67
基本的1株当たり非継続事業利益	-	-
希薄化後1株当たり利益		
希薄化後1株当たり利益	0.39	0.67
継続事業から生じた希薄化後1株当たり利益	0.39	0.67
非継続事業の希薄化後1株当たり利益	-	-

前へ　次へ

連結財政状態計算書に係る情報

注記.18.有形固定資産 – 93,675百万ユーロ

2025年度の有形固定資産の内訳及び変動は以下のとおりである。

百万ユーロ	土地	建物	設備及び機械	産業及び商業設備	その他の資産	リース資産	建物附属設備	建設仮勘定及び前渡金	合計
減損損失累計額控除後の取得原価	666	13,671	175,047	610	1,662	4,578	612	11,231	208,077
減価償却累計額	-	6,007	103,523	491	1,277	1,750	445	-	113,493
2024年12月31日現在残高	**666**	**7,664**	**71,524**	**119**	**385**	**2,828**	**167**	**11,231**	**94,584**
資本的支出	4	55	2,636	26	76	-	7	5,700	8,504
サービス開始	20	1,997	6,848	9	32	17	154	(9,077)	-
為替換算差額	(9)	(391)	(2,277)	(2)	(19)	(97)	-	(400)	(3,195)
連結範囲の変更	-	-	1,290	-	-	48	-	18	1,356
処分	(4)	(2)	(105)	1	(2)	(108)	-	(27)	(249)
減価償却費	-	(315)	(4,336)	(25)	(124)	(514)	(35)	-	(5,349)
減損損失	(6)	(302)	(1,503)	-	(1)	(80)	-	(130)	(2,022)
減損損失戻入	-	-	38	-	-	-	-	-	38
リース	-	-	-	-	-	538	-	-	538
その他の変動	1	(50)	(110)	-	13	189	(3)	109	147
売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	(22)	(38)	(805)	-	(8)	43	-	153	(677)
変動合計	**(18)**	**954**	**1,676**	**7**	**(33)**	**36**	**123**	**(3,654)**	**(909)**
減損損失累計額控除後の取得原価	648	14,757	179,159	625	1,676	4,861	763	7,577	210,066
減価償却累計額	-	6,139	105,959	499	1,324	1,997	473	-	116,391
2025年12月31日現在残高	**648**	**8,618**	**73,200**	**126**	**352**	**2,864**	**290**	**7,577**	**93,675**

「リース」の詳細については、後述の注記20を参照のこと。

「有形固定資産」は主に減価償却費、減損損失、為替差損益、売却目的保有に再分類された資産を反映して909百万ユーロ減少したが、当期資本的支出、連結範囲の変更及びその他の変更により一部のみ相殺された。

「為替差益」は、3,195百万ユーロのマイナスの影響となった。主に北米（1,443百万ユーロ）、アルゼンチン（908百万ユーロ）、チリ（781百万ユーロ）によるものである。当期の「減価償却費」は5,349百万ユーロで、イタリアが2,059百万ユーロ、スペインが1,700百万ユーロ、その他の地域が1,590百万ユーロであった。
2025年に認識された「減損損失」は2,022百万ユーロに達し、主にイタリアにおける熱電発電所（1,124百万ユーロ）、電動モビリティ用充電インフラ（26百万ユーロ）、再生可能エネルギー発電所（11百万ユーロ）の価値調整、北米におけるエネルギー貯蔵システム（BESS）及び風力発電所（739百万ユーロ）、主にスペインにおける再生可能エネルギー発電所（88百万ユーロ）、チリにおける建設中の太陽光発電所（31百万ユーロ）に関連するものである。
詳細については、注記11.e「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」を参照のこと。

この減少は、Enel Green Power Méxicoの有形固定資産（672百万ユーロ）及びLindahl風力発電プロジェクト（99百万ユーロ、その後米国の資産スワップ契約の一環として売却）の売却目的資産への再分類も反映しており、ペルーのEnel Generación Piuraの「使用目的保有」（121百万ユーロ）への再分類により一部相殺された。

資本的支出の内訳は、「有形固定資産」が8,504百万ユーロ、「無形固定資産」が1,125百万ユーロ（詳細は注記22参照）、合計9,629百万ユーロである。

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
発電所：				
- 火力	373	444	(71)	-16.0%
- 水力	402	402	-	-
- 地熱	323	119	204	-
- 原子力	166	167	1	-0.6%
- 代替エネルギー源	958	1,866	(908)	-48.7%
発電所合計	**2,222**	**2,998**	**(776)**	**-25.9%**
配電網(1)	5,987	5,024	963	19.2%
Enel X（eシティ、eインダストリーズ、eホーム）	172	231	(59)	-25.5%
Enel X Way（eモビリティ）	67	94	(27)	-28.7%
顧客小売	611	660	(49)	-7.4%
その他	570	970	(400)	-41.2%
合計	**9,629**	**9,977**	**(348)**	**-3.5%**

(1) 2025年度の数値には、IFRIC第12号の適用範囲内のインフラ投資に関する1,042百万ユーロ（2024年度844百万ユーロ）は含まれていない。

当グループの投資は主に配電網に重点を置き、信頼性とサービス品質を向上させ、異常気象に対するネットワークの回復力を高め、資産収益率を最大化することを目的としている。具体的には、イタリア、スペイン、ブラジル、チリ、アルゼンチン、コロンビアで資本的支出が増加した。
代替エネルギーによる発電所への投資が減少しているのは、開発・建設リスクを低減し、投資の収益性を改善するために、既に稼働している発電所（ブラウンフィールド）に重点を置くという、自然エネルギー部門における成長への異なるアプローチを本質的に反映している。
実際、スペインの水力発電所34基と風力発電所ポートフォリオ、米国の資産スワップ契約の一環としての風力発電所2基、ドイツの風力発電所2基の取得をブラウンフィールド投資に含めると、年間の資本的支出総額（非流動資産及び工場所有車）は2024年度比で746百万ユーロ増加した。

「連結範囲の変更」は、スペインの水力発電所及び風力発電所の取得（983百万ユーロの非流動資産の増加）、米国の風力発電所2カ所（252百万ユーロの増加）、ドイツの風力発電所2カ所（34百万ユーロの増加）、及び残り50%の持分の取得に伴うEwivaの完全連結（87百万ユーロの有形固定資産の増加）を反映して、1,356百万ユーロとなった。

「その他の変動」は147百万ユーロ増加しており、主として、発電所の廃止及び用地復旧費用の調整（73百万ユーロ、主にイタリア、コロンビア及び米国の資産に関連）、ハイパーインフレ経済下で事業を行うアルゼンチン企業の有形固定資産に係る減損損失（481百万ユーロ）、並びに有形固定資産への資本的支出に特化した借入に係る利息の資本化の影響（64百万ユーロ）を含んでおり、その内訳は以下の表のとおりである。「その他の変更」には、イタリアで受領した415百万ユーロの助成金及び53百万ユーロの有形固定資産から棚卸資産への再分類も含まれる。

百万ユーロ

	2025年	%率	2024年	%率	**増減**	
EGP North America	1	7.9%	55	7.9%	(54)	-98.2%
EGP México	4	7.7%	12	9.9%	(8)	-66.7%
Enel Américas Group	23	10.6%	32	7.4%	(9)	-28.1%
Enel Chile Group	6	6.5%	(1)	6.0%	7	-
Endesa Group	9	3.3%	11	3.6%	(2)	-18.2%
Enel Italia Group	18	3.7%	49	5.1%	(31)	-63.3%
Nuove Energie	3	2.3%	3	3.0%	-	-
合計	**64**		**161**		**(97)**	**-60.2%**

2025年12月31日現在、有形固定資産の購入契約約定額は4,561百万ユーロであった。

有形固定資産の主な項目の見積耐用年数は以下のとおりである。

民間の建物	10‐60年
発電所に組込まれている建物及び土木工事	10‐100年
水力発電所	
- 導水路	10～65年
- 一般機械及び電気機械	10‐65年
その他の固定水圧工事	10～100年
火力発電所：	
- ボイラー及び補助機器	20‐40年
ガスタービン機器	10‐40年
- 一般機械及び電気機械	5‐40年
その他の固定水圧工事	60年
原子力発電所	50年
地熱発電所	
冷却塔	20年
タービン及び発電機	10‐50年
液体に接触しているタービン部品	10年
- 一般機械及び電気機械	20‐40年
風力発電所：	
ー 塔	30～35年
- タービン及び発電機	30～35年
- 一般機械及び電気機械	15‐30年
太陽光発電所	
- 一般機械及び電気機械	15‐30年
公共照明及び芸術的照明システム	
- 公共照明システム	10～20年
- 芸術的照明システム	20年
送電線	10‐60年
変電所	20～55年
配電システム：	
- 高圧線	10‐60年
主要変電所	10～50年
- 低圧線、中圧線	10～50年
メーター	
- 電気機械メーター	5～40年
- エネルギーバランス測定機器	10～15年
- 電子メーター	15-25年
充電ステーション	7～15年
バッテリーエネルギー貯蔵システム（BESS）	10～30年

建物附属設備の耐用年数は、リース期間と当該付属設備が生み出す便益が得られる期間のいずれか短い期間に基づいて決定される。土地は耐用年数が確定できないため償却されない。

注記19.サービス委譲契約

以下の表は、IFRIC第12号の適用範囲外のサービス委譲契約の2025年12月31日現在の残高の詳細を示している。

百万ユーロ

	付与権者	資産	国	委譲期間	委譲残存期間	更新オプション	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	当初の公正価値
Endesa Distribución Eléctrica	-	配電	スペイン	確定できない	確定できない	-	5,677	5,677	5,673
Enel Colombia（旧 Codensa）	コロンビア共和国	配電	コロンビア	確定できない	確定できない	-	1,143	1,188	1,839
Enel Distribución Chile（旧 Chilectra）	チリ共和国	配電	チリ	確定できない	確定できない	-	1,221	1,175	1,667

耐用年数が確定できない資産の総額は8,041百万ユーロ（2024年12月31日現在8,040百万ユーロ）で、スペイン、コロンビア、チリにおける配電事業の委譲（コンセッション）を指し、法定期限や現時点で予測可能な期限はない。作成された予測に基づき、委譲が関連する各CGUのキャッシュ・フローは、帳簿価額を回収するのに十分であった。チリとコロンビアの変動は、これらの国の為替レートの変動に起因する。

IFRIC第12号に従って認識されるサービス委譲契約は、主にブラジルとコスタリカの配電及び発電のための特定のインフラサービス委譲に関するものである。

以下の表は、これらの譲歩の主な内容をまとめたものである。

百万ユーロ

	付与権者	資産	国	委譲期間	委譲残存期間	更新オプション	2025年12月31日時点で契約資産に計上されている金額（無形資産）	2025年12月31日時点で契約資産に計上されている金額（金融資産）	2025年12月31日時点で金融資産に計上されている金額	2025年12月31日時点で無形資産に計上されている金額
Enel Distribuição Rio de Janeiro	ブラジル政府	配電	ブラジル	1996-2026	1年	あり	113	-	1,511	295
Enel Distribuição Ceará	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998-2028	3年	あり	198	-	1,337	353
Enel Green Power Mourão	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016-2046	21年	なし	-	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016-2046	21年	なし	-	-	23	-
Enel Green Power Volta Grande	ブラジル政府	発電	ブラジル	2017 | 2047	22年	なし	-	-	243	-
Enel Distribuição São Paulo	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998-2028	3年	あり	279	-	1,715	541
Luz de Angra Energia	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2021～2036	11年	あり	-	2	-	-
ルスデジャボアタンエネルギー	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2023～2045	20年	あり	-	6	-	-
ルス・デ・カルアル・エネルギア	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2023～2043	18年	あり	-	4	-	-
ルス・デ・カタグアス	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2023～2048	23年	あり	-	1	-	-
Luz de Itanhaém	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2024～2037	12年	あり	-	-	30	26
Luz de Caxias do Sul	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2024～2048	23年	あり	-	3	-	-
Luz de Ponta Grossa	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2024～2037	12年	あり	-	6	-	-
Luz de Alagoinhas	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2024～2037	12年	あり	-	4	-	-
Luz de Maringá	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2024～2037	12年	あり	-	2	-	-
PHチュカス	コスタリカ電力公社	水力発電所	コスタリカ	2012-2031	6年	なし	-	7	-	-
合計							**590**	**35**	**4,865**	**1,215**

当グループが保有する主な委譲契約はブラジルにあり、各委譲期間終了後、付与当局の裁量で契約を更新することができる。そうでない場合は、全ての資産と施設は当局又は当局が指定する団体に返還される。この譲渡と引換えに、当グループは、規制当局によって認識され、料率報酬制度を通じて満期時にまだ回収されていない投資をカバーする補償金を受け取る無条件の権利を取得する。

この補償は、投下資本及び未償却資本の回収を保証するものであり、現金を受け取る契約上の権利であるため、IFRIC第12号に基づき、関連する価値は当グループの金融資産に含まれる。

ブラジルにおける配電事業の委譲契約

2025年から2030年の間に満了する委譲の更新に関するガイドライン、技術的及び経済的パラメーターを定めた政令12.068/2024の発行を受けて、当グループは2025年3月、子会社であるEnel Distribuição Rio、Enel Distribuição Ceará、Enel Distribuição São Pauloを通じて、ブラジルの配電会社3社の30年間の委譲の早期更新を規制当局（Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL）に正式に申請した。

本稿執筆時点では、Enel Distribuição RioとEnel Distribuição Cearáについては、それぞれ2025年8月19日と2026年3月24日にANEEL理事会から賛成意見を得ており、更新手続きは鉱山エネルギー省（MME）の最終決定待ちとなっている。

2028年満期で30年間更新可能なEnel Distribuição São Pauloの委譲の早期更新に関しては、2025年8月にSão Paulo市から提起された訴訟（注記56「偶発資産及び負債」を参照）を受けて、2024年10月に発生した異常気象後の緊急事態の管理及びサービス復旧方法に関するいくつかの紛争を受け、予防措置が取られたため、現在手続きが中断している。さらに、ANEELは、2025年12月に発生した直近の極端な気象事象（2回目）に伴う緊急対応についても、同社の対応状況を評価している。この気象事象は、同社が電力配電コンセッションを有するSão Paulo大都市圏において、特に激しい気象条件を伴う形で発生した。
特に、ANEELが現在実施している調査及びモニタリングの結果は、同当局による評価において重要な要素となっており、適用される法令・規制に基づき、委譲更新に関して鉱山エネルギー省に提出される技術的勧告の策定にも影響を与える。2026年4月7日に開催された公開会合で、ANEEL理事会は、同社が指摘された技術的な不適合を十分に改善していないとみなし、委譲の取消しを評価する勧告を付与機関（MME）に出す可能性のある根拠の有無を評価することを目的とした行政手続きを開始することを決議した。当社は、適用される法律で認められる条件及び方法の範囲内で、抗弁を提示し、権利を行使する。

2025年12月31日現在、Enel Distribuição São Pauloが現在運営している委譲に関する非流動資産は総額3,936百万ユーロであり、これには上記の金融資産及び無形資産の合計2,535百万ユーロと、最初の取得時に特定され、規制当局による委譲権の更なる30年間の更新の評価に関連するその他の無形資産806百万ユーロ、並びにのれん595百万ユーロが含まれる。

2025年12月に発生した異常気象による委譲更新プロセスの中断、ANEELによる継続中の調査、及び同社に影響を及ぼす多くの規制・法的事象や状況を考慮し、当グループは2025年12月31日時点におけるEnel Distribuição São Pauloに関連する資産の価値の回収可能性について、既に具体的な検証を実施した。
このテストは、予想キャッシュ・フロー法を用いて実施された。予想キャッシュ・フロー法は、前述したように、規制上及び法律上の不確実性を反映させるために、将来キャッシュ・フローの代替シナリオを作成し、その結果に関連する確率加重を行うことで構成される。
また、回収可能価額の算定に関して、委譲更新に係る各シナリオに付与された確率の合理的に想定可能な変動に対する感応度分析が実施され、関連する使用価値の頑健性が検証された。

当グループは、実施した分析に基づき、2025年12月31日現在の連結財務諸表において、当該CGUの回収可能価額が帳簿価額を上回ると判断した。

当グループは、入手可能な情報に照らして使用した仮定の妥当性を定期的に評価することにより、委譲に関連する規制、運営及び法的側面の動向を引き続き監視する。

注記20.リース

以下の表は、2025年における使用権資産の変動を示している。

百万ユーロ	土地リース	建物リース	施設リース	その他のリース資産	合計
2024年12月31日現在の合計	**1,478**	**612**	**253**	**485**	**2,828**
増加	155	96	-	287	538
為替換算差額	(91)	(5)	1	(2)	(97)
減価償却費	(184)	(113)	(26)	(191)	(514)
その他の変動	66	(23)	62	4	109
2025年12月31日現在の合計	**1,424**	**567**	**290**	**583**	**2,864**

使用権資産の見積平均耐用年数は以下のとおりである。

	平均残存期間（年）
建物	7
発電所の地上権	29
車両及びその他の輸送手段	4

リース負債及び当期変動額は下表のとおりである。

百万ユーロ	
2024年12月31日現在の合計	**2,931**
増加	535
支払	(453)
その他の変動	(166)
2025年12月31日現在の合計	**2,847**
うち中長期	2,519
うち短期	328

以下の表は、リース資産が損益計算書に与える影響を示している。

百万ユーロ	
	2025年
使用権資産の減価償却費	518
リース負債支払利息	155
短期リース関連費用（役務取引等費用に含まれるもの）	34
変動リース料（役務取引等費用に含まれる）	27
合計	**734**

表に記載の使用権資産の減価償却費518百万ユーロには、売却目的保有に再分類された資産が含まれる。

注記21.投資不動産 - 29百万ユーロ

百万ユーロ	
減損損失累計額控除後の取得原価	45
減価償却累計額	15
2024年12月31日現在残高	**30**
処分	(3)
減価償却費	(2)
その他の変動	4
変動合計	**(1)**
減損損失累計額控除後の取得原価	44
減価償却累計額	15
2025年12月31日現在残高	**29**

2025年12月31日現在の投資不動産は29百万ユーロとなり、2024年比で1百万ユーロ減少した。

当グループの投資不動産は、イタリア、スペイン、ブラジル、チリの不動産で構成されており、売却や収益・処分代金の送金の制限がない。さらに、当グループは、投資不動産の購入、建設、開発、修繕、維持、補強に関する契約上の義務を負っていない。
投資不動産の残高は前年度とほぼ同水準である。

投資不動産の評価に関する詳細は注記51「公正価値で測定される資産及び負債」及び注記51.2「財政状態計算書における公正価値で測定されない資産」を参照のこと。

注記22.無形資産 – 15,132百万ユーロ

2025年度に関する無形資産の内訳及び変動は以下のとおりである。

百万ユーロ	開発支出	産業的特許及び知的財産権	委譲、ライセンス、商標及び類似の権利	サービス委譲契約	その他	建物付属設備	開発下の資産及び前渡金	契約費用	合計
減損損失累計額控除後の取得原価	74	4,332	11,811	4,962	5,896	-	1,236	3,877	32,188
減価償却累計額	39	3,630	2,051	3,671	4,554	-	-	2,406	16,351
2024年12月31日現在残高	**35**	**702**	**9,760**	**1,291**	**1,342**	**-**	**1,236**	**1,471**	**15,837**
資本的支出	-	25	22	-	73	-	516	489	1,125
資本的支出	11	226	42	-	220	-	(508)	9	-
為替換算差額	(1)	(46)	(15)	(10)	(12)	-	(29)	(13)	(126)
連結範囲の変更	-	-	-	-	64	-	-	-	64
処分	(6)	-	-	(6)	-	-	(14)	-	(26)
償却費	(10)	(259)	(198)	(357)	(380)	-	-	(557)	(1,761)
減損損失	-	-	(2)	-	(49)	-	(258)	-	(309)
減損損失戻入	-	-	-	-	1	-	2	-	3
その他の変動	1	24	33	297	(36)	-	-	5	324
売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	-	-	(2)	-	2	-	1	-	1
変動合計	**(5)**	**(30)**	**(120)**	**(76)**	**(117)**	**-**	**(290)**	**(67)**	**(705)**
減損損失累計額控除後の取得原価	78	4,424	11,850	5,159	6,084	-	946	4,378	32,919
減価償却累計額	48	3,752	2,210	3,944	4,859	-	-	2,974	17,787
2025年12月31日現在残高	**30**	**672**	**9,640**	**1,215**	**1,225**	**-**	**946**	**1,404**	**15,132**

資本的支出の詳細については注記18を参照のこと。

無形資産は、主にイタリア（729百万ユーロ）、スペイン（434百万ユーロ）及びその他の地域（598百万ユーロ）に関連する当期償却額（1,761百万ユーロ）を反映し、資本的支出を上回って前年度比で減少した（注記18「有形固定資産」参照）。

2025年度の「減損損失」は309百万ユーロで、主にスペイン、米国、ブラジル、イタリアの再生可能エネルギー・プロジェクトに関するライセンス、権利、許認可、及び小売部門のイタリアのソフトウェア・プラットフォームに関するものであった。

「為替差損」は、主にチリ（61百万ユーロ）及びアルゼンチン（45百万ユーロ）に関するもので、2025年度には126百万ユーロの損失となった。「連結範囲の変更」は、スペインの水力発電所及び風力発電所、並びに米国の風力発電所2件の取得を反映して64百万ユーロとなり、その結果、無形資産はそれぞれ23百万ユーロ及び41百万ユーロ増加した。

「その他の変更」は324百万ユーロで、主にブラジルのIFRIC第12号の適用範囲に入る投資の一部を金融資産から305百万ユーロに再分類した。

耐用年数が確定している無形資産の主な項目についての、自己創設資産と取得資産別の見積耐用年数は以下のとおりである。

開発支出	
自己創設資産	**5年**
取得資産	**3‐26年**
工業特許及び知的財産権	
自己創設資産	**3‐10年**
- 取得資産	**3～30年**
事業権、ライセンス、商標及び類似の権利：	
自己創設資産	**20年**
- 取得資産	**10-35年**
その他：	
自己創設資産	**2‐28年**
取得資産	**3‐15年**

注記23.のれん – 13,051百万ユーロ

2025年におけるのれんの内訳及び変動は以下のとおりである。

		2024年12月31日現在	連結範囲の変更	為替換算差額	減損損失	売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	その他の変動	2025年12月31日現在
（単位：百万ユーロ）		正味帳簿価額						正味帳簿価額
イベリア	EGP	1,190	144	-	-	-	-	1,334
	グリッド	5,788	-	-	-	-	-	5,788
	MKT	1,807	-	-	-	-	-	1,807
チリ	EGP	949	-	-	-	-	-	949
	グリッド	152	-	-	-	-	-	152
アルゼンチン	グリッド	20	-	-	-	-	-	20
コロンビア	EGP	300	-	1	-	-	-	301
	グリッド	223	-	1	-	-	-	224
ブラジル	EGP	417	-	(3)	-	-	-	414
	グリッド	790	-	(2)	-	-	-	788
ペルー	発電	-	-	-	-	25	-	25
中米	EGP	27	-	(4)	-	-	-	23
北米	EGP	68	-	-	-	-	-	68
	Enel X	44	-	(5)	-	-	-	39
APAC	Enel X	84	-	-	-	-	-	84
欧州のその他の国	Enel X	40	-	-	-	-	-	40
	EGP	-	44	-	-	-	-	44
イタリア	MKT	581	-	-	-	-	-	581
	EGP	21	-	-	-	-	-	21
	発電	349	-	-	-	-	-	349
合計		**12,850**	**188**	**(12)**	**-**	**25**	-	**13,051**

のれんは2025年12月31日現在、201百万ユーロの増の13,051百万ユーロとなった。これは、主にスペインにおけるCorporación Acciona Hidráulica SL及びCompañía Eólica Tierras Altas SA (Cetasa)の取得に係る価格配分プロセスが完了し、それぞれ125百万ユーロ及び19百万ユーロののれんを認識したことに起因する。さらに、エネルグループは2025年12月、子会社のEnel Green Power Germanyを通じてドイツの陸上風力発電所のポートフォリオを取得し、その結果、今後1年以内に購入価格の配分プロセスが完了するまでの間、暫定的に44百万ユーロののれんを認識した。
その他の変動は主に、ペルーのEnel Generación Piura SAの売却目的で保有する資産から使用目的で保有する資産への再分類（25百万ユーロ）に関連する。
この増加は、ブラジル、北米及び中米における為替差損（12百万ユーロ）によって一部相殺された。

財務諸表に認識されたのれんの回収可能価額は、のれんを配分したCGU/CGUグループの使用価値を決定することにより見積られ、これは、処分から生じるキャッシュ・フローを含め、測定対象資産から生じると予想される将来キャッシュ・フローの現在価値として理解される。割引は、市場パラメーター（リスクフリー・レート、ベータ、市場リスクプレミアム、カントリーリスクプレミアム）を反映し、のれんが配分される各CGU/CGUグループの特定のリスクプロファイル、貨幣の時間価値に関する現在の市場評価、及び特定のリスクを反映した割引率を用いて行われる。
特に使用価値は、「アンレバード」バージョンで税引後の価値を用いた「割引キャッシュ・フロー」法（DCF法）で決定される。企業価値（以下「EV」）は、以下の2つの要素の合計として算定される：

- **明示的な予測期間にわたってCGUが生み出すキャッシュ・フローの現在価値。**
- **明示的な予測期間終了時の営業資産のキャッシュ・フローの現在価値（「残存価値」）**
- **耐用年数終了時の資産の処分から生じるキャッシュ・フローの現在価値。**

使用価値を決定するために使用される予想将来キャッシュ・フローは、親会社の取締役会により承認されたエネルグループの直近の事業計画に含まれる予測に基づいている。
具体的には、キャッシュ・フローは見積時点で入手可能な最善の情報に基づき、各CGUに固有のリスクを織り込んで算定されており、その結果は以下のとおりである：

> **明示期間については、2026年2月23日に親会社の取締役会で承認された事業計画に基づいている。当該計画には、販売量、収益、営業費用、資本的支出、事業運営及び営業面の見通しに加え、インフレ率、名目金利、為替レートといった主要なマクロ経済指標やエネルギー商品の価格動向について、報告日後3年間の予測が含まれており、グループの事業計画の期間と整合している。**
> **キャッシュ・フローを決定する主な変数の長期的な動向に関する仮定から、明示期間後の数年間を想定している。**

従って、残存価値は、将来キャッシュ・フローを永久的（以下、「永久」）に、又は一定期間（以下、「有限」）にわたって創出する能力を表している。
2つの方法のどちらを選択するかは、事業の種類と、減損の対象となるCGUの基礎となる資産の耐用年数の見通しに基づいている。具体的には、残存価値は、明示期間の最終年度のキャッシュ・フローを、以下の主な展開に従って「正規化」したものを用いて見積る：

- **経営が安定している状況では、運転資本を構成する数量の変化が互いに補い合うと仮定して、正味運転資本の変動はゼロに等しく設定される。**
- **明示期間を超える資本的支出とは、CGUに含まれる資産の現在の生産性を維持するために発生すると予想されるキャッシュ・アウトフローを指す（すなわち、定期メンテナンスと廃止された設備容量のリプレース）。**
- **非経常キャッシュ・フローの中立化。**

その後キャッシュ・フローは、各事業や事業展開国の特性に基づき、一定の「成長率」（以下、「gレート」）に従って、選択した期間にわたって増加する。キャッシュ・フローの平準化は、エネルグループが残存価値を見積る両方の方法に適用される。

以下の場合、残存価値は永久法で見積られた：

> **大規模水力（LH）再生可能エネルギー発電事業と配電事業については、ライセンスと委譲の有効期限が長期であり、場合によっては更新が合理的な確度で推定できる。**
> Enel X及びEnel X Way事業（小売部門に含まれる）については、残存耐用年数が顧客との関係の平均的な期間に関連していると考えられるためである。

有限法を採用したのは以下のケースである：

＞　小売事業（Enel X及びEnel X Way事業を除く）については、顧客との平均的な取引期間に関連している。

＞　再生可能エネルギー発電事業（大規模水力発電を除く）については、発電所の平均残存耐用年数を考慮する。これらの資産は、委譲権、生産地の競争力（天然資源の観点）、送電網への相互接続に関連し、処分された場合の残余価値（以下、「救済価値」）が帰属する。

＞　配電事業については、更新が合理的な確実性をもって見積ることができない場合、又は更新期間自体に規制上の制限がある場合。

想定される名目成長率（gレート）は、小売事業を除く全ての事業については長期的なインフレ成長率と同等とされており、小売事業については（所在国に応じて）明示的な予測期間における電力需要の年平均成長率が用いられている。

商品価格動向の前提については、採用されたシナリオは現在の排出削減目標と一致している。

より具体的には、2030年のCO_2価格は、許認可の需要増加と供給漸減、及び需要減少による石炭価格の安定を反映し、着実に上昇すると想定されている。ガスについては、世界的な需給の調整により、価格の緊張は今後数年で緩和されていくと予想される。最後に、石油価格については、2030年ごろに需要がピークを迎え、徐々に安定化すると見込まれる。
CGUの使用価値の頑健性を検証するため、主要な価値ドライバーについて感応度分析も実施した。
特に、予想される「WACC」、「gレート」、「EBITDA」パラメーターは、一般に認められた変動幅に従って「ストレステスト」を実施し、状況が悪化した場合の使用価値の頑健性を検証した。
具体的には、以下のとおり感応度分析を行った：

- WACC5%増加
- gレート10%減少
- 予想EBITDA10%減少

2025年12月31日現在の感応度分析は、最悪のシナリオの下でも、CGU及びのれんの帳簿価額が安定していることを示している。

また、当グループは、減損テストにおいて、長期的な気候変動の影響を考慮するために感応度分析を用いていることにも留意願いたい。より具体的には、以下のように考えている：

＞　明示期間終了後のキャッシュ・フローについては、各事業の特性に基づき、気候変動による気温上昇に関する前提及びエネルギー転換に関連する動向を考慮しつつ、2029年から2050年にかけての電力需要の見通しに整合した永久長期成長率が適用されている。

＞　基礎となる気候変数（例えば、気温、日射量、風速、降水量）の各予測に関連する、当社資産の水力発電、風力発電、太陽光発電の潜在能力の変化。

気候変動の影響を考慮した感応度分析に使用する電力需要の伸び率を決定するために、エネルグループは統合エネルギーシステムモデルを使用している。使用されるシナリオの種類は、「参考シナリオ」、「低速転換シナリオ」、「加速転換シナリオ」で、エネルギー転換の進行速度と電化水準の違いを表すために開発された。具体的には、

- 「参照シナリオ」は、長期的にカーボンニュートラルの達成と整合的である（ベースケース）。
- 「低速転換シナリオ」は、より緩やかな転換を想定しており、電化水準がより低く、マクロ経済環境がより不利であることを特徴とし、基本シナリオに比べて電力需要が減少する。
- 「加速転換シナリオ」は、ベースケースよりも電力需要が高く、より野心的なシナリオである。

感応度分析において、エネルグループは、「低速転換シナリオ」を「参照シナリオ」（減損テストにおいて基本シナリオとして参照）と比較している。これは、残存価値への影響を通じて、使用価値の見積りに対する潜在的な下振れリスクを反映し、減損テスト結果への影響を評価するためである。

2025年12月31日現在の電力需要の変化について実施した感応度分析では、帳簿価額の回収可能性に関して重要な要素は報告されていない。

気候変動による水力発電、風力発電、太陽光発電の潜在能力の変動の見積りは、気候変動に関する政府間パネル（IPCC）が作成した気候予測を参照している。
感応度分析に用いられるベースケースでは、2100年までの地球温暖化を2℃未満に抑えるシナリオと整合する気候シナリオSSP[(1)] 1-RCP2.6に関連した再生可能発電への影響が考慮されている。感応度分析では、ベースケースと気候シナリオSSP(1)5-RCP 8.5（最悪のケース - 2100年までに約4.4℃の地球温暖化に相当）の影響を考慮した最悪のケースを比較した。
これらの影響はプラスに働く可能性もあるが、感応度分析においては、マイナスの影響しか考慮に入れていないことに留意されたい。

これらの関数を校正するために、気象・気候変数に関する過去のデータと、エネルグループの発電所群で観測された潜在的な発電量に関する内部データを使用した。その結果、各発電所や再生可能技術の特性に合った「リンク」関数が生まれ、将来の発電量への影響を算定するのに使われた。

2025年12月31日現在の再生可能エネルギー発電の潜在能力の変化について、営業利益への影響という観点から算出した感応度分析では、関連帳簿価額の回収可能性に関して重要な要素は示されなかった。

ブラジルI&NのCGUグループに関しては、まずSão Paulo地域に関連するCGUの資産（詳細は注記19「サービス委譲契約」参照）の回収可能価額について特定のモニタリングを実施し、その後、ブラジルI&NのCGUグループ全体についても同様にモニタリングを実施したことに留意されたい。

実施された分析に基づき、São Paulo配電エリアに関連するCGUの回収可能価額は、規制上及び法律上の不確実性を反映して加重された異なるシナリオを考慮して見積られ、ブラジルI&NのCGUグループ全体の回収可能価額は、いずれも関連する帳簿価額を上回った。

当グループは、São Pauloの委譲に関連する規制、法律、運営面の進展を引き続き監視し、入手可能な情報に照らして使用した前提条件の妥当性を定期的に評価する。

1 SSP:Shared Socioeconomic Pathways（社会経済シナリオ）

CGUが属する国・地域別の主なのれん残高の構成、採用された割引率、及び期待キャッシュ・フローを割引く時間軸は以下のとおりである。

地域	CGU	合計	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	明示期間	残存価値(3)	合計	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	明示期間	残存価値(3)
（単位：百万ユーロ）		2025年12月31日現在					2024年12月31日現在				
イベリア	EGP	1,334	2.00%	6.85%	3年	永久 LH／19年 EGP	1,190	1.76%	7.13%	3年	永久 LH／23年 EGP
	グリッド	5,788	2.00%	5.38%	3年	永久	5,788	1.76%	5.88%	3年	永久
	MKT	1,807	2.17%	9.63%	3年	15年	1,807	4.07%	9.76%	3年	15年MKT
チリ	EGP	949	2.30%	8.81%	3年	永久 LH／22年EGP	949	2.30%	9.39%	3年	永久 LH／27年EGP
	グリッド	152	2.30%	7.48%	3年	永久	152	2.30%	8.18%	3年	永久
アルゼンチン	グリッド	20	16.36%	27.93%	3年	永久	20	20.41%	44.88%	3年	永久
コロンビア	EGP	301	3.18%	11.99%	3年	永久 LH／26年EGP	300	3.36%	12.59%	3年	永久 LH／26年EGP
	グリッド	224	3.18%	10.59%	3年	永久	223	3.37%	11.23%	3年	永久
ブラジル	EGP	414	3.17%	10.73%	3年	永久 LH／22年EGP	417	3.36%	11.17%	3年	永久 LH／23年 EGP
	グリッド	788	3.17%	12.39%	3年	30年Ceará及びSão Paulo(4)／28年Rio	790	3.36%	10.82%	3年	永久
ペルー	発電	25	3.11%	13.19%	3年	16年	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
中米	EGP	23	2.30%	11.16%	3年	11年	27	2.30%	10.88%	3年	16年
北米	EGP	68	2.26%	8.03%	3年	21年	68	1.89%	7.79%	3年	23年
	Enel X	39	2.30%	10.65%	3年	永久	44	2.30%	10.95%	3年	永久
APAC	Enel X	84	2.30%	11.50%	3年	永久	84	2.30%	12.18%	3年	永久
ROE	Enel X	40	2.00%	10.77%	3年	永久	40	1.76%	10.86%	3年	永久
	EGP	44	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
イタリア	EGP	21	2.00%	7.46%	3年	永久／25年	21	1.76%	7.86%	3年	永久／27年
	MKT	581	0.90%	10.25%	3年	15年	581	0.90%	10.54%	3年	15年
	発電	349	2.00%	8.08%	3年	永久	349	1.61%	7.97%	3年	永久 LH／14年

(1) 明示期間後の永久キャッシュ・フロー成長率。
(2) 反復法を用いて計算された税引前加重平均資本コスト。税引前キャッシュ・フローで計算された使用価値が、税引後加重平均資本コストで割引かれた税引後キャッシュ・フローで計算された値と等しいことを保証する割引率。
(3) 残存価値は、列挙した年数のリターンが増加する永久期間又は有限期間に基づいて見積られている。
(4) São Pauloの数値は、現在2028年に終了する委譲がさらに30年更新される可能性を加味したものである。

注記24.繰延税金資産及び負債 – 8,830百万ユーロ及び7,813百万ユーロ

以下の表は、適用される規則により設定された税率に基づいて計算された繰延税金資産及び繰延税金負債の期間差異の種類別変動並びに繰延税金負債と相殺可能な繰延税金資産の金額 (許容される場合)を示す。

百万ユーロ		増加／（減少）損益に計上	増加／（減少）株主持分に計上	範囲の変更	為替換算差額	その他の増減	売却目的保有資産の再分類	
	2024年12月31日現在							**2025年12月31日現在**
繰延税金資産：								
- 無形資産及び有形固定資産の帳簿価額の差異	2,223	239	-	-	(12)	(2)	-	2,448
- リスク引当金繰入額及び繰延控除可能な減損損失引当金繰入額	1,995	31	-	-	(19)	59	-	2,066
税務上の繰越欠損金	945	402	-	7	(57)	-	-	1,297
- 金融商品の測定	1,069	13	(242)	-	(29)	(19)	-	792
- 従業員給付	663	(114)	(54)		1	(18)	-	478
-その他の項目	2,130	(206)	5	1	(176)	63	(68)	1,749
合計	**9,025**	**365**	**(291)**	**8**	**(292)**	**83**	**(68)**	**8,830**
繰延税金負債：								
- 非流動資産及び金融資産に係る差額	5,179	(98)	5	135	(377)	165	25	5,034
- 金融商品の測定	505	-	(114)	-	(15)	(21)	-	355
-その他の項目	2,267	288	(8)	1	(78)	35	(81)	2,424
合計	**7,951**	**190**	**(117)**	**136**	**(470)**	**179**	**(56)**	**7,813**

相殺不能な繰延税金資産	**5,413**
相殺不能な繰延税金負債	**3,134**
相殺後の繰延税金負債正味超過額	**1,262**

2025年12月31日現在認識された繰延税金資産は、その回収が合理的に確実であると判断され、総額8,830百万ユーロ（2024年12月31日現在9,025百万ユーロ）であった。
繰延税金資産は当期中に195百万ユーロ減少した。
＞　キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの公正価値の変動に関連した繰延税金資産の減少。
＞　ラテンアメリカにおける為替レート差の影響。
これらの影響の一部はアルゼンチンのハイパーインフレ調整によって相殺された。
なお、繰延税金資産のうち547百万ユーロ相当は、将来の課税所得の現在の見積りに基づいて回収可能性が低いと考えられるため、当年度繰越欠損金（1,911百万ユーロ）において評価されていない。

繰延税金負債は、2025年12月31日現在7,813百万ユーロ（2024年12月31日現在7,951百万ユーロ）であった。これには基本的に、各年度に行われた取得原価の最終配分の一部として取得された資産に対する調整の税効果の決定と、加速償却を含む税務上の減価償却と資産の見積耐用年数に基づく減価償却との差異に関する繰延税金が含まれる。
繰延税金負債は合計138百万ユーロ減少したが、主な要因は以下のとおりである。
＞　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に関連した繰延税金負債の減少。
＞　ラテンアメリカにおける為替レート差の影響。
これらの影響の一部はアルゼンチンのハイパーインフレ調整によって相殺された。

前へ　次へ

注記25.持分法で会計処理されている投資 – 1,317百万ユーロ

以下の表は、ジョイント・ベンチャー及び持分法適用関連会社に対する主な投資の変動を示している。

百万ユーロ		保有割合	純損益への影響	連結範囲の変更	配当金	売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	減損損失	その他の変動		保有割合
	2024年12月31日現在								2025年12月31日現在	
ジョイント・ベンチャー										
Gridspertise Srl	313	50.0%	(6)	-	-	-	-	(2)	305	50.0%
Mooney Group SpA	203	50.0%	(31)	(10)	-	-	-	25	187	50.0%
Potentia Energy	142	50.0%	(16)	(12)	-	-	-	96	210	50.0%
Principia Energy SA	245	50.0%	(30)	-	(12)	-	-	10	213	50.0%
Matimba project companies	66	50.0%	1	-	-	-	-	(14)	53	50.0%
Ewiva Srl	36	50.0%	(3)	(33)	-	-	-	-	-	
Drift Sand Wind Project	66	50.0%	1	-	-	-	-	(8)	59	50.0%
Front Marítim del Besòs	30	61.4%	-	-	-	-	-	-	30	61.4%
Elecgas SA	28	50.0%	7	-	-	-	-	1	36	50.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	6	43.8%	8	-	-	-	-	(9)	5	43.8%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	8	33.5%	1	-	(1)	-	-	-	8	33.5%
Energie Electrique de Tahaddart	11	32.0%	1	(11)	-	-	-	(1)	-	
PowerCrop	5	50.0%	(1)	-	-	-	-	1	5	50.0%
ジョイント・ベンチャー合計	**1,159**		**(68)**	**(66)**	**(13)**	**-**	**-**	**99**	**1,111**	

（単位：百万ユーロ）		保有割合	純損益への影響	連結範囲の変更	配当金	売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	減損損失	その他の変動		保有割合
	2024年12月31日現在								2025年12月31日現在	
関連会社										
CESI	58	42.7%	4	-	-	-	-	-	62	42.7%
GNL Chile SA	31	33.3%	13	-	-	-	-	(5)	39	33.3%
Energías Especiales del Bierzo	9	50.0%	-	-	(3)	-	-	(1)	5	50.0%
Gorona del Viento El Hierro SA	6	23.2%	4	-	-	-	-	-	10	23.2%
Compañía Eólica Tierras Altas	7	37.5%	1	(8)	-	-	-	-	-	
Sociedad Eólica El Puntal	5	50.0%	1	-	(1)	-	-	-	5	50.0%
Renovables Brovales 400 kV	7	64.2%	-	-	-	-	-	(1)	6	64.2%
Cogenio Iberia	5	20.0%	(1)	-	-	-	-	1	5	20.0%
Cogenio Srl	16	20.0%	(1)	-	-	-	(8)	-	7	20.0%
EGPNA Renewable Energy Partners	65	10.0%	2	(19)	-	(47)	-	(1)	-	
Rocky Caney Holding	18	10.0%	1	(12)	-	(6)	-	(1)	-	
関連会社合計	**227**		**24**	**(39)**	**(4)**	**(53)**	**(8)**	**(8)**	**139**	
その他	**70**		**-**	**6**	**(3)**	**-**	**-**	**(6)**	**67**	
合計	**1,456**		**(44)**	**(99)**	**(20)**	**(53)**	**(8)**	**85**	**1,317**	

2025年の持分法で会計処理されている投資の減少は139百万ユーロで、主に以下を反映している：

＞ 売却目的保有資産への再分類、並びにEGPNA Renewable Energy Partners及びRocky Caneyへの投資に係る連結範囲の変更の影響（合計84百万ユーロ）は、Enel Green Power North America (EGPNA) とGulf Pacific Powerとの間で締結された資産スワップ契約の完了に関連するものであり、これによりEnel Green Powerは複数の関連会社への投資比率を51%に引き上げる一方で、他の投資を処分した。

＞ 連結範囲の変更に伴うマイナス52百万ユーロの影響は、以下に関連する：

○ Caja Rural de Soria及びCaja Rural de Navarraから、Compañía Eólica Tierras Alta (Cetasa)の残存株式62.5%を取得したことにより、従来37.5%を保有し持分法適用会社として連結されていた同社の100%を取得した。

○ Ewivaの残り50%の株式を取得したことにより、従来は50%の株式を保有し、当グループが持分法で連結していたEwivaの完全支配権を取得した。

○ Energie Electrique de Tahaddarの持分売却。

＞ 44百万ユーロのグループ損失。

＞ 20百万ユーロの配当。

＞ 為替レートの変動による21百万ユーロの不利な影響。

＞ Cogenio Srlに対する投資の減損8百万ユーロ。

これらのマイナスの影響は、Potentia Energyジョイント・ベンチャーにおける122百万ユーロの増資によって一部相殺された。この増資により、同社はCVC DIF及びCbus Superとの間で、1GWを超える再生可能エネルギー資産ポートフォリオの持分取得に関する契約を締結することが可能となった。

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計		非流動負債		流動負債		負債合計		株主資本	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
ジョイント・ベンチャー														
Gridspertise Srl	697	720	134	141	831	861	64	82	157	155	221	237	610	624
Mooney Group SpA	1,696	1,684	356	388	2,052	2,072	1,204	1,087	462	579	1,666	1,666	386	406
Potentia Energy	881	645	184	79	1,065	724	479	401	166	39	645	440	420	284
Principia Energy SA	1,178	1,127	106	112	1,284	1,239	654	640	204	109	858	749	426	490
Matimba project companies	2,459	2,177	358	388	2,817	2,565	2,546	2,305	165	128	2,711	2,433	106	132
関連会社														
CESI	184	179	108	95	292	274	72	19	117	154	189	173	103	101

百万ユーロ	収益合計		税引前利益		継続事業からの利益	
	2025年	2024年	**2025年**	2024年	**2025年**	2024年
ジョイント・ベンチャー						
Gridspertise Srl	332	410	(13)	15	(12)	12
Mooney Group SpA	397	410	(62)	(63)	(62)	(63)
Potentia Energy	70	70	(31)	(32)	(32)	(32)
Principia Energy SA	140	142	18	(1)	11	(7)
Matimba project companies	140	133	(2)	(13)	2	(4)
関連会社						
CESI	195	181	4	3	2	2

前へ　次へ

注記26.デリバティブ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
デリバティブ金融資産	1,170	2,003	2,408	3,512
デリバティブ金融負債	3,314	2,915	2,343	3,584

ヘッジ手段として指定され、FVTPLで測定されるデリバティブの詳細については、注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記27.流動/非流動契約資産/(負債)

百万ユーロ	非流動		流動	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
契約資産	632	523	135	193
契約負債	5,495	5,682	2,833	2,448

顧客との契約に由来する非流動資産（契約資産）は、主に、IFRIC第12号に従って認識された、官から民へのサービス委譲契約を指す（590百万ユーロ）。このような事例は、委譲契約の保有者が付与権者から資産認識についての完全な権利を得ていない場合に生じる。なお、2025年12月31日現在の金額には1,042百万ユーロ（2024年12月31日現在844百万ユーロ）の期間投資が含まれている。

流動契約資産は主に、請求予定の仕掛工事契約（108百万ユーロ）に関するもので、支払は履行義務の履行を条件とする。

非流動契約負債の2025年12月31日現在の価値は、主に配電網セグメントに起因し、スペイン（2,987百万ユーロ）及びイタリア（2,508百万ユーロ）における新規顧客の接続から生じる収益によるものである。

流動負債には、主にイタリアとスペインで計上された、12か月以内に期限が到来する送電網への接続から生じる収益に関連する2,079百万ユーロの契約上の負債、及び建設中の工事契約に関連する負債（455百万ユーロ）が主に含まれる。

IFRS第15号で要請されている期間帯ごとの契約債務の純損益への戻入は、以下の表のとおりである。

百万ユーロ		
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
1年以内	2,833	2,448
2年以内	529	769
3年以内	525	534
4年以内	524	532
5年以内	523	530
5年超	3,394	3,317
合計	**8,328**	**8,130**

注記28.その他の非流動金融資産 – 8,472百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
公正価値で測定される他の会社に対する持分投資	573	595	(22)	-3.7%
純金融債務に含まれる非流動金融資産（注記28.1参照）	2,890	2,676	214	8.0%
サービス委譲契約	4,853	4,192	661	15.8%
共同開発契約（JDA）に関する金融資産	100	107	(7)	-6.5%
非流動金融前払金	56	37	19	51.4%
合計	**8,472**	**7,607**	**865**	**11.4%**

「その他の非流動金融資産」の増加は主に以下の要因による。

＞　主にブラジルの会社におけるサービス委譲契約に関する金融資産の増加。

＞　正味金融債務に含まれるその他の非流動金融資産の増加（注記28.1参照）

これらのプラスの影響は、主にEnel X Internationalが保有するZacapa Topco Sàrlへの投資価値が22百万ユーロ減少したことによる、他の会社に対する持分投資の減少によって一部相殺された。

公正価値で測定される他の会社に対する持分投資の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	保有割合	2024年12月31日現在	保有割合	増減
Zacapa Topco Sàrl	355	19.5%	377	19.5%	(22)
Duereti	137	10.0%	137	10.0%	-
European Energy Exchange AG	42	2.4%	42	2.4%	-
Hubject GmbH	7	12.5%	8	12.5%	1
Empresa Propietaria de la Red SA	9	11.1%	9	11.1%	-
Termoeléctrica José de San Martín SA	7	5.6%	5	5.6%	2
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	8	6.2%	5	6.2%	3
その他	8		12		(4)
合計	**573**		**595**		**(22)**

28.1 純金融負債に含まれるその他の非流動金融資産 - 2,890百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
有価証券	716	575	141	24.5%
その他の金融資産	2,174	2,101	73	3.5%
合計	**2,890**	**2,676**	**214**	**8.0%**

「有価証券」には主に、Enel Reinsuranceが流動資産の一部を投資しているFVOCIで測定される金融商品が含まれる。この項目は主に、2025年のFVOCIで測定される有価証券の取得を反映して増加した。

「その他の金融資産」の増加は、主にMooney Group SpAに対する債権の増加に関連する中長期金融資産（116百万ユーロ）の増加、及び主にエンデサ・グループからの利用不能な金融保証金（95百万ユーロ）に起因するもので、スペインの電力システムの赤字に関連する金融資産（135百万ユーロ）の減少により一部相殺された。

注記29.その他の流動金融資産 – 3,941百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
純金融負債に含まれる流動金融資産（注記29.1参照）	3,788	4,668	(880)	-18.9%
サービス委譲契約から生じた金融資産（1年以内回収予定分）	12	12	-	-
共同開発契約（JDA）に関する金融資産	-	10	(10)	-
金融未収収益	131	147	(16)	-10.9%
その他	10	17	(7)	-41.2%
合計	**3,941**	**4,854**	**(913)**	**-18.8%**

「その他の流動金融資産」の減少は主に、注記29.1に詳述されているように、正味金融債務に含まれる流動金融資産の減少を反映している。

29.1純金融負債に含まれるその他の流動金融資産 - 3,788 百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
1年内回収予定の長期金融資産	1,372	2,174	(802)	-36.9%
有価証券	230	138	92	66.7%
デリバティブ取引に係る現金担保及びその他の金融資産	2,033	1,982	51	2.6%
その他の短期金融資産	153	374	(221)	-59.1%
合計	**3,788**	**4,668**	**(880)**	**-18.9%**

当該項目の変動は主に以下の要因によるものである。

＞　「長期金融資産の流動部分」の減少は、主としてEnel ProduzioneによるSlovenské elektrárneに対する金融債権の回収（289百万ユーロ）及びEnel Finance InternationalによるSPHに対する金融債権の回収（769百万ユーロ）を反映したものであり、スペインの電力システム赤字メカニズムに係る金融資産の増加（344百万ユーロ）により一部相殺されている。

＞　主にエンデサ・グループにおける「その他の短期金融資産」の減少。

この影響の一部は、デリバティブ取引の取引先に支払った有価証券及び現金担保の増加により相殺された。

注記30.その他の非流動資産- 2,064 百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
市場運営機関からの預り金	558	391	167	42.7%
人事プログラムの純資産	80	72	8	11.1%
12か月超の税金資産	935	1,114	(179)	-16.1%
12か月超の営業保証金	375	282	93	33.0%
その他の受取債権	111	74	37	50.0%
偶発対価の非流動資産 - 第三者	5	4	1	25.0%
合計	**2,064**	**1,937**	**127**	**6.6%**

「市場運営機関からの預り金」は、主にスペイン（107百万ユーロ）及びイタリア（60百万ユーロ）の配電事業に関して、2024年度から167百万ユーロ増加した。

「12か月超の税金資産」は179百万ユーロ減少しており、主としてチリ（120百万ユーロ）において固定資産への投資が減少したことで、そこから生じる債権の価値が低下したことによる。「12か月超の営業保証金」は、主としてイタリア（78百万ユーロ）において、MACSE（電力貯蔵容量調達メカニズム）オークションへの参加により増加した。

注記31.その他の流動資産 - 3,386百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
市場運営機関からの預り金	868	904	(36)	-4.0%
仕入先への前渡金	279	356	(77)	-21.6%
従業員から生じた債権	20	22	(2)	-9.1%
環境証書のために受領する予定の非金銭的補助(1)	43	10	33	-
その他から生じた債権	923	1,056	(133)	-12.6%
各種税金資産	932	1,272	(340)	-26.7%
当期未収収益及び前払金	321	271	50	18.5%
合計	**3,386**	**3,891**	**(505)**	**-13.0%**

(1) 注記57「環境プログラム」を参照のこと。

その他の流動資産が減少した主な要因は、イタリア及びスペインを中心に「各種税金資産」が340百万ユーロ減少したこと、また「未収入金」が133百万ユーロ減少したことであり、これは主にイタリアにおける満期を迎えたエネルギー商品デリバティブ債権及びイタリア及びスペインを中心とする各種債権の減少によるものである。

注記32.棚卸資産 - 3,301百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
原材料、副資材及び消耗品				
- 燃料	1,181	1,335	(154)	-11.5%
- 原材料、工具及びその他の棚卸資産	1,862	2,013	(151)	-7.5%
合計	**3,043**	**3,348**	**(305)**	-9.1%
環境証書				
- CO_2汚染物質排出量	42	57	(15)	-26.3%
- 原産地保証	6	72	(66)	-91.7%
- エネルギー効率証書	79	4	75	-
- 環境証書	6	6	-	-
合計	**133**	**139**	**(6)**	-4.3%
売却目的保有建物	42	43	1	-2.3%
口座振替	83	113	(30)	-26.5%
合計	**3,301**	**3,643**	**(342)**	**-9.4%**

原材料及び補助材料、消耗品は、発電所及び配電網の運転、維持、建設に使用される材料及び機器、並びに当社の発電及び取引活動に必要な燃料在庫で構成される。
2025年における棚卸資産全般の減少（342百万ユーロ）は、主にイタリアにおける燃料在庫の減少、及びイタリアにおいて当該期間に関連するコンプライアンス義務に主に使用された原産地保証及びCO_2排出枠の減少に起因する。

注記33.営業債権 – 14,555百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
顧客				
- 売電及び送電	8,727	10,263	(1,536)	-15.0%
- ガスの配給及び販売	1,327	1,491	(164)	-11.0%
- その他の資産	4,440	4,008	432	10.8%
顧客から生じた債権の合計	**14,494**	**15,762**	**(1,268)**	**-8.0%**
関連会社及びジョイント・ベンチャーから生じた債権	61	179	(118)	-65.9%
合計	**14,555**	**15,941**	**(1,386)**	**-8.7%**

顧客に対する営業債権は、損失引当金控除後で認識され、その総額は2024年12月31日現在の残高3,763百万ユーロに対し、当年末は3,819百万ユーロとなった。
具体的には、2025年の減少額1,386百万ユーロは、同年に認識された電力及びガスの販売・輸送に関する債権の減少に起因する。
この変動は主にイタリア（774百万ユーロ）、スペイン（346百万ユーロ）、チリ（514百万ユーロ）で認識され、ブラジル（358百万ユーロ）の増加により一部相殺された。

営業債権に関する詳細は注記47「金融商品の種類別内訳」を参照のこと。

注記34.現金及び現金同等物 - 5,065百万ユーロ

下表に示すとおり、現金及び現金同等物は合計2,986百万ユーロ減少しており、主としてイタリア、スペイン及びチリにおける自己株式取得プログラム並びに株主への配当金の支払いによる。
これらの取引は流動性の減少をもたらし、主に流動性投資（2,430百万ユーロ）や銀行預金（528百万ユーロ）に影響を与えた。

（単位：百万ユーロ）

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
銀行預金及び郵便貯金	4,234	4,762	(528)	-11.1%
手許現金及び現金同等物	5	33	(28)	-84.8%
その他の流動投資	826	3,256	(2,430)	-74.6%
合計	**5,065**	**8,051**	**(2,986)**	**-37.1%**

注記35.売却目的保有に分類された処分グループに含まれる資産及び負債 – 1,095百万ユーロ及び756百万ユーロ

2025年度の売却目的保有資産の増減内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	2024年12月31日現在	流動資産及び非流動資産への振替	流動資産及び非流動資産からの振替	売却及び連結範囲の変更	減損	為替換算差額	投資	その他の変動	2025年12月31日現在
有形固定資産	230	(128)	805	(143)	(41)	(35)	2	(16)	674
投資不動産	37	-	-	(28)	-	-	-	(1)	8
無形資産	7	-	-	-	(3)	(3)	-	(1)	-
のれん	25	(25)	-	-	-	-	-	-	-
繰延税金資産	-	-	68	-	-	(3)	-	7	72
持分法で会計処理されている投資	50	-	53	(33)	(22)	(8)	-	2	42
非流動金融資産及び有価証券	1	-	15	-	-	(1)	-	-	15
その他の非流動資産	7	(5)	-	-	-	(1)	-	-	1
棚卸資産	15	(15)	33	(1)	-	(2)	-	2	32
営業債権	8	(4)	41	(2)	-	(3)	-	2	42
税金債権	9	(12)	43	-	-	(2)	-	4	42
流動金融資産及び有価証券	7	-	3	-	-	(1)	-	(4)	5
その他の流動資産	13	(7)	136	-	-	(6)	-	2	138
現金及び現金同等物	6	(8)	26	-	-	(1)	-	1	24
合計	**415**	**(204)**	**1,223**	**(207)**	**(66)**	**(66)**	**2**	**(2)**	**1,095**

負債の推移内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ		流動負債及び非流動負債への振替	流動負債及び非流動負債からの振替	売却及び連結範囲の変更	為替換算差額	その他の変動	
	2024年12月31日現在						**2025年12月31日現在**
長期借入金	9	-	383	(37)	(13)	(9)	333
リスク及び費用に対する引当金 - 非流動部分	7	(2)	8	(2)	(1)	-	10
繰延税金負債	28	(24)	80	-	(4)	(1)	79
短期借入金	63	(60)	-	-	(3)	-	-
1年内返済予定の長期借入金	3	-	104	(11)	(4)	1	93
リスク引当金繰入額、1年以内	-	-	-	-	-	1	1
営業債務	12	(4)	54	(1)	(3)	(4)	54
法人所得税負債	7	(10)	26	-	(1)	2	24
流動契約負債	-	-	-	-	-	-	-
その他の流動金融負債	-	(1)	26	-	(1)	1	25
その他の流動負債	21	(5)	106	(1)	(5)	21	137
合計	**150**	**(106)**	**787**	**(52)**	**(35)**	12	**756**

当該項目は、基本的に、正味簿価として認識される低価法で測定される資産、及び経営者の決定により、当該項目における分類に関するIFRS第5号「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」の要件を充たす見積実現可能価額を含む。

2025年12月31日現在、売却目的で保有する純資産の残高は339百万ユーロで、主にEGPメキシコ及び子会社グループ（309百万ユーロ）の売却目的で保有する純資産への再分類を反映して、前年度比74百万ユーロ増加した。

この増加は、特にEnel Generación Piuraの純資産（98百万ユーロ）について、経営者がもはや売却が高度に蓋然性があるとは判断せず、IFRS第5号に基づく従前の分類を決定づけていた条件が適用されなくなったことから「使用目的保有」へ再分類されたこと、コロンビアのWindpeshi風力発電所を保有するWind Autogeneración SASの純資産の売却（49百万ユーロ）、及びEGP Indiaの純資産に係る減損損失（38百万ユーロ）により、一部相殺された。

注記36.株主資本 – 46,805百万ユーロ

36.1 親会社株主に帰属する持分 – 32,068百万ユーロ

百万ユーロ	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
資本金	**10,167**	**10,167**	**-**
負の自己株式準備金	**(1,077)**	**(78)**	**(999)**
その他の準備金	**7,001**	**5,651**	**1,350**
資本準備金	7,496	7,496	-
資本性金融商品準備金　永久ハイブリッド債	8,219	7,145	1,074
法定準備金	2,034	2,034	-
その他の準備金	3,406	2,363	1,043
為替換算準備金	(8,215)	(6,352)	(1,863)
ヘッジ準備金	(1,797)	(2,228)	431
ヘッジ費用準備金	159	182	(23)
FVOCIで測定される金融商品から生じた準備金	94	132	(38)
持分法適用投資から生じた準備金	(41)	(404)	363
確定給付制度に係る負債／（資産）純額の再測定	(1,009)	(1,092)	83
支配喪失を伴わない株主持分の売却から生じた準備金	(2,448)	(2,405)	(43)
非支配持分の取得から生じた準備金	(897)	(1,220)	323
			-
利益剰余金	**15,977**	**17,991**	**(2,014)**
親会社株主帰属持分	**32,068**	**33,731**	**(1,663)**

資本金 – 10,167百万ユーロ

2025年12月31日現在、エネル・エスピーエーの全額払込済み株式資本は10,166,679,946ユーロであり、同数の無額面普通株式に相当する。資本金は、2024年12月31日現在の報告金額から変動していない。

2025年12月31日現在、株主名簿、CONSOB（イタリア国家証券委員会）に提出され1998年2月24日付け政令第58号第120条に従い当社が受領した通知、及びその他の入手可能な情報に基づき、親会社の資本金の3%を超える持分を有する株主は、経済財政省（23.585%の持分を保有）、及びBlackRock Inc.（資産運用目的で5.023%の持分を保有）である。

負の自己株式準備金1,077百万ユーロ

2025年12月31日現在、自己株式は無額面のエネル・エスピーエーの普通株式133,554,875株（2024年12月31日現在12,079,670株）に相当し、公認の仲介業者を通じて総額1,077百万ユーロで購入された。

その他の準備金 – 7,001百万ユーロ

株式プレミアム準備金 – 7,496百万ユーロ

イタリア民法第2431条に準拠し、資本準備金は、額面を超える価格で株式を発行する場合に、株式の発行価格と額面との差額（債券からの転換によるものを含む）を含む。資本準備金にあたる当該準備金は、法定準備金がイタリア民法第2430条の下で定められた閾値に達するまでは分配することができない。

資本性金融商品準備金（永久ハイブリッド債） – 8,219百万ユーロ
当該準備金は、海外投資家向けのユーロ建て非転換劣後永久ハイブリッド債の取引費用控除後の名目価値を報告するものである。
永久ハイブリッド債は、2025年2月に900百万ユーロの債券を返済したことで一部相殺されたものの、取引費用控除後で1,974百万ユーロの新規発行を2025年1月に2回行ったため、1,074百万ユーロ増加した。
2025年中に、永久ハイブリッド債の保有者に266百万ユーロの利札が支払われた。

法定準備金 – 2,034百万ユーロ
法定準備金は、イタリア民法第2430条に従って配当として分配できない純利益の一部の配分として形成されている。

その他の準備金 – 3,406百万ユーロ
当該準備金には、エネルiが公社から株式会社に移行した際に実施された価値修正の残余部分に関連した2,215百万ユーロが含まれる。
統一所得税法第47条に従い、この金額は分配時に課税所得とはならない。
当期の変動は主に、エネル・エスピーエーが自社株式取得取引で取得した自己株式（1,005百万ユーロ）を認識したことに関連する。

為替換算準備金 – (8,215)百万ユーロ
1,863百万ユーロの減少は、海外子会社、特に米国及び中南米で使用されている機能通貨がユーロ（親会社の表示通貨）に対して純減したことを反映している。

ヘッジ準備金 – (1,797)百万ユーロ
これにはヘッジ手段デリバティブの測定から生じた株主持分に認識された純損失が含まれる。2025年度には、主にこれらのデリバティブの公正価値調整を反映し、準備金は431百万ユーロ増加した。

ヘッジ費用準備金 – 159百万ユーロ
IFRS第9号の適用により、この準備金には通貨ベーシス・ポイント及びフォワード・ポイントの公正価値損益が含まれる。

FVOCIで測定される金融商品から生じた準備金 – 94百万ユーロ
これには金融資産に係る正味未実現公正価値評価損が含まれる。2025年度の変動は主に、Enel X Internationalが保有するZacapa Topco Sàrlの持分の価値調整（22百万ユーロ減）によるものである。

持分法適用投資から生じた準備金 – (41)百万ユーロ
当該準備金は、持分法で直接認識される包括利益の持分相当額を報告するものである。当期の変動は主に、Slovak Power Holding BVの売却と、それに伴う364百万ユーロの関連準備金の取り崩しを反映している。

数理計算上の準備金 – (1,009)百万ユーロ
当該準備金には、税効果控除後の従業員給付債務に係る数理計算上の差異が含まれる。

支配喪失を伴わない株主持分の処分から生じた準備金 – (2,448)百万ユーロ

当該項目は主として以下の項目を報告する。

- Enel Green Power株式の公募に係る、処分関連費用及び関連課税費用控除後の利得の計上
- Enersis（現社名Enel Américas及びEnel Chile）の増資の結果認識された非支配持分の売却
- Endesaの21.92%の公募に起因する、処分関連費用及び関連課税費用控除後の資本損失
- Enel Green Power North America Renewable Energy Partnersの非支配持分の第三者への処分
- Endesa AméricasとChilectra AméricasのEnel Américasへの合併の影響
- Enel Green Power Canadaが保有するPincher Creek LPと Riverview LPの株式49%の処分の影響
- バッテリーエネルギー貯蔵システム（BESS）事業者であり、複数の開放サイクルガスタービン発電所（OCGT）を所有するEnel Libra Flexsys Srlの株式49%の処分の影響
- エンデサが保有するEnel Green Power España Solar 1 SLU及びEnel Green Power España Solar 2 SLUの株式49.99%の処分による影響

前年度の変動は主に、Enel ProduzioneからEnel Libra Flexsys Srlへの事業部門の売却及びEnel Green Power España Solar 1 SLUの売却に伴う価格調整を反映している。

非支配持分の取得から生じた準備金 – (897)百万ユーロ

当該準備金は主に、ラテンアメリカで既に支配している会社の追加的な持分を第三者から取得した後に取得した持分の帳簿価額に対する取得価格の超過額を含む。2025年の変動は、Enel Américasとエンデサによる自社株式取得に関連するものである。

利益剰余金 – 15,977百万ユーロ

当該剰余金は配当されていない又は他の準備金に割当てられていない前年度からの利益を表示している。

前へ　次へ

非支配株主持分及び関連する税効果を含め、その他の包括利益における直接認識された利得又は損失の増減を示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在				増減					2025年12月31日現在		
	合計	うち親会社株主持分	うち非支配持分	当期に株主持分で認識した利得／（損失）	純損益への振替	税効果	合計	うち親会社株主持分	うち非支配持分	合計	うち親会社株主持分	うち非支配持分
為替換算準備金	**(13,257)**	(7,136)	(6,121)	(2,076)	-	-	**(2,076)**	(1,690)	(386)	**(15,333)**	(8,826)	(6,507)
ヘッジ準備金	**(2,573)**	(2,312)	(261)	(603)	1,198	(132)	**463**	428	35	**(2,110)**	(1,884)	(226)
ヘッジ費用準備金	**163**	178	(15)	(28)	(9)	16	**(21)**	(23)	2	**142**	155	(13)
FVOCIで測定される金融商品から生じた準備金	**(8)**	(3)	(5)	(17)	3	2	**(12)**	(12)	-	**(20)**	(15)	(5)
持分法適用関連会社のOCIに対する持分	**(523)**	(539)	16	1	-	2	**1**	(1)	2	**(522)**	(540)	18
他の会社に対する持分投資の測定による積立金	**93**	92	1	(15)	-	-	**(15)**	(19)	4	**78**	73	5
数理計算上の準備金	**(1,498)**	(1,043)	(455)	195	-	(63)	**132**	113	19	**(1,366)**	(930)	(436)
株主持分で認識された利得/（損失）合計	**(17,603)**	**(10,763)**	**(6,840)**	**(2,545)**	**1,192**	**(175)**	**(1,528)**	**(1,204)**	**(324)**	**(19,131)**	**(11,967)**	**(7,164)**

前へ　次へ

36.2 配当金

	配当額（百万ユーロ）	1株当たり配当金（ユーロ）
2024年度の支払配当金		-
2023年度の配当金	4,367	0.43
2024年中間配当(1)	-	-
特別配当金	-	-
2024年度の支払配当金合計	**4,367**	**0.43**
2025年度の支払配当金		-
2024年度の配当金	4,773	0.47
2025年中間配当(2)	-	-
特別配当金	-	-
2025年度の支払配当金合計	**4,773**	**0.47**

(1) 2024年11月6日に取締役会で承認され、2025年1月22日から支払われる（1株当たり0.215ユーロの中間配当、総額2,186百万ユーロ）。
(2) 2025年11月12日に取締役会で承認され、2026年1月21日から支払われる（1株当たり0.23ユーロの中間配当、総額2,338百万ユーロ）。

配当金は、それぞれの基準日に保有する自己株式に帰属する金額を控除して表示している。当社はこれらの株式に対する配当金の徴収を放棄し、利益剰余金として認識した。
2025年度の配当金は、1株当たり0.49ユーロ、総額4,982百万ユーロ（うち1株当たり0.23ユーロ、総額2,338百万ユーロは既に中間配当として支払われた）に相当し、2026年5月12日の株主総会に一括提案される。
これらの財務諸表には、2025年度の株主への配当分配の影響は反映されていない。ただし、2025年11月13日に取締役会により承認された最大2,338百万ユーロの2025年度中間配当に係る株主への負債を除く。当該配当は、2026年1月21日以降に支払われており、2026年1月20日の基準日時点で保有していた133,601,075株の自己株式に対応する金額を控除した純額で支払われている。
当年度中、当社はまた、永久ハイブリッド債の保有者に対して266百万ユーロの利札を支払った（2024年246百万ユーロ）。

資本管理

当グループは、事業を継続企業として守り、利害関係者の価値を創造し、当グループの発展を支援することを資本管理の目的としている。特に、当グループは、株主において満足できる利益の達成を可能にするための充分な資本構成を維持するとともに、充分な格付けを維持することで、外部の資金調達源へのアクセスの確保を目指している。
この観点から、当グループは資本構成を管理し、経済状況の変化に応じて資本構成を調整する。2025年度で、目的、方針、プロセスに実質的な変動はなかった。
このため、当グループは、自己資本に対する負債水準の動向を常に監視している。2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在の状況は以下の表のとおりである。

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
非流動金融債務	57,147	60,064	(2,917)
正味流動金融債務	2,925	(1,621)	4,546
非流動金融資産及び長期有価証券	(2,890)	(2,676)	(214)
正味金融債務	**57,182**	**55,767**	**1,415**
親会社株主帰属持分	32,068	33,731	(1,663)
非支配持分	14,737	15,440	(703)
株主資本	**46,805**	**49,171**	**(2,366)**
有利子負債／自己資本比率	**1.22**	**1.13**	**0.09**

財務レバレッジを示す有利子負債/自己資本比率の上昇は、主にエネル・エスピーエー、Enel Américas、エンデサによる自己株式取得取引の影響による自己資本の減少、及び主に年度中の取得の影響による純金融債務の増加に大きく起因している。

表中の各項目の内訳は注記46を参照のこと。

36.3 非支配持分 - 14,737百万ユーロ

以下の表は、地域別の非支配持分の構成を示している。

百万ユーロ	非支配持分		非支配持分に帰属する当期利益	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
イタリア	1,206	1,092	29	10
イベリア	6,447	6,517	645	534
中南米	6,915	7,587	675	652
欧州	1	1	-	-
北米	46	124	4	9
アフリカ、アジア及びオセアニア	122	119	3	8
合計	**14,737**	**15,440**	**1,356**	**1,213**

非支配持分の変動は主に、配当金の支払い（956百万ユーロ）及びEnel Américasとエンデサによる自己株式の購入（1,040百万ユーロ）による減少に関連するもので、当期利益（1,356百万ユーロ）により一部相殺された。

前へ　次へ

重要な非支配持分を有する子会社に関するIFRS第12号の財務開示要件は以下のとおりである。

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
子会社						
Enel Américas	27,479	26,771	5,235	5,954	32,714	32,725
Enel Chile	9,995	10,858	1,732	1,939	11,727	12,797
Endesa	43,773	42,964	3,146	3,930	46,919	46,894

百万ユーロ	非流動負債		流動負債		負債合計		株主持分		親会社株主帰属持分		非支配持分	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
子会社												
Enel Américas	8,757	9,292	6,208	5,654	14,965	14,946	17,749	17,779	13,124	12,627	4,625	5,152
Enel Chile	3,127	3,637	2,656	2,843	5,783	6,480	5,944	6,317	3,654	3,881	2,290	2,436
Endesa	15,412	15,818	7,677	7,683	23,089	23,501	23,830	23,393	17,384	16,876	6,446	6,517

百万ユーロ	収益合計		税引前利益		継続事業からの利益		親会社株主帰属利益		非支配持分帰属利益	
	2025年	2024年	**2025年**	2024年	**2025年**	2024年	**2025年**	2024年	**2025年**	2024年
子会社										
Enel Américas	12,629	15,202	1,619	3,108	1,148	2,056	678	1,495	470	561
Enel Chile	4,097	3,852	697	214	513	182	308	90	205	92
Endesa	21,436	21,315	2,760	2,430	2,120	1,773	1,475	1,238	645	535

前へ　　次へ

注記37.借入金

百万ユーロ	非流動		流動	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
長期借入金	56,983	60,000	8,803	7,439
短期借入金	-	-	2,975	3,645
合計	**56,983**	**60,000**	**11,778**	**11,084**

借入金の内容に関する詳細については、注記47.2「カテゴリー別金融負債」を参照のこと。

注記38.従業員給付 – 1,127百万ユーロ

当グループは、従業員に、繰延報酬給付、年齢制限到達者又は老齢年金の受給資格への追加月給、年功マイルストーンの達成に応じたロイヤルティ賞与、補完的退職給付及び健康保険、住宅用電気料金の割引及び同様の給付を含む、様々な手当を提供している。すなわち：

- **イタリアの場合、「年金給付」の項目は、退職した役員の付加的退職制度に基づく給付、及び雇用関係が終了した時点で法律又は契約に基づき職員に給付される給付をカバーするために発生する見積額に関するものである。外国企業については、退職後給付に関する項目であり、最も重要なのはスペインのEndesaの年金制度である。一般的に、2000年10月25日の枠組み合意に基づき、従業員は特定の確定拠出年金制度に加入し、在職中の従業員の障害又は死亡の場合には、適切な保険契約でカバーされる確定給付制度に加入する。さらに、同グループは、(i) 先に述べた枠組み協約で導入された変更前の電力業界団体協約の対象となるEndesaの現従業員及び退職従業員、及び(ii) 過去に合併したカタルーニャ企業（Fecsa/Enher/HidroEmpordà）の従業員を対象とする、2つの限定加入制度を有している。いずれも確定給付型制度であり、給付は全額保険で賄われるが、前者の制度は退職した従業員が死亡した場合の給付を例外としている。最後に、ブラジル企業も確定給付制度を設けている。**
- **「電力割引」の項目には、特に外国企業に関連する電力供給に関する特典が含まれている。**
- **「健康保険」は、在職者又は退職者に対する医療費給付をいう。**
- **「その他の給付」は、主にロイヤルティ賞与に関するもので、様々な国で採用されており、イタリアにおいては、電力労働者国家団体交渉合意の対象となる従業員に対し、達成勤続年数（25年及び35年の勤務）に応じた賞与の給付に関する債務の見積額を表している。これには、一定の会社の管理者に特定の条件に基づく金銭的賞与で報償を供与する、他のインセンティブ制度も含まれている。**

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の退職後給付及びその他の長期従業員給付の確定給付債務の増減、並びに当該債務及び数理計算上の債務の調整を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2025年12月31日現在					2024年12月31日現在				
	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	合計	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	合計
数理計算上の債務の増減										
過年度の数理計算上の債務の変動	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**6**	**1**	**(2)**	**(3)**	**2**
期首現在の数理計算上の債務	**3,191**	**213**	**151**	**86**	**3,641**	**4,085**	**216**	**176**	**102**	**4,579**
当期の勤務費用	8	1	4	40	53	9	1	4	4	18
金融費用	320	8	8	3	339	318	7	9	6	340
人口統計上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	(12)	-	-	-	(12)	(3)	-	-	-	(3)
財務上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	(4)	(15)	(7)	(2)	(28)	(481)	(15)	(8)	(1)	(505)
経験に基づく調整	(237)	23	45	2	(167)	283	17	(6)	(6)	288
過去勤務費用	(2)	-	(10)	-	(12)	4	-	-	-	4
精算による（利得）／損失	(1)	-	-	-	(1)	(114)	-	-	-	(114)
為替換算差額	(15)	-	(1)	(1)	(17)	(497)	(1)	(8)	(1)	(507)
給付支払額	(354)	(13)	(12)	(12)	(391)	(451)	(13)	(14)	(13)	(491)
その他の変動	-	-	-	(1)	(1)	-	-	-	(2)	(2)
貸借対照表資産への振替	8	-	-	-	8	30	-	-	-	30
連結範囲の変更／売却目的保有に分類された負債	3	2	-	-	5	2	-	-	-	2
期末現在の数理計算上の債務 (A)	**2,905**	**219**	**178**	**115**	**3,417**	**3,191**	**213**	**151**	**86**	**3,641**
年金資産の増減										
期首現在の年金資産の公正価値	**2,155**	**-**	**-**	**-**	**2,155**	**2,299**	**-**	**-**	**-**	**2,299**
金融収益	272	-	-	-	272	204	-	-	-	204
受取利息に含まれる金額を除く年金資産の期待収益率	(48)	-	-	-	(48)	66	-	-	-	66
為替換算差額	(17)	-	-	-	(17)	(332)	-	-	-	(332)
雇用主拠出	387	13	12	8	420	483	13	14	11	521
給付支払額	(354)	(13)	(12)	(8)	(387)	(451)	(13)	(14)	(11)	(489)
その他の支払	-	-	-	-	-	(114)	-	-	-	(114)
期末現在の年金資産の公正価値 (B)	**2,395**	**-**	**-**	**-**	**2,395**	**2,155**	**-**	**-**	**-**	**2,155**
アセット・シーリングの効果										
期首現在のアセット・シーリング	**128**	**-**	**-**	**-**	**128**	**40**	**-**	**-**	**-**	**40**
金融収益	15	-	-	-	15	4	-	-	-	4
アセット・シーリングの変動	(38)	-	-	-	(38)	99	-	-	-	99
為替換算差額	-	-	-	-	-	(15)	-	-	-	(15)
期末現在のアセット・シーリング (C)	105	-	-	-	105	128	-	-	-	128
財政状態計算書上の純負債（A-B+C）	**615**	**219**	**178**	**115**	**1,127**	**1,164**	**213**	**151**	**86**	**1,614**

2025年の負債認識額は1,127百万ユーロとなり、2024年比で487百万ユーロ減少した。これは主に、経験調整と制度資産の公正価値の上昇を反映したもので、当期の金融費用により一部相殺された。
スペインでは、いくつかのエンデサ・グループ会社の年金制度の資産価値が年金数理計算上の債務を上回ったため、貸借対照表に資産として再分類された剰余金が生じた。

年末時点で認識された負債は、制度下にある資産の公正価値（2025年12月31日現在2,395百万ユーロ ）控除後で表示されている。

この表は当期の純損益の主な変動を示している。

百万ユーロ

	2025年	2024年
純損益に計上された（利得）／損失		
勤務費用及び過去勤務費用	5	22
純支払利息	82	140
精算による（利得）／損失	1	2
その他の長期給付に係る数理計算上の（利得）／損失	36	-
その他の変動	(1)	(7)
合計	**123**	**157**

純損益に認識された費用は34百万ユーロ減少したが、これは主に純支払利息の減少を反映したもので、その他の長期給付金の影響により一部相殺された。

以下の表は、期中に認識されたその他の包括利益（OCI）の変動を示している。

百万ユーロ

	2025年	2024年
その他の包括利益（利益）／損失の変動		
受取利息に含まれる金額を除く年金資産の期待収益率	48	(66)
確定給付制度に係る数理計算上の（利得）／損失	(207)	(213)
受取利息に含まれる金額を除くアセット・シーリングの変動	(38)	99
その他の変動	2	3
合計	**(195)**	**(177)**

当該資産は全てスペイン及びブラジルで、その内訳は以下のとおりである。

	2025年	2024年
活発な市場における相場価格のある投資		
資本性金融商品	1	4
確定利付証券	85	76
投資不動産	1	2
その他	11	14
相場価格のない投資		
保険会社引受保有資産	-	-
その他	2	4
合計	**100%**	**100%**

従業員給付及び年金資産に関する負債の計算に用いられた主な数理計算上の仮定は、前年度で用いられたものと同じであり、次の表のとおりである。

	イタリア	イベリア	ラテンアメリカ	その他の国	イタリア	イベリア	ラテンアメリカ	その他の国
	2025年				2024年			
割引率	2.80%-3.37%	3.26%-4.15%	5.33%-12.94%	6.25%-6.60%	2.75%-3.20%	3.04%-3.50%	5.10%-12.95%	6.75%-6.80%
インフレ率	2.00%	2.05%	3.00%-5.20%	-	2.00%	2.09%	3.00%-5.17%	
昇給率	2.00%-4.00%	1.55%	4.00%-5.55%	13%-10%	2.00%-4.00%	1.59%	3.80%-5.55%	13%-10%
医療費上昇率	3.00%	4.10%	7.63%-11.20%	-	3.00%	4.18%	7.63%～10.00%	
年金資産期待収益率	-	3.88%	5.33%-12.94%	-	-	3.30%-3.47%	5.10%-12.95%	

確定給付制度債務の見積りに使用される数理計算上の仮定において、年末時点で合理的に可能な変動が確定給付制度債務に及ぼす影響を示す感応度分析の結果は以下の表のとおりである。

百万ユーロ	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付
	2025年12月31日現在				2024年12月31日現在			
割引率0.5% 減少	115	12	12	3	(5)	11	8	(3)
割引率0.5% 増加	(114)	(11)	(6)	(3)	(88)	(13)	(8)	(9)
インフレ率0.5%の減少	(6)	-	(6)	(3)	(56)	(2)	(9)	(8)
インフレ率0.5%の増加	6	-	7	3	(36)	(2)	5	(3)
報酬の0.5% 増加	3	-	-	3	(137)	(2)	(2)	(3)
現在の年金支給額 0.5%の 増加	1	-	-	-	(56)	(2)	(2)	(6)
医療費1%の増加	-	-	21	-	-	-	17	-
現在及び退職従業員の平均寿命1年の増加	288	6	19	-	(297)	3	(1)	(6)

感応度分析は、個々の数理計算上の仮定の合理的な変化が確定給付債務に及ぼす影響を外挿するアプローチを用いており、その他の仮定は変更されていない。

次年度に確定給付型年金に拠出される予定の拠出金は367百万ユーロである。

以下の表は、確定給付制度における今後数年間の予想給付額を示している。

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
1年以内	370	351
1～2年	320	308
2～5年	946	921
5年超	1,462	1,716

注記39.リスク及び費用に対する引当金 – 7,549百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
	非流動	流動	合計	非流動	流動	合計
訴訟、その他のリスク及び費用向け引当金						
- 原子炉の廃炉	699	-	699	688	-	688
- 用地の廃棄、撤去及び原状回復	2,169	303	2,472	2,447	270	2,717
- 訴訟	617	53	670	643	53	696
- 環境証書	-	176	176	-	200	200
- 税金及び関税	218	12	230	234	18	252
- 保険	446	154	600	457	132	589
- その他	1,362	327	1,689	1,134	324	1,458
合計	**5,511**	**1,025**	6,536	**5,603**	**997**	6,600
早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画引当金	17	4	21	130	90	220
エネルギー転換に伴う再編プログラムへの引当金	745	247	992	768	246	1,014
合計	**6,273**	**1,276**	**7,549**	**6,501**	**1,333**	**7,834**

百万ユーロ		発生	戻入	目的使用	割引	用地廃棄及び回復引当金	連結範囲の変動	為替換算差額	その他の増減	売却目的で保有する処分グループに含まれる負債の再分類	
	2024年12月31日現在										**2025年12月31日現在**
訴訟、その他のリスク及び費用向け引当金											
- 原子炉の廃炉	688	-	-	-	18	(5)		-	(2)	-	699
- 用地の廃棄、撤去及び原状回復	2,717	32	(207)	(138)	81	39	9	(40)	(1)	(20)	2,472
- 訴訟	696	218	(158)	(148)	71	-	5	(13)	(1)	-	670
- 環境証書	200	180	(102)	(101)	-	-		-	(1)	-	176
- 税金及び関税	252	35	(57)	(11)	(21)	-		(1)	33	-	230
- 保険	589	238	-	(164)	(48)	-		(15)	-	-	600
- その他	1,458	626	(92)	(358)	41	39	10	(5)	(30)	-	1,689
合計	**6,600**	**1,329**	**(616)**	**(920)**	**142**	**73**	**24**	**(74)**	**(2)**	**(20)**	**6,536**
早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画引当金	220	12	(2)	(18)	-	-		-	(190)	(1)	21
エネルギー転換に伴う再編プログラムへの引当金	1,014	108	(51)	(294)	27	-		-	188	-	992
合計	**7,834**	**1,449**	**(669)**	**(1,232)**	**169**	**73**	**24**	**(74)**	**(4)**	**(21)**	**7,549**

原子炉廃炉引当金

2025年12月31日現在の規定は、勅令1349/03及び法律24/05に従って原子力発電所の廃止措置に責任を負うスペインの公的機関であるENRESAによる廃止措置時に発生するであろう費用のみを反映するものである。一般的に、コストは、原子力発電所の廃止と閉鎖を規制する経済産業省によって承認された電力会社とENRESAとの間の標準契約に基づいて定量化される。想定される時間軸である3年間は、発電終了からENRESAへの発電所管理の移管までの期間（いわゆる操業後費用）に相当し、金額を見積るために使用される様々な仮定のうち、委譲契約の規定に基づいてスペインの各原発の閉鎖日に予想される未使用核燃料の量を考慮している。

施設廃止、除却及び原状回復引当金

当該引当金は、法律上又は推定的な義務がある非原子力発電所の廃止及び撤去に要する見積費用の現在価値を表している。当該引当金は主にEndesa Group、親会社のEnel Chileが所有する子会社及びEnel Produzioneを対象としている。
同引当金における廃止、撤去、原状回復のための費用は、活動基準原価計算（ABC）プロセスを用いて定量化されている。このプロセスでは、施設の廃止、撤去、原状回復に必要な各活動の費用を特定し、定量化する。

以下の表は、施設の廃止、撤去及び原状回復に関連する支払いの期間別内訳の概要を示している。

百万ユーロ

	期間層別支払額（額面）	割引額
1年以内	306	308
1年‐5年以内	1,104	930
5年超	2,077	1,234
合計	**3,487**	**2,472**

訴訟引当金

訴訟引当金は、係争中の訴訟及びその他の紛争に関する偶発負債に備えるものである。これには、当年度に発生した紛争に関連する潜在的な負債の見積り、及び社内外のコンサルタントの指摘に基づく過年度に開始された紛争に関連する潜在的なコストの見積りの修正が含まれる。訴訟残高は主にラテンアメリカ（364百万ユーロ）、スペイン（130百万ユーロ）、イタリア（79百万ユーロ）の企業に関するものである。
基金の額は前年と同水準である。

環境証書引当金

注記57「環境プログラム」を参照のこと。

税金及び租税引当金

租税公課引当金は、直接税及び間接税に関する租税争訟から派生する見積負債を対象としている。
引当金残高には、イタリアの地方税である固定資産税（単一地方税－Imposta Municipale Unica（IMU）又は不動産に関する地方税－Imposta Comunale sugli Immobili（ICI））に関する、現在係争中、及び潜在的な係争に関する引当金も含まれている。

保険金引当金

これには、Enel Reinsuranceに対する保険金請求を対象とする繰入による引当金が含まれる。変動は主に、当期の238百万ユーロの新規繰入によるものである。

その他の引当金

その他の引当金は様々なリスクや費用に対応するもので、主に規制当局との紛争や、各種義務や手数料などに関する地方当局との紛争に関連するものである。
当期の増加の主な要因は、規制措置、気象現象、故障に関する繰入である。

早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画引当金

早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画の引当金には、組織のニーズに応じた雇用契約の自発的終了に関する拘束力のある契約に関連する費用の見積額が含まれている。当年度の199百万ユーロの減少は、主にスペインとイタリアにおいて、特定の従業員の早期退職をカバーするために前期に設定されたインセンティブ引当金の使用を反映している。

エネルギー転換に伴う再編プログラムへの引当金

エネルギー転換の主導者としての役割を担う当社は、世界中の脱炭素化及び再生可能エネルギーの成長を戦略の中心に据えている。

このような状況の中、当グループが事業を展開する全ての地域の火力発電所を対象としたエネルギー転換プロセスに関連する事業の再編を開始した。その結果、プロセスや業務モデルの見直しに伴い、従業員の役割及びスキルの変更が必要となり、当グループでは、大規模なスキル向上、再教育計画、及び自主的な個人早期退職制度をもって、再配置プログラムに基づく持続可能性の高い計画を実施していく予定である。また、デジタル化は、複数の外部要因に対応し、当グループ内のあらゆるレベルで十分な情報を得て熟慮された意思決定を行うために不可欠であるため、エネルギー転換はデジタル手法の漸進的かつ拡大的な導入に基づいている。

このため、2020年に事業再編プログラムに対する引当金が計上され、2025年12月31日現在、この引当金は992百万ユーロで、主にスペインとイタリアに帰属し、これは、エネルギー転換の加速に伴い、当グループがプロセス、業務モデル、従業員の役割とスキルの見直しに関連する全ての直接的及び間接的な活動に対して負担すると予想される費用である。2025年中に、主にイタリアでは第4条を除くプログラム、スペインではAVS（Acuerdo Voluntario de Salida）プランのために108百万ユーロが新たに割当てられた。

注記40.営業債務 - 11,827百万ユーロ

この項目の総額は11,827百万ユーロ（2024年12月31日現在13,693百万ユーロ）であり、電力供給、燃料、資材、入札に関連する設備、その他のサービスに関する債務を含む。

より具体的には、支払期限が12か月未満の営業債務は10,946百万ユーロ（2024年12月31日現在12,721百万ユーロ）、12か月以上の営業債務は881百万ユーロ（2024年12月31日現在927百万ユーロ）であった。この減少は、主にイタリアにおけるエネルギー購入及び資材供給、契約及びサービスに関する第三者への債務の減少、スペインにおけるCO_2排出権の支払い、並びにチリにおけるエネルギー購入に関する第三者への債務の減少及び為替差益によるものである。

40.1 仕入先との融資契約

当グループは、サプライヤー・ファイナンス契約を締結しているが、その主な目的は、サプライヤーに対する請求書支払処理を最適化することであり、サプライヤーは任意で契約を締結している。
当グループが締結した契約には、主に以下の条件が定められている：

- ＞ サプライヤーは、銀行から請求書の前払いを受けることを選択でき、銀行は、当グループが支払うべき金額を請求書の当初支払期日前に支払うことに同意する。
- ＞ 銀行は、契約を締結したサプライヤーに対して当グループが支払うべき請求書に関して支払うべき金額を、請求書の支払期日前に支払うことに同意し、当グループは支払サービスを提供する銀行に支払いを行う。

この契約は、契約を締結しないことを選択したサプライヤーと合意した通常の条件を大幅に延長する支払条件を定めるものではない。さらに、当グループは、仕入先に対する銀行からの追加利息を一切負担していない。

これらの契約の締結は、法的な免除や当初の債務の重大な変更を意味するものではないため、当グループは、当該契約に関連する当初の営業債務を償却又はその他の方法で再分類していない。従って、これらの債務の性質及び機能は他の営業債務と同様であるため、当グループは、当該契約に基づく金額を営業債務として認識している。
以下の表は、当グループのサプライヤー・ファイナンス契約の詳細である。

百万ユーロ	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
SFAに基づく営業債務の金額		
営業債務に含まれるもの	**566**	**358**
- うち金融機関から支払いを受けたサプライヤー	502	326
- うち支払期間が延長された買手	64	32
金融債務に含まれるもの	**-**	**-**
- うち金融機関から支払いを受けたサプライヤー	-	-
- うち支払期間が延長された買手	-	-

注記41.その他の非流動金融負債 - 565百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
純金融債務に含まれるその他の非流動金融負債	164	64	100	-
非流動未払金融費用	149	141	8	5.7%
株主への支払債務	252	-	252	-
合計	**565**	**205**	**360**	-

「その他の非流動金融負債」の変動は、主として「純金融負債に含まれるその他の非流動金融負債」の増加（スペインの電力システム赤字に係る負債を含む）及び北米における「株主への支払債務」の認識（Enel Green Power North AmericaとGulf Pacific Powerとの資産スワップ取引の完了に関連）によるものである。

注記42. その他の流動金融負債 - 910百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
未払金融費用及び繰延金融収益	689	678	11	1.6%
純金融債務に含まれるその他の流動金融負債	-	14	(14)	-
株主への支払債務	26	-	26	-
その他の負債	195	153	42	27.5%
合計	**910**	**845**	**65**	**7.7%**

「その他の流動金融負債」の増加は主に、「その他の負債」に含まれる、期限を過ぎたデリバティブの決済に伴う金融債務の増加（43百万ユーロ）に起因する。

「純金融負債に含まれるその他の非流動金融負債」は、スペインの電力系統の赤字に関する負債である。

注記43.その他の非流動負債 - 3,219百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
未払営業費用及び繰延収益	399	401	(2)	-0.5%
調整基金/市場及びエネルギーサービス事業者に対する負債	228	297	(69)	-23.2%
タックス・パートナーシップの負債（12か月超）	659	1,001	(342)	-34.2%
各種非流動支払勘定	477	424	53	12.5%
その他の項目	1,426	1,125	301	26.8%
偶発対価に係る非流動負債 - 第三者	30	39	(9)	-23.1%
合計	**3,219**	**3,287**	**(68)**	**-2.1%**

「その他の非流動負債」は68百万ユーロ減少しており、主として米国におけるタックス・パートナーシップ契約に係る負債の減少（342百万ユーロ）及び市場・エネルギーサービス事業者に対する負債の減少（主にラテンアメリカの配電事業）を反映しているが、「その他項目」の増加（301百万ユーロ、主としてイタリアにおける地熱委譲更新に係る付随負担に関連する債務）により一部相殺されている。

注記44. その他の流動負債 - 14,799百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
顧客に対する債務	1,844	1,679	165	9.8%
機関投資家に対する支払額	5,290	5,281	9	0.2%
従業員に対する支払額	474	514	(40)	-7.8%
その他の税金負債	888	1,289	(401)	-31.1%
社会保障機構への未払額	245	244	1	0.4%
偶発対価	8	21	(13)	-61.9%
流動未払費用及び繰延収益	524	537	(13)	-2.4%
12か月未満の満期を迎えたエネルギー商品デリバティブ負債	227	246	(19)	-7.7%
配当金	2,558	2,523	35	1.4%
タックス・パートナーシップの負債 （12か月未満）	286	362	(76)	-21.0%
口座に対するその他の当座支払い	640	635	5	0.8%
その他の負債	1,815	1,756	59	3.4%
合計	**14,799**	**15,087**	**(288)**	**-1.9%**

「その他の流動負債」の減少は主に、イタリア及びスペインにおける付加価値税に係る負債が2024年比で減少したことによるその他の租税負債の減少、及び北米会社における多くの工場の生産開始によるタックス・パートナーシップに係る負債の減少を反映している。

前へ　　次へ

連結キャッシュ・フロー計算書に関する情報

注記45.キャッシュ・フロー

百万ユーロ

		2025年	2024年	増減
現金及び現金同等物期首残高	(1)	**8,195**	**7,143**	**1,052**
営業活動による／（に用いた）キャッシュ・フロー		13,926	13,223	703
うち非継続事業		-	-	
投資活動によるキャッシュ・フロー		(11,072)	(4,108)	(6,964)
うち非継続事業		-	-	
財務活動によるキャッシュ・フロー		(5,448)	(7,989)	2,541
うち非継続事業		-	-	
現金及び現金同等物に係る為替レート変動の影響		(282)	(74)	(208)
現金及び現金同等物の期末残高	(2)	**5,319**	**8,195**	**(2,876)**

(1) このうち、現金及び現金同等物が2025年1月1日現在で8,051百万ユーロ（2024年1月1日現在6,801百万ユーロ）、短期有価証券が2025年1月1日現在で138百万ユーロ（2024年1月1日現在81百万ユーロ）、「売却目的保有に分類された資産」に係る現金及び現金同等物が2025年1月1日現在で6百万ユーロ（2024年1月1日現在261百万ユーロ）である。

(2) このうち、現金及び現金同等物が2025年12月31日現在で5,064百万ユーロ（2024年12月31日現在8,051百万ユーロ）、短期有価証券が2025年12月31日現在で231百万ユーロ（2024年12月31日現在138百万ユーロ）、「売却目的保有に分類された資産」に係る現金及び現金同等物が2025年12月31日現在で24百万ユーロ（2024年12月31日現在6百万ユーロ）である。

2025年の**営業活動によるキャッシュ・フロー**は13,926百万ユーロのプラスとなり、2024年から703百万ユーロ増加した。これは主として、正味運転資本の変動に伴う資金需要の増加があったものの、税金及び金融費用の支払いに関連する資金需要の減少によるものである。

2025年の**投資活動によるキャッシュ・フロー**は11,072百万ユーロの資金流出となり、2024年の4,108百万ユーロと比較して増加した。これは主として、事業及び事業単位の売却によるキャッシュ・イン・フローが5,569百万ユーロ減少したこと、及び事業取得のためのキャッシュ支出が1,089百万ユーロ増加したことによるものである。

より具体的には、2025年の事業又は事業単位の処分は、2024年の5,622百万ユーロに対し、53百万ユーロのキャッシュ・フローを生み出し、2024年のDuereti Srlの90%のA2A SpAへの売却（24百万ユーロ）、コロンビアのWind Autogeneraciónの売却（13百万ユーロ）、米国のArroyo Solarの売却（14百万ユーロ）、及びEnel Green Power Australiaの50%売却のための2百万ユーロの価格調整に関連する価格調整を含んでいる。
2024年には、主に以下の事業及び事業部門の売却が行われた：

- Enel Green Power North America（EGPNA）が、複数の再生可能エネルギー企業の全株式を249百万ユーロで売却（売却対象が保有していた現金及び現金等価物4百万ユーロ控除後）
- Enel Perú SACが保有する発電会社Enel Generación Perú SAA及びCompañía Energética Veracruz SACの全持分を、Niagara Energy SACに総額1,100百ユーロで売却（売却対象が保有していた現金及び現金等価物は98百万ユーロ控除後）
- Enel Perú SACが、Enel Distribución Perú SAA及びEnel X Perú SACに対する持分をNorth Lima Power Grid Holding SACに2,865百万ユーロで売却（売却対象が保有していた現金及び現金等価物15百万ユーロ控除後）
- 貯蔵プラントを所有する米国及びカナダの企業数社の株式159百万ユーロ（売却した現金及び現金同等物1百万ユーロ控除後）の売却
- 子会社e-distribuzione SpA（e-distribuzione）がA2A SpA（A2A）にDuereti Srl（Duereti）の株式資本の90%を約1,229百万ユーロで売却

さらに、2025年に事業又は事業部門の取得のために支払われたキャッシュ・フローは1,089百万ユーロに達し、2024年にはゼロであったのに対し、主に以下のキャッシュ・フローが含まれている：

＞ Endesa GeneraciónによるCorporación Acciona Hidráulica SLの全株式資本の取得（現金及び現金同等物10百万ユーロ（949百万ユーロ）控除後）

＞ Enel Green Power EspañaによるCompañía Eólica Tierras Altas SAの62.5%の取得（現金及び現金同等物14百万ユーロ（29百万ユーロ）控除後）

＞ Enel X SrlによるEwivaの50%取得（30百万ユーロ）

＞ Enel Green Power Germanyによるドイツの風力発電所2基の取得（44百万ユーロ）

＞ 米国における資産スワップ（37百万ユーロ）

2025年の**財務活動によるキャッシュ・フロー**は5,448百万ユーロの資金流出となり（2024年7,989百万ユーロ）、主として以下を反映している：

＞ 1,302百万ユーロの正味金融債務の増加（返済、新規借入及びその他の変動の正味残高として）

＞ 配当金の分配5,794百万ユーロに加え、永久ハイブリッド債の保有者に支払われた266百万ユーロ

＞ 1,974百万ユーロのハイブリッド債の発行及び900百万ユーロの償還

＞ エネル・エスピーエー（1,005百万ユーロ）、エンデサ（525百万ユーロ）、Enel Américas（417百万ユーロ）による自己株式の購入。

＞ Enel Green Power España Solar 2 SLUの株式資本の49.99%を182百万ユーロでMasdarに売却。

2025年において、投資活動によるキャッシュ・フロー11,072百万ユーロ及び財務活動によるキャッシュ・フロー5,448百万ユーロは、営業活動によるキャッシュ・フロー13,926百万ユーロを完全に吸収した。
この差額は、2025年12月31日現在の現金及び現金同等物の2,876百万ユーロの減少（現地通貨の対ユーロ為替レートの変動に伴う282百万ユーロの減少を含む）に反映されている。

注記46.正味財政状態、長期金融資産及び有価証券 – 57,182百万ユーロ

以下の表は、連結財政状態計算書の項目に基づく正味財務状態、長期金融資産及び有価証券を示す。

百万ユーロ

	注記	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
長期借入金	37	56,983	60,000	(3,017)	-5.0%
正味金融債務に含まれるその他の非流動金融負債(1)	41	164	64	100	-
短期借入金	37	2,975	3,645	(670)	-18.4%
正味金融債務に含まれるその他の流動金融借入金(2)	42	-	14	(14)	-
1年内返済予定の長期借入金	37	8,803	7,439	1,364	18.3%
正味金融債務に含まれるその他の非流動金融資産	28.1	(2,890)	(2,676)	(214)	-8.0%
正味金融債務に含まれるその他の流動金融資産	29.1	(3,788)	(4,668)	880	18.9%
現金及び現金同等物	34	(5,065)	(8,051)	2,986	37.1%
合計		**57,182**	**55,767**	**1,415**	**2.5%**

(1) 「正味金融債務に含まれるその他の非流動金融負債」は、財政状態計算書において「その他の非流動金融負債」として表示している。
(2) 「正味金融債務に含まれるその他の流動金融負債」は、財政状態計算書において「その他の流動金融負債」として表示している。

当該財務状態は、ESMAにより2021年3月4日に公表され、2021年5月5日以降に適用された指針第39号に準拠して報告されており、2021年4月29日にCONSOBにより発行された警告通知5/2021に伴い、正味金融ポジションに関するCESR勧告への言及、及び2006年7月28日付け通知DEM/6064293への言及に置き換えられた。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の当グループの正味金融負債は、当グループの表示方法に定める正味金融債務と調整されている。

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減	
流動性				
手許現金及び現金同等物	5	33	(28)	-84.8%
銀行預金及び郵便貯金	4,234	4,762	(528)	-11.1%
流動性資産	**4,239**	**4,795**	**(556)**	**-11.6%**
現金同等物	**826**	**3,256**	**(2,430)**	**-74.6%**
有価証券	230	138	92	66.7%
短期貸付資産	2,186	2,356	(170)	-7.2%
1年内回収予定の長期貸付資産	1,372	2,174	(802)	-36.9%
その他の流動金融資産	**3,788**	**4,668**	**(880)**	**-18.9%**
流動性	**8,853**	**12,719**	**(3,866)**	**-30.4%**
流動金融債務				
銀行債務	(192)	(344)	152	44.2%
コマーシャル・ペーパー	(2,342)	(2,406)	64	2.7%
その他の流動金融債務(1)	(441)	(909)	468	51.5%
流動金融債務（負債性金融商品を含む）	**(2,975)**	**(3,659)**	**684**	**18.7%**
1年内返済予定の長期銀行借入金	(3,017)	(1,742)	(1,275)	-73.2%
発行済社債（1年内償還予定）	(5,419)	(5,318)	(101)	-1.9%
その他の借入金（1年内返済予定）	(367)	(379)	12	3.2%
非流動金融債務（1年内返済予定）	**(8,803)**	**(7,439)**	**(1,364)**	**-18.3%**
流動金融債務	**(11,778)**	**(11,098)**	**(680)**	**-6.1%**
正味流動金融債務	**(2,925)**	**1,621**	**(4,546)**	**-**
非流動金融債務				
銀行借入金	(13,528)	(14,755)	1,227	8.3%
その他の借入金(2)	(2,883)	(3,027)	144	4.8%
非流動金融債務（1年内返済予定及び負債性金融商品を除く）	**(16,411)**	**(17,782)**	**1,371**	**7.7%**
社債	**(40,736)**	**(42,282)**	**1,546**	**3.7%**
営業債務及び重要な金融要素を伴うその他の無利子非流動負債	**-**	**-**	-	-
非流動金融ポジション	**(57,147)**	**(60,064)**	**2,917**	**4.9%**
「売却目的保有として分類された資産」に関する金融資産	**44**	**14**	**30**	**-**
「売却目的保有に分類された売却グループに含まれる負債」に関する金融負債	**(426)**	**(75)**	**(351)**	**-**
CONSOB指示書に準拠した正味財政状態	**(60,454)**	**(58,504)**	**(1,950)**	**-3.3%**
長期金融債権及び有価証券	**2,890**	**2,676**	**214**	**8.0%**
（-）「売却目的保有に分類された資産」に関する金融資産	**(44)**	**(14)**	**(30)**	**-**
（-）「売却目的保有に分類された売却グループに含まれる負債」に関する金融負債	**426**	**75**	**351**	**-**
純金融債務	**(57,182)**	**(55,767)**	**(1,415)**	**-2.5%**

(1) 財政状態計算書において「その他の流動金融負債」として表示されている「正味金融債務に含まれるその他の流動金融負債」を含む。
(2) 財政状態計算書において「その他の非流動金融負債」に表示されている「正味金融債務に含まれるその他の非流動金融負債」を含む。

CONSOB指示書に準拠した正味ポジションには、ヘッジ会計の対象として指定されたデリバティブ又はヘッジ目的で保有しているトレーディング・デリバティブは含まれていない。

2025年12月31日現在、当該金融資産及び負債は、財政状態計算書上、以下の科目の下に区分して表示されている。「非流動金融デリバティブ資産」は1,170百万ユーロ（2024年12月31日現在2,003百万ユーロ）、「流動金融デリバティブ資産」は2,408百万ユーロ（2024年12月31日現在3,512百万ユーロ）、「非流動金融デリバティブ負債」は3,314百万ユーロ（2024年12月31日現在2,915百万ユーロ）、「流動金融デリバティブ負債」は2,343百万ユーロ（2024年12月31日現在3,584百万ユーロ）であった。

前へ　次へ

金融商品

注記47.カテゴリー別金融商品

当該注記は、利用者が当グループの財務状態及び業績に対する金融商品の重要度を評価するために必要な開示を提供するものである。

47.1 カテゴリー別金融資産

以下の表は、IFRS第9号でによって定められた金融資産の各カテゴリーの帳簿価額を、流動金融資産及び非流動金融資産を分類して示し、ヘッジ目的のデリバティブと純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに分けて示したものである。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
償却原価で測定される金融資産	47.1.1	**5,203**	**5,100**	**21,567**	**27,321**
FVOCIで測定される金融資産	47.1.2	**1,281**	**1,159**	**230**	**138**
純損益を通じて公正価値で測定される金融資産					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融資産	47.1.3	180	126	2,039	2,793
FVTPLで測定されるその他の金融資産	47.1.3	4,688	4,036	609	200
純損益を通じて公正価値で測定される金融資産の合計		**4,868**	**4,162**	**2,648**	**2,993**
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	47.1.4	63	103	49	18
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	47.1.4	927	1,774	320	701
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産の合計		**990**	**1,877**	**369**	**719**
合計		**12,342**	**12,298**	**24,814**	**31,171**

流動及び非流動デリバティブ金融資産の認識及び分類に関する詳細は、注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
公正価値測定に係る詳しい情報は、注記51「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

47.1.1 償却原価で測定される金融資産

下表は、償却原価で測定される金融資産を流動金融資産と非流動金融資産に分けて性質別に示している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	**2025年12月31日現在**	**2024年12月31日現在**	注記	**2025年12月31日現在**	**2024年12月31日現在**
現金及び現金同等物		-	-	34	4,507	8,022
営業債権	33	2,196	2,333	33	12,359	13,608
1年内回収予定の長期貸付資産		-	-	29.1	1,372	2,174
現金担保		-	-	29.1	2,033	1,982
金融資産	28.1	2,174	2,101	29.1	102	203
サービス委譲契約による償却原価で測定される金融資産	28	260	262	29	12	12
償却原価で測定する共同開発契約（JDA）に関する金融資産	28	13	12	29	-	10
償却原価で測定されるその他の金融資産		560	392		1,182	1,310
合計		**5,203**	**5,100**		**21,567**	**27,321**

償却原価で測定される金融資産の減損

2025年12月31日現在、償却原価で測定される金融資産は26,770百万ユーロ（2024年12月31日現在、32,421百万ユーロ）であり、2025年12月31日現在、合計4,250百万ユーロ（前年末は4,152百万ユーロ）の予想信用損失引当金を控除して認識されている。

当グループが減損テストの対象となった償却原価で測定される金融資産は、主に次のとおり。

＞　現金及び現金同等物

＞　営業債権及び契約資産

＞　貸付資産

＞　その他の金融資産

現金及び現金同等物もIFRS第9号の減損要件の対象となっているが、識別された減損損失は軽微である。

予想信用損失（ECL）は、デフォルト確率（PD）、デフォルト損失（LGD）、及びデフォルト時エクスポージャー（EAD）を使用して決定され、契約に従って支払われる全ての契約上のキャッシュ フローと、当初の実効金利（EIR）で割引いて受け取る（すなわち不足分の全額）と予想される全てのキャッシュ フロー額である。

ECLの計算には、当グループは2つの異なるアプローチを適用している。

＞　営業債権、契約資産及びリース債権以外の金融資産においては、一般的アプローチ。当該アプローチは、当初認識以降の信用リスクにおける著しく増大した評価に基づき、当初認識日のPDと報告日におけるPDを比較して実施される。
評価の結果に基づき、損失引当金が12か月のECL又は全期間のECLに基づき認識される（すなわちステージング）。特に、このファンドは以下の計算に基づいている。

- その後、評価の結果に基づき、損失引当金が12か月のECL又は全期間のECLに基づき認識される（すなわちステージング）。
- 信用リスクが著しく増大した金融資産又は信用が毀損した(すなわち、期限経過情報に基づいてデフォルトした)金融資産については、ライフタイムECL。

＞　営業債権、契約資産、リース債権（重要な資金調達要素の有無を問わない）については、信用リスクの変動を追跡せずに、ライフタイムECLに基づく簡易アプローチ。

営業債権、契約資産、リース債権については、信用リスクの変動を追跡せずに、有効期間ECLに基づく簡易アプローチを採用。

金融資産の性質及び利用可能な信用リスク情報に応じて、信用リスクの増加の評価は以下のとおり実施することができる。

＞　債権が個別に重要である場合、及び合理的かつ裏付け可能な情報に基づいて減損が個別に特定された全ての債権については、個別ベース。

＞　合理的で裏付け可能な情報が過度のコストを負担せずに、又は個別の商品ベースでの予想信用損失の測定の取組みを行うことなく入手可能ではない場合には、一括ベース

金融資産全体又はその一部の回収の合理的な見込みがない場合は金融資産の帳簿価額の総額を減額する。

評価減は認識の中止が発生したことを表す（例えば、キャッシュ・フローに対する権利が法的に又は契約上消滅、移転又は失効した場合）。

以下の表は、一般的な簡易アプローチに基づく償却原価で測定される金融資産の予想信用損失を示している。

百万ユーロ	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
	総額	予想信用損失引当金	合計	総額	予想信用損失引当金	合計
現金及び現金同等物	4,507	-	4,507	8,022	-	8,022
営業債権	18,374	3,819	14,555	19,704	3,763	15,941
貸付資産	6,033	339	5,694	6,799	317	6,482
償却原価で測定されるその他の金融資産	2,106	92	2,014	2,048	72	1,976
合計	**31,020**	**4,250**	**26,770**	**36,573**	**4,152**	**32,421**

当グループは、予想損失を測定するために、営業債権及び契約資産を個別ベース（例えば、政府機関、当局、金融取引先、卸売販売業者、貿易業者、大企業等）及び一括ベース(例えば、小売顧客)の両方で簡易アプローチにより評価をしている。
個別評価の場合は、PDは通常外部プロバイダーから取得する。
それ以外、一括評価における、営業債権は、デフォルトの特定定義を考慮して、共通の信用リスク特性及び延滞ポジションに関する情報に基づきグループ化される。
事業別及び各国における規制の枠組みに加えて、そのデフォルト率及び（90日を超えた回収において期待値で構成される）回収率を含んだ顧客のポートフォリオの間の差異に基づいて以下の作業が行われる。

＞ 当グループは、主に180日間の延滞を一つのデフォルト状態を定義する。従って、この期限後の営業債権には信用減損が生じたと推定される。そして、
＞ 特定の市場、事業及びリスク特性に基づく特定のクラスターが定義される。

契約資産は、同一の種類の契約において営業債権と実質的に同一のリスク特性を有する。
一括ベースに係る営業債権において当該予想信用損失を測定するために、契約資産においても同様に、当グループは予想信用損失のパラメーターに関連して以下の仮定を用いる。

＞ PDは、平均デフォルト率に等しいと仮定されており、クラスターごとに算出され、少なくとも24か月の履歴データを考慮する。
＞ LGDは、各ラスターの回収率の関数であり、実効金利を用いて割引かれる。そして、
＞ EADは、発行されたが支払いが遅延していない請求書及び発行予定の請求書を含む現金預金を控除した報告日現在の帳簿価額に等しいと見積られている。

以下の表は、一般的アプローチに従った貸付資産の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

百万ユーロ	12か月の予想信用損失	ECL生涯支給額
2024年1月1日時点の期首残高	**42**	**269**
引当金	28	59
目的使用	-	(22)
純損益への戻入	(9)	(6)
その他の変動	58	(102)
2024年12月31日時点の期末残高	**119**	**198**
2025年1月1日時点の期首残高	**119**	**198**
引当金	4	45
目的使用	-	(30)
純損益への戻入	(2)	(5)
その他の変動	(3)	13
2025年12月31日時点の期末残高	**118**	**221**

償却原価で測定される他の金融資産の予想信用損失に対する引当金の増減を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	ECL生涯支給額
2024年1月1日時点の期首残高	**3,775**
引当金	1,337
目的使用	(937)
純損益への戻入	(244)
その他の変動	(168)
2024年12月31日時点の期末残高	**3,763**
2025年1月1日時点の期首残高	**3,763**
引当金	1,176
目的使用	(830)
純損益への戻入	(262)
その他の変動	(28)
2025年12月31日時点の期末残高	**3,819**

償却原価で測定される他の金融資産の予想信用損失に対する引当金の増減を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	ECL生涯支給額
2024年1月1日時点の期首残高	**12**
引当金	227
目的使用	-
純損益への戻入	(4)
その他の変動	(163)
2024年12月31日時点の期末残高	**72**
2025年1月1日時点の期首残高	**72**
引当金	155
目的使用	2
純損益への戻入	(7)
その他の変動	(130)
2025年12月31日時点の期末残高	**92**

注記48「リスク管理」は、信用リスク・エクスポージャー及び期待損失に関する追加的な情報を提供する。

47.1.2 その他の包括利益を通じて公正価値で評価される金融資産

以下の表は、その他の包括利益を通じて公正価値で評価される金融資産を流動金融資産と非流動金融資産に区分して示している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	注記	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
FVOCIで測定される他の会社に対する投資	28	567	587		-	-
有価証券	28.1	714	572	29.1	230	138
合計		**1,281**	**1,159**		**230**	**138**

FVOCIで測定される金融資産の変動

その他の会社への投資

百万ユーロ	非流動
2025年1月1日時点の期首残高	**587**
購入	9
売却	-
OCIを通じた公正価値の変動	(24)
その他の変動	(5)
2025年12月31日時点の期末残高	**567**

FVOCIで測定される有価証券及びその他の債権

百万ユーロ	非流動	流動
2025年1月1日時点の期首残高	**572**	**138**
購入	374	97
売却	(38)	(199)
OCIを通じた公正価値の変動	(12)	1
再分類	(193)	193
その他の変動	11	2
2025年12月31日時点の期末残高	**714**	**230**

47.1.3 その他の包括利益を通じて公48.1.3 純損益を通じて公正価値で評価される金融資産

以下の表は、純損益を通じて公正価値で評価される金融資産を流動金融資産と固定金融資産に分類して示したものである。

百万ユーロ		非流動			流動	
	注記	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	注記	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
FVTPLで測定されるデリバティブ	50	180	126	50	2,039	2,793
流動性資産への投資		-	-	34	558	29
FVTPLで測定されるファンド又は資産運用における有価証券及び金融投資	28.1	2	3		-	-
FVTPLで測定される他の会社に対する持分投資	28	6	8		-	-
FVTPLで測定されるサービス委譲契約から生じた金融資産	28	4,593	3,930		-	-
FVTPLで測定される共同開発契約（JDA）に関する金融資産	28	87	95		-	-
FVTPLで測定されるその他の金融資産		-	-		51	171
合計		**4,868**	**4,162**		**2,648**	**2,993**

47.1.4 ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産

デリバティブ金融資産の詳細については、注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

47.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、IFRS第9号によって定められた金融負債の各カテゴリーの帳簿価額を流動金融負債及び非流動金融負債を分類して示し、ヘッジ目的のデリバティブと純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブに分けて示したものである。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
償却原価で測定される金融負債	47.2.1	**58,508**	**61,333**	**32,863**	**33,702**
純損益を通じて公正価値で測定される金融負債					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融負債	47.4	138	133	1,910	2,848
純損益を通じて公正価値で評価する金融負債合計		**138**	**133**	**1,910**	**2,848**
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融負債					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	47.4	23	28	1	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	47.4	3,153	2,754	432	736
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融負債の合計		**3,176**	**2,782**	**433**	**736**
合計		**61,822**	**64,248**	**35,206**	**37,286**

流動及び非流動デリバティブ金融資産の認識及び分類に関する詳細は、注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
公正価値測定の詳しい情報は、注記51「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

47.2.1 償却原価で測定される金融負債

以下の表は、金融負債の性質に応じて償却原価で計算したものを、流動金融負債と非流動金融負債に分けて示している。

百万ユーロ		非流動			流動	
	注記	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	注記	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
長期借入金	47.3	56,983	60,000	47.3	8,803	7,439
短期借入金		-	-	47.3	2,975	3,645
営業債務	40	881	972	40	10,946	12,721
その他の金融資負債		644	361		10,139	9,897
合計		**58,508**	**61,333**		**32,863**	**33,702**

47.3 借入金

47.3.1 長期借入金（12か月以内に返済期限が到来する部分を含む） – 65,786百万ユーロ

以下の表は、額面価額、帳簿価額、及び12か月以内に返済期限の到来する金額を示している。

カテゴリー別及び金利タイプ別の長期借入金

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限12か月超	公正価値	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限12か月超	公正価値	帳簿価額の変動額
	2025年12月31日現在					2024年12月31日現在					
社債											
- 上場、固定利回り	24,998	24,808	3,878	20,930	24,025	26,885	26,632	3,458	23,174	25,670	(1,824)
- 上場、変動利回り	1,927	1,911	379	1,532	1,950	1,770	1,756	315	1,441	1,758	155
- 非上場、固定利回り	19,413	19,202	1,065	18,137	19,358	19,077	18,881	1,448	17,433	18,451	321
- 非上場、変動利回り	234	234	97	137	240	331	331	97	234	339	(97)
合計	**46,572**	**46,155**	**4,836**	**40,736**	**45,573**	**48,063**	**47,600**	**5,318**	**42,282**	**46,218**	**(1,445)**
銀行借入金：											
- 固定金利	3,318	3,305	428	2,877	3,313	3,485	3,465	234	3,231	3,444	(160)
- 変動金利	13,303	13,231	2,589	10,642	13,699	13,058	13,014	1,508	11,506	13,142	217
- リボルビング信用枠の利用	9	9	-	9	13	18	18	-	18	22	(9)
銀行借入金合計	**16,630**	**16,545**	**3,017**	**13,528**	**17,025**	**16,561**	**16,497**	**1,742**	**14,755**	**16,608**	**48**
リース：											
- 固定金利	2,819	2,819	319	2,500	2,819	2,892	2,892	306	2,586	2,892	(73)
- 変動金利	28	28	9	19	28	39	39	12	27	39	(11)
リース合計	**2,847**	**2,847**	**328**	**2,519**	**2,847**	**2,931**	**2,931**	**318**	**2,613**	**2,931**	**(84)**
その他のノンバンク借入金											
- 固定金利	236	236	39	197	236	411	411	61	350	411	(175)
- 変動金利	3	3	-	3	2	-	-	-	-	-	3
その他のノンバンク借入金合計	**239**	**239**	**39**	**200**	**238**	**411**	**411**	**61**	**350**	**411**	**(172)**
固定金利借入金合計	**50,784**	**50,370**	**5,729**	**44,641**	**49,751**	**52,750**	**52,281**	**5,507**	**46,774**	**50,868**	**(1,911)**
変動金利借入金合計	**15,504**	**15,416**	**3,074**	**12,342**	**15,932**	**15,216**	**15,158**	**1,932**	**13,226**	**15,300**	**258**
合計	**66,288**	**65,786**	**8,803**	**56,983**	**65,683**	**67,966**	**67,439**	**7,439**	**60,000**	**66,168**	**(1,653)**

以下の表は、通貨別及び金利別の長期金融債務を示している。

通貨別・金利別長期借入金（12か月以内に返済期限の到来するものを含む）

百万ユーロ	帳簿価額	額面価額	帳簿価額	額面価額	当期の名目平均金利	期末実効金利	当期の名目平均金利	期末実効金利
	2025年12月31日現在		2024年12月31日現在		**2025年12月31日現在**		2024年12月31日現在	
ユーロ	**32,684**	**32,829**	**34,349**	**34,512**	**2.4%**	**2.6%**	**2.6%**	**2.8%**
米ドル	24,407	24,670	25,103	25,343	4.9%	5.1%	5.0%	5.1%
英ポンド	3,646	3,711	3,819	3,919	4.3%	4.5%	4.3%	4.5%
コロンビア・ペソ	2,210	2,213	2,005	2,009	10.6%	10.6%	11.8%	11.8%
ブラジル・レアル	2,082	2,104	1,465	1,482	10.7%	10.8%	9.8%	9.9%
スイスフラン	140	140	138	138	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
チリ・ペソ/UF	462	464	465	467	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%
その他の通貨	155	157	95	96				
ユーロ以外の通貨合計	**33,102**	**33,459**	**33,090**	**33,454**				
合計	**65,786**	**66,288**	**67,439**	**67,966**				

ユーロ以外の通貨建ての長期借入金は12百万ユーロ増加した。

長期借入金（12か月以内に返済期限の到来するものを含む）の名目価額の変動

百万ユーロ	額面価額	返済	連結範囲の変更	新規借入	為替換算差額	額面価額
	2024年12月31日現在					2025年12月31日現在
社債	48,063	(5,226)	-	6,289	(2,554)	46,572
借入金	19,903	(2,428)	(333)	3,067	(493)	19,716
- うちリース	2,931	(453)	(29)	535	(137)	2,847
長期金融債務合計	**67,966**	**(7,654)**	**(333)**	**9,356**	**(3,047)**	**66,288**

長期債務の額面価額は、2025年12月31日現在66,288百万ユーロとなり、2024年12月31日現在から1,678百万ユーロ減少した。これは、9,356百万ユーロの新規借入に対して7,654百万ユーロの返済が行われたこと、3,047百万ユーロの為替差益、及び333百万ユーロの連結範囲の変更（主としてEGP Méxicoの金融負債を「売却目的保有資産及び負債」に再分類したことに関連）を反映したものである。

2025年度の返済は、社債5,226百万ユーロ及び融資2,428百万ユーロである。

具体的には、2025年の社債の返済額は以下のとおりである。

- Enel Finance Internationalが発行した2025年1月に満期を迎える固定利付債985百万ユーロ
- Enel Finance Internationalが発行した2025年4月に満期を迎える変動利付債50百万ユーロ
- Enel Finance Internationalが発行した2025年4月に満期を迎える固定利付債180百万ユーロ
- エネルが発行した2025年5月に満期を迎える変動利付債51百万ユーロ
- Enel Distribuição São Pauloが発行した2025年5月満期の変動利付債についての350百万レアル（2025年12月31日現在54百万ユーロ相当）
- Enel Finance Internationalが発行した2025年6月満期の固定利付債についての750百万ドル（2025年12月31日現在647百万ユーロ相当）
- Enel Finance Internationalが発行した2025年7月満期の固定利付債についての1,000百万ユーロ
- Enel Colombiaが発行した2025年9月に償還期限の変動利付債について295,000百万コロンビア・ペソ（2025年12月31日現在66百万ユーロ相当)。
- Enel Finance Internationalが発行した2025年10月満期の固定利付債についての750百万ドル（2025年12月31日現在647百万ユーロ相当）
- Enel Finance Internationalが発行した2025年11月に満期を迎える固定利付債1,250百万ユーロ

当年度中に行われた融資の主な返済には以下が含まれる。

- 2025年10月に満期を迎えるエネル・エスピーエーの変動利付ファシリティに関して、349百万ドル（2025年12月31日現在297百万ユーロ相当）
- イタリアのグループ会社に対する融資425百万ユーロ、うちサステナブル融資403百万ユーロ
- Endesa融資517百万ユーロ、うちサステナブル融資505百万ユーロ
- 南米企業への銀行融資についての563百万ユーロ相当（うちサステナブル融資197百万ユーロ）
- Enel Finance Americaのサステナブル金融に関して70百万ユーロ相当

2025年の発行額は、社債が6,289百万ユーロ、ローンが3,067百万ユーロである。

以下の表は、2025年に行われ、2025年12月31日現在の為替レートでユーロに換算された金融取引の主な特徴を示すものである。

	発行体／借手	発行日／付与日	金額（百万ユーロ）	通貨	利率	利率種類	満期
社債							
	Enel Finance International	2025年2月24日	500	ユーロ	3.50%	固定利回り	2036年2月24日
	Enel Finance International	2025年2月24日	750	ユーロ	3.00%	固定利回り	2031年2月24日
	Enel Finance International	2025年2月24日	750	ユーロ	2.63%	固定利回り	2028年2月24日
	Enel Finance International	2025年9月30日	851	米ドル	5.75%	固定利回り	2055年9月30日
	Enel Finance International	2025年9月30日	1,064	米ドル	5.00%	固定利回り	2035年9月30日
	Enel Finance International	2025年9月30日	1,064	米ドル	4.38%	固定利回り	2030年9月30日
	Enel Finance International	2025年9月30日	851	米ドル	4.13%	固定利回り	2028年9月30日
	Enel Distribuição Ceará	2025年5月27日	78	BRL	CDI + 1.10%	変動利回り	2029年5月15日
	Enel Distribuição Ceará	2025年5月27日	78	BRL	IPCA + 7.9%	変動利回り	2030年5月15日
	Enel Distribuição São Paulo	2025年5月29日	151	BRL	CDI + 1.10%	変動利回り	2028年5月15日
	Enel Distribuição São Paulo	2025年5月29日	58	BRL	IPCA + 8.3%	変動利回り	2029年6月15日
	Enel Distribuição São Paulo	2025年10月7日	78	BRL	IPCA + 7.5%	変動利回り	2035年9月15日
社債合計			**6,273**				
銀行借入金							
	Enel Finance International	2025年7月24日	426	米ドル	SOFR 6M + 0.75%	変動利回り	2038年1月31日
	e-distribuzione	2025年2月11日	250	ユーロ	Euribor 6M + 0.747%	変動利回り	2040年2月13日
	e-distribuzione	2025年12月12日	200	ユーロ	Euribor 6M + 0.89	変動利回り	2040年12月12日
	e-distribuzione	2025年10月22日	230	ユーロ	Euribor 6M + 0.43%	変動利回り	2038年1月29日
	Enel Sole	2025年11月4日	70	ユーロ	Euribor 6M + 0.43%	変動利回り	2038年1月29日
	Edesur	2025年6月23日	70	ARS	TAMCORI + 6.75%	変動利回り	2028年6月23日
	Enel Distribuição São Paulo	2025年11月28日	137	ユーロ	3.31%	固定利回り	2027年11月26日
	Emgesa	2025年11月26日	175	コロンビア・ペソ	IBR 3M + 1.69%	変動利回り	2032年11月26日
	Emgesa	2025年11月26日	68	コロンビア・ペソ	IBR 3M + 1.70%	変動利回り	2029年11月26日
	Emgesa	2025年12月22日	149	コロンビア・ペソ	IBR 3M + 1.75%	変動利回り	2030年12月22日
銀行借入金合計			**1,775**				

前へ　次へ

ヘッジ後の長期債務構造

為替リスクを軽減するための長期債務総額に対するヘッジの影響を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2025年12月31日現在						2024年12月31日現在					
	帳簿価額	ヘッジ前の額面価額		ヘッジの影響	ヘッジ後の額面価額		帳簿価額	ヘッジ前の額面価額		ヘッジの影響	ヘッジ後の額面価額	
ユーロ	**32,684**	**32,829**	**49.5%**	**22,585**	**55,414**	**83.6%**	**34,349**	**34,512**	**50.8%**	**22,443**	**56,955**	**83.8%**
米ドル	24,407	24,670	37.3%	(19,288)	5,382	8.2%	25,103	25,343	37.3%	(19,122)	6,221	9.2%
英ポンド	3,646	3,711	5.6%	(3,711)	-	-	3,819	3,919	5.8%	(3,919)	-	-
コロンビア・ペソ	2,210	2,213	3.3%	-	2,213	3.3%	2,005	2,009	3.0%	-	2,009	3.0%
ブラジル・レアル	2,082	2,104	3.2%	685	2,789	4.2%	1,465	1,482	2.2%	870	2,352	3.5%
スイスフラン	140	140	0.2%	(140)	-	-	138	138	0.1%	(138)	-	-
チリ・ペソ/UF	462	464	0.7%	(160)	304	0.5%	465	467	0.7%	(170)	297	0.4%
その他の通貨	155	157	0.2%	29	186	0.2%	95	96	0.1%	36	132	0.1%
ユーロ以外の通貨合計	**33,102**	**33,459**	**50.5%**	**(22,585)**	**10,874**	**16.4%**	**33,090**	**33,454**	**49.2%**	**(22,443)**	**11,011**	**16.2%**
合計	**65,786**	**66,288**	**100.0%**	**-**	**66,288**	**100.0%**	**67,439**	**67,966**	**100.0%**	**-**	**67,966**	**100.0%**

前へ　　次へ

金利リスクに対しヘッジされていない変動利付負債は、市場金利が上昇した場合に純損益に影響を及ぼす（借入費用を高める）可能性がある主なリスク要因である。
以下の表は、金利リスクに対するヘッジ後の長期債務が額面価額構造に与える影響を示している。

百万ユーロ	2025年				2024年			
	ヘッジ前の額面金額	%	ヘッジ後の額面価額	%	ヘッジ前の額面金額	%	ヘッジ後の額面金額	%
変動	15,504	23.4%	11,827	17.8%	15,216	22.4%	10,732	15.8%
固定利回り	50,784	76.6%	54,461	82.2%	52,750	77.6%	57,234	84.2%
合計	**66,288**		**66,288**		**67,966**		**67,966**	

2025年12月31日現在、長期債務の額面価額の23.4%は変動金利であった（2024年12月31日現在22.4%）。IFRSに従って有効と考えられる金利ヘッジを考慮すると、2025年12月31日現在、長期金融債務の額面価額の17.8%が金利リスクに晒されている（2024年12月31日現在15.8%）。

ヘッジ後の長期債務の額面価額の為替リスク及び金利リスクに対するエクスポージャーは、リスク管理方針で定められた限度額に沿ったものである。

長期債務－主要なコベナンツ（特約）

当グループの主な長期金融負債は、国際的な商慣行における一般的に採用されているコベナンツ(特約）によって管理されている。これらには特に、グローバル／ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムに基づく債券発行、劣後非転換ハイブリッド債 (いわゆる「ハイブリッド債」) の発行、銀行やその他の金融機関（欧州投資銀行やCassa Depositi e Prestiti SpAを含む）による融資が含まれる。

エネル及びEnel Finance International NV（エネル・エスピーエーによって保証されるEnel Finance International NVのグリーンボンドを含み、当グループのいわゆる適格グリーン・プロジェクトへの資金に用いられる）がグローバル／ユーロ ミディアム・ターム・ノーツ（MTN）プログラムの枠内で発行が行われる社債に関する、及び当社によって保証され、Enel Finance International NVによって米国市場で発行する社債に関する、主なコベナンツは、以下のとおりである。

- 発行者及び保証人が、特定の金融債務を担保するために、資産又は収入の全部又は一部に抵当権、先取特権又はその他の抵当権を設定又は維持することができないという担保提供制限条項、ただし、同じ抵当権が当該債券に均等に又は比例して拡張される場合を除く。
- パリパス条項（同順位特約条項）の下では、社債及び関連する担保は、発行者及び保証人の直接的、無条件かつ無担保の義務を構成し、それらの間の優先権なしで発行され、発行者及び保証人の現在及び将来の他の劣後及び無担保社債と少なくとも同じ優先順位を有することとする。
- クロス・デフォルト条項では、発行者、保証人、場合によっては「重要な」子会社の特定の金融債務（閾値レベルを超える）に関するデフォルト・イベントの発生が、当該負債に関するデフォルトを構成し、直ちに返済期限が到来する。

2019年以来、Enel Finance International NVは、国連の持続可能な開発目標 (SDGs) の達成に向けて、欧州市場 (ユーロ・ミディアム・ターム・ノート (EMTN) 債券発行プログラムの一環として) 及び米国市場において、エネル・エスピーエーの保証を受けた「サステナブル」債券を多数発行してきた。
さらに、Enel Finance America LLCは、エネル・エスピーエーが保証する同種のサステナビリティ連動債をアメリカ市場で保有している。

当社の解散又は清算の場合にのみ償還される永久ハイブリッド債の発行を含む当社のハイブリッド債を対象とする主なコベナンツは以下のとおり要約できる。

- **＞ 劣後条項の下で、各ハイブリッド債は当社が発行した他の全ての債券に劣後し、発行された他の全ての複合金融商品と同じ優先順位を持ち、資本性金融商品に対してのみ優先される。**
- **＞ 発行者の直近の義務全てを承継しない限り、他の会社との合併、会社の資産の全部又は重要な部分の他の会社への売却又はリースを禁止する。**

エネル・エスピーエー及びEnel Finance International NV、並びにその他のグループ会社のローン契約で想定されている主なコベナンツは、エネル・エスピーエーが取得したサステナビリティ・リンク・ローン・ファシリティ契約を含め、以下のとおりである。

- **＞ 担保提供制限条項の下で、債務者及び場合によって保証人が所有する各々の資産の全部又は一部に対する抵当権、先取特権、又はその他の債務の設定を制限される（明示的に許可された債務を除く）。**
- **＞ 売却条項の下で、債務者及び場合によって保証人は明示的に許可された売却を除き所有する各々の資産又は事業を処分することはできない。**
- **＞ パリパス条項の下で、債務者の支払引受が、他の無担保及び劣後支払義務と同じ順位とされる。**
- **＞ 管理条項の変更の下で、債務者及び場合によって保証人に対し、融資条件の再交渉又は承諾された融資の強制的な早期返済を要求できる。**
- **＞ 格付条項の下で、債務者又は保証人が一定水準以上の格付を維持することを規定されている。**
- **＞ クロス・デフォルト条項の下で、発行者又は場合によっては保証人の特定の（閾値水準を超えた）金融負債に関する債務不履行事象の発生が当該負債に関するデフォルトを構成し、直ちに返済を要請されることになる。**

2022年9月、Enel Finance America LLCは、EKFデンマーク輸出信用機関（後にデンマーク輸出投資基金（Export and Investment Fund of Denmark, "EIFO"）に統合）及びシティバンクとの間で、800百万ドルを上限とするローン（エネル・エスピーエーが保証人を務める）を締結した（「EIFO 2022ローン」）。
さらに2025年7月、エネル・エスピーエーはシティバンク及びEIFOとの間で、756百万ユーロに相当する800百万ドルを上限とする枠組み融資契約を締結した。この枠組み合意に基づき、エネルの保証を担保とする3つの融資契約（「EIFO 2025 ファイナンス」と合わせて「EIFO 2022ローン」、「EIFOファイナンス」）が締結された。具体的には、シティバンクが貸手となり、EIFOがさらに保証人として、エネル・エスピーエー（保証人）、EFI（2025年7月）、e-distribuzione SpA（以下「e-distribuzione」）及びEnel Sole Srl（2025年10月）との間で、ローンを締結した。
EIFOファイナンスには、国際的なビジネス慣行や輸出信用機関の支援による融資に典型的な特約が含まれている。

2025年12月、エネルグループのメキシコ企業数社は、エネル・エスピーエーの保証をバックに、BNPパリバと総額510百万ドルのブリッジ・ローンを3つの契約に分けて締結した。

当該コベナンツは債務者の重要な会社又は子会社に対しても拘束力を有する場合もある。検討された全ての借入金では、例えば、支払不能、破産手続又は企業の取引停止といった国際的な商慣行に典型的な「債務不履行事由」を特定している。

加えて、Cassa Depositi e Prestiti SpAからのe-distribuzione SpAへの特定融資に対してe-distribuzione SpAのために当社が発行する保証は、各半期の測定期間の終了時に、当社の正味連結金融負債が年度連結EBITDAの4.5倍を超えないことを要求している。

最後に、Endesa SA、EnelAméricasSA、Enel Chile SA、その他のスペイン及びラテンアメリカの子会社（特にチリのEnel Generacion SA）の債務には、国際的な商慣習に典型的なコベナンツや債務不履行事由が含まれている。

47.3.2 短期借入金 – 2,975百万ユーロ

2025年12月31日現在、短期借入金は2,975百万ユーロで、2024年12月31日現在と比べ670百万ユーロ減少したが、その内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
短期銀行借入金	192	344	(152)
コマーシャル・ペーパー	2,342	2,406	(64)
デリバティブに係る現金担保及びその他の資金調達	289	732	(443)
その他の短期借入金	152	163	(11)
短期借入金	**2,975**	**3,645**	**(670)**

コマーシャル・ペーパーは合計2,342百万ユーロで、Enel Finance International Endesa、Enel Finance America及びEnersis Américas Groupによる発行に関するものである。
コマーシャル・ペーパーに関する主なプログラムは次のとおりである。

＞ Enel Finance Internationalの8,000百万ユーロ
＞ エンデサの5,000百万ユーロ。
＞ Enel Finance Americaの5,000百万ドル（2025年12月31日現在4,257百万ユーロ相当）。

2025年12月31日現在、発行されたコマーシャル・ペーパーの総額がサステナビリティ目標に関連している。

開発銀行及び輸出信用機関（ECA）からの融資

サステナブル金融の特徴は、公的資本と民間資本の相乗効果にある。これら2つの資金源を統合することで、特に発展途上国や新興市場において、大きな経済的価値を生み出すことのできるスケーラブルなソリューションの開発が可能になる。
エネルは、民間資本を持続可能な開発に振り向けることを目的とした取引を通じて、開発銀行及び輸出信用機関（ECA）と、総額約108億ユーロの新しい形態の融資を確保した。具体的には、2025年に当グループは総額約22億ユーロのこの種の融資契約を締結した。主な取引には、デンマークの輸出信用機関EIFOと締結した、エネルグループの多数の子会社を対象とする総額756百万ユーロの一般企業目的及びサステナビリティ連動融資が含まれる。

グリーン・ファイナンス

2017年から2019年にかけて、エネルグループは額面総額3,500百万ユーロのグリーンボンドを発行した。そのうち2025年12月31日現在の発行残高は1,250百万ユーロである。

47.4 デリバティブ金融負債

デリバティブ金融負債に関する詳細な情報は、注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

47.5 純損益

デリバティブを除く金融商品のカテゴリーごとの純利得及び損失を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2025年		2024年	
	純利得／（損失）	内訳：減損損失／利益	純利得／（損失）	内訳：減損損失／利益
償却原価で測定される金融資産	**(808)**	**(1,104)**	**(1,128)**	**(1,388)**
FVOCIで測定される金融資産				
FVOCIで測定される持分投資	1	-	2	-
FVOCIで測定されるその他の金融資産	19	-	17	-
FVOCIで測定される金融資産合計	**20**	**-**	**19**	**-**
FVTPLで測定される金融資産				
FVTPLで測定される金融資産	5	-	(23)	-
FVTPLで測定される金融資産合計	**5**	**-**	**(23)**	**-**
償却原価で測定される金融負債	**(740)**	**-**	**(4,891)**	**-**

デリバティブ純損益の詳細については、注記12「商品契約から生じる純利益」及び注記13「デリバティブから生じる正味金融収益／（費用）」を参照のこと。

注記48. リスク管理

金融リスク管理のガバナンス及び目的

事業の一環として、エネルグループは多種の金融リスク、特に金利リスク、商品リスク、為替リスク、信用及び取引先リスク並びに流動性リスクに晒されている。
業務報告書の「リスク管理」に記載されているように、当グループの財務リスクに関するガバナンス体制には、リスク委員会、専用方針、測定基準、業務上の限度額の設定が含まれる。エネルの主な目的は、金融リスクを適切に軽減し、予期せぬ結果の変動を引き起こさないようにすることである。
以下の項は上記金融リスクの詳細である。

金利リスク

金利リスクは主に金融商品の利用に由来し、変動金利、及び／又は新たな負債性金融商品の交渉において晒されている金融条件の不確実性に連動する場合に、金融負債にかかる費用の予想外の変化として、あるいは（固定利率債務など）公正価値で測定される金融商品の価値の予想外の変化として現れる。
当グループが保有している主な金融負債は、社債、銀行借入金、他の借入先からの借入金、コマーシャル・ペーパー、デリバティブ、商取引又はデリバティブ取引の担保として受領した現金保証金（保証、現金担保）が含まれる。
当グループは主に、金利リスクに対して、借入費用の安定化及び資金コストの抑制という二重の目的から、最適な財務構造の定義を通じて管理している。
当該目的は、契約の種類別、満期別、利率別に金融負債のポートフォリオを多様化するとともに、金利スワップや金利オプションを中心とした店頭デリバティブを用いて特定のエクスポージャーのリスク特性を修正することを通じて追求される。そのようなデリバティブの期間は原金融負債の満期を超えないため、そのような契約の公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローのいかなる変動も、対応するヘッジ対象ポジションの公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローの変動によって相殺される。
プロキシ・ヘッジ技術は、リスク要因においてヘッジ手段が市場で入手できなかったり、十分に流動性がなかったりする多くの残存状況において利用することができる。
金利スワップを用いて、エネルグループは、変動金利フロー及び固定金利フローを、双方同額の想定元本に係る算出により、取引先と定期的に交換の合意をしている。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の金利デリバティブの想定元本を取引の種類別に開示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	想定元本	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
変動から固定への金利スワップ	5,919	6,875
固定から変動への金利スワップ	798	828
変動から変動への金利スワップ	833	556
合計	**7,550**	**8,259**

金利デリバティブの詳細は、注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

2025年12月31日現在、中長期の金融債務総額の23.4%が変動金利（2024年12月31日現在22.4%）である。金利リスクの有効なキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮すると（IFRS-EUの規定に従い）、2025年12月31日現在、長期債務の額面価額の17.8%が金利リスクに晒されていた（2024年12月31日現在15.8%）。
ヘッジ会計が適用されない金利リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮すると、金利変動に晒される長期債務の名目価額の割合は変わらない。
これらの数値は、リスク管理方針に定められた限度に沿ったものである。

金利リスクの感応度分析

当社は、金融商品のポートフォリオに係る金利変動の影響を見積ることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。
具体的には、感応度分析は、デリバティブの公正価値又はヘッジされない総負債に伴う金融費用における変動を引き起こすであろう市場シナリオの純損益及び株主持分に係る潜在的影響を測定する。
これらの市場シナリオは、報告日時点のイールドカーブと25ベーシス・ポイントの差のある平行な上昇と下降をシミュレートすることによって得られる。
前年と比較して、感応度分析で用いられる方法及び仮定に変動はない。
他の全ての変数を一定に保った場合、当グループの税引前利益は金利水準の変化によって以下のように影響を受ける。

百万ユーロ	2025年				
		純損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響	
	ベーシス・ポイント	増加	減少	増加	減少
ヘッジ後の長期変動利付借入金総額に係る金融費用の変動	25	30	(30)		
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	25	3	(3)		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25			42	(42)
公正価値ヘッジ	25	(2)	2		

通貨リスク

通貨リスクは主として、表示通貨以外の外貨建て取引に伴う財務書類項目の予想外の変動として現れる。当グループの連結財務諸表はまた、当グループの表示通貨であるユーロへの外国子会社の現地通貨建て財務書類の換算の結果として、換算リスクに晒されている。
当グループの通貨リスクへのエクスポージャーは、燃料及び電力の購入又は販売、投資（資産化された費用のキャッシュ・フロー）、持分投資の配当及び購入又は売却、商業取引並びに金融資産及び金融負債に関連している。
当グループの通貨リスクの管理方針は、連結に関連する換算の影響は除き、為替レートの水準における変動の純損益に係る影響の緩和を規定している。
為替リスクへのエクスポージャーを最小化するために、エネルは収益及び費用の源泉の地域的分散を実行し、商業契約に連動化メカニズムを用いている。エネルはまた、通常は店頭市場に係る各種のデリバティブを用いている。
当グループの金融商品ポートフォリオのデリバティブには、通貨間金利スワップ、通貨先渡及び通貨スワップが含まれる。当該商品の公正価値及び／又は予想キャッシュ・フローの変動が、対応するヘッジ対象の公正価値及び／又はキャッシュ・フローの変動を相殺するように、当該契約の期間が原商品の満期を超過しないようにしている。
通貨間金利スワップは、表示通貨以外の外貨建ての長期金融負債を表示通貨建て等価負債に変換することに用いられる。

通貨先渡は、取引当事者間で特定の将来の日付に特定の為替レート（予約実効レート）で異なる通貨建の元本を交換することに合意する契約である。当該契約では、2つの元本金額の実際の交換（デリバラブル・フォワード）、若しくは予約実効レートと満期における為替レートの差異によって算出される差金の支払（ノンデリバラブル・フォワード）が求められることがある。後者の場合、予約実効レート及び／又は直物為替レートが、所与の期間に観察されたレートの平均値として決定されることもある。
通貨スワップとは、取引相手が異なる将来の日付(通常一つのスポット、他の前方)において反対の符号の2つの取引を行う契約であり、異なる通貨で表示される元本の交換を提供するものである。

以下の表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在の取引残高の想定元本をヘッジ対象の種類別に示している。

百万ユーロ	想定元本	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
ユーロ以外の通貨建債務をヘッジする通貨間金利スワップ（CCIRSs）	25,252	25,720
商品に係る通貨リスクをヘッジする通貨先渡	1,957	3,795
ユーロ建て以外の通貨における将来キャッシュ・フローをヘッジする通貨先渡／通貨間金利スワップ（CCIRSs）	1,222	1,818
その他の通貨先渡	107	292
合計	**28,538**	**31,625**

具体的には以下を含む。

- ユーロ以外の通貨建て債務の為替リスクをヘッジするための想定元本が25,252百万ユーロのCCIRS（2024年12月31日現在25,720百万ユーロ）。
- 通貨先渡及びクロス通貨スワップ（エネルギー及び金属商品の購入、並びにユーロ以外の通貨での予想キャッシュ・フローに関連する為替リスクのヘッジを目的とする）の想定元本総額が3,179百万ユーロ（2024年12月31日現在、5,613百万ユーロ）

「その他の通貨先物」には、表示通貨以外の通貨で予想されるキャッシュ・フローの通貨リスクを軽減するために行われる店頭デリバティブ取引が含まれる。これらの契約には、主に発電・インフラ・送電網の分野における投資商品の購入に関連する取引（最新世代のデジタルメーター）、及びクラウドサービス供給のための営業費用が含まれる。

2025年12月31日現在、グループの長期債務の50.5%（2024年12月31日現在49.2%）はユーロ以外の通貨建てであった。
通貨リスクのヘッジを考慮すると、当該リスクに対してヘッジされていない債務の割合は2025年12月31日現在16.4%（2024年12月31日現在16.2%）であった。
これらの数値は、リスク管理方針に定められた限度に沿ったものである。

為替リスクの感応度分析

当グループは、金融商品のポートフォリオに係る為替レート変動の影響を見積ることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。
具体的には、感応度分析は、デリバティブの公正価値又はヘッジされていない中／長期債務総計に伴う金融費用の変動が引き起こす市場シナリオの純損益及び株主持分への潜在的影響を測定する。

当該シナリオは、報告日現在で観察された数値と比較した、米ドルに対するユーロの10%の上昇／下落のシミュレーションを行うことで得られる。
前年と比較して、感応度分析で用いられる方法及び仮定に変動はない。
他の全ての変数をそのままにして、為替レートの変動による税引前利益は以下のとおりである。

百万ユーロ		2025年			
		純損益に対する税引前影響		株主持分に対する税引前影響	
	上昇／下落率 ユーロ／米ドル	ユーロの上昇	ユーロの下落	ユーロの上昇	ユーロの下落
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	10%	62	(75)		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	10%			(2,357)	2,881
公正価値ヘッジ	10%	(47)	58		

商品価格リスク

電力、ガス、石油、CO_2等のエネルギー商品や、鉱物・金属等の原材料の価格変動リスクは、価格の変動性とそれらの間の構造的な相関関係によって生じ、電力や燃料・原材料の価格変動による売買マージンにおける不確実性を発生させている（例えば、インデックス付き相対契約、スポット市場での取引等）。

欧州の電力及びガス市場では、2025年において、地政学的緊張の緩和及び市場のファンダメンタルズの改善により、価格及びボラティリティが徐々に低下した。具体的には、ロシアとウクライナ間の和平合意の正式化に向けた動き、中東における緊張の低下、並びに米国の液化能力の大幅な増加（欧州におけるガス供給の増加）が挙げられる。先渡契約、契約条項の柔軟な利用、代理ヘッジ手法（ヘッジ・デリバティブが市場で入手できない場合や流動性が不十分な場合）等のグローバルやローカルのリスク管理戦略を採用することで、変動の激しい市場環境においても最適な結果を達成することができた。
年初において、エネルギー商品に関するリスク限度がグループのポートフォリオで超過したが、慎重なリスク管理及び緩和活動により速やかに抑制された。

インデックス契約のエクスポージャーは、エクスポージャーを生み出す契約を基礎となるリスク要因に分解することによって定量化される。
変動の影響を抑え、マージンを安定させるため、当グループのガバナンスによって決定された方針及び業務上の制限に従い、また、短期的な機会をとらえるための適切な柔軟性の余地を残しておくために、当社は（先渡調達及び長期商業契約のような）電力及びガスの生成及び販売に紐付く産業プロセスの様々な段階に影響する戦略、及びデリバティブ取引を用いたリスク軽減（ヘッジ）のための計画や技術を開発立案している。
当グループが販売する電力については、主に、相対的な現物契約（電力購入契約又はPPA）と金融契約（例えば、差額契約、仮想電力購入契約又はVPPA等）の形態の固定価格契約を採用しており、市場電力価格が行使価格を上回った場合は取引先に、逆の場合はエネルに差額が支払われる。

以下の表は、2025年12月31日現在のPPA及びVPPA契約の主な特徴を示している。

2025年12月31日現在

国	契約の種類	販売／購入	価格条件	契約電力量（GWh）	期間（年）	会計処理
イタリア	PPA	購入	定価	100.3	1	FVTPL
イタリア	PPA	購入	定価	500.0	5	FVTPL
イタリア	PPA	購入	定価	290.1	8	自己使用免除
イタリア	PPA	購入	変動価格	1,393.5	1	FVTPL
イタリア	VPPA	売る	定価	1,300.0	2	CFH
イベリア	VPPA	購入	定価	20,330.0	15	CFH
イベリア	VPPA	購入	定価	1,360.0	16	FVTPL
イベリア	VPPA	売る	定価	14,803.0	18	CFH
ドイツ	PPA	購入	定価	39.4	1	FVTPL
ドイツ	PPA	購入	変動価格	50.5	1-2	FVTPL
ドイツ	VPPA	購入	変動価格	119.2	1-2	FVTPL
ブラジル	PPA	購入	定価	14.5	0-3	FVTPL
ブラジル	PPA	購入	定価	10,197.0	0-3	自己使用免除
ブラジル	PPA	購入	定価	3,720.0	10-15	自己使用免除
ブラジル	PPA	売る	定価	58.3	0-3	FVTPL
ブラジル	PPA	売る	定価	33,735.0	10-15	自己使用免除
ブラジル	PPA	売る	定価	90,659.0	15>	自己使用免除
ブラジル	PPA	売る	定価	55,061.0	4-6	自己使用免除
ブラジル	PPA	売る	定価	12,676.0	7-9	自己使用免除
チリ	PPA	売る	定価	304,756.0	1-22	自己使用免除
チリ	PPA	売る	変動価格	21.0	1-22	自己使用免除
チリ	PPA	購入	定価	35,018.0	1-16	自己使用免除
チリ	PPA	売る	定価	22,794.0	1-18	自己使用免除
コロンビア	PPA	購入	定価	1,747.2	11-15	自己使用免除
コロンビア	PPA	購入	定価	8,055.3	6-10	自己使用免除
コロンビア	PPA	購入	定価	6,756.2	1-5	自己使用免除
コロンビア	PPA	購入	定価	46,193.1	11-16	自己使用免除
コロンビア	PPA	売る	定価	11,515.7	11-15	自己使用免除
コロンビア	PPA	売る	定価	16,531.8	6-10	自己使用免除
コロンビア	PPA	売る	定価	30,829.8	1-5	自己使用免除
コスタリカ	PPA	売る	定価	312.5	2-5	自己使用免除
グアテマラ	PPA	売る	定価	856.1	1-3	自己使用免除
グアテマラ	PPA	売る	変動価格	2.3	1-3	自己使用免除
パナマ	PPA	購入	定価	1,394.5	3-7	自己使用免除
パナマ	PPA	売る	定価	4,189.7	3-7	自己使用免除
サウスアフリカ	PPA	売る	定価	1.5	10-21	自己使用免除
アメリカ合衆国	VPPA	売る	定価	84,648.0	11-20	CFH
アメリカ合衆国	VPPA	売る	定価	3,117.8	10-15	FVTPL
アメリカ合衆国	PPA	売る	定価	547.4	12	CFH
アメリカ合衆国	PPA	売る	定価	134,977.3	10-30	自己使用免除
アメリカ合衆国	PPA	売る	変動価格	6,797.7	20	自己使用免除

そのような契約でヘッジされていないスポット市場でのエネルギー販売に関する残余エクスポージャーは、市場でのヘッジ取引で管理できる統一的なリスク要因別に集計される。産業用ポートフォリオにおいて、エクスポージャーを発生させる特定のリスク要因のヘッジ手段が当該市場で利用できない、あるいは、十分な流動性がない場合に、プロキシ・ヘッジ技法を用いることがある。加えて、当社はグループ会社間エクスポージャーを正味化する機会を評価するために、ポートフォリオ・ヘッジ技法を用いている。

当グループは、ヘッジ手段には主に一般的なデリバティブを用いる（具体的には、先渡、スワップ、商品オプション、先物、及び差金契約）。

これらの製品のいくつかは、様々な基礎（主に電力、ガス、石油、CO_2）に連動させることができ、特定のニーズに対してアプローチを評価し、適応させることができる。エネルはまた、当グループが関与するエネルギー商品市場における存在感を維持するために自己勘定取引を行っている。これらの業務は、規制市場及び店頭市場で取引される金融デリバティブ及び現物契約を利用してエネルギー商品（石油製品、ガス、石炭、CO_2証書、電力）のエクスポージャーを引き受け、ポートフォリオ・リスク分析に基づいて設定された限度額を常に遵守しつつ、予想される市場動向に基づいて取引を行うことにより利益を最適化することで構成されている。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の取引残高の想定元本を商品種類別に示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	想定元本	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
予約及び先物契約	38,085	48,608
スワップ	3,239	6,024
オプション	3,962	1,464
合計	**45,286**	**56,096**

詳細は注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

商品価格リスク感応度分析

以下の表は、他の全ての変数を一定に保った場合の、同一日のシナリオに用いられた評価モデルに基づき、合理的に可能な商品価格の変動に対する感応度を分析した結果を示している。

燃料シナリオを構成する主要な商品において価格曲線における+15%と-15%の移行、及び契約に用いられている算式バスケットの税引前利益に対する影響は、主に電力、石油製品、及びガスの価格の変動に起因する。同様の移行の株主持分に対する影響は、主として電力及びガスの価格変動によるものである。その他の商品の価格変動に対する当グループのエクスポージャーに重要性はない。

百万ユーロ		2025年			
		純損益に対する税引前影響		株主持分に係る税引前影響	
	商品価格	増加	減少	増加	減少
商品に係るトレーディング・デリバティブの公正価値の変動	15%	109	51	-	-
ヘッジ手段として指定された商品関連デリバティブの公正価値の変動	15%	(7)	2	(254)	263

信用リスク

当グループは、商業取引、商品取引及び金融取引を行っており、これらの取引の相手方の信用力の低下又は契約上の支払義務の不履行が発生した場合に、収入キャッシュ・フローの途絶及び回収費用の増加（決済リスク）、並びに市場環境が不利な条件で交渉された類似の取引に代替されることによる収入フローの減少（代替リスク）等の信用リスクに晒されている。その他のリスクは、単一の取引先又は関連する顧客グループ、又は同一部門若しくは同一地域で事業をする取引先への重大なエクスポージャーに関する風評リスク及び財務リスクを含む。

従って、信用リスクへのエクスポージャーは以下の種類の取引に起因する。

＞　自由市場及び規制市場における電力・ガスの販売及び配給、商品・サービスの供給 (当グループ以外の債務者に関する営業債権)。
＞　現物取引又は金融商品の取引を伴う取引活動（商品ポートフォリオ）
＞　デリバティブ、銀行預金及び、より一般的には、金融商品の取引（金融ポートフォリオ）。

信用リスクを最小化するために、信用エクスポージャーは、地域／国／グローバル事業部門レベルで別々のユニットによって管理され、それによってリスク管理と統制活動の必要な分離が確保されている。連結エクスポージャーの監視はエネル・エスピーエーによって実施されている。
加えて、グループレベルでは、商業信用エクスポージャーを測定、監視、管理する際に、地域／国／グローバルの主要事業ライン全て及び連結レベルで統一された基準を使用することを規定しており、未収債権残高の質の悪化及び取るべき緩和措置を迅速に特定することができる。
商業活動に関連する信用リスクを管理するための方針は、取引先の信用力の予備的評価及び担保又は無担保保証の取得などの軽減手段の採用を規定している。
また、当グループは償還請求権のない債権譲渡取引を実行しており、この結果、当該債権に伴うリスクと経済価値が移転されたため、当該債権譲渡に対応する資産全体における認識を中止した。
最後に、金融・商品取引については、地域／国／グローバルの事業ラインのレベルでの実施を含め、グループレベルで統一された取引先評価システムを採用するとともに、リスク削減条項（相殺決済契約等）を含む特定の標準化された契約フレームワークを採用し、場合によっては現金担保の交換を行うことにより、リスク削減を図っている。
2025年において、欧州地域の各国では回収曲線の動向は前年と比較して全体として安定しており、スペイン市場の一部顧客セグメントにおいて年初の数か月に一時的な鈍化が見られたものの、概ね安定していた。この鈍化はその後徐々に回復し、2024年の水準へと段階的に持ち直している。
ラテンアメリカのポートフォリオでは、回収曲線は2024年と比較して2025年に上昇傾向を示し、特にアルゼンチン及びチリで顕著な増加が見られた。マクロ経済環境の悪化、金利引き上げ、気候変動による緊急事態など、潜在的な悪影響は、債権回収戦略の最適化を目指した行動計画の実施により、一部緩和された。
全体として、当グループのポートフォリオは2025年のマクロ経済状況に対して良好な回復力を示した。これは、回収プロセスの継続的な強化（特にデジタル回収チャネルと通知、目標回収計画の活性化）、及び顧客基盤の多様化の進展に支えられたものである。

貸付資産

百万ユーロ

					2025年12月31日現在
ステージ	予想損失引当金　認識の根拠	平均損失率　（デフォルト率（PD）*デフォルト時損失率（LGD））	総帳簿価額	予想損失引当金	帳簿価額
正常債権	正常債権　12か月ECL	2.1%	5,565	118	5,447
懸念債権	全期間の予想信用損失	8.0%	200	16	184
破綻債権	全期間の予想信用損失	76.5%	268	205	63
合計			**6,033**	**339**	**5,694**

（単位：百万ユーロ）

					2024年12月31日現在
ステージ	予想信用損失引当金の計上基準	平均損失率（PD*LGD）	総帳簿価額	予想損失引当金	帳簿価額
正常債権	正常債権　12か月ECL	4.66%	6,262	292	5,970
懸念債権	ライフタイムECL	1.20%	166	2	164
破綻債権	ライフタイムECL	6.20%	371	23	348
合計			**6,799**	**317**	**6,482**

契約資産、営業債権及びその他の金融資産：個別測定

百万ユーロ

	2025年12月31日現在			
	平均損失率（PD*LGD）	総帳簿価額	予想損失引当金	帳簿価額
契約資産	-	**107**	**-**	**107**
営業債権				
支払期限前営業債権	0.5%	7,494	35	7,459
支払期限経過営業債権：				
1-30日	1.1%	701	8	693
31-60日	25.6%	43	11	32
61-90日	15.6%	32	5	27
91-120日	-	27	(1)	28
121-150日	-	19	4	15
151-180日	26.1%	23	6	17
- 180日超（信用減損）	90.2%	1,481	1,336	145
営業債権合計		**9,820**	**1,404**	**8,416**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	2.3%	1,821	42	1,779
支払期日を過ぎたその他の金融資産				
1-30日	-	5	-	5
31-60日	-	-	-	-
61-90日	-	-	-	-
91-120日	-	-	-	-
121-150日	-	-	-	-
151-180日	-	-	-	-
- 180日超（信用減損）	27.2%	151	41	110
その他の金融資産合計		**1,977**	**83**	**1,894**
合計		**11,904**	**1,487**	**10,417**

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			
	平均損失率（PD*LGD）	総帳簿価額	予想損失引当金	帳簿価額
契約資産	-	**97**	**-**	**97**
営業債権				
支払期限前営業債権	0.5%	6,627	31	6,596
支払期限経過営業債権：				
1-30日	1.4%	217	3	214
31-60日	12.7%	63	8	55
61-90日	2.2%	45	1	44
91-120日	4.4%	45	2	43
121-150日	7.4%	27	2	25
151-180日	12.1%	33	4	29
- 180日超（信用減損）	87.1%	1,419	1,236	183
営業債権合計		**8,476**	**1,287**	**7,189**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	2.3%	1,644	38	1,606
支払期日を過ぎたその他の金融資産				
1-30日	-	2	-	2
31-60日	-	1	-	1
61-90日	-	-	-	-
91-120日	-	-	-	-
121-150日	-	-	-	-
151-180日	-	7	2	5
- 180日超（信用減損）	28.2%	103	29	74
その他の金融資産合計		**1,757**	**69**	**1,688**
合計		**10,330**	**1,356**	**8,974**

契約資産、営業債権及びその他の金融資産：一括測定

百万ユーロ

	2025年12月31日現在			
	平均損失率（PD*LGD）	総帳簿価額	予想損失引当金	帳簿価額
契約資産	**5.4%**	**74**	**4**	**70**
営業債権				
支払期限前営業債権	2.5%	4,299	108	4,191
支払期限経過営業債権：				
1-30日	3.6%	718	26	692
31-60日	16.0%	212	34	178
61-90日	27.3%	121	33	88
91-120日	27.5%	102	28	74
121-150日	48.3%	89	43	46
151-180日	32.8%	67	22	45
- 180日超（信用減損）	72.0%	2,946	2,121	825
営業債権合計		**8,554**	**2,415**	**6,139**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	7.5%	93	7	86
支払期日を過ぎたその他の金融資産				
1-30日	8.7%	23	2	21
31-60日	-	-	-	-
61-90日	-	-	-	-
91-120日	-	-	-	-
121-150日	-	-	-	-
151-180日	-	-	-	-
180日超（信用減損）	-	13	-	13
その他の金融資産合計		**129**	**9**	**120**
合計		**8,757**	**2,428**	**6,329**

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			
	平均損失率（PD*LGD）	総帳簿価額	予想損失引当金	帳簿価額
契約資産	**2.2%**	**139**	**3**	**136**
営業債権				
支払期限前営業債権	2.7%	7,063	191	6,872
支払期限経過営業債権：				
1-30日	4.1%	798	33	765
31-60日	22.6%	186	42	144
61-90日	36.0%	114	41	73
91-120日	41.0%	117	48	69
121-150日	30.6%	85	26	59
151-180日	48.4%	95	46	49
- 180日超（信用減損）	74.0%	2,770	2,049	721
営業債権合計		**11,228**	**2,476**	**8,752**
その他の受取債権				
支払期限前その他の金融資産	0.4%	258	1	257
支払期日を過ぎたその他の金融資産				
1-30日	3.1%	32	1	31
31-60日	-	-	-	-
61-90日	-	-	-	-
91-120日	-	-	-	-
121-150日	-	-	-	-
151-180日	-	-	-	-
- 180日超（信用減損）	100.0%	1	1	-
その他の金融資産合計		**291**	**3**	**288**
合計		**11,658**	**2,482**	**9,176**

流動性リスク

流動性リスクは、現金又は別の金融資産を交付することで決済される金融負債に関連する債務を、当グループが完済できるかどうかの不確実性として顕在化する。
エネルは、追加的な資金調達手段に頼ることなく一定の期間内に予想されるコミットメントの履行のために、適切なレベルの流動性資金の確保を目的とする措置を実施すること、及び予期せぬコミットメントの履行に十分な健全な流動性準備金を保持することにより流動性リスクを管理している。
さらに、中長期的なコミットメントの履行のため、エネルは、資金需要を満たすための資金源の多様化と、バランスの取れた支払スケジュールを実現できる借入戦略を追求している。
短期的には、手許流動性、短期預入金、利用可能なコミットメント信用枠、及び流動性の高い資産のポートフォリオを含む無条件に利用可能な資金源の適切な水準の維持により流動性リスクは緩和される。
長期的には、流動性リスクは、当社債務において均衡のとれた満期特性、異なる通貨及び多様な取引先における異なる市場に係る資金調達源領域へのアクセス、の維持により軽減される。
流動性リスクの軽減は、当グループに資本市場へのアクセスを確保し資金コストを抑制する信用格付の維持を可能にし、財務状態及び経営成績に好影響を及ぼす。2025年において、エネルのリスクプロファイルは2024年12月と比較して変化はなく、以下の格付けが確認された：ムーディーズ「Baa1」（安定的見通し）、フィッチ「BBB+」（安定的見通し）、スタンダード＆プアーズ「BBB」（安定的見通し）。

流動性の効率的管理のため、持株会社レベルで大部分の財務活動一元的に行い、主に通常業務から生み出される現金の活用と余剰現金の適切な管理により流動性の必要性を満たしている。

当グループは以下の未使用の信用枠及びコマーシャル・ペーパー・プログラムを保有している。

百万ユーロ	**2025年12月31日現在**		2024年12月31日現在	
	一年以内に満期	**一年超満期**	**一年以内に満期**	**一年超満期**
コミットした信用枠	136	17,999	374	19,386
コミットしていない信用枠	679	-	941	-
コマーシャル・ペーパー	15,195	-	15,423	-
合計	**16,010**	**17,999**	**16,738**	**19,386**

成熟度分析

下表は、2025年12月31日現在の当グループの長期・短期金融負債総額の返済計画の満期プロフィールをまとめたものである。

百万ユーロ	満期						
	3か月未満	3か月‐1年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降
長期金融負債総額							
社債：							
- 上場固定利率	-	3,878	3,799	2,387	2,859	1,310	10,575
- 上場、変動利回り	148	231	205	256	431	281	359
- 非上場、固定利回り	-	1,065	1,464	2,761	1,734	1,055	11,123
- 非上場、変動利回り	-	97	97	-	-	-	40
合計	**148**	**5,271**	**5,565**	**5,404**	**5,024**	**2,646**	**22,097**
銀行借入金：							
- 固定金利	8	420	888	1,017	124	116	732
- 変動金利	182	2,407	1,497	1,616	978	1,148	5,403
- リボルビング信用枠の利用	-	-	-	9	-	-	-
銀行借入金合計	**190**	**2,827**	**2,385**	**2,642**	**1,102**	**1,264**	**6,135**
リース：							
- 固定金利	89	230	300	246	168	124	1,662
- 変動金利	4	5	4	4	4	4	3
リース合計	**93**	**235**	**304**	**250**	**172**	**128**	**1,665**
その他のノンバンク借入金(1)：							
- 固定金利	11	28	39	10	10	10	128
- 変動金利	-	-	-	164	-	-	3
その他のノンバンク借入金合計	**11**	**28**	**39**	**174**	**10**	**10**	**131**
合計長期金融負債総額	**442**	**8,361**	**8,293**	**8,470**	**6,308**	**4,048**	**30,028**
短期金融負債総額							
短期銀行借入金	133	59	-	-	-	-	-
コマーシャル・ペーパー	1,853	489	-	-	-	-	-
デリバティブ及びその他の資金調達に係る現金担保	289	-	-	-	-	-	-
その他の短期金融債務(2)	146	6	-	-	-	-	-
短期金融負債合計	**2,421**	**554**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
総金融債務	**2,863**	**8,915**	**8,293**	**8,470**	**6,308**	**4,048**	**30,028**

(1) 財政状態計算書において「その他の非流動金融負債」に表示されている「正味金融債務に含まれるその他の非流動金融負債」を含む。
(2) 財政状態計算書において「その他の流動金融負債」として表示されている「正味金融債務に含まれるその他の流動金融負債」を含む。

商品購入約定債務

エネルグループは、事業を遂行する上で、将来の一定時期に特定数量の商品を自己使用するために購入する契約を結んでおり、これはIFRS第9号で規定されている自己使用の免除に適格である。

2025年12月31日現在の約定債務残高に関連する割引前キャッシュ・フローを示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2025年-2029年	2030年-2034年	2035年-2039年	それ以降
商品購入約定債務					
- 電力	54,617	19,491	14,026	11,592	9,508
- 燃料	30,614	18,938	8,529	2,589	558
合計	**85,231**	**38,429**	**22,555**	**14,181**	**10,066**

注記49.金融資産及び金融負債の相殺

2025年12月31日現在、当グループは、金融資産及び負債の純額決済を方針としていないため、資産及び負債の相殺ポジションを保有していない。

前へ　　次へ

注記50.デリバティブ及びヘッジ会計

以下の表は、ヘッジ会計の要件を充たす、又はFVTPLで測定されるデリバティブ金融資産及びデリバティブ金融負債の想定元本及び公正価値の内訳を、ヘッジ関係の種類及びヘッジ対象リスクに基づいて分類し、流動商品及び非流動商品に区分して示している。

デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フローが交換される基礎となる金額である。この金額は、値又は量（トンの例では、想定金額に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。ユーロ以外の通貨建てで表示される金額は、World Markets Refinitiv（WMR)社提供の公表期末為替レートでユーロに換算されている。

百万ユーロ	非流動				流動			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
デリバティブ資産								
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
金利	555	468	33	54	124	-	47	-
為替レート	315	374	30	49	38	162	2	18
合計	**870**	**842**	**63**	**103**	**162**	**162**	**49**	**18**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
金利	2,724	3,236	81	107	866	765	6	3
為替レート	1,277	13,903	572	1,331	9,762	3,971	3	246
商品に関して	1,434	1,348	274	336	3,064	3,902	311	452
合計	**5,435**	**18,487**	**927**	**1,774**	**13,692**	**8,638**	**320**	**701**
トレーディング・デリバティブ：								
金利	8	10	-	-	-	-	-	-
為替レート	-	-	-	-	261	713	2	23
商品に関して	887	817	180	124	16,897	20,202	2,030	2,770
- その他	-	137	-	2	137	-	7	-
合計	**895**	**964**	**180**	**126**	**17,295**	**20,915**	**2,039**	**2,793**
デリバティブ資産合計	**7,200**	**20,293**	**1,170**	**2,003**	**31,149**	**29,715**	**2,408**	**3,512**

百万ユーロ	非流動				流動			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
デリバティブ負債								
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
金利	740	675	8	16	-	-	-	-
為替レート	675	605	15	12	27	-	1	-
合計	**1,415**	**1,280**	**23**	**28**	**27**	**-**	**1**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
金利	2,393	2,955	58	116	40	50	-	-
為替レート	14,043	9,126	1,964	1,607	1,302	1,456	69	105
商品に関して	3,037	3,738	1,131	1,031	2,927	4,056	363	631
合計	**19,473**	**15,819**	**3,153**	**2,754**	**4,269**	**5,562**	**432**	**736**
トレーディング・デリバティブ：								
金利	-	-	-	-	100	100	20	29
為替レート	17	4	-	-	821	1,311	9	36
商品に関して	714	760	138	133	16,326	21,273	1,881	2,783
合計	**731**	**764**	**138**	**133**	**17,247**	**22,684**	**1,910**	**2,848**
デリバティブ負債合計	**21,619**	**17,863**	**3,314**	**2,915**	**21,543**	**28,246**	**2,343**	**3,584**

前へ　次へ

50.1 ヘッジ手段として指定されたデリバティブ

デリバティブは、契約の取引日に当初認識され、その後は公正価値で認識される。その結果生じる利得又は損失を認識する方法は、当該デリバティブがヘッジ手段として指定されているかに依り、また指定されている場合にはヘッジ対象の性質に依る。

ヘッジ会計は、金利リスク、為替リスク、商品価格リスク（バーチャルPPAを含む）等のリスクを低減するために行っているデリバティブ取引であって、IFRS第9号の要件を全て満たしている場合に適用される。

当グループは、指定日（開始日）にヘッジ手段とヘッジ対象との間のヘッジ関係、並びにリスク管理の目的及び戦略を文書化する。さらに、当グループは定期的にヘッジの有効性を評価し、文書化しており、指定日及びその後も継続的に、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値及びキャッシュ・フローの変動の相殺に非常に有効であることを確認している。

ヘッジ対象として指定された予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいて、当グループは当該取引の可能性が非常に高く、純損益に影響を与えるキャッシュ・フローにおける変動へのエクスポージャーを表示していることを評価し文書化する。

リスク・エクスポージャーの特性に応じて、当グループはデリバティブを以下のいずれかに指定している。

＞　公正価値ヘッジ

＞　キャッシュ・フロー・ヘッジ

当グループが晒されている金融商品から生じるリスクの性質及び程度に関する詳細は、注記48「リスク管理」を参照のこと。

ヘッジ関係が有効であるためには以下の全ての要件を充たすこととする。

＞　ヘッジ手段及びヘッジ対象との間の経済的関係の存在

＞　信用リスクによる影響が経済関係から生じた価値変動の大部分を占めていない

＞　ヘッジ指定時に設定されるヘッジ比率は、リスク管理上用いられる比率と一致している（すなわち、実際にヘッジ対象としている数量と、それに対応してヘッジに使用するヘッジ手段の数量が一致するように設定されている）

IFRS第9号の要求事項に従い、当グループは以下の方法で経済関係の存在を検証している：

＞　ヘッジ手段とヘッジ対象に内在するリスクが同一である場合は、定性的分析による

＞　ヘッジ手段とヘッジ対象に内在するリスクが同一でない場合は、経済的関係の性質の定性的分析に加えて、定量的手法（線形回帰）を用いる

ヘッジ手段の動きがヘッジ対象の動きと一致していることを実証するために、異なるシナリオが分析される。

商品価格リスクのヘッジにおいて、経済的関係の存在は、考慮されたリスクのヘッジにおける有効性に基づいて格付けされる市場で利用可能な全ての標準デリバティブ一式を起こり得るリスク要素の各々において決定するランキング・マトリックスから推定される。

信用リスクの影響を評価するため、当グループは、リスク軽減方策（担保、相互中途解約条項、ネッティング契約等）の存在を考慮している。

ヘッジの非有効性を最小化するため、当社は、デリバティブに内在するリスクとヘッジ対象のリスクが一致する全てのヘッジ関係について、ヘッジ比率を1：1に設定している（商品価格リスクヘッジを含む）。

ヘッジの非有効性は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算により評価する。

＞　ヘッジ対象とヘッジ手段の重要な条件（名目金額、満期、原資産など）が一致しており、ヘッジ・デリバティブの信用リスク調整を含む追加的な非有効性の原因が識別されない場合、ヘッジ関係は定性的分析を通じて完全に有効であるとみなされる。

＞　ヘッジの非有効性は、ヘッジ対象とヘッジ手段の重要な条件が一致しない場合、又は少なくとも一つの非有効性の原因が検出された場合に、仮想デリバティブを使用し、累積ドル相殺法を適用した定量的分析により評価される。当該方法は、ヘッジ手段及び仮想デリバティブの公正価値の変動を報告日及び指定日の間で比較するものである。

ヘッジの非有効性の主な原因には、以下が含まれる：

＞　ヘッジ手段及びヘッジ対象の公正価値の変動に異なる影響を与える場合の取引先信用リスク

＞　ヘッジ対象とヘッジ手段では異なる場合のヘッジ・リスクに関連する指標

＞　ヘッジ対象及びヘッジ手段のキャッシュ・フローのタイムラグ

＞　数量又は想定元本の差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段のキャッシュ・フロー予想額の変動）。

＞　その他のリスク（すなわち、ヘッジ手段又はヘッジ対象のキャッシュ・フロー又は公正価値の変動がヘッジ対象の特定のリスク以外に関連する）による。

公正価値ヘッジ

公正価値ヘッジは、純損益に影響を及ぼす可能性のある特定のリスクに起因する金融負債又は確定約定債務における公正価値の変動によるエクスポージャーから当グループを保護するために用いられる。

ヘッジ要件を充たしヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動は、ヘッジされたリスクに帰属するヘッジ対象の公正価値の変動とともに損益計算書において認識される。

ヘッジがヘッジ会計の基準を満たさなくなった場合、実効金利法が適用されているヘッジ対象の帳簿価額の調整額は、残存期間までの期間にわたって純損益を通して償却される。

キャッシュ・フロー・ヘッジ

キャッシュ・フロー・ヘッジは、資産、負債又は高度に蓋然性の高い予定取引に関連する特定のリスクに起因する将来キャッシュ・フローの変動に対するグループのエクスポージャーをヘッジするために適用され、これらは純損益に影響を与える可能性がある。

キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されかつ適格なデリバティブの公正価値における変動の有効部分は、その他の包括利益として認識される。非有効部分に関する利得又は損失は、損益計算書において直ちに認識される。

株主持分における累計額は、ヘッジ対象が純損益に影響する当期の純損益に振替えられる（例えば、ヘッジされた予定売上が行われる場合）。

ヘッジ対象が非金融資産又は負債である場合、株主持分に累積された金額は、ヘッジされた資産又は負債の帳簿価額に含まれる（すなわち、「ベーシス調整」）。

ヘッジ手段が失効又は売却された場合、若しくはヘッジがヘッジ会計の要件を充たさなくなった場合、その時点で株主持分における利得又は損失累計額は株主持分に残り、予定取引が最終的に損益計算書に認識された時点で認識される。予定取引の発生が予想されなくなった場合は、株主持分に計上されている利得又は損失累計額は直ちに損益計算書に振替えられる。

ヘッジ手段として先渡を用いるヘッジ関係において、直物要素の価値変動のみがヘッジ手段として指定されている場合、先渡要素（純損益又はOCI）の会計処理は事象ごとに特定する。特に、当グループは、再生可能エネルギー事業を営む会社の投資の為替変動リスクをヘッジするために、スポット要素の価値変動のみをヘッジ手段に指定し、フォワード・ポイントをヘッジ費用としてその他の包括利益（OCI）に計上している。

逆に、ヘッジ手段として通貨間金利スワップを用いるヘッジ関係においては、当グループは、ヘッジ・デリバティブの指定における外国通貨のベーシス・スプレッドを区分し、ヘッジ費用準備金のその他の包括利益（OCI）に計上する。

特に、商品価格リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジに関しては、リスク管理戦略との一貫性を高めるため、当グループは、一定の流動性要件に基づくダイナミック・ヘッジ会計のアプローチ（流動性に基づくアプローチとして知られる）を適用している。

当該アプローチでは、市場に係る最も流動性の高いデリバティブの利用を通じてヘッジを指定し、それを当該リスクをより効果的に網羅する他のデリバティブに置き換える必要がある。

リスク管理戦略との一貫性を持たせる流動性に基づくアプローチでは、満期時のみならず、ヘッジ関係が継続する中でも、以下の双方の要件を充たしている場合に限り、新たなデリバティブへの置換によりデリバティブのロールオーバーが可能である。

＞　格付けの観点から、従前のデリバティブよりも適切な指標である。
＞　一定の流動性要件を充たしている。
この検証は四半期ごとに行われる。
ロールオーバー日現在でヘッジ関係は廃止されていない。そのため、同日以降新たなデリバティブの実効公正価値の変動は株主持分（ヘッジ準備金）に認識され、旧デリバティブの公正価値の変動は純損益を通じて認識される。

50.1.1 ヘッジ対象リスクの種類別のヘッジ関係

金利リスク

以下の表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在で未決済の取引に使用されている主な通貨に係る金利リスクをヘッジする金融商品の、想定元本額及び平均金利を、満期別に示したものである。

百万ユーロ	満期						
	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降	合計
2025年12月31日現在							
金利スワップ							
想定元本合計	1,031	1,896	12	256	355	3,892	7,442
ユーロ建てIRSに関連する想定元本	543	1,478	12	198	278	3,037	5,546
米ドル建てIRSに関連する想定元本	1.91	2.49	0.86	4.34	0.74	2.30	
米ドル建てIRSに関連する想定元本	-	417	-	-	-	355	772
米ドル建てIRSに関連する想定元本		3.28				4.22	

百万ユーロ	満期						
	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降	合計
2024年12月31日現在							
金利スワップ							
想定元本合計	816	802	1,978	15	212	4,326	8,149
ユーロ建てIRSに関連する想定元本	550	590	1,505	15	212	3,546	6,418
米ドル建てIRSに関連する想定元本	1.93	2.02	3.26	0.86	4.12	2.13	
米ドル建てIRSに関連する想定元本	-	-	473	-	-	416	889
米ドル建てIRSに関連する想定元本			3.28			4.35	

以下の表は、2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在において未決済の取引の金利リスクに関するヘッジ手段の想定元本及び公正価値を、ヘッジ対象の種類別に分類したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
ヘッジ手段	ヘッジ対象	資産	負債		資産	負債	
		2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
公正価値ヘッジ							
金利スワップ	変動金利借入金／債券	78	-	732	52	-	456
金利スワップ	固定利率の借入金／債券	2	(8)	687	2	(16)	687
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
金利スワップ	変動利付社債	3	(32)	890	5	(45)	940
金利スワップ	変動利付貸付資産	-	(3)	111	-	(8)	141
金利スワップ	変動金利借入金	84	(23)	5,022	105	(63)	5,925
合計		**167**	**(66)**	**7,442**	**164**	**(132)**	**8,149**

以下の表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在の金利リスクに関する、ヘッジ・デリバティブの想定元本及び公正価値を、ヘッジの種類別に区分したものである。

（単位：百万ユーロ）	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
デリバティブ	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
公正価値ヘッジ								
金利スワップ	679	468	80	54	740	675	(8)	(16)
合計	**679**	**468**	**80**	**54**	**740**	**675**	**(8)**	**(16)**
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
金利スワップ	3,590	4,001	87	110	2,433	3,005	(58)	(116)
合計	**3,590**	**4,001**	**87**	**110**	**2,433**	**3,005**	**(58)**	**(116)**
金利デリバティブ合計	**4,269**	**4,469**	**167**	**164**	**3,173**	**3,680**	**(66)**	**(132)**

2025年12月31日現在、ヘッジ手段に分類されるデリバティブの想定元本は7,442百万ユーロとなり、これに対応する公正価値は101百万ユーロのプラスとなった 。

2024年12月31日と比較して、想定元本は707百万ユーロ減少しており、その主な要因は以下のとおりである。

＞　815百万ユーロの金利スワップの満期。

＞　552百万ユーロの金利スワップの新たな発生。

＞　償却金利スワップの想定元本443百万ユーロ減少。

金利デリバティブの公正価値は前年度より69百万ユーロ改善した。ユーロ圏のイールドカーブの推移は、2025年における引き締め的な金融政策の段階的な緩和により短期ゾーンでは低下を示した一方で、金利ヘッジ・デリバティブの満期が集中している中長期ゾーンでは大幅な上昇を示した。

公正価値ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、2024年及び前年の双方における、公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値及び金利リスクに起因するヘッジ対象に関する純損益を通じて認識された純利得及び損失を示している。

百万ユーロ	2025年	2024年
	その他の利得／（損失）	その他の利得／（損失）
金利ヘッジ商品	33	(5)
ヘッジ対象	(34)	15
非有効部分	**1**	**10**

以下の表は、2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在の財政状態計算書における金利リスクの公正価値ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
金利スワップ	1,419	72	72	1,143	38	38

以下の表は、2025年12月31日現在及び2024 年12月31日現在の財政状態計算書における公正価値ヘッジのヘッジ対象の影響を示している。

（単位：百万ユーロ）	2025年			2024年		
	帳簿価額	内訳：ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	帳簿価額	内訳：ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
固定金利借入金	667	(8)	8	661	(14)	14
固定金利債券	14	2	(2)	14	2	(2)
変動利付社債	749	(27)	(72)	522	(31)	(53)
合計	**1,430**	**(33)**	**(66)**	**1,197**	**(43)**	**(41)**

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

金利リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる向こう数年間における期待キャッシュ・フローの表は以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2025年12月31日現在	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降
金利リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	87	28	15	14	13	10	19
負の公正価値	(58)	(26)	(21)	(14)	(13)	(5)	8

以下の表は、2025年12月31日現在の財政状態計算書、及び2024年12月31日現在の財政状態計算書における、金利リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
金利スワップ	6,023	29	29	7,006	(6)	(6)

2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在の財政状態計算書におけるキャッシュ・フロー・ヘッジ（CFH）のヘッジ対象の影響を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2025年12月31日現在					2024年12月31日現在				
	当該年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	当初認識後に指定されたCFHデリバティブの純損益を通じた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	当期に非有効分の測定で用いたヘッジ対象の公正価値	当初認識後に指定されたCFHデリバティブの純損益を通じた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分
変動利付社債	30	-	(30)	-	-	40	-	(40)	-	-
変動利付貸付資産	3	-	(3)	-	-	8	-	(8)	-	-
変動金利借入金	(70)	(7)	70	-	(1)	(54)	(14)	54	-	2
合計	**(37)**	**(7)**	**37**	**-**	**(1)**	**(6)**	**(14)**	**6**	**-**	**2**

通貨リスク

以下の表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在で未決済の取引に使用されている主な通貨に係る為替リスクをヘッジする金融商品の想定元本額の満期特性及び関連平均契約為替レートを示したものである。

百万ユーロ	満期						
	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降	合計
2025年12月31日現在							
通貨間金利スワップ							
CCIRSの想定元本総額	1,177	2,888	3,133	2,772	1,064	14,218	25,252
CCIRSの想定元本EUR/GBP	1,064	1,997	3,108	1,749	1,064	10,856	19,838
ユーロ／米ドル平均為替レート	1.18	1.09	1.17	1.11	1.18	1.15	
CCIRSの想定元本EUR/GBP	-	573	-	859	-	2,279	3,711
ユーロ／英ポンド平均為替レート		0.90		0.84		0.81	
ユーロ／スイスフランCCIRSの想定元本	-	140	-	-	-	-	140
ユーロ／スイスフラン平均為替レート		1.21					
CCIRS想定価値 米ドル/ブラジル・レアル	85	-	-	-	-	394	479
米ドル／ブラジル・レアル平均為替レート	5.29					4.41	
CCIRS想定価値 ユーロ/ブラジル・レアル	27	178	-	-	-	-	205
ユーロ／ブラジル・レアル平均為替レート	6.57	5.68					
通貨先渡							
通貨先渡の想定元本総額	1,467	704	16	-	-	-	2,187
想定元本 - ユーロ／米ドル通貨先渡	1,198	700	16	-	-	-	1,914
平均通貨先渡レート - ユーロ／米ドル	1.12	1.18	1.20				
想定元本 - 米ドル／コロンビア・ペソ通貨先渡	107	-	-	-	-	-	107
平均通貨先渡レート - ユーロ／チリ・ペソ	5.83						
想定元本 - 通貨先渡米ドル／メキシコ・ペソ	48	3	-	-	-	-	51
平均通貨先渡レート - 米ドル／メキシコ・ペソ	3,982.87	4,492.0507					
想定元本 - 通貨先渡CLF（チリ ウニダ・デ・フォメント）／米ドル	13	-	-	-	-	-	13
平均通貨先渡レート - CLF（チリ ウニダ・デ・フォメント）／米ドル	8.22						
想定元本 - 通貨先渡ユーロ／オフショア人民元	4	-	-	-	-	-	4
平均通貨先渡レート - ユーロ／オフショア人民元	43.75						

百万ユーロ	満期						
	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降	合計
2024年12月31日現在							
通貨間金利スワップ（CCIRS）							
CCIRSの想定元本総額	2,699	1,304	3,215	2,173	3,097	13,264	25,752
CCIRSの想定元本EUR/GBP	2,171	1,207	2,421	2,173	1,984	9,658	19,614
ユーロ／米ドル平均為替レート	1.07	1.18	1.09	1.18	1.11	1.14	
CCIRSの想定元本EUR/GBP	-	-	605	-	907	2,406	3,918
ユーロ／英ポンド平均為替レート			0.90		0.84	0.81	
ユーロ／スイスフランCCIRSの想定元本	-	-	-	139	-	-	139
ユーロ／スイスフラン平均為替レート				1.21			
CCIRS想定価値 米ドル/ブラジル・レアル	246	97	-	-	-	479	822
米ドル／ブラジル・レアル平均為替レート	5.22	5.30				4.27	
CCIRS想定価値 ユーロ/ブラジル・レアル	216	-	50	-	-	-	266
ユーロ／ブラジル・レアル平均為替レート	6.05		3.92				
通貨先渡							
通貨先渡の想定元本総額	2,890	920	35	-	-	-	3,845
想定元本 - ユーロ／米ドル通貨先渡	2,602	920	35	-	-	-	3,557
平均通貨先渡レート - ユーロ／米ドル	1.10	1.12	1.12				
想定元本 - 米ドル／コロンビア・ペソ通貨先渡	200	-	-	-	-	-	200
平均通貨先渡レート - ユーロ／チリ・ペソ	4,243.18						
想定元本 - 通貨先渡米ドル／メキシコ・ペソ	47	-	-	-	-	-	47
平均通貨先渡レート - 米ドル／メキシコ・ペソ	21.13						
想定元本 - 通貨先渡CLF（チリ ウニダ・デ・フォメント）／米ドル	12	-	-	-	-	-	12
平均通貨先渡レート - CLF（チリ ウニダ・デ・フォメント）／米ドル	39.59						
想定元本 - 通貨先渡ユーロ／オフショア人民元	11	-	-	-	-	-	11
平均通貨先渡レート - ユーロ／オフショア人民元	7.70						

以下の表は、2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在、未決済の取引の通貨リスクに係るヘッジ手段の想定元本及び公正価値をヘッジ対象の種類別に分類したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
ヘッジ手段	**ヘッジ対象**	資産	負債		資産	負債	
		2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
公正価値ヘッジ							
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建て固定金利借入／債券	32	(16)	1,055	67	(12)	1,141
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建て変動金利借入金	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建て変動金利借入／金融資産	53	(3)	581	115	(4)	612
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建て固定金利借入／金融資産	75	-	947	39	(70)	1,455
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建て変動利付債券	16	-	160	8	(2)	202
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建て固定金利債券	428	(1,949)	22,509	1,223	(1,625)	22,310
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建て将来キャッシュ・フロー	-	-	-	-	(7)	32
通貨先渡	外貨建て将来キャッシュ・フロー	-	1	216	1	-	39
通貨先渡	将来の外貨建て商品購入額	3	(75)	1,896	181	(3)	3,527
通貨先渡	外貨建て投資商品等購入高	-	(5)	75	10	(1)	279
合計		**607**	**(2,049)**	**27,439**	**1,644**	**(1,724)**	**29,597**

キャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値ヘッジには以下が含まれる。

- ユーロ以外の外貨建て変動利付債務の通貨リスクをヘッジするために用いられた通貨間金利スワップの想定元本は24,511百万ユーロ、公正価値はプラス1,430百万ユーロ
- ユーロ以外の外貨建て固定利付債務の通貨リスクをヘッジするために用いられた通貨間金利スワップの想定元本は741百万ユーロ、公正価値はプラス66百万ユーロ
- 想定元本1,896百万ユーロの通貨先渡取引は、エネルギー及び金属商品の購入に関連する通貨リスクをヘッジするために使用され、公正価値のマイナス総額は72百万ユーロ
- エネルギー発電、インフラ及び送配電分野（最新世代のデジタルメーター）の投資財の購入並びにクラウドサービス供給に係る運用コストに関連して、表示通貨以外の通貨による予想キャッシュ・フローに対する為替リスクを軽減するためのOTC取引に関する想定元本291百万ユーロ、公正価値10百万ユーロの通貨先物

以下の表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在の為替リスクに関するデリバティブの想定元本及び公正価値を、ヘッジの種類別に分類したものである。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
デリバティブ	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
公正価値ヘッジ								
CCIRSs	353	536	32	67	702	605	(16)	(12)
合計	**353**	**536**	**32**	**67**	**702**	**605**	**(16)**	**(12)**
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
通貨先渡	495	3,609	3	192	1,692	236	(80)	(4)
CCIRSs	10,544	14,265	572	1,385	13,653	10,346	(1,953)	(1,708)
合計	**11,039**	**17,874**	**575**	**1,577**	**15,345**	**10,582**	**(2,033)**	**(1,712)**
為替デリバティブ合計	**11,392**	**18,410**	**607**	**1,644**	**16,047**	**11,187**	**(2,049)**	**(1,724)**

2025年12月31日現在のCCIRSの想定元本は25,252百万ユーロで、2024年12月31日現在の25,752百万ユーロから500百万ユーロ減少した。すなわち：

- ＞ 総額2,313百万ユーロのCCIRSが失効した。
- ＞ 総額4,448百万ユーロの新規デリバティブを契約した。特に注目すべきは、2025年9月にCCIRSが総額4,500百万ドルのマルチトランシェ債の発行に対して交渉したことである。
- ＞ 想定元本は、ユーロの主要通貨に対する為替レートの変動による増加が償却の影響により一部相殺された結果、2,635百万ユーロ減少した。

2025年12月31日現在の通貨先渡の想定元本は2,187百万ユーロ（2024年12月31日現在3,845百万ユーロ）で、1,658百万ユーロ減少した。為替リスク、特に米ドルに関連するリスクは、主にエネルギーと金属商品の購入及び投資に関するキャッシュ・フローによるものである。
2025年度にこれらのデリバティブの想定元本が減少した主な要因は、化石燃料購入に係る通貨ヘッジが減少したためである。
265百万ユーロの正味公正価値の悪化は、為替レート、特にユーロが対米ドルで下落したことを反映したものである。

公正価値ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、2024年及び前年の、為替リスクに起因する、公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値及びヘッジ対象の変動を反映した純損益を通じて認識される純利得及び損失を示している。

百万ユーロ	**2025年**	2024年
	その他の利得／（損失）	**その他の利得／（損失）**
金利ヘッジ商品	(37)	129
ヘッジ対象	8	(135)
非有効部分	**(29)**	**(6)**

以下の表は、2025年12月31日現在の財政状態計算書及び 2024年12月31日現在の財政状態計算書における通貨リスクの公正価値ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
通貨間金利スワップ（CCIRS）	1,055	16	15	1,141	55	53

以下の表は、2025年12月31日現在及び2024 年12月31日現在の財政状態計算書における公正価値ヘッジのヘッジ対象の影響を示している。

百万ユーロ	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
	帳簿価額	内訳：ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	帳簿価額	内訳：ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
外貨建て固定金利債券	533	(40)	15	534	(71)	14
外貨建て固定金利借入金	339	(9)	(24)	515	(22)	(72)
合計	**872**	**(49)**	**(9)**	**1,049**	**(93)**	**(58)**

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、為替リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる今後数年間に期待されるキャッシュ・フローを示している。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2025年12月31日現在	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降
為替レートに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	575	136	197	154	73	71	794
負の公正価値	(2,033)	3	(56)	46	(92)	31	(373)

以下の表は、2025年12月31日現在の財政状態計算書及び 2024年12月31日現在の財政状態計算書における通貨リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
通貨間金利スワップ（CCIRS）	24,197	(1,380)	(1,590)	24,611	(323)	(586)
通貨先渡	2,187	(78)	(78)	3,845	188	194
合計	**26,384**	**(1,458)**	**(1,668)**	**28,456**	**(135)**	**(392)**

2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在の財政状態計算書におけるキャッシュ・フロー・ヘッジ（CFH）のヘッジ対象の影響を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2025年12月31日現在					2024年12月31日現在				
	当該年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	その他の影響(1)	当該年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	その他の影響(1)
外貨建て変動金利借入金	(45)	45	5	-	-	(112)	112	-	(1)	-
外貨建て固定金利借入金	(76)	76	(1)	-	-	31	(31)	(1)	1	-
外貨建て変動利付債券	(16)	16	-	-	-	(6)	6	-	-	-
外貨建て固定金利債券	1,840	(1,840)	206	-	113	797	(797)	264	2	128
外貨建て将来キャッシュ・フロー（CCIRSによるヘッジ）	-	-	-	-	-	7	(7)	-	-	-
外貨建て将来キャッシュ・フロー（フォワード・ヘッジ）	1	(1)	-	-	-	(1)	1	-	-	-
将来の外貨建て商品購入額	72	(72)	-	-	-	(179)	179	-	-	-
外貨建て投資商品等購入高	5	(5)	-	-	-	(14)	14	(5)	-	-
合計	**1,781**	**(1,781)**	**210**	**-**	**113**	**523**	**(523)**	**258**	**2**	**128**

(1) 外貨建て債券ヘッジのためのCCIRSを取得した日から、実際の融資実行までの間の直物為替レートの変動に伴う影響。

商品価格リスク

百万ユーロ	満期						
	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降	合計
2025年12月31日現在							
商品スワップ							
電力の想定価値	292	148	99	97	96	199	931
電力平均商品スワップ価格（€／MWh）	60.0	52.5	33.0	33.0	33.0	32.0	
ガスの想定価値	366	76	50	20	10	17	539
ガスの平均商品スワップ価格（ユーロ/MWh）	21.5	18.5	16.5	7.0	7.0	6.0	
原油の想定価値	284	130	-	-	-	-	414
石油平均商品スワップ価格　（$／bbl）	68.0	67.0					
商品先渡／先物							
電力の想定価値	1,086	402	247	238	202	879	3,054
電力平均商品先渡／先物価格（ユーロ／MWh）	64.0	20.0	19.0	18.0	20.0	21.0	
ガスの想定価値	2,003	457	-	-	-	-	2,460
ガスの平均商品先物・将来価格（ユーロ/MWh）	32.0	27.0					
CO_2の想定価値	441	6	-	-	-	-	447
CO2平均商品先渡／先物価格（€/ton）	76.0	71.0					
原油の想定価値	-	-	-	-	-	-	-
石油平均商品先渡／先物価格（$/bbl）							
商品オプション							
電力の想定価値	52	45	45	53	52	290	537
電力の平均商品オプション価格（ユーロ/MWh）	18.5	33.0	33.0	32.0	32.0	33.0	
ガスの想定価値	309	-	-	-	-	-	309
ガスの平均商品スワップ価格（ユーロ/MWh）	24.0						
CO_2の想定価値	599	-	-	-	-	-	599
CO_2の平均商品オプション価格（ユーロ/トン）	100						
原油の想定価値	1,172	-	-	-	-	-	1,172
石油平均商品スワップ価格　（$／bbl）	69						

百万ユーロ	満期						
	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降	合計
2024年12月31日現在							
商品スワップ							
電力の想定価値	285	207	201	150	148	600	1,591
電力平均商品スワップ価格（€／MWh）	62.7	55.5	53.6	33.5	33.2	32.8	
ガスの想定価値	1,718	453	25	22	21	28	2,267
ガスの平均商品スワップ価格（ユーロ/MWh）	35.1	39.5	4.3	4.1	3.9	3.4	
原油の想定価値	555	12	-	-	-	-	567
石油平均商品スワップ価格　（$／bbl）	37.6	28.2	26.8	-	-	-	
商品先渡／先物							
電力の想定価値	2,607	431	283	169	162	490	4,142
電力平均商品先渡／先物価格（ユーロ／MWh）	79.1	23.9	17.8	16.2	15.6	16.5	
石炭／運送の想定価値	-	-	-	-	-	-	-
石炭／運送平均商品先渡／先物価格（€/ton）	-	-	-	-	-	-	
ガスの想定価値	2,538	992	1	-	-	-	3,531
ガスの平均商品先物・将来価格（ユーロ/MWh）	36.9	31.0	27.4	-	-	-	
CO_2の想定価値	495	47	-	-	-	-	542
CO2平均商品先渡／先物価格（€/ton）	82.5	69.3	-	-	-	-	
石油想定元本	357	-	-	-	-	-	357
石油平均商品先渡／先物価格（$/bbl）	71.0	-	-	-	-	-	
商品オプション							
電力の想定価値	6	6	-	-	-	35	47
電力の平均商品オプション価格（ユーロ/MWh）	3.7	3.7	-	-	-	13.4	

以下の表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在の取引残高に係る商品価格リスクのヘッジ手段の想定元本及び公正価値を商品及び契約の種類別に示している。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値	資産公正価値	想定元本		負債公正価値	負債公正価値
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
デリバティブ								
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
電力デリバティブ								
- スワップ	343	477	147	210	588	1,114	(120)	(166)
- 先渡／先物	891	1,399	32	62	2,163	2,743	(975)	(748)
- オプション	436	47	39	25	101	-	(18)	(5)
電力デリバティブ合計	**1,670**	**1,923**	**218**	**297**	**2,852**	**3,857**	**(1,113)**	**(919)**
石炭／運送のデリバティブ								
- 先渡／先物	-	-	-	-	-	-	-	-
石炭／運送デリバティブ合計	**-**	**-**	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
ガス及び石油デリバティブ								
- スワップ	157	512	33	53	796	2,322	(110)	(421)
- 先渡／先物	1,197	2,395	243	361	1,263	1,493	(197)	(299)
- オプション	771	-	53	-	710	-	(34)	-
ガス及び石油デリバティブ合計	**2,125**	**2,907**	**329**	**414**	**2,769**	**3,815**	**(341)**	**(720)**
CO_2デリバティブ：								
- 先渡／先物	284	420	37	77	163	122	(32)	(23)
- オプション	419	-	1	-	180	-	(8)	-
CO2デリバティブ合計	**703**	**420**	**38**	**77**	**343**	**122**	**(40)**	**(23)**
商品関連デリバティブ合計	**4,498**	**5,250**	**585**	**788**	**5,964**	**7,794**	**(1,494)**	**(1,662)**

ヘッジは主に電力とガスの価格リスクを対象としている。電力のカテゴリーには、主にスペインと北米の長期ヘッジ取引が含まれる。ガスのカテゴリーは、主に天然ガス価格の変動に対するヘッジであり、購入と売却の両方について、石油商品とガス製品に対して行われる。
CO_2のカテゴリーには、主に当グループのコンプライアンスのために行われる、より小規模なヘッジ取引が含まれる。

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

商品価格リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる向こう数年間に期待されるキャッシュ・フローを示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2025年12月31日現在	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降
商品に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	**585**	505	82	42	36	37	86
負の公正価値	**(1,494)**	(764)	(337)	(211)	(114)	(89)	(147)

以下の表は、2025年12月31日現在の財政状態計算書及び2024年12月31日現在の財政状態計算書における商品価格リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	**2025年12月31日現在**			2024年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
電力スワップ	931	27	27	1,591	44	42
ガス及び石油スワップ	953	(77)	(77)	2,834	(368)	(368)
電力先渡／先物	3,054	(943)	(958)	4,142	(686)	(724)
石炭／運送先渡／先物	-	-	-	-	-	-
ガス及び石油先渡／先物	2,460	46	46	3,888	62	74
電力先渡／先物	447	5	5	542	54	54
電力オプション	537	21	21	47	20	20
合計	**10,462**	**(909)**	**(924)**	**13,044**	**(874)**	**(902)**

2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在の財政状態計算書におけるキャッシュ・フロー・ヘッジ（CFH）のヘッジ対象の影響を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	**2025年12月31日現在**				2024年12月31日現在			
	当該年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	当期に非有効分の測定で用いたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分
電力先物取引	966	(966)	14	(1)	689	(689)	17	50
石炭／運送先物取引	-	-	-	-	-	-	-	-
ガス及び石油先物取引	(26)	26	-	17	317	(317)	-	(17)
CO2先物取引	14	(14)	-	-	(54)	54	-	-
合計	**954**	**(954)**	**14**	**16**	**952**	**(952)**	**17**	**33**

キャッシュ・フロー・ヘッジは主に、将来の電力販売とガスの売買を対象としている。電力のカテゴリーには、主に北米とスペインの発電所に関する長期ヘッジ取引が含まれる。ガスのカテゴリーには、主にイタリアとスペインにおける短期／中期ヘッジ取引が含まれる。
2025年に認識されるガスの将来取引に関する非有効性は主にスペインにおける代理ヘッジ業務に関連するものであり、一方、電力の将来取引に関する非有効性は主に北米における代理ヘッジ業務に関連するものである。

50.2 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

以下の表は、2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在におけるFVTPLで測定されるデリバティブの想定元本及び公正価値を示している。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値	資産公正価値	想定元本		負債公正価値	負債公正価値
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
FVTPLで測定されるデリバティブ								
金利デリバティブ								
- 金利スワップ	8	10	-	-	100	100	(20)	(29)
為替デリバティブ：								
通貨先渡	261	713	2	23	838	1,315	(9)	(36)
商品に関して								
電力のデリバティブ：								
- スワップ	47	159	6	4	43	36	(2)	(2)
- 先渡／先物	6,591	6,904	590	679	6,648	5,888	(539)	(591)
- オプション	28	4	3	2	11	84	(10)	(51)
電力デリバティブ合計	**6,666**	**7,067**	**599**	**685**	**6,702**	**6,008**	**(551)**	**(644)**
石炭デリバティブ：								
- 先渡／先物	45	168	6	13	51	158	(5)	(12)
石炭デリバティブ合計	**45**	**168**	**6**	**13**	**51**	**158**	**(5)**	**(12)**
ガス及び石油デリバティブ								
- スワップ	1,124	746	115	66	138	651	(30)	(86)
- 先渡／先物	8,330	11,395	1,086	1,828	8,794	13,604	(1,126)	(1,827)
- オプション	566	376	225	172	577	768	(215)	(271)
ガス及び石油デリバティブ合計	**10,020**	**12,517**	**1,426**	**2,066**	**9,509**	**15,023**	**(1,371)**	**(2,184)**
CO_2デリバティブ：								
- 先渡／先物	966	1,066	156	113	637	788	(61)	(60)
- オプション	64	164	8	14	99	20	(8)	(13)
CO2デリバティブ合計	**1,030**	**1,230**	**164**	**127**	**736**	**808**	**(69)**	**(73)**
その他のデリバティブ：								
- スワップ	2	1	1	-	1	6	-	-
- 先渡／先物	21	35	14	3	41	30	(23)	(3)
- オプション	-	1	-	-	-	-	-	-
その他デリバティブ合計	**23**	**37**	**15**	**3**	**42**	**36**	**(23)**	**(3)**
商品価格デリバティブ合計	**17,784**	**21,019**	**2,210**	**2,894**	**17,040**	**22,033**	**(2,019)**	**(2,916)**
その他のデリバティブ：								
- オプション	137	137	7	2	-	-	-	-
合計	**18,190**	**21,879**	**2,219**	**2,919**	**17,978**	**23,448**	**(2,048)**	**(2,981)**

2025年12月31日現在、金利に関するトレーディング・デリバティブの想定元本は108百万ユーロである。 公正価値は前年度より9百万ユーロ改善した。イールドカーブは、2025年に拡張的な金融政策が再開されたものの、その影響が短期ゾーンに限定された一方で、金利スワップの満期に対応する中長期ゾーンでは、2024年と比較して大きく上昇した。

2025年12月31日現在、為替レートに関するデリバティブの想定元本は1,099百万ユーロとなり、特にエネルギー商品購入に関するものが減少したため、2024年比で929百万ユーロ減少した。正味公正価値の6百万ユーロの改善は、為替レートの通常の変動を反映している。

2025年12月31日現在、商品デリバティブの想定元本は34,824百万ユーロであった。これらの金額には、トレーディング・ポートフォリオ内で管理されている取引及びヘッジ目的で設定されているがヘッジ会計の要件を満たさなかった取引が含まれている。
公正価値の正味総額は191百万ユーロとなり、公正価値の正負の絶対額が減少したにもかかわらず、前年度より改善した。この変化は主に、地政学的緊張が続いているにもかかわらず、エネルギー市場の需給バランスがより安定していると認識されていることを反映して、欧州の電力・ガス価格の変動率が低下したことに起因する。
その他の商品に関するデリバティブは、主に原産地保証、すなわち再生可能エネルギー発電に対するインセンティブ制度に関するヘッジである。
その他のデリバティブは、e-distribuzioneが保有するDuereti の残り10%の株式に対するプット／コール・オプションの公正価値である。

前へ　次へ

公正価値測定

注記51.公正価値で測定される資産及び負債

当グループは、IFRSが認識又は測定の基準として公正価値測定を要求する場合には、IFRS第13号に従って公正価値を決定している。
公正価値とは、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、又は負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。
公正価値の最良の代用品は市場価格、すなわち流動的で活発な市場で実際に使用されている、現在公開されている価格である。
資産及び負債の公正価値は、公正価値の算定に用いられたインプット及び評価手法に応じて、以下の3つの階層に従って分類される。

＞　レベル1：測定日において入手可能な、活発な市場における同一の資産又は負債の相場価格（調整前）。
＞　レベル2：レベル1に含まれる相場価格以外のインプットであって、資産又は負債について直接的(つまり、価格として)又は間接的(つまり、価格から導き出される)に観察可能なもの。
＞　レベル3：観察可能な市場データに基づかない資産又は負債のインプット（すなわち観察不能なインプット）。

この注記では、これらの測定を実施するために使用された評価手法及びインプットに関する詳細な開示も提供する。
その目的のため、以下を適用する。

＞　資産又は負債の経常的な公正価値測定は、各期末現在の財政状態計算書でIFRSにより要求又は許容されているものである。
＞　資産又は負債の非経常的な公正価値測定は、特定の状況における財政状態計算書でIFRSにより要求又は許容されるものである。

こうした状況の会計上の取扱いに係る一般的な情報又は特定の開示においては注記2「会計方針」を参照されたい。

51.1 財政状態計算書における公正価値で測定される資産

財政状態計算書における継続的又は非継続的に公正価値で測定される各資産クラスにおいて、報告期間末現在の公正価値、及び分類された資産の公正価値別に公正価値階層レベルを示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
		2025年12月31日現在				2025年12月31日現在			
FVOCIで測定される金融資産									
FVOCIで測定される他の会社に対する持分投資	28	567	3	58	506	-	-	-	-
FVOCIで測定される有価証券	28.1、29.1	714	714	-	-	230	230	-	-
デリバティブ									
公正価値ヘッジ・デリバティブ：									
金利	50	33	-	33	-	47	-	47	-
為替レート	50	30	-	30	-	2	-	2	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
金利	50	81	-	81	-	6	-	6	-
為替レート	50	572	-	572	-	3	-	3	-
商品に関して	50	274	54	51	169	311	230	81	-
トレーディング・デリバティブ：									
金利	50	-	-	-	-	-	-	-	-
為替レート	50	-	-	-	-	2	-	2	-
商品に関して	50	180	42	138	-	2,030	1,353	677	-
- その他	50	-	-	-	-	7	-	-	7
FVTPLで測定される金融資産									
FVTPLで測定されるファンド又は資産運用における有価証券及び金融投資	28.1	2	-	2	-	-	-	-	-
FVTPLで測定される他の会社に対する持分投資	28	6	-	-	6	-	-	-	-
FVTPLで測定されるサービス委譲契約から生じた金融資産	28	4,593	-	4,593	-	-	-	-	-
FVTPLで測定されるJDAの金融資産	28	87	-	-	87	-	-	-	-
FVTPLで測定される流動資産への投資		-	-	-	-	558	-	558	-
FVTPLで測定される貸付資産及びその他の金融資産		-	-	-	-	51	51	-	-
偶発対価	30	5	-	-	5	-	-	-	-
公正価値で測定されるその他資産									
環境証明書に関する非金銭的補助金	31	-	-	-	-	43	-	2	41
公正価値で測定される棚卸資産		-	-	-	-	57	57	-	-
売却目的保有に分類された資産（又は処分グループ）及び非継続事業(1)	35	812	-	-	812	283	-	-	283

(1) 売却目的保有に分類された資産（又は処分グループ）の詳細は注記35に記載されている。

「FVOCIで測定される他の会社に対する持分投資」の公正価値は、上場会社については期末時点の市場価格に基づいて決定され、非上場会社については関連する資産及び負債の信頼性の高い評価に基づいて決定される。

「FVTPLで測定されるサービス委譲契約による金融資産」は、Enel Distribuição São Paulo、Enel Distribuição Rio、Enel Distribuição Cearáによるブラジルにおける配電事業に関するものであり、IFRIC第12号に基づき会計処理されている。
公正価値は、入手可能な最新の料金データ及びブラジルの配電委譲に関する最新の詳細を用いて、純再調達原価として決定された。詳細については、注記19「サービス委譲契約」を参照のこと。

「FVTPLで測定される貸付資産及びその他の金融資産」の1年以内に回収される部分には、主にラテンアメリカ企業が保有するレベル1の金融預金が含まれる。

デリバティブ契約の公正価値は、規制市場に係る商品取引においてデリバティブの公式価格を用いて算定される。規制市場に上場していない商品の公正価値は、各金融商品の種類において適した評価方法、及び報告年度末現在の市場データ（金利、為替レート、ボラティリティなど）を用いて、市場利回り曲線に基づく期待将来キャッシュ・フローを割引き、ユーロ以外の通貨についてWorld Markets Refinitiv （WMR）社により提供される為替レートを用いて換算して算定されている。
金利及び為替レートのデリバティブは全てレベル2のインプットを用いて測定されている。
商品に対するデリバティブの公正価値は、ほとんどの場合、レベル1又はレベル2のインプットを用いて測定される。
スペインの一部の長期金融契約(VPPAすなわち仮想電力購入契約)は、基礎となる変数の流動性が低いことから、より長い時間軸で測定するために内部測定モデルも部分的に使用されており、レベル3に該当する。
IFRSに従い、当グループは、必要に応じて金融商品の公正価値を取引相手リスク相当額に調整 するために、取引相手の信用リスク（信用評価調整額、CVA）及び自己の信用リスク（負債評価調整額、DVA） の両方を評価する。より具体的には、当グループは、ポジションの正味エクスポージャーにおいて潜在的将来エクスポージャー評価手法を用いてCVA／DVA を測定し、その後にポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に調整を配分している。当該技法における用いられた全てのインプットは、市場で観察可能である。

その他のデリバティブには、e-distribuzioneが保有し、レベル3に分類される、Duereti に対する株式持分の残り10%に関するプット／コール・オプションの公正価値が含まれる。

51.2- 財政状態計算書において公正価値で測定されない資産

経常的に公正価値で測定されないが、公正価値を開示しなければならない資産の各分類において、年度末現在の公正価値及びその公正価値階層におけるレベルの内訳を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
		2025年12月31日現在				2025年12月31日現在			
投資不動産	21	81	14	-	67	-	-	-	-
棚卸資産	32	-		-	-	42	-	-	42

この表は、投資不動産の公正価値81百万ユーロ及び事業に使用していない不動産の棚卸資産42百万ユーロをそれぞれ報告している。この金額は、独立した専門家が行った鑑定評価の支援を受けて計算されたものであり、専門家は、関連する特定の資産に応じて異なる方法を用いた。

51.3 財政状態計算書における公正価値で測定される負債

財政状態計算書における継続的又は非継続的に公正価値で測定される負債の各分類において、報告期間末の公正価値及びその公正価値階層におけるレベルの内訳を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ		非流動負債				流動負債			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
		2025年12月31日現在				2025年12月31日現在			
公正価値測定									
公正価値ヘッジ・デリバティブ：									
金利	50	8	-	8	-	-	-	-	-
為替レート	50	15	-	15	-	1	-	1	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
金利	50	58	-	58	-	-	-	-	-
為替レート	50	1,964	-	1,964	-	69	-	69	-
商品に関して	50	1,131	15	1,027	89	363	155	208	-
トレーディング・デリバティブ：									
金利	50	-	-	-	-	20	-	20	-
為替レート	50	-	-	-	-	9	-	9	-
商品に関して	50	138	29	104	5	1,881	1,343	538	-
FVTPLで測定される金融負債									
偶発対価	43、44	30	-	-	30	8	-	8	-
売却目的保有資産に分類される処分グループに含まれる負債(1)	35	423	-	-	423	333	-	-	333

(1) 売却目的保有に分類された負債（又は処分グループ）の詳細は注記35に記載されている。

条件付対価は、主に当グループが北米で保有する多くの持分投資に該当し、当該公正価値は、契約条件に基づいて算定されている。

51.4 財政状態計算書において公正価値で測定されない負債

次の表は、財政状態計算書において公正価値で測定されないが、公正価値を開示しなければならない負債の種類ごとに、報告期間の末日における公正価値及び公正価値の測定が分類される公正価値の階層におけるレベルを示している。

百万ユーロ				
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
	2025年12月31日現在			
社債				
- 固定金利	43,383	41,545	1,838	-
- 変動金利	2,190	71	2,119	-
銀行借入金				
- 固定金利	3,313	-	3,313	-
- 変動金利	13,708	-	13,708	-
ノンバンク借入金				
- 固定金利	3,055	-	3,055	-
- 変動金利	31	-	31	-
合計	**65,680**	**41,616**	**24,064**	**-**

上場されている負債性金融商品においては、公正価値は公定価格によっている。非上場商品においては、年度末現在の金融商品の分類及び市場データごとに適切な評価技法を用いて公正価値を決定しており、これは当社の信用スプレッドを含む。

前へ　次へ

その他の情報

注記52. 株式に基づく報酬

2019年度より、エネル・エスピーエー（「エネル」又は「会社」）の株主総会は、イタリア民法第2359条に準拠し、当社及び／又はその子会社の経営者向けの株式に基づく長期インセンティブ制度の採用を毎年承認している。承認された各インセンティブ制度（2019年長期インセンティブ制度、2020年長期インセンティブ制度、2021年長期インセンティブ制度、2022年長期インセンティブ制度、2023年長期インセンティブ制度、2024年長期インセンティブ制度、2025年長期インセンティブ制度、以下、それぞれ「2019 LTI制度」、「2020 LTI制度」、「2021 LTI制度」、「2022 LTI制度」、「2023 LTI制度」、「2024 LTI制度」、「2025 LTI制度」といい、併せて「本制度」という）は、特定の業績目標の達成を条件として、それぞれの受益者に当社普通株式（以下「株式」という）の付与を規定している。
制度の受益者は、エネルの最高経営責任者/ジェネラル・マネージャー及びエネルグループの経営陣で、会社の業績に直接責任を負うか、又は戦略的利益があると考えられる役職にある。当該制度は、金銭要素及び株式要素からなるインセンティブを受益者に報奨を支給するものである。当該インセンティブは、各受益者の固定報酬に関連して算定された基準価額として当該報奨時に決定されるが、当該制度により各3年間の業績目標の達成度に応じて最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー又はその他の受益者のゼロから個々の基準価額の最大で280%又は180%までの範囲で変動する。
これらの制度はまた、実際に発生したインセンティブ総額に関して、プレミアムが全て株式で支払われることを規定している：(a) 2019、2020、2021及び2022 LTI制度については、(i)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーについては基準額の100%を上限とし（2022 LTI制度の上限は130%）、(ii)その他の受益者については基準額の50%を上限とする（2022 LTI制度の上限は65%）、(b) 2023年、2024及び2025 LTI制度については、(i) 最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーについては基準額の150%を上限とし、(ii) 主要管理職を含む最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに直属する役員については基準額の100%を上限とし、(iii) 上記(i)及び(ii)で示された以外のその他の受益者については基準額の65%を上限とする。
制度の下での賞与の実際の支給は、3年間の特定の業績目標の達成が条件である。
当該目標が達成された場合、インセンティブの株式及び現金の双方の構成要素の30%は業績期間の終了の翌年に支払われ、残りの70%は業績期間の終了の2年後に支払われる。このため、長期変動報酬（合計の70%）の大部分の支払は、個別制度の業績期間終了後2年目まで繰り延べられる。
本制度の特徴については、1999年5月14日決議第11971号（発行者規則）に基づき、CONSOB規則第84条の2の規定に準拠して作成した情報資料を参照のこと。なおそれらは、2019年5月16日、2020年5月14日、2021年5月20日、2022年5月19日、2023年5月10日、2024年5月23日及び2025年5月22日開催の株主総会に関する、当社ウェブサイト（www.enel.com）に掲載されている。
上記の日付に開催された株主総会により付与された権限の実施及び関連条件に従い、取締役会は、2019年9月19日、2020年7月29日、2021年6月17日、2022年6月16日、2023年10月5日、2024年7月25日及び2025年7月31日の取締役会において、本計画に資する株式取得プログラムの開始を承認した。各制度において取締役会が取得を承認した株式数、2025年12月31日現在の実際に取得した株式数、関連する加重平均価格及び総額は以下のとおりである。

	取締役会による承認買付	実際の買付		
	株式数	株式数	加重平均価格（1株当たりユーロ）	合計（ユーロ）
2019 LTI制度	上限2,500,000 最大限の対価 10,500,000百万ユーロ	1,549,152[2]	6.7779	6.7779
2020 LTI制度	1,720,000	1,720,000[3]	7.4366	12,790,870
2021 LTI制度	1,620,000	1,620,000[4]	7.8737	12,755,459
2022 LTI制度	2,700,000	2,700,000[5]	5.1951	14,026,715
2023 LTI制度	4,200,000	4,200,000[6]	6.3145	26,520,849
2024 LTI制度	2,900,000	2,900,000[7]	7.0210	20,360,977
2025 LTI制度[8]	3,200,000	-	-	-

2 2019年9月23日から2019年12月2日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.015%に相当する。
3 2020年9月3日から2020年10月28日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.017%に相当する。
4 2021年6月18日から2021年7月21日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.016%に相当する。
5 2022年6月17日から2022年7月20日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.026%に相当する。
6 2023年10月16日から2024年1月18日までの期間に取得した株式で、資本金の約0.041%に相当する。
7 2024年9月16日から11月8日までの期間に購入した株式で、資本金の約0.028%に相当する。
8 2025 LTI制度を提供する自社株式取得プログラムは2026年1月12日に開始された。

下表は、2025年に3年間の業績期間が進行中であるか、又は2025年に受益者に未払報奨金が支払われた制度に関する情報を示している。[9]

	付与日	業績期間（年度）	目標達成の検証	支払（年度）
2021 LTI制度	2021年9月16日[10]	2021～2023年	2024年[11]	2024～2025年[12]
2022 LTI制度	2022年9月21日[13]	2022-2024	2025年度[14]	2025年～2026年[15]
2023 LTI制度	2023年10月5日[16]	2023年～2025年	2026年[17]	2026～2027年
2024 LTI制度	2024年9月19日[18]	2024～2026年	2027年[19]	2027～2028年
2025 LLTI制度	2025年10月16日[20]	2025年～2027年	2028年[21]	2028年～2029年

9 2019及び2020 LTI制度に関する情報は、インセンティブの付与がそれぞれ2023年及び2024年に終了したため、記載していない。
10 取締役会が2021 LTI制度の受益者への付与手続き及び時期を承認した日（2021年06月09日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
11 2023年12月31日現在のエネルグループの連結財務諸表の承認に際し、取締役会は2021 LTI制度の業績目標の達成度を検証した。
12 2024年9月5日、制度規則に従い、当社は2021LTI制度の受益者により付与された賞与の株式部分の一部を支給した。賞与の株式部分の残りは2025年9月4日に支払われた。
13 取締役会が2022LTI制度の受益者への付与手続き及び時期を承認した日（2022年06月08日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
14 2024年12月31日現在のエネルグループの連結財務諸表の承認に際し、取締役会は2022LTI制度の業績目標の達成度を検証した。
15 2025年9月4日、制度規則に従い、当社は2022LTI制度の受益者により付与された賞与の株式部分の一部を支給した。
16 取締役会が2023LTI制度の受益者への付与手続き及び時期を承認した日（2023年10月04日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
17 2025年12月31日現在のエネルグループの連結財務諸表の承認に際し、取締役会は2023LTI制度の業績目標の達成度を検証した。
18 2024LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日（2024年7月24日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
19 2026年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2024LTI制度の達成状況を検証する予定である。
20 2025LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日（2025年7月30日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
21 2027年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2025LTI制度の達成状況を検証する予定である。

下表は、3年間の業績期間が進行中であるか、又は2025年に受益者に未払報奨金が支払われた制度に関する情報を示している。

			2025年		2024年	
	付与日現在の付与株式数	付与日現在の一株当たり公正価値	支給可能な潜在株式数	支給済株式数	支給可能な潜在株式数	支給済株式数
2021 LTI制度	1,577,773	7.0010	-	420,060[23]	443,608	196,980[22]
2022 LTI制度	2,398,143	4.8495	1,354,130	574, 368[24]	1,858,051	-
2023 LTI制度	4,040,820	5.5540	3,566,126	-	3,804,244	-
2024 LTI制度	2,877,714	6.9730	2,722,050	-	2,877,714	-
2025 LLTI制度	2,337,929	8.539	2,337,929	-	-	-

22 当該表は2021LTI制度の受益者に対して2025年9月4日に報奨された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者により付与された支給株式部分を構成するものである。

23 当該表は2021LTI制度の受益者に対して2024年9月5日に報奨された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者により付与された支給株式部分を構成するものである。2021LTI制度の規定の条項及び手続に従い、株式部分の残余支払は、2025年9月4日に支払われた。

24 当該表は2022LTI制度の受益者に対して2025年9月4日に報奨された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者により付与された支給株式部分を構成するものである。2022LTI制度の規定の条項及び手続に従い、支給株式部分の残りは2026年度に繰り延べられる。

当該資本性金融商品の公正価値は、付与日現在の当社株式の市場価格に基づいて測定されている。

株主持分要素の費用は、資本部分の費用は、付与された資本性金融商品の公正価値に基づいて決定され、資本準備金を通じて権利確定期 間にわたって認識される。

当グループが2025年に純損益を通じて認識したコストの総額は16百万ユーロ（2024年現在10百万ユーロ）である。

承認された制度の終了や変更はない。

注記53.関連当事者

関連当事者は、IFRSの規定及び該当するCONSOBの措置に基づいて特定されている。

発電、配電、送電、売電及び天然ガス販売の分野の事業者として、当社は当グループの支配株主であるイタリア政府により直接又は間接的に支配されている多数の会社と取引している。

当該取引先との間で行われた主な取引の種類の要約の表は以下のとおりである。

関連当事者	関係	主な取引の性質
単一購入者	経済財務省による（間接的な）完全支配	市場保護強化のための電力購入
Cassa Depositi e Prestiti Group	経済財務省による直接支配	付随サービス市場に係る電力販売（Terna） 送電サービスの販売（Eni Group） 送電、給電及び検針サービスの購入（Terna） 郵便サービスの購入（Poste Italiane） 発電所用燃料及び天然ガス備蓄供給サービスの購入（Eniグループ）
ESO‐エネルギーサービス事業者	経済財務省による（直接）完全支配	補助金交付対象となる電力の販売 再生可能資源インセンティブのA3コンポーネントの支払
EMO‐エネルギー市場事業者	経済財務省による（間接的な）完全支配	電力取引所に係る売電（EMO） 揚水及び発電所計画の下での電力取引所に係る電力の購入（EMO）
Leonardo Group	経済財務省による直接支配	ITサービスの購入及び物品の供給

これらの取引先と義務的に行われる主な取引には、以下のようなものがある：

- ＞ 単一購入者から電力を購入し、規制市場の需要家に再販する。イタリアでは、全ての供給業者（エネルを含む）が規制市場で販売する電力は、経済財務省が（間接的に）完全に管理する事業体である単一購入者から購入することが義務付けられている。
- ＞ エネルギー市場運営機関（EMO）が管理するイタリア電力取引所での電力売買が義務付けられる。
- ＞ エネルが送電網事業者であるTernaとの間で、付随サービス市場におけるエネルギーの販売や、電力の輸送、発送、検針に関連するサービスの購入など、義務的に行っている業務。

また、当グループは基本的に、関連会社又は当グループが非支配持分を有する会社と商取引を行っている。
最後に、当社は、年金基金FOPEN及びFONDENELの他、社会及び医療支援の提供に特化したエネルの非営利会社、Fondazione Enel及びEnel Cuoreとも制度的関係と社会的プロジェクトを維持している。
関連当事者との全ての取引は通常の市場取引条件に基づいて行われており、場合によってはエネルギー、ネットワーク及び環境の規制当局によって定められている。

上記の情報を踏まえ、以下の表には、経済・財務省により直接的又は間接的に支配されている企業（「非適格な関連当事者」）との間で実施しなければならない取引金額も記載されている。

前へ　次へ

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の関連当事者、関連会社及びジョイント・ベンチャーとの取引及び当該期間中の取引は以下のとおりである。

百万ユーロ

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi and Prestiti Group[1]	その他	2025年度合計	関連会社及びジョイント・ベンチャー	2025年度総合計	財務諸表上の合計	割合（%）	うち非適格関連当事者
損益計算書											
販売及びサービスから生じた収益	-	2,890	68	2,640	233	**5,831**	136	**5,967**	**78,057**	**7.6%**	**5,063**
その他の収益	-	-	-	2	3	**5**	2	**7**	**2,289**	**0.3%**	**-**
その他の金融収益	-	-	-	2	-	**2**	101	**103**	**4,169**	**2.5%**	**2**
電力、ガス及び燃料の購入	316	5,972	39	1,316	1	**7,644**	210	**7,854**	**33,869**	**23.2%**	**6,709**
サービス及びその他の原材料の費用	-	29	3	3,642	55	**3,729**	240	**3,969**	**19,455**	**20.4%**	**3,331**
その他の費用	10	152	-	68	5	**235**	1	**236**	**4,215**	**5.6%**	**227**
商品契約から生じた純損益	-	-	-	14	-	**14**	(1)	**13**	**747**	**1.7%**	**14**
その他の金融費用	-	-	-	19	-	**19**	69	**88**	**5,180**	**1.7%**	**-**

(1) **主に以下の残高を含む。**Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

	単一購入者	EMO	ESO	Cassa Depositi and Prestiti Group[1]	その他	2025年12月31日現在の合計	関連会社及びジョイント・ベンチャー	2025年12月31日現在の総合計	財務諸表上の合計	割合（%）
財政状態計算書										
その他の非流動金融資産	-	-	-	3	-	**3**	1,100	**1,103**	**8,472**	**13.0%**
その他の非流動資産	-	-	-	108	-	**108**	-	**108**	**2,064**	**5.2%**
営業債権	-	84	6	830	37	**957**	61	**1,018**	**14,555**	**7.0%**
その他の流動金融資産	-	-	-	784	-	**784**	174	**958**	**3,941**	**24.3%**
その他の流動資産	-	5	18	10	2	**35**	3	**38**	**3,386**	**1.1%**
長期借入金	-	-	-	489	1	**490**	257	**747**	**56,983**	**1.3%**
非流動契約負債	-	-	-	10	9	**19**	-	**19**	**5,495**	**0.3%**
非流動金融デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	3	**3**	**3,314**	**0.1%**
短期借入金	-	-	-	-	-	**-**	9	**9**	**2,975**	**0.3%**
1年内返済予定の長期借入金	-	-	-	96	-	**96**	23	**119**	**8,803**	**1.4%**
営業債務	152	127	81	977	9	**1,346**	156	**1,502**	**11,827**	**12.7%**
その他の流動金融負債	-	-	-	2	-	**2**	1	**3**	**910**	**0.3%**
流動契約負債	-	-	-	32	27	**59**	-	**59**	**2,833**	**2.1%**
その他の流動負債	-	-	-	-	32	**32**	4	**36**	**14,799**	**0.2%**
その他の情報										
提供した保証	-	-	-	10	20	**30**	-	**30**		
受領した保証	-	-	-	158	-	**158**	-	**158**		
コミットメント	-	-	-	26	-	**26**	-	**26**		

(1) 主に以下の残高を含む。Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

百万ユーロ

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi and Prestiti Group[1]	その他	2024年度合計	関連会社及びジョイント・ベンチャー	2024年度総合計	財務諸表上の合計	割合（%）	うち非適格関連当事者
損益計算書											
販売及びサービスから生じた収益	-	2,726	78	2,079	256	**5,139**	189	**5,328**	**73,914**	**7.2%**	**4,461**
その他の収益	-	-	47	18	3	**68**	14	**82**	**5,033**	**1.6%**	**64**
その他の金融収益	-	-	-	-	-	**-**	209	**209**	**2,409**	**8.7%**	**-**
電力、ガス及び燃料の購入	1,052	6,275	40	1,210	1	**8,578**	136	**8,714**	**30,282**	**28.8%**	**7,835**
サービス及びその他の原材料の費用	-	44	3	3,375	64	**3,486**	334	**3,820**	**19,240**	**19.9%**	**3,086**
その他の費用	10	144	4	51	1	**210**	2	**212**	**3,940**	**5.4%**	**207**
商品契約から生じた純損益	-	-	-	2	-	**2**	1	**3**	**477**	**0.6%**	**2**
その他の金融費用	1	1	-	18	-	**20**	80	**100**	**7,828**	**1.3%**	**2**

(1) 主に以下の残高を含む。Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

百万ユーロ

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi and Prestiti Group[1]	その他	2024年12月31日現在の合計	関連会社及びジョイント・ベンチャー	2024年12月31日現在の総合計	財務諸表上の合計	割合（%）
財政状態計算書										
その他の非流動金融資産	-	-	-	3	1	**4**	860	**864**	**7,607**	**11.4%**
流動金融デリバティブ資産	-	-	-	-	-	**-**	2	**2**	**2,003**	**0.1%**
その他の非流動資産	-	-	-	3	-	**3**	-	**3**	**1,937**	**0.2%**
営業債権	-	133	5	1,144	38	**1,320**	166	**1,486**	**15,941**	**9.3%**
その他の流動金融資産	-	-	-	783	2	**785**	1,179	**1,964**	**4,854**	**40.5%**
その他の流動資産	-	-	59	19	2	**80**	22	**102**	**3,891**	**2.6%**
長期借入金	-	-	-	369	-	**369**	282	**651**	**60,000**	**1.1%**
非流動契約負債	-	-	-	11	6	**17**	-	**17**	**5,682**	**0.3%**
非流動金融デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	8	**8**	**2,915**	**0.3%**
短期借入金	-	-	-	2	-	**2**	7	**9**	**3,645**	**0.2%**
1年内返済予定の長期借入金	-	-	-	89	-	**89**	22	**111**	**7,439**	**1.5%**
営業債務	254	298	381	1,701	6	**2,640**	96	**2,736**	**13,693**	**20.0%**
その他の流動金融負債	-	-	-	-	-	**-**	1	**1**	**845**	**0.1%**
流動金融デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	6	**6**	**3,584**	**0.2%**
流動契約負債	-	-	-	25	12	**37**	-	**37**	**2,448**	**1.5%**
その他の流動負債	-	-	-	-	39	**39**	3	**42**	**15,087**	**0.3%**
その他の情報										
提供した保証	-	-	-	10	26	**36**	-	**36**		
受領した保証	-	-	-	136	-	**136**	-	**136**		
コミットメント	-	-	-	25	-	**25**	-	**25**		

(1) 主に以下の残高を含む。Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

前へ　次へ

IAS第24号に規定されている取締役、監査役及び経営幹部の報酬の開示については、以下の表を参照のこと。

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
取締役、法定監査役及びジェネラル・マネージャーの報酬				
短期給付	8	5	3	60.0%
株式に基づく報酬	2	1	1	-
合計	**10**	**6**	**4**	**66.7%**

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
経営幹部の報酬				
短期給付	9	7	2	28.6%
株式に基づく報酬	3	1	2	-
合計	**12**	**8**	**4**	**50.0%**

なお、エネルグループが導入しているコーポレート・ガバナンスの規則は、当社のウェブサイト（www.enel.com）に掲載されている「コーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書」で詳しく説明されており、関連当事者との取引の透明性と手続き上及び実質上の適切性の確保の条件を定めている。
2010年11月、エネル・エスピーエーの取締役会は、エネル・エスピーエーが直接又は子会社を通じて行う関連当事者との取引の承認及び執行に関する統制手続き（関連当事者との取引に関するエネル手続き）を承認した。当該手続きは、直近で2021年6月に更新されている。当該手続き（https://www.enel.com/investors/governance/bylaws-rules-policies で入手可能）は、関連当事者との取引の透明性、手続上及び実質的な適切性を確保するための規則を定めている。当該統制手続はイタリア民法第2391条の2の規定の施行、及び2010年3月12日付けConsob決議第17221号によって発効され、（Consob規則）として改訂された施行規則の施行において採択された。2025年度には、CONSOB規則に基づく財務諸表への開示が必要な関連当事者との取引は行われなかった。

注記54.政府補助金-法律124/2017第1条第125項から第129項に基づく開示

改正法第124/2017号第1条第125項から第129項に準拠し、以下にイタリアの公的機関及び団体から受領した補助金、並びに当社及び完全連結子会社による会社、個人及び官民事業体への寄付に関する情報を提供している。情報開示は以下が考慮される：開示は、（i）イタリアの公的機関／州組織から受領した補助金、（ii）当社及びグループ子会社がイタリアに所在又は設立された官民団体に対して行う寄付、から構成される。

以下の開示は、複数の金融取引で行われた場合でも、同一の付与者／提供者によって行われた10,000ユーロを超える支払いが2025年中に行われたものを含んでいる。これらは現金主義で認識されている。

2018年12月14日付け法律第135号第3条の4、2019年2月11日付け法令第12号で批准した規定に準拠し、受領した贈与においては、2012年12月24日付け法令第234号第52条に規定する国家援助登録簿に記載されている情報を参照のこと。

前へ　　次へ

補助金受領額 単位百万ユーロ

金融機関／助成機関	受益者	金額	注記
企業・メイドインイタリー省（MIMIT）	3SUN Srl	13.28	カターニア工場における革新的な太陽電池モジュール製造のための巨大工場建設に対する分割付与、第2回進捗支払い（TANGO ITaliAN PV Giga factOry）
MIMIT	Enel X Srl	0.40	IPCEI夏季プロジェクトの助成金の第3回進捗支払いIPCEI基金の下で資金提供されたプロジェクト、2021年7月7日付MISE政令の公募
MIMIT	Enel X Srl	0.22	ISMIプロジェクトの助成金の第1回進捗支払い本プロジェクトは、2016年6月1日付経済開発大臣令に基づき資金提供されたものであり、情報及び電子通信分野における大規模研究開発プロジェクト、並びにイタリアのデジタル・アジェンダの実施及び「持続可能な産業」に関連する特定テーマの推進を目的とした、国家オペレーショナル・プログラム「企業と競争力」2014-2020（ERDF）による介入措置を含むものであり、国内の開発水準の低い地域で実施される。
MIMIT	Enel X Srl	0.13	ISMIプロジェクトの助成金の最終進捗支払い本プロジェクトは、2016年6月1日付経済開発大臣令に基づき資金提供されたものであり、情報技術及び電子通信分野における大規模研究開発プロジェクト、並びにイタリアのデジタル・アジェンダの実施及び「持続可能な産業」に関連する特定テーマに関する施策を対象とした、国家オペレーショナル・プログラム「企業と競争力」2014-2020（ERDF）の介入措置を含み、国内の開発水準の低い地域で実施される。
環境・エネルギー安全保障省（MASE）	e-distribuzione SpA	254.12	NRRPプロジェクトの「スマートグリッド強化」及び「レジリエンス向上」
MASE	e-distribuzione SpA	2.55	RepowerEUプロジェクト - Resilience Lazio及びResilience Marche
MASE	e-distribuzione SpA	110.14	RepowerEUプロジェクト - 北部スマートグリッドセンターの強化と南部スマートグリッドの強化
MASE	e-distribuzione SpA	0.52	RepowerEUプロジェクト - Resilience Lazio及びResilience Marche
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.13	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Serra San Bruno一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.09	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Tricarico一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.18	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Girifalco一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.07	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Senise一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.91	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Pontelandolfo一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.30	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Corigliano一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.05	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Pontelandolfo一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.91	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Scanzano Jonico一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.03	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Marsico Nuovo一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.16	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Villapiana一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.01	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Campagna一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.48	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Chiaravalle一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.56	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Lacedonia一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.15	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Campagna一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.78	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Calitri一次変電所

補助金受領額 単位百万ユーロ

金融機関／助成機関	受益者	金額	注記
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.71	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Montefalcone一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.67	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Colle Sannita一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.02	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Birgi一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.14	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Santa Caterina一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.37	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Scordia一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.13	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Pantano d'Arci一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.59	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Grottafumata一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.26	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Santa Croce Camerina一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.48	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Valguarnera一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.87	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Ribera一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.41	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Suio変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.25	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Collesano一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.12	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Caltavuturo一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.40	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Molinara一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.50	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2017 - Suio変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.01	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2019 - Tito一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.01	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2019 - Ragusa 2一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.07	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2019 - Rossano一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.02	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2019 - Melfi Industriale一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.02	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2019 - Avellino Nord一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.79	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2019 - Sciacca一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.99	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2019 - Rossano一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	4.42	PON I&Cプロジェクト2014-2020 - 提案募集2019 - Sciacca一次変電所
シチリア州	e-distribuzione SpA	0.50	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020プロジェクト - Augusta一次変電所
シチリア州	e-distribuzione SpA	0.20	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020プロジェクト - Barrafranca一次変電所
シチリア州	e-distribuzione SpA	0.89	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020プロジェクト - Comiso一次変電所
シチリア州	e-distribuzione SpA	0.66	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020プロジェクト - Dirillo一次変電所
シチリア州	e-distribuzione SpA	0.80	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020プロジェクト - Francofonte一次変電所
シチリア州	e-distribuzione SpA	0.20	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020プロジェクト - Guadalami一次変電所
シチリア州	e-distribuzione SpA	1.34	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020プロジェクト - San Carlo一次変電所
シチリア州	e-distribuzione SpA	0.53	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020プロジェクト - Santa Ninfa一次変電所

補助金受領額 単位百万ユーロ

金融機関／助成機関	受益者	金額	注記
シチリア州	e-distribuzione SpA	0.27	PORプロジェクト SICILY PO FESR 2014/2020 - Troina一次変電所
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.15	ISMI
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.60	ISMI
L'Aquila市	e-distribuzione SpA	7.94	L'AQUILA SMART CITY
大学研究省（MUR）	e-distribuzione SpA	0.02	COMESTO
MUR	e-distribuzione SpA	0.07	リビング・グリッド
経済財務省	Enel Grids Srl	0.03	SALII-IXプロジェクト ComESto
MIMIT	Enel Green Power SpA	0.07	ISMIプロジェクトの助成金の第1回進捗支払い本プロジェクトは、2016年6月1日付経済開発大臣令に基づき資金提供されたものであり、情報及び電子通信分野における大規模研究開発プロジェクト、並びにイタリアのデジタル・アジェンダの実施及び「持続可能な産業」に関連する特定テーマの推進を目的とした、国家オペレーショナル・プログラム「企業と競争力」2014-2020（ERDF）による介入措置を含むものであり、国内の開発水準の低い地域で実施される。
MUR	Enel Green Power SpA	0.46	National Biodiversity Future Centreプロジェクトの報告SALの助成金の第1回進捗支払い本プロジェクトは、2021年12月16日付局長令第3138号（同年12月18日付局長令第3175号により改正）に基づく枠組みのもとで資金提供された。当該枠組みでは、特定のキー・エネーブリング・テクノロジー分野における研究基盤の強化及びR&D分野における「ナショナル・チャンピオン」の創出を目的とした提案の公募が実施されている。本プロジェクトは、国家復興・回復計画（PNRR）のミッション4・コンポーネント2・投資1.4「研究基盤の強化及びキー・エネーブリング・テクノロジー分野における国家的R&Dチャンピオンの創出」の一環として、欧州連合（NextGenerationEU）の資金により実施されている。
MIMIT	Enel Green Power SpA	0.07	ISMIプロジェクトの助成金の最終進捗支払い本プロジェクトは、2016年6月1日付経済開発大臣令に基づき資金提供されたものであり、欧州地域開発基金（ERDF）による国家オペレーショナル・プログラム「企業と競争力」2014-2020の一環として実施されている。当該プログラムは、情報・電子通信技術分野における大規模な研究開発プロジェクトの支援に加え、イタリアのデジタル・アジェンダの推進や「持続可能な産業」に関連する特定テーマへの対応を目的としており、国内の開発が遅れている地域において実施される。
MASE	Enel Green Power Italia Srl	0.11	Arcidosso市における地域暖房プロジェクトに関する助成金の前払分（第1回進捗支払い）本プロジェクトは、2022年7月28日付エネルギー・インセンティブ総局告示第94号に基づく公募により資金提供された。当該公募は、地域暖房システムの開発に関するプロジェクト提案の選定を目的としており、イタリアの復興・回復計画（PNRR）のミッション2「グリーン革命及びエコロジー転換」、コンポーネント3「エネルギー効率及び建物改修」、投資3.1「地域暖房システムの開発」の一環として実施されている。
インフラ・交通省（MIT）	Enel Green Power Italia Srl	11.10	Pozzilloダムプロジェクトに対する助成金の第1回進捗支払い本プロジェクトは、2021年12月16日付インフラ・持続可能モビリティ大臣令第517号に基づき資金提供されたものであり、水供給の安定確保を目的とした基幹水インフラへの投資（NRRF M2C4–I.4.1）の一環として実施されている。
		431.46	**合計**

助成金（単位百万ユーロ）

付与権者	受益者	金額	注記
Enel Global Trading SpA	エネル財団	1.21	2024年の拠出
Enel Global Trading SpA	エネル財団	0.37	EGTR持分50%の前払い エネル財団2025
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	1.01	2024年の拠出
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0.31	前払い50% - 2025年
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0.04	2025年の拠出
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	1.38	特別拠出金残高2024年
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.88	前払い20% - 2025年
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.20	「Nel Cuore dello Spazio」プロジェクト2024
Enel Energia SpA	エネル財団	1.04	2024年拠出残額
Enel Energia SpA	エネル財団	1.05	前払い50% - 2025年
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	1.03	2024年任意拠出金残高の80%
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.91	2025年自由拠出金の50%
e-distribuzione SpA	エネル財団	0.78	2024年任意拠出金残高の50%
e-distribuzione SpA	エネル財団	1.09	2025年自由拠出金の50%
e-distribuzione SpA	シチリア州	0.17	Licata一次変電所（PORシチリア「PO FESR 2014/2020」プロジェクト）に関連する過払金の返金
e-distribuzione SpA	MIMIT	0.12	Palazzolo Acreide一次変電所（PON I&C 2014-2020・2019年公募プロジェクト）の中止に伴う返金
エネル・エスピーエー	MAXXI	0.60	芸術分野における芸術、研究、革新の推進のための助成金
エネル・エスピーエー	エネル財団	0.15	2023年及び2024年の寄付
Enel Produzione SpA	エネル財団	0.48	2025年第1回支払い
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.40	2025年第1回支払い
Enel Produzione SpA	エネル財団	0.59	2024年第2回支払い
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.78	2024年第2回支払い
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2024年を期限とする協会
Enel Produzione SpA	Civitavecchia市	0.17	Santa SeveraのPiazza C. Garbieriにある空気品質管理機器の無償譲渡
Enel Green Power Italia Srl	Fossombrone市	0.05	San LazzaroにあるEnelダム近郊の「Marmitte dei Giganti」遺跡の観光価値向上を目的として、eバイク充電ステーションの寄贈及び休憩所兼トイレ施設として再整備されたコンテナの提供
Enel Italia SpA	サンタ・チェチーリア・アカデミア財団	0.60	財団の文化活動支援を目的とした2025年のEnel Italiaのモーダル寄付金
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala di Milano	0.60	地域社会の文化及び音楽教育の振興と発展を支援するための2025年の寄付
Enel Italia SpA	Spazio Teatro No'hma Teresa Pomodoro	0.03	劇場が推進する文化活動を支援するための自由寄付
Enel Italia SpA	Fondazione per la scuola italiana	0.23	財団の青少年教育への計画的投資を支援するための自由寄付
Enel Italia SpA	Fondazione Banco dell'Energia Ente Filantropico	0.05	貧困家庭のエネルギーコスト削減を目指す財団の取組みを支援するための寄付金

助成金（単位百万ユーロ）

付与権者	受益者	金額	注記
Enel Italia SpA	Fondazione Fratelli Tutti	0.01	財団の目的を支援するための拠出
Enel Italia SpA	Campotosto市	0.04	「自然の円形劇場」プロジェクトのための計画ガイダンス文書の寄贈
Enel Italia SpA	Capitignano市	0.04	「水上の公園」と呼ばれるプロジェクトのための計画ガイダンス文書の寄贈
Enel Italia SpA	交通警察 - 公安局	0.13	研修・情報、交通安全教育、事故防止の分野における共同イニシアティブの促進を目的とした、内務省-公共安全局とEnel Italia SpAとの間の覚書に基づく有用なツール一式の寄贈
Enel Italia SpA	交通警察 - Icarusプロジェクト	0.01	学校での一連の教育集会を通じて、ルールの尊重と交通安全の促進を目的とした学校向けIcarusプロジェクトと組み合わせたコンクール入賞者への輸送サービスの寄贈
Enel Italia SpA	Mai財団（「Fondazione Giuseppina Mai per la Promozione a Ricerca Publicblica and Privateata」）	0.01	STEM分野における女性の活躍を奨励・促進する目的で当財団が募集を開始した「Women in STEM」プロジェクトの一環として、3件の奨学金を提供
		16.58	**合計**

前へ　次へ

注記55.コミットメント及び保証

当グループが締結した約定債務及び第三者に供与した保証は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
保証			
第三者に対する抵当及びその他の保証	2,876	3,300	(424)
仕入先に対するコミットメント			
- 電力購入	54,617	56,438	(1,821)
- 燃料購入	30,614	44,008	(13,394)
- 各種供給	3,826	3,614	212
- 入札	5,888	5,608	280
- その他	6,935	6,757	178
合計	**101,880**	**116,425**	**(14,545)**
合計	**104,756**	**119,725**	**(14,969)**

2025年12月31日現在、エネルグループが引き受けたコミットメント及び第三者に付与された保証の総額は104,756百万ユーロで、2024年比で14,969百万ユーロ減少した。これは、イタリア及びスペインにおける13,394百万ユーロの「燃料購入」のコミットメントの減少を反映している。イタリアでは、既存契約の進展と市場シナリオの策定により、天然ガス価格の低下が指摘された。一方、スペインでは、契約ポートフォリオの変化がコミットメントを全体的に減少させた。
「電力購入」コミットメントは、主にチリにおける契約の進捗と電力価格の動向により、1,821百万ユーロ減少した。

約定債務及び保証の終了の詳細は、注記48「商品購入約定債務」を参照のこと。

注記56.偶発資産及び債務

2025年12月31日現在の主な偶発資産及び負債は以下のとおりである。IAS第37号に規定される要件に従い、裁判で敗訴する可能性があると判断される負債部分について、連結財務諸表において引当金を計上している。

水力発電委譲 Sardinia州 - イタリア

2018年10月、サルデーニャ自治州（RAS）は、3件の議会決議（及び関連規程）により、2029年に期限を迎えるEnel Produzione（EP）所有のサルデーニャにおける3つの大規模水力発電委譲権（コギーナス、フルメンドーサ、タロロの発電所、ダム、パイプライン）の管理を、2019年1月1日以降サルデーニャ州の公的機関であるEnasに委託するよう命じた。
EPは、サルデーニャにおけるEPの水力発電委譲及び発電所（ダム、貯水池及びパイプラインを含む）に影響を及ぼすこれらの規定について、上級公共水資源裁判所（TSAP）に提訴した。特に、EPは、これらの規定が、いわゆるベルサーニ政令（立法令第79号/1999）に明らかに抵触するほか、イタリア憲法第117条及びイタリア憲法、欧州人権条約並びにEU基本権憲章によって保護される各種基本原則（私有財産の保護、競争、法的安定性及び私的経済活動の自由など）に明白に違反しており、不当かつEPの既得権に重大な損害を与えるものであると主張している。
手続の過程において、TSAPはまず、当該手続の終結まで争われている規定の効力停止を命じた（より具体的には、TSAPは、控訴の判断が下されるまでEPが当該施設の運営を継続する権利を認めた）。
2023年5月12日付の判決において、同裁判所は、手続上の瑕疵（手続開始の通知不履行）を理由にサルデーニャ州の決議を無効とし、他の申立理由を含めEPの上訴を認めた。
サルデーニャ州は、この判決について、(i) 大審院に対する上訴及び (ii) 権限争議として憲法裁判所への申立てを行った。EPは両手続きに出廷した。
2024年12月28日付命令において、大審院はサルデーニャ州の上訴を認め、TSAPの判断を破棄し、当初TSAPによって審理されなかった全ての残余の上訴理由の審理を同裁判所に差し戻した。EPは、残余の上訴理由の継続審理及び検討のため、TSAPにおける手続を再開するとともに、係争中の規定の効力停止の申立ても同時に行った。
2025年5月21日の決定で、TSAPは中止要求を支持し、結論を明確にするための予備審問を2025年9月17日に設定した。当該審問において、提出された書面に基づき結論が明確化され、裁判官は本件を2026年4月8日の期日における判断のため裁判所に付託した。
憲法裁判所における手続は、2025年4月11日に公表された判決第42号（2025年）により終了し、TSAP判決の取消しを踏まえ、権限争議の申立ては不適法であると判断された。

独占禁止法手続き 12461 - EE - 契約更新 - イタリア

2022年12月13日、競争当局（AGCM）は、Enel Energia SpA（「当社」又はEE）及び他の6社（Hera、A2A、Acea、Eni Plentitude、Engie、Edison）に対し、不公正な商慣行（消費者法の特定の条項及び政令115/2022の第3条、第二次「救済令」の違反）に関する手続きを開始したことを通知した。
特に、競争当局は、EEが、2022年5月から10月までの期間に自社の顧客に送付した価格変更通知が、更新の対象となる財務条件の終了日を明記せず、供給関係の財務条件を変更する際に指揮命令権（ius variandi）の不当な行使を表明した限りにおいて包括的で曖昧であるとして、上述の第二次救済令第3条に抵触していると主張した。
当該手続を開始した措置に伴い、競争当局は事前措置に係る新たな価格変更通知の送付を同時に禁止し、既に送付された価格変更通知の訂正を命じた。
EEを含む、当該命令の対象となった全ての事業者は、第二次救済令で示された期間(8月10日から4月30日まで、その後、政令198/2022「ミレプロローグ令」により2023年6月30日まで延長された)に供給者に禁止された価格変更であるとの前提に基づいた通知に異議を申立てた。

2022年12月22日付の国務院の宣告及び2022年12月29日付のミレプロローグ令は、通知された契約条件を遵守し、相手方の撤回権を害することなく、（期限が経過した申し出による）契約更新について同政令第3条の適用を除外し、従って、これらの契約更新は、指揮命令権（ius variandi）の対象となるものとは区別した。これを受け、競争当局は、2022年12月29日付の予防措置により、当初の予防措置の一部支持を命じ、顧客に送付された関連通知において有効期限が具体的に特定されていない、又はいかなる場合にも事前に決定可能でない、期限経過後の契約の金銭的条件の変更又は更新の禁止を確認した。EEはこの措置に対し、追加理由を求めて上訴した。

2023年5月19日付の判決において、ラツィオ州行政裁判所（TAR ）はEEの主張を認め、2022年12月12日及び2022年12月29日付のAGCMの2つの予防措置を無効とした。AGCMとEEの双方が、同裁判所の決定について国務院に異議を申立てたが、国務院は2024年12月10日、AGCMが公表した予防措置はAGCM自体が採用した制裁措置によって克服されたとして、AGCMの上訴を棄却した。

一方、不公正な商慣行に関する手続きは、2023年11月15日付で通知された措置の公表により終結した。これにより、競争当局は、消費者法第24条及び第25条に違反するとの裁定を下し、EEに対し10百万ユーロの罰金を科し、EEは2023年12月15日にこれを支払った。2024年1月15日、EEはラツィオ州行政裁判所に罰金の無効を申立て、同裁判所は2024年11月18日に罰金を無効とする決定を下した。2025年2月11日、AGCMは国務院でのこの決定に異議を申立て、EEはこの訴訟手続きに出廷した。審問は2026年3月12日に予定されている。

事故に関するe-distribuzioneに対する刑事訴訟手続 – イタリア

2021年7月1日、e-distribuzione SpAは、2021年6月27日から28日の間の夜に起こった請負業者の従業員が負傷し、その後死亡した事故を受けて、ターラント検察庁によって開始された政令231/2001に従って、多くの従業員とマネージャー、及びe-distribuzione SpA自体に対する訴訟手続きの通知を受けた。

捜査段階では、再現不可能な技術的評価が命じられ、2021年12月15日付の検察技術コンサルタントの報告書が提出され、検察官の立件に組込まれた。

その後、被告の一部と死亡した労働者が雇用されていた下請け業者に対して、起訴棄却の通知が送られた。刑事訴訟法第415条の2に基づく予備調査の終了通知が残りの被告及び会社に送付され、2023年4月17日、ターラント裁判所による予備審問が2023年5月23日に実施される旨の通知が送達された。

延期の後、予備審問は2024年2月20日に継続されることになり、被告の1人からの司法取引の要請を含む当事者の審問が行われた。その後の2024年5月21日の審問において、裁判所は被告の1人からの司法取引を受け入れ、他の被告全員について裁判所への送致を命じた。

裁判は2024年10月1日に始まった。検察官のコンサルタントは現在審査中で、次回の審問は2026年2月24日に予定されている。保険会社との合意のもと、死亡者の相続人との間で和解に至るための手続が定められ、責任の認容を伴わない形で、被害者から提起された損害賠償請求を解決する方針とされた。

仲裁手続 Enel Produzione SpA イタリア

2023年第4四半期に、ある石炭供給者がEnel Produzioneに対して仲裁手続きを開始し、2021年中に当事者間で取決められた特定の石炭供給契約の履行を要求したが、その履行は2022年3月、EU規則No.269/2014及びNo.833/2014により課された制裁によりEnel Produzioneにより停止された。既に実行された供給に対して約11.2百万ドル、予想される供給業者に対して約52.9百万ドルと利息を請求した。2025年12月12日に下された仲裁判断において、仲裁廷は、予定されていた供給及び既に実施された供給の双方に関して相手方の請求を全面的に棄却し、また、制裁措置が有効である限りEnel Produzioneが支払いを行うことはできないことを確認するとともに、相手方に訴訟費用の支払いを命じた。

Green Network訴訟 - イタリア

2019年5月8日付召喚状により、Green Network SpA (GN) はEnel Energi SpA (EE) をローマ裁判所に提訴し、EEが競合事業者に移ったであろう顧客を取り戻すために行ったとされる反競争的行為 (違法な利益獲得行為を含む) を確認し、その結果として同裁判所はEEに対し116,049,056ユーロの損害賠償金と利息及び再評価額の支払いと判決の公表を命じた。EEは正式に出廷し、事実上及び法律上、相手方の請求の正当性を争い、請求の完全否定と、軽率な訴訟に対する原告の損害賠償命令を求めた。2025年3月20日、ローマ裁判所（専門家ビジネス部門）はGNの請求を完全に否定し、原告に訴訟費用の支払いを命じた。GNは判決を不服とし、EEは法定期限内に関連手続きに出廷した。第1回審問は2025年10月7日に開かれ、その後ローマ控訴裁判所は、イタリア民事訴訟法第281条の6に基づく判決のための審理を2026年10月13日に延期し、早期最終弁論書及び申立て事項と結論に限定した準備書面の提出期限を付与した。

Enel Energiaに対する個人データ保護当局の罰則手続 – イタリア

2024年2月29日、個人データ保護局（DPA）は、Enel Energia SpA（以下「当社」）に対し、複数の規定措置に加え、79,107,101ユーロの罰金を課すと発表した。
これは、2023年7月にDPAが提起した訴訟に端を発している。当該訴訟において、当社は、代理店の運営を監視・管理するための適切なシステムを導入していなかったと非難され、また、代理店は、2015年から2022年の間に、公式に任命されていない事業者を使用し、自社に損害を与えても利益を最大化することだけを目的としていたとされた。
一方当社は、自らを守るために行動し、罰則措置が講じられた状況に関与した代理店に対して契約上可能な全ての対策を既に実施し、悪質な行為を行った事業者に対して刑事告訴を行っていた。
当社は、DPAが提起した異議は根拠がないと考え、ローマの民事裁判所に対してこの規定を争ったが、同裁判所は2025年9月18日付判決でこの訴えを却下した。Enel Energiaは、この判決を不服として大審院に控訴し、ローマ裁判所に予防的控訴を行った上で、同裁判所の判決が出るまでの一時停止を求めた。両手続きは係属中である。

BEGの訴訟–イタリア、フランス、ルクセンブルク

Enelpower SpA（Enelpower）は、イタリアのBEG SpA（BEG）が申立てた仲裁手続を受けて、2002年に勝訴判決を得て、2010年に大審院による支持を受け、Enelpowerがアルバニアの水力発電所の可能な建設の評価に関する契約に違反したとする主張に関連する損害賠償請求を全面的に棄却した。その後、BEGは、アルバニア法に基づき設立された子会社Albania BEG Ambient Shpk（ABA）を通じて、本件に関しアルバニアにおいてEnelpower及びエネル・エスピーエーを被告とする訴訟を提起した。その結果、2009年3月24日、ティラナ地方裁判所は、Enelpower及びエネルに対し、2004年度分として約25百万ユーロの不法行為に基づく損害賠償、及びその後の年度分については金額未確定の損害賠償の支払いを命じるアルバニア大審院によって維持された判決を下した。判決を受けて、Albania BEG Ambientは430百万ユーロを超える支払いを要求した。
2016年11月、エネル及びEnelpowerは、2009年3月24日にティラナ地方裁判所が下した判決の無効を求めて、アルバニア大審院に訴状を申立てた。2024年11月6日の審問で、裁判所は申立てを却下した。
2022年3月7日付けローマ控訴院の判決で、ローマ裁判所でエネル及びEnelpower により着手された更なる訴訟手続は、前述のABA子会社の発議を通じてEnelpower の有利にイタリアで下された仲裁判断を迂回させたBEGの責任の承認を求めて終結された。当該判決をもってローマ控訴院は2015年6月16日ローマ控訴院で下された第一審判決を支持し、手続における嘆願を棄却した。
2021年5月20日、欧州人権裁判所（ECHR）は、BEGがイタリア国に対して提起した欧州人権条約第6.1条違反の上訴について、判決を下した。当該決定により、同裁判所は、上記仲裁手続の再開を求めるBEGの請求を棄却、また係争中の行為との因果関係がないことを理由に約12億ユーロの金銭的損害に関するBEGの損害賠償請求を棄却、非金銭的損害における15,000ユーロのみを認めた。

しかしながら、2021年12月29日、BEGは、当社及びその法律顧問が根拠なく見せかけであるとみなした訴訟をもって、ECHR判決の結果として約18億ユーロの不法責任に対する損害賠償を要求するために、ミラノ裁判所においてイタリア国を提訴することも決定した。本件でBEGはエネル・エスピーエー及びEnelpowerの連帯責任も主張している。2022年6月14日付け判決をもって、ミラノ裁判所は、州弁護士により提起された管轄外の異議を受入れ、イタリア国の関与原因の審理の管轄から当該裁判所が排他されているとして、Rome裁判所に有利な審理管轄外を宣言し、BEGに被告人に有利な訴訟手続費用を支払うよう命じた。BEGは2022年10月14日の法定期限内にローマ裁判所に命令に対して応対せず、手続は終了した。
しばらくして、2022年11月3日、BEGは終了した手続の損害賠償請求と同じ内容をMilan裁判所に再提出し、BEGが当該判決に同意しないと表明したイタリア国を除外した同じ被告に対して新たな呼出状を提出した。エネル及びEnelpowerは、以前と同様の訴訟のように、全く最もらしいが根拠がないと考えられる請求に異議を唱えるため、法廷に出頭して抗弁する準備をしている。証拠認否の審理の後、裁判所は2023年10月26日、原告の予備的請求を却下する決定を下し、両当事者が最後に意見を陳述する最終弁論を2024年10月17日に設定した。2025年4月7日付判決で、ミラノ裁判所は原告の請求を全面的に棄却した。具体的には、裁判所は、エネルに対する請求を不適法として却下し、Enelpowerに対する請求については本案審理の結果、棄却した。また、BEGに対して、全ての被告の訴訟費用を負担するよう命じた。2025年5月9日、BEGはミラノ控訴裁判所でこの決定に控訴した。2025年9月30日、エネルとEnelpowerが控訴を提出した。
2026年1月20日、ミラノ控訴裁判所はBEGの控訴を棄却し、一審判決を全面的に支持し、弁護士費用の支払いを命じた。

2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決の執行を得るためにAlbania BEG Ambient Shpk（ABA）が行った手続

イタリア

Albania BEG Ambient Shpk （ABA）は、1995年法律第218号第67条に基づき、2009年3月24日付ティラナ地方裁判所の判決の執行を得るため、エネル・エスピーエー及びEnelpower Srlに対し、ローマ控訴院において、2023年9月11日付で控訴を開始した。両社はイタリアでも強制執行の請求に対抗するため、抗弁の準備を進めている。最初の審理の後、控訴裁判所は口頭弁論のため2025年9月18日まで審理を延期した。この審問の後、控訴裁判所は本件を審理に付した。

フランス

2012年2月、ABAはパリ大審裁判所（TGI）において、エネル及びEnelpowerに対し、アルバニアでの判決をフランスで執行可能にするための訴えを提起した。
2018年1月29日、大審院はABAの請求を棄却した。特筆すべき点として、大審院は次のような判決を下した。(i) アルバニアにおける判決は既存の裁定（2002年仲裁裁定）と矛盾しており、(ii) BEGがイタリアにおける仲裁手続きで得られなかった決定をアルバニアで得ようとして、ABAを通じて同一の請求を再度申立てたことは不正行為にあたる。
その後、パリ控訴院は2021年5月4日の判決で、ABAの控訴を全面的に退け、一審判決を支持し、特にアルバニアの判決と2002年の仲裁判断との非整合を全面的に支持し、エネルとエネルパワーにそれぞれ200,000ユーロの訴訟費用を償還するよう命じた。
2023年5月17日の判決で、フランス破棄院（以下「最高裁」）はABAの控訴を棄却し、これによりABAの強制執行申立は決定的に却下された。

控訴裁判所の有利な判決を受け、エネルは、Enel Franceに関してエネルがABAに付与した債権の予防的差押えの解除を得るため、別の手続きを開始した。2022年6月16日の命令をもって、Paris裁判所は事前差押の解除を命じ、同時に、ABAに対してエネルに合計約146,000ユーロの損害賠償及び訴訟費用を支払うよう命じた。ABAは前述の釈放命令に異議を申立て、パリ控訴裁判所は2023年5月17日の判決で控訴を認めた。2023年6月16日、エネルは申立てを行い、2023年12月15日にフランス最高裁に正式に控訴した。2024年4月18日、ABAは裁判所に出頭し、予防的差押えの解除を伝えるとともに、紛争の対象が消滅したことを理由に訴訟手続きを終了するよう最高裁に要請した。エネルは訴訟手続き終了の請求に異議を表明しており、この件に関する裁判所の決定は保留されている。

オランダ

2014年、ABAはアムステルダム裁判所に提訴し、アルバニアの裁判所の判決をオランダで執行可能にするための訴えを申立てた。

ABAに有利な2016年6月29日付け一審判決を受けて、2018年7月17日付け判決において、アムステルダム控訴院は、エネル及びEnelpowerにより申立てた控訴を支持し、アルバニア判決は、恣意的で明らかに不合理であり、従って、オランダの公秩序に反するとして、オランダでの承認及び執行はできないと裁定した。その後、控訴院での手続は、ABAによって提起された従属的な問題に関して継続され、ABAは、特にアルバニアでの発電所建設失敗におけるエネル及びエネルパワーの不法な責任とされたアルバニアにおける紛争の実態に係る裁定をオランダ裁判所に求めた。2019年12月3日、アムステルダム控訴院は、確定判決を下し、ABAが行った全ての請求を棄却したことにより、オランダにおけるアルバニア判決の承認及び執行の否定が確定した。さらに、アルバニア法に基づき本件のメリットを再分析した結果、裁判所はエネル社及びエネルパワー社側に不法行為責任はないと判断し、ABA社に対し、具体的な手続きの一環として定量化される、不法な保守的差し押さえで発生した損失と、裁判及び上訴手続きの費用を弁済するよう命じた。

2021年7月16日、最高裁判所はABAの上告を完全に退け、裁判費用の返済を命じた。

ルクセンブルグ

ルクセンブルクにおいても、ABAの主導により、JP. Morgan Bank Luxembourg SA は、銀行に関する当グループ両社の債権の予防的差押さえ命令を受けた。

同時に、ABAはルクセンブルクのティラナ地方裁判所の判決の執行を求める申立てを行った。度重なる手続上の遅延により、手続はまだ初期段階にあり、判決は下されていない。特に、ABAによって任命された数人の法定代理人が訴訟から脱退した後、2023年9月、裁判所は訴訟手続きを一時停止した。

米国及びアイルランド

2014年、ABAはニューヨーク州とアイルランドの裁判所でアルバニアの判決の執行を求める2件の訴訟手続を開始したが、それぞれ2018年2月23日及び2月26日に当社及びエネルパワーに有利な判決を下した。アイルランドとニューヨーク州で係争中の訴訟はない。

アルフェデナ市 - COSAP及びCUP料金

2024年9月26日、アルフェデナ市はEnel Produzioneに対し、(i)「Montagna Spaccata」と名付けられた水力発電集水域及び関連構造物に関する公共用地使用料（COSAP）及び2007年から2024年までの単一土地使用料（CUP）についての207百万ユーロの査定、(ii)これらの地域の違法使用の疑いに対する罰金約75.5百万ユーロを通知した。

同市が出した査定通知と罰金は、集水域が占める土地と関連構造物は、市民が利用できない市の公共用資産に属するものであり、従ってCOSAP料金、さらに最近の単一土地使用料（CUP）の対象となるという主張に基づいている。Enel Produzioneは、強制執行の停止を求める申立てを提起するとともに、法廷でこの査定に異議を申立て、罰金に対する抗弁書を提出した。2025年1月22日の審問において、スルモーナ裁判所は査定の執行停止を命じた。 本案に関する裁判は2026年4月16日の審問で継続される。

GNL Endesa Generación SAU仲裁手続きIII – スペイン

2025年1月、液化天然ガス（LNG）生産会社がEndesa Generación SAU (Endesa)に対し、LNG長期供給契約の価格改定を求める仲裁手続を開始した。相手方はエンデサに対し、2025年12月31日までの利息を含め、約200百万ドルの価格調整を要求している。この金額は、2026年最終四半期までに終結する見込みのない手続きの過程で変更される可能性がある。

風力発電所「Peña del Gato」及び「Valdesamario」の単独認可及び環境認可に対する上訴 - スペイン

2024年2月2日及び7日、それぞれにおいて、Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábricaは、レオン行政裁判所に2件の訴えを提起し、Energías Especiales del Alto Ulla SAU（Enel Green Power España SLUの完全子会社、以下「当社」）が取得した風力発電所「Valdesamario」及び「Peña del Gato」の建設及び運営に関する行政許可及び環境影響評価を争った。カスティーリャ・イ・レオン州及び当社はそれぞれ、同協会が提起した上訴に対する反対意見を提出した。「Peña del Gato」風力発電所に関する訴訟については、2025年10月8日付レオン行政裁判所の判決において一部認容され、当該風力発電所に係る環境影響評価及び行政許可が無効とされた。なお、風力発電所の撤去を求める請求については認められていない。当社及びカスティーリャ・イ・レオン州は、カスティーリャ・イ・レオン州高等裁判所に判決を不服として控訴した。控訴手続きは係属中である。「Valdesamario」風力発電所に関する控訴については、一審判決は決定段階にある。

Tractebel訴訟 - ブラジル

1998年、ブラジルの企業CIEN (現在のEnel CIEN) は、Tractebel (現在のEngie Brasil Energia SA) との間で、アルゼンチン-ブラジル間の相互接続回線を通じてアルゼンチンから電力を供給する契約に署名した。2002年の経済危機の結果として導入されたアルゼンチンの規制変更の結果、Enel CIENはTractebelに電力を供給することができなかった。2009年10月、Tractebel は契約違反の疑いでEnel CIENを提訴した。Enel CIENは、アルゼンチン危機の結果としての不可抗力を主な論拠として抗弁を提出した。法廷外で、Tractebelは紛争に関係する相互接続線の30%を取得する計画であることを示した。2023年2月16日の判決で、第一審裁判所は、Enel CIENに対してTractebelにより提出した請求の根拠を棄却した。この判決は2023年3月20日にTractebel によって控訴されたが、2024年2月29日に控訴裁判所は一審判決を支持し、Enel CIENを支持した。2024年3月21日、Tractebelは控訴裁判所の決定に対する明確化の申立てを行い、Enel CIENはこれに回答した。2024年5月10日、控訴裁判所はTractebelが提出した申立てを却下し、Tractebelは高等裁判所に却下に対する異議を申立てた。Enel CIENは現在係属中の手続きのために出廷した。紛争に関わる金額は約855.3百万レアル（約133百万ユーロ）と推定され、それに加えて定量化される損害がある。
同様の理由で、Furnasも2010年5月、Enel CIENを相手取り、電力供給不能を理由に、約571.6百万レアル（約91百万ユーロ）の支払いと損害賠償を請求し、相互接続ラインの70%の取得を要求していた。この裁判は、2019年10月18日に最終判決が下され、Furnasの主張は全て棄却され、Enel CIENに有利な形で結審した。

Cibran訴訟 - ブラジル

Companhia Brasileira de Antibióticos（Cibran）は、非金銭的損害に加えて、1987年から2002年の間のブラジル配電会社による停電の結果被ったとされる損失に対する損害賠償を求めるために、エネルグループ会社Ampla Energia eServiçosSA（現Enel Distribuição Rio）に対して6件の訴訟を起こした。裁判所は、当該案件において統一的な技術評価を命じたが、その結果はEnel Distribuição Rioにとって部分的に不利だった。同社はこの結果を控訴し、新たな調査を求め、これがCibranによる申立ての一部の棄却に繋がった。その後、Cibranは新たな調査結果に異議を申立てたが、成功しなかった。
1995年から1999年にかけての最初の訴訟は、2020年8月24日に判決が確定し、全面的に棄却された。

2006年に提起された1987年から1994年までの訴訟に関して、裁判所は2015年6月1日に、Enel Distribuição Rioに対し、96百万レアル（約23百万ユーロ）に加え、金銭的損害に対する利息、及び金銭以外の損害賠償として8万レアル（約19,000ユーロ）を支払うよう命じる判決を下した。2019年11月6日、リオデジャネイロ裁判所（Tribunal de Justiçaof Rio de Janeiro）は、Enel Distribuição Rioの申立てを認め、Cibranの主張を全て否定する判決を下した。その後、2019年から2022年にかけてCibranが提出した上訴は全て却下され、それに伴い、2019年11月6日のEnel Distribuição Rioを支持する決定は2023年3月24日に確定した。
2001年及び2002年の残りの4件の訴訟は、専門家の意見書による請求の定量化がまだ行われていないため、当初から申立てに関する決定を待って中断されており、現在も中断中である。全ての係争額は未定である。

協同組合との訴訟 – ブラジル

ブラジルの農村地域における送電網拡張プロジェクトの一環として、1982年、当時はブラジル政府が所有し、現在はエネルグループ企業となっているCoelce Companhia Energéticado CearáSA（現Enel Distribuição Ceará（ED Ceará））が、拡張プロジェクトの推進のために設立された複数の協同組合の送電網を使用する契約を締結した。当該契約はED Ceáraが月額報酬を支払うことが規定されており、また送電網の保守も要求されていた。
特別な状況で設立された協同組合間のこれらの契約は、契約によって管理される送電網を具体的に特定していなかったため、多くの協同組合が契約で合意された料金の改定等を求めてED Ceáraを訴えた。
これらの訴訟には以下が含まれる。(a) Coop‘erativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda（COPERVA）が提起した約602百万レアル（約92.5百万ユーロ）の訴訟。この訴訟でCOPERVA は、送電網の使用契約において合意された使用料の改定を要求しており、その額はリース資産価値の1.5%に達する可能性がある。ED Cearáは第一審及び第二審において有利な判断を得ており（これにより、本件に関連する他の案件についても有利な先例が確立された）、その後多数の上訴が提起された。これらのうち、リース契約が有効であった特定期間に関する約40.9百万ユーロの案件については、2025年6月12日付判決によりED Cearáに有利に解決され、当該判決は確定している。残りの請求額約51.6百万ユーロに関する訴訟の解決は現在も係属中である。(b) Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda（COERCE）による約341.3百万レアル（約55百万ユーロ）の請求については、2025年8月26日、ED Cearáに有利な第一審判決により解決し、当該判決は確定している。

ANEEL訴訟－ブラジル

2014年、Eletropaulo（現Enel Distribuição São Paulo、以下「当社」）は、ブラジル連邦裁判所に、Agenncia Nacional de Energia Elétrica（ANEEL、国家電力庁）の行政措置の無効を求める訴訟を起こした。当該措置は、2012年に遡及して、その後の規制期間（2011‐2015）において料率決定に適用される負の相関係数を導入している。当該規定に伴い、ANEELは、以前に料率に含まれていたネットワークの一部の要素の価額の返還を命じた。これは、当該要素は存在せず、料率に追加の構成要素を含めるとするEnel Distribuição São Paulo の要求を拒否したことによる。ANEELの行政措置に対する異議申立てを受け、2014年9月9日に予防的に中止された。一審の訴訟手続きは2024年4月10日付の決定により結審し、Enel Distribuição São Paulo の要求は棄却された。この決定に対し、同社は控訴裁判所に対し、本案に関する第二審判決までの予防的中止の確認を求める控訴も行い、2024年6月21日に認められた。2024年8月5日、ANEELはこの条項の執行を中止した最後の決定に異議を申立て、2024年9月9日、Enel Distribuição São Paulo社は反訴を提起した。訴訟額は約14億レアル（約215.4百万ユーロ）である。

Endicon - ブラジル

2021年10月17日、Endicon（旧エネルのブラジルにおけるサービスプロバイダー）は、Enel Distribuição Rio及びEnel Distribuição Cearáを相手取り、約654.2百万レアル（約101.6百万ユーロ）の損害賠償を求める訴訟を提起した。この訴訟においてEndiconは、契約の履行中にグループ会社に起因するとされる特定の事象が発生し、Cearáによる契約上の権利の濫用によって契約の管理に損失が生じ、金銭的及び非金銭的損害が発生したと主張した。2022年5月10日に各社に通知されていた予防措置が取消されたことを受け、同措置に対する不服申立てが続いている。2021年12月2日、Enel Distribuição Rio及びEnel Distribuição Cearáは、本案訴訟において、第一審、第二審ともに裁判所によって却下された手続き面に関する予備的異議申立てを含む抗弁を行った。同時に、本件が提起された裁判所の管轄（地域的管轄）を争うための付随手続が進行中である。
本案に関しては、裁判は第一審の審理段階で継続している。2024年3月19日、グループ各社は裁判所に対し、会計報告書及び追加証拠書類の提出を求めた。

Socrel - ブラジル

EnelDistribuiçãoSãoPauloは、ServiçosdeEletricidadeとTelecomunicaçõesLtda (Socrel) から、Socrelの流動性危機の原因となったと主張する当事者間の一連の契約を含むグループ会社による契約の違法な終了によって引き起こされた損失に対する損害賠償を求めて提訴された。手続き中に公表された専門家の報告書に従い、Socrelの要求は263百万レアル（約41百万ユーロ）と見積られた。2023年3月27日の判決において、サンパウロ州司法裁判所はSocrelの請求を全面的に否定した。Socrelが2023年5月15日にこの判決に異議を申立てた結果、2023年11月8日付の決定で覆され、第一審では認められなかった口頭証拠を審理するために差し戻された。2023年11月24日、Enel Distribuição São Pauloは、一審判決を無効とする規定に対して明確化の請求を行ったが、控訴裁判所は2023年12月19日に却下した。2024年2月26日、Enel Distribuição São Pauloはこの最終決定に対して最高裁判所に上訴を申立て、Socrelは2024年3月27日に反訴を申立てており、現在係争中である。2025年3月13日、Enel Distribuição São Pauloの上訴は棄却された。そのため、2025年8月26日の審問で、当初却下されたSocrelの証拠を取るため、事件は第一審に戻された。2025年11月5日、一審裁判所はEnel Distribuição São Pauloを支持する判決を下したが、Socrelはこれを不服として控訴していた。控訴は係争中である。

CTEEP - ブラジル

2021年3月16日、Enel Distribuição São Paulo（旧Eletropaulo Metropolitana Electricidade de SãoPaulo SA-Eletropaulo）は、送電事業者であるISA CTEEP-Companhia de Transmissãode Energia Elétrica（CTEEP）に対して、約15億レアル（約250百万ユーロ）の債権回収訴訟をサンパウロ司法裁判所に提起した。これは、Eletropauloの民営化前に発生した債務の原債務者として、Centrais Elétricas Brasileiras SA（Eletrobras）に対して行われたもので、この債務は、当初、和解契約の一環として、EletropauloからCentrais Elétricas Brasileiras SAに支払われていた。
控訴裁判所は2023年9月26日付の決定により、Enel Distribuição São Pauloの請求を棄却した一審判決を支持し、また、敗訴に伴う被告側の訴訟費用を請求額の現在価値の13%とし、2025年12月時点で約303.5百万レアル（約47.1百万ユーロ）に相当する金額とした。2024年1月12日の判決で、控訴裁判所はEnel Distribuição São Pauloによるこの判決に対する控訴を棄却した。2024年2月23日、同社は上級裁判所にこの判決を不服として控訴し、2024年3月25日、CTEEPはこの点に関する抗弁を提出した。その後、この判決は、特に関連性の高いケースで認められる弁護士費用の算定方法に関する高等連邦裁判所の判決が出るまで保留された。手続の再開後、Enel Distribuição São Pauloが提起した特別上告は現在も係属しており、費用の比例性の違憲の可能性を主張している。一方、2025年4月1日には、特別上告（特別抗告）は棄却され、費用の算定に関する連邦法規違反の可能性などが主張された。2025年4月29日、Enel Distribuição São Pauloは、特別抗告を却下した決定を不服とし、現在抗告手続き中である。

2023年11月サンパウロでの大停電 – ブラジル

2023年11月3日にEnel Distribuição São Paulo（ED SP）の委譲契約対象地域を襲った深刻な気象事象を受けて、2025年12月31日時点で、自治体の代表者、労働組合、政党、検察官及び公選弁護人事務所により提起された398件の個別訴訟及び6件の集団訴訟が係属しており、予防的措置の付与、ED SPによる支援の提供、情報・資料の提出、配電サービス水準の維持、並びに個別及び集団の金銭的損害及び非金銭的損害（裁判により確定）の賠償の支払いが求められている。2件の集団訴訟は、最終的にED SPに有利な判決が下された。2025年12月31日現在、個々の行動の総額は約19.2百万レアル（約2.9百万ユーロ）であったが、集団行動の総額は未定である。

2023年11月リオデジャネイロでの大停電 – ブラジル

2023年11月18日にEnel Distribuição Rio de Janeiro（EDR）の委譲契約対象地域を襲った悪天候の後、自治体、検察官、国選弁護人事務所の代表により、予防措置の許可、ED RJによる支援の提供、情報／文書の提供、支援措置の維持、そして裁判で決定される個人及び集団の金銭的及び非金銭的損害賠償の支払いを求める個人訴訟と集団訴訟が提起された。当該訴訟の件数は、2025年12月31日時点で個人訴訟が1,207件、集団訴訟が18件である。2件の集団訴訟は、EDRに有利な最終判決で終結した。2025年12月31日現在、個々の行動の総額は約31.7百万レアル（約4.9百万ユーロ）であったが、集団行動の総額は未定である。

2024年10月サンパウロでの大停電 – ブラジル

2024年10月11日にEnel Distribuição São Paulo（ED SP）の委譲契約対象地域を襲った深刻な気象事象を受けて、2025年12月31日時点で、自治体の代表者、検察、団体、政党、連邦政府、São Paulo州及び一部では個人により提起された758件の個別訴訟及び9件の集団訴訟が係属しており、サービス品質の向上のための仮処分の付与及び委譲に対するAgência Nacional de Energia Elétrica（ANEEL）の介入が求められている。本案に関して、原告は個人及び集団の金銭的及び非金銭的損害賠償の支払いを求めており、1件では、委譲契約の無効とED SPに対する制裁措置の実施を求めている。2件の集団訴訟は、最終的にED SPに有利な判決が下された。2025年12月31日現在、個々の行動の総額は約17.5百万レアル（約2.8百万ユーロ）であったが、集団行動の総額は未定である。

2025年12月São Pauloでの大停電 – ブラジル

2025年12月10日にEnel Distribuição São Paulo（ED SP）の委譲契約対象地域を襲った深刻な気象事象を受けて、2025年12月31日時点で、São Paulo州の検察官及び3つの自治体により提起された305件の個別訴訟及び4件の集団訴訟が係属しており、これらに関して、サービス品質、顧客の再接続及び情報・資料の提供に関する措置の実施を命じる仮処分が発令されており、不履行の場合には金銭的制裁が適用される。本案においては、仮処分の確認、金銭的損害及び非金銭的損害（算定額は未定）の賠償、並びに一定の履行義務の実施が求められた。2025年12月31日現在、個人訴訟の総額は約4.4百万レアル（約696,000ユーロ）で、集団訴訟の額は未定である。

IPDEC訴訟 - ブラジル

IPDEC（Instituto de Defensa de los Consumidores）は、Enel Distribuição Ceará（ED Ceará）及びAgência Nacional de Energia Elétrica（ANEEL）に対し、「非技術的損失」等のエネルギー窃盗に関連する費用が料金に含まれていることを争う訴訟を起こした。2024年1月、ED Cearáは、第一審裁判所が反対当事者の請求を一部認容し、当該コストを非技術的損失に含めることは違法であると判断したものの、その効力は遡及せず、判決が確定した時点以降にのみ適用されるとした判決に対して上訴した。控訴審手続は、2025年11月4日にED Cearáに有利な判決により終結し、これに対してIPDECが上訴した。訴訟額は未定である。

Enel Distribuição São Pauloの料金改定 – ブラジル

Eletropaulo（現Enel Distribuição São Paulo、ED SP）及びAgência Nacional de Energia Elétrica（ANEEL）に対して提起された集団訴訟の一部として、第一審裁判所はED SPに有利な判決を下した。この訴訟では、原告はANEELに対し、ED SPが持分に対して支払われた利息に関して享受したはずの税制上の優遇措置を踏まえ、2003年に開始された料率改定に負のコンポーネントを含めるよう求めた。また、ED SPに対し、前述の優遇措置の影響を料金に織り込まなかったことを理由として、消費者が請求された金額の2倍を弁済するよう求めた。しかし、2024年4月3日、控訴裁判所は後者を否定する判決を下した。2024年4月10日、ED SPは同裁判所に判決の釈明を求めたが、2024年8月27日に却下された。2024年9月19日、ED SPはこの決定に対し、法律違反を理由とする特別抗告と憲法原則違反を理由とする特別抗告を行った。2025年4月4日、ED SPとANEELの上訴は却下された。両当事者はこの判決を不服として控訴し、現在係争中である。訴訟額は未定である。

パラティ市とEnel Distribuição Rioの民事訴訟 - ブラジル

パラティ市は、Ampla（現Enel Distribuição Rio、EDR）に対し、委譲契約満了まで同市の送電網の近代化を推進するようEDRに命じた最終判決の執行を求める訴訟を提起した。裁判官は定量化のための技術コンサルタントを任命し、現在交渉のため手続きは中断されている。訴訟額は現時点では未定である。

集団訴訟Fortaleza市 – ブラジル

2025年4月、Fortaleza市の市議会議員が、Enel Distribuição Ceará（ED Ceará）、Fortaleza市及びCeará州を相手取り、Fortaleza市（Ceará州）における送電線の埋設、集団的精神的損害の賠償、及び予防措置として現在の配電網の改善工事を求める訴訟を起こした。予防措置は2025年4月21日付けで却下された。ED CearáとFortaleza市は2025年5月に本案に対する抗弁を提出し、現在係争中である。請求額は未定である。

集団訴訟Ceara州 – ブラジル

2025年4月、Ceará州代表がEnel Distribuição Ceará（ED Ceará）及びAgência Nacional de Energia Elétrica（ANEEL）に対して起こした集団訴訟は、サービス品質に関する問題を理由にED Cearáの委譲契約更新に異議を唱え、予防措置として現在進行中の更新手続きの停止を要求することを目的としていた。ED Cearáは2025年6月に抗弁を申立て、判決は係争中である。請求額は未定である。

São Paulo市 - ブラジル・São Paulo州の委譲の更新

2025年8月8日、São Paulo市は、Enel Distribuição São Paulo（ED SP）、Agência Nacional de Energia Elétrica（ANEEL）及び連邦政府を相手取り、訴訟を提起し、（仮処分としても）ED SPの委譲更新手続の停止及び、サービス品質の低さが主張されていることを理由として、更新に関する特定基準の遵守状況の評価を求めた。2025年10月9日、裁判所は、ED SPに対して進行中の行政手続（通知第0049/2024-SFT（TI）に記載）に係る結論が出るまで、ED SPの委譲の早期更新手続を停止する仮処分命令を発し、また、ANEEL及び連邦政府に対し、更新に関する特定の基準への適合性の確認及び更なる分析の実施を求めた。この命令は2025年10月13日にED SPに通知され、ED SP、ANEEL、連邦政府によって争われている。控訴手続きは係属中である。訴訟額は未定である。

連邦検察の動き - Rio de Janeiroの委譲更新 - ブラジル

2025年9月9日、連邦検察庁は、サービス品質が不十分であるとされることを理由として、Agência Nacional de Energia Elétrica（ANEEL）、Enel Distribuição Rio de Janeiro（EDR）及び連邦政府を相手取り、入札を伴わないEDRの委譲契約の延長を防止することを目的とした手続を開始し、また仮処分として進行中の更新手続の停止を求めた。州裁判所は、連邦裁判所の管轄権を支持し、この事件の管轄権を辞退した。この手続きは係争中である。請求額は未定である。

GasAtacama - チリ

2020年1月、2016年8月にSuperintendencia de Electricidad y Combustibles（SEC）がGasAtacama Chile（現Enel Generación Chile）に対して科した行政制裁金に関する不服申立手続が終了した。この制裁は、Atacama発電所における技術的最低出力及び最小運転時間（発電所の運転に関するパラメーター）に関して、CDEC-SING（負荷経済配分センター）に提供された一部の情報が誤っていたとされることに関連する。手続完了により、罰金額は約6百万ユーロから約432,000ドルに減額され、その金額は同社によって支払われた。

上記の問題に関連して、Aes Gener SA、Electrica Angamos SA、Engie Energía Chile SAを含むSistema Interconectado del Norte Grande (SING) の複数の事業者が、総額約128.8百万ユーロの損害賠償を求めて2017年にGasAtacama Chileを提訴した。2023年10月17日、サンティアゴ民事裁判所は原告の請求を部分的に支持する判決を下したが、その金額は訴訟の次の段階で定量化される。2023年10月31日、この判決は被告全員によって異議申立てられた。審問は2025年10月9日に行われ、2026年2月4日、Santiago控訴裁判所はGasAtacama Chileに有利な判決を下し、一審判決を無効とし、原告の請求を全面的に棄却した。判決はまだ確定していない。

Compañía Minera Arbiodo – チリ

2016年、Compañía Minera Arbiodo及びIngenieros Asesores Limitadaは、国家環境省、エネルギー省、鉱山省（以下「省」）、Servicio Nacional de Geología y Minería（Sernageomin）、 Enel Green Power Chile （EGP Chile）及びParque Eólico Taltal SA（Taltal、及びEGP Chileと併せて「会社」）に対する訴訟を提起した。原告は、2012年に付与された省の許可に基づき建設されたタルタル風力発電所の敷地の地下にある土壌に対する採掘権が侵害された結果、損失を被ったと推定されるとして、損害賠償を求めている。

2023年12月6日、サンティアゴ民事裁判所はTaltal SA及びEGP Chileに対し、Sernageominと連帯して、約3,460億チリ・ペソ（約326.8百万ユーロ）を原告側に支払うよう命じた。

この決定に対して、同会社、同省、Sernageomin、Arbiodoが不服申立てを行った。2024年6月18日、一審判決の根拠となったいくつかの法的前提に対し、同会社が憲法裁判所に上告したため、上訴手続きは中断された。2025年3月5日の審問で、憲法裁判所は両社の控訴を棄却し、第2審の審理が再開された。同社と社外弁護士は、控訴審で原告の主張が支持される可能性は低いと考えている。

El Quimbo - コロンビア

ウイラ地域（コロンビア）の400MWの水力発電所のEmgesaによる建設においてEl Quimboプロジェクトに関して、影響を受けた地区の住民及び漁民が提起した多くの訴訟（「集団訴訟」及び「住民訴訟」）が係属中である。より具体的には、現在予備的段階にある最初の集団訴訟が、発電所の建設が事業収入を約30%減少させたと主張するガルソン地区の1,900人余りの住民によって申立てられた。第二の訴訟は、Huila市の5つの自治体の住民及び企業／団体により提起され、2011年8月から2012年12月までの間の橋（Paso El Colegio）の閉鎖に関連する損害の賠償を求めるものであり、当該訴訟は有利な判決により終結し、2025年3月26日に控訴審においても確認された。住民訴訟若しくは集団訴訟に関して、中でも特に環境認可の停止を主張する地域の多数の住民によって2008年に申立てられた。当該訴訟の一環として、2020年9月11日、ウイラ裁判所はEmgesaに一部不利な判決を下し、環境認可において規定されている義務の履行を求めた。「国家環境ライセンス局」（ANLA）及びEmgesaの両者は、当該決定に国家諮問会に異議を申立てた。訴訟はEmgesaの上訴に関して係争中である。一方、別の訴訟において、2024年最終四半期に、国務院はEl Quimboプロジェクトの環境認可の有効性を最終的に確認し、環境認可に規定された履行義務のうち、国務院がEmgesaの責に帰すべからざる事実により執行不能と認定したものについて再度決定するようANLAに命じた。ANLAとEmgesaは、国務院の裁定を遵守するためにあらゆる手段を講じている。

別の住民訴訟は、El Quimbo流域の埋立がEl Quimbo下流のBetania流域の漁業環境に影響を及ぼしていると主張する多くの養魚会社によって提起された。多数の予防的決定を経て、2016年2月22日、Huila裁判所は発電を6か月間継続することを許容する決定を下した。裁判所はEmgesaに酸素レベル要件への準拠を確保する技術的設計の準備、及び約200億コロンビア・ペソ（約550万ユーロ）の担保差入れを命じた。その後ウイラ裁判所は6か月期限を延長し、Emgesaが設置した酸素供給システムが現在まで裁判所が要求する酸素レベルを維持していることを示しているため、裁判所は反対の決定は下しておらず、El Quimbo発電所は発電を続けている。2018年3月22日、ANLA及びCAMは共同でEl Quimbo水力発電所ダム下流の水質モニタリングに係る最終報告書を発表した。両当局は、Emgesaが酸素レベル要件を遵守していることを確認した。2021年1月12日、ウイラ裁判所の第一審判決が下されたことがわかった。判決は、Emgesaが導入した酸素供給システムがベサニー盆地の動物相の保護に伴うリスクを軽減したことを認める一方で、関係する環境当局だけでなくEmgesa自体にも一連の義務を課した。特に後者は、流域における水がANLAの検証対象となる河川の動植物にリスクを生じさせないことを確保するための除染事業を実施するとともに、ANLAが定めたパラメーターに適合するように酸素供給システムを恒久的に運用することが求められており、2021年3月4日、Emgesaは国務院に当該判決に不服として控訴した。2021年12月31日、国務院はEmgesaの訴えを認める判決を下した。当該訴訟は控訴審レベルで係争中である。

Nivel de Tensión Uno訴訟 - コロンビア

当該係争は、超過料率請求とされる補償を求めてCodensa（現在のEnel Colombia）に対してCentro Médico de la Sabana病院及びその他の当事者によりもたらされた「集団訴訟」に関するものである。当該訴訟は、決議第97/2008号により変更された決議第82/2002号の規定における第一類電圧分類（電圧1kV未満）の利用者及び社会基盤の所有者として利用者が支払うべきであったと原告が主張する助成付き料率をCodensaが適用しなかったとの主張に基づく。2026年2月11日付の判決で、一審裁判官は手続き上の要件を欠くため認められないとして、原告側の請求を棄却した。訴訟の推定価格は約3,370億コロンビア・ペソ（約76.3百万ユーロ）である。

ボゴタのボサ地区及びケネディ地区における洪水に対するグループ行動 - コロンビア

Emgesa SA（現Enel Colombia SA）は、ボゴタ（コロンビア）のボサ地区とケネディ地区の住民により、2010年と2011年にボゴタの河川が氾濫して発生した洪水に対する損害賠償を求める「集団訴訟」を提起された。手続きは予備段階にある。訴訟の推定価格は約22億コロンビア・ペソ（約503.7百万ユーロ）である。

1998年から2004年における公共照明サービスの償還 – コロンビア

2011年後半にコロンビア公共サービス庁（UAESP）とCodensa（現Enel Colombia）間の紛争がCodensaに不利な判決で結審したことを受け、UAESPはEnel Colombiaによる過大請求の償還に関する債権回収のため、強制徴収手続きを開始した。この行政徴収命令は裁判で争われており、現在控訴審で係属中である。2024年4月19日付の追加行政命令により、UAESPは徴収手続きを再開し、割引と遅延利息を含む債権額を約8,220万ユーロに更新した。2024年7月10日、Enel ColombiaはUAESP及び当該命令に対して異議を申立てた。その結果、2024年9月4日、UAESPは債権を約74.3百万ユーロに減額した。Enel Colombiaは2024年12月23日、この追加命令に対して調停を申立てた。2025年3月18日、法廷外審問が開かれたが、不調に終わった。その後、Enel ColombiaはUAESPの2024年9月4日付命令に異議を申立て、回収手続きの停止を求めた。同時に、UAESPに取消しの申立てを行い、回収中の債権の決済の見直しを求めた。2025年4月11日、UAESPはEnel Colombiaの審査請求を認め、債権を約58百万ユーロに減額する新たな決議を行ったため、この申立てはその後取り下げられた。2025年4月29日付け裁定No.237により、UAESPはEnel Colombiaが提案した総額の分割払いを承認し、最初の支払は30%とすることを認めた。支払合意後、Enel ColombiaはUAESPの行政手続きにおいて、請求額の再決定と利息の計算の両方に関して、決議に異議を申立てた。UAESPがこれらの不服申立てを却下して以来、直近では2025年9月15日に、Enel Colombiaは裁判所に異議を申立てる前段階として調停手続きを開始した。2025年12月31日現在の債権額は約51.7百万ユーロである。

Kinoの仲裁 - メキシコ

Parque Solar Don José SA de Cv、Villanueva Solar SA de Cv及びParque Solar Villanueva Tres SA de Cv（総称して「プロジェクト会社」）が、Kino Contractor SA de Cv（Kino Contractor）、Kino Facilities Manager SA de Cv（Kino Facilities）及びEnel SpA（Enel）を相手に提起した仲裁において、プロジェクト会社は、(i) Kino ContractorによるEPC契約の一部条項の違反及び (ii) Kino Facilitiesによるアセット・マネジメント契約の一部条項の違反を主張した（いずれも原告3社が所有する太陽光プロジェクトに関連する契約）。2023年8月4日、最終仲裁判断が通知され、仲裁廷はEnel SpAに対しては管轄権を有しないと判断するとともに、プロジェクト会社の請求を一部認容し、Kino Contractor及びKino Facilities（現Enel Services Mexico SA de Cv、以下「Enel Services」）に対し、総額約77百万ドルの違約金に加え、年率6%の利息の支払いを命じた。その後、Kino ContractorとEnel Servicesは、メキシコの裁判所に裁定無効の申立てを行った。プロジェクト会社は仲裁判断の承認と執行を要請している。この手続きは係争中である。2025年6月27日、相手方が提示したEnel Services及びKino Contractorの銀行口座差し押さえの予防措置要求は却下された。

2023年12月、プロジェクト会社各社は、ニューヨーク州最高裁判所に対し、Kino Contractorが引き受けた債務の保証人として、仲裁判断の規定に基づきエネルが支払うべき代金の支払いを求める訴訟を起こした。当該訴訟は2024年12月3日にエネルに有利な決定で終了し、エネルの抗弁が全面的に認められた。2024年12月にプロジェクト会社側が控訴した後、2025年12月9日、控訴裁判所は本件を第一審裁判所に差し戻した。この手続きは係争中である。

Allianz - 北米

2022年5月18日、High Lonesome Wind Project LLCは、Allianz Risk Transfer Ltdから、プロキシ収益スワップ（PRS）に関連して2021年2月時点で発生したとされる約203百万ドルの負債とその利息に関する訴訟をニューヨーク州上級裁判所に提起された。当該請求は全面的に争われている。本訴訟は現在ニューヨーク南部地区連邦地方裁判所に係属しており、同裁判所は2024年に、PRSに基づきその管轄に属する請求については独立した専門家の前で審理されるべきであると判断し、他方で、残余の請求については手続の継続を認めた。独立専門家による審理は現在進行中である。

Osage Wind - 北米

米国（オーセージ・ネーションの管財人として）及びOsage Mineral Councilが、Enel Green Power North America、Enel Kansas LLC、Osage Wind LLCに対して開始した訴訟において、被告が風力発電所オーセージ風力発電所（総発電容量150MW、84基の風力タービンからなる）の建設のために特定の掘削活動を行うための事前許可をオーセージに要請する必要性が争点となっていた。2024年12月18日、ノース・オクラホマ連邦地方裁判所は第一審決定を下し、2023年12月20日付命令に基づく同発電所の撤去命令を確定し、その期限を2025年12月1日に設定し、被告に約30万ドルを上限とする損害賠償及び関連法律費用の支払いを命じた。被告企業と米国の双方がこの決定について控訴し、被告はまた、2025年3月3日に支持された決定を下した裁判所に対して、執行停止を求める申立てを行った。上訴手続きは終了し、判決待ちである。

Gastalsa - ペルー

2011年、Empresa de Gas de Talara SA（Gastalsa）は、Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería（Osinergmin）及びエネルギー鉱山省に対し、タララ県全域への天然ガス供給権をGastalsaに付与した委譲契約を取消し、Enel Generación Piura SA（EGPIURA）が所有するパイプラインをGastalsaに譲渡するよう命じた措置の取消しを求める訴訟をタララ民事裁判所に提起した。当該訴訟において原告は、ガス供給委譲契約保有者は、一定の条件下で、委譲契約対象地域内の既存のガスパイプラインの所有権を要求できるという規則の適用を求めた。EGPIURAはこの訴訟手続きに参加するために召喚されなかった。

2017年、Gastalsaに有利な一審決定が下されたが、これに対して、EGPIURAが敵対的手続きに違反しているとして異議を申立てた。2022年1月6日に出された新たな判決において、タララ民事裁判所は、(i)影響を受けた第三者（Gasnorp）が提出した没収請求を却下し、(ii)Gastalsaが提出した請求を一部認め、影響を受けた公共団体に対し、(a)Gastalsaに有利な天然ガスサービス委譲契約を回復し、(b)EGPIURAが所有するパイプラインの更新とGastalsaへの譲渡を進めるよう命じる予防措置を発令した。EGPIURAはこの判決に異議を申立て、2022年8月2日、控訴裁判所はGastalsaに不利な判決を下し、新たな決定のために第一審裁判所に差し戻した。この決定の結果、先に発令された予防措置は取消された。
一方、2020年3月、Gasnorpは、民事裁判所がGastalsaに対する没収請求を却下した判決について、憲法裁判所に不服を申立てた。2022年7月、憲法裁判所は、Gastalsaの最初の請求が期限を過ぎてから提出されたことを認め、Gastalsaの権利を失効させた。この決定は最終的なものとなった。憲法裁判所の判決とは異なる判断を下した控訴裁判所の判決を受け、2024年7月11日、憲法裁判所はGasnorpに有利な新たな判決において、控訴裁判所に対し、原控訴の没収の主張を受け入れる新たな判決を出すよう命じた。2025年12月16日、控訴裁判所は憲法裁判所の判決に従い、Gastalsaの申請の遅滞に関してEGPIURAとGasnorpが提起した没収請求を支持した。2026年1月6日、Gastalsaはこの判決を不服として大審院に上告したため、本案に関する第一審の手続きはこの段階が終了するまで中断される。

ブラジルの税務訴訟

PIS/COFINS/ICMS - Enel Distribuição Rio de Janeiro
2017年3月、ブラジル連邦最高裁判所（STF）は、PIS及びCOFINS税の算定に関する判決を下し、ICMS（Imposto sobreCirculaçãode Mercadorias eServiços、商品とサービスの流通に対する税）税はPIS及びCOFINSの算定基礎には含まれていないという主張を確認した。
2021年5月、STFは、2017年3月以前に不服申立てを行った納税者を除き、当該判決は2017年3月の判決から効力を有すると規定した。
STF判決による影響を受けたブラジルの当グループ会社は、既に各々の連邦地方裁判所で法的措置を開始していた。その後、連邦地方裁判所は、PIS及びCOFINSの算定基礎から業務に適用されるICMSを控除する権利を認め、最終決定を各社に通知した。PIS税及びCOFINS税の超過納付は、当該還付可能税の認識と同時に最終顧客に移転されていることから、当該顧客に関する負債は、法的手続で生じた又は生じるべき費用を控除した同額で認識された。当該負債は、還付税金を最終顧客に払戻す義務を表すものである。
この点に関し、Enel Distribuição São Pauloは同社に有利な判決に繋がる2件の手続を開始した。これは、2003年12月から2014年12月、及び2015年1月以降の期間を踏まえたものである。第二の手続に関しては、連邦政府が、2021年5月のSTF裁定により悪影響を受ける当該期間の一部（2017年3月以前）に異議を唱え、同社に対して撤回措置を申立てた。
2022年5月、同社はこの措置に異議を申立てた。様々なレベルの裁判制度を通じて抗弁していく予定である。2023年、控訴審で不利な判決が下された後、同社は判決の明確化を求めて新たな上訴を行った。2024年、当該訴訟は最高裁判所の判決が出るまで中断された。
2025年12月31日時点の手続きに関わる見積額は約217百万ユーロである。

IRPJ/CSLL - Enel Distribuição São Paulo
2021年10月5日、Enel Distribuição São Pauloはブラジル税務当局から、増加額の償却に関する所得税目的の損金算入（IRPJ及びContribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL）を争う税務査定通知を受け取ったが、それはエネルグループによる会社取得前に行われた特別な企業取引によって生じたものであった。当該異議の期間は2017年から2019年までである。

同社は、第一審が不利な決定を下した後、第二審に控訴し、手続きの過誤を理由とする無効を求めた。行政第一審の裁判官は、罰金についてのみ再度判決を下し、その間に行われた有利な規制変更に従うため、罰金を150%から100%に減額した。同社は一部不利な判決を不服として控訴した。
2025年12月、同じケースについて、2020年と2021年に対する新たな納税通知書が送達された。同社はこの査定に異議を唱え、自社の行動は正しかったと主張した。
2025年12月31日現在の係争額は約199百万ユーロである。

PIS - Enel Distribuição São Paulo
2000 年 7 月、Enel Distribuição São Paulo は、規則 (政令法 2.445/1988 及び 2.449/1988) の適用によって支払われた PIS (Programa Integração Social) に対する税額控除を求めて訴訟を起こし、後に連邦最高法廷 (STF) によって違憲と宣言された。
2012年5月、高等司法裁判所（STJ）は当該会社に有利な判決を下し、控除の権利があるとした。
この最終的に有利な判決が下される前の2002年、当該会社は控除分をその他の連邦税と相殺していた。当該処理は連邦税務当局から異議を唱えられたが、会社は行為の正当性を主張し、連邦税務当局により通知された税務更正に裁判にて異議を唱えた。第一審での敗訴を受けて当該会社は控訴した。
2025年12月31日現在の係争額は約119百万ユーロである。

ICMS - Enel Distribuição Ceará
Ceará州は、Enel Distribuição São Paulo及びブラジルの他の全てのエネルギー販売業者に対して、長年にわたり（2015年から2020年までの課税期間）税務査定を行っており、特定の消費者に付与された規制上の割引に対して連邦政府が支払った補助金に対するICMS（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços：商品流通サービス税）を要求してきた。
同社は個々の査定を不服とし、様々な司法レベルで抗弁している。
2025年12月31日現在、係争に関わる総額は約108百ユーロである。

源泉徴収税 - Enel Distribuição Rio
1998年、Ampla Energía e Serviços SA（現Enel Distribuição Rio）は、海外で資金を調達するために設立されたパナマ子会社が引き受けた350百万ドルの債券（「確定利付き債」 - FRN） を発行してCoelce（現Enel Distribuição Ceará）取得の資金を調達した。当時施行されていた特別規則の下では、2008年まで債券を維持することを条件として、Enel Distribuição Rioが子会社に支払う利息は、ブラジルでは源泉税の対象とはならなかった。
しかしながら、1998年の金融危機が当該パナマ子会社にブラジル親会社からの再融資を余儀なくさせ、そのためブラジル親会社は地元銀行から借入れた。税務当局は、この融資は債券の早期償還に相当し、その結果、源泉徴収税の免除を受ける権利を喪失すると考えた。
2005年12月、Enel Distribuição Rioはスピンオフを実施し、残存するFRN債務と関連する権利義務をAmpla Investimentos eServiçosSAに譲渡した。
2012年11月6日、Câmara Superior de Recursos Fiscais（最高レベルの行政裁判所）は、Enel Distribuição Rioに対する判決を下し、同社は直ちに同機関に説明を求めた。2013年10月15日、Enel Distribuição Rioは、説明を求める要求の拒否（embargo de declaração）を通知され、それによって前回の不利な決定が支持された。当該会社は債務の担保を差入れ、2014年6月27日に通常の裁判所（Tribunal de Justiça）での訴訟を継続した。
2017年12月、裁判所は将来下される判決の裏付けにおけるより詳細に問題を検討するための専門家を指名した。2018年9月、専門家は報告書を提出し、追加文書の提出を求めた。
2018年12月、同社は追加の文書を提供し、専門家が提示した結論を考慮して、更なる専門家の意見を要請した。この件は、会社が表明した立場を明確にするため、専門家に委ねられた。

2021年7月、専門家による補足報告書が提出された。その報告書において融資契約の存在が認められ、主に増資により、社債融資は元本・利息ともに終了した。同社は、提出された報告書の公表のために召喚され、税金債務の全額取消しを要求している。
連邦行政手続きにおいて、可否同数の場合に税務当局に決定権を与える規則が適用されたために納税者に不利な結果となった紛争に対する課徴金（及び関連利息）の取消しを義務付ける新法が承認されたことを受け、2024年3月、同社は訴訟の係争額の見直しを求める申立てを提出した。同申立てが認められた後、同社は課徴金と利息の減額を認められた。また、対応する保証の減額も要求する予定である。
2025年12月、同社は違約金の減額を認める一審判決を得たが、主な争点に関する訴訟は継続している。
2025年12月31日現在の係争額は約107百万ユーロである。

IRPJ/CSLL税額控除 - Enel Brasil、Enel Distribuição São Paulo及びEnel Green Power Volta Grande
連邦税務当局は、Enel Brasil、Eletropaulo及びEnel Green Power Volta Grandeに対し、過年度に月次前払いで超過納付した税金から発生するIRPJ（Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas）及びCSLL（Contribuição Social sobre o Lucro Líquido）に関する税額控除の相殺を争う多数の税務調査を行った。
Enel Brasilに関しては、連邦税務当局が、金融収益に対する源泉徴収の証明書の記入に形式的なミスがあったため、同社の所得税の計算が間違っているとみなし、2020課税期間におけるIRPJとCSLLの税額控除の相殺に異議を唱えている。Enel Brasilは、税務評価が単なる形式的な誤りに基づくものであるため、上訴を提出し、様々なレベルの司法権において、主張された相殺の有効性を擁護した。
Enel Green Power Volta Grandeに関して、税務当局は、2019課税期間における IRPJ及びCSLL税額控除の相殺について、税務当局に提出された申告書と、同社が実際に相殺する権利を有していた金額との間に相違があるとして、異議を申立てている。同社は、税額控除を受ける権利は存在し、関連する会計記録と更なる裏付け資料によってその権利を証明できると主張している。
Eletropauloに関しては、1998年に支払われた過剰立替金により発生した未承認の税額控除に関連して、2000年及び2002年の課税期間に相殺された税額控除に関するものである。第一審、第二審の不利な決定を受け、同社は同裁判所に対し、IRPJ又はCSLLの過剰支払いから派生する債権を補償金として使用する可能性について、承認されていない場合又は承認待ちの場合であっても、確立された法理を考慮するよう釈明請求を行った。
2025年12月31日現在の係争額は約105百万ユーロである。

ICMS - Enel Distribuição Rio、Enel Distribuição Ceará及びEnel Distribuição São Paulo
Rio de Janeiro州、Ceará州及びSão Paulo州は、Enel Distribuição Rio（1996年～1999年及び2007年～2017年）、Enel Distribuição Ceará（2003年、2004年、2006年～2012年、2015年、2016年及び2018年）及びEnel Distribuição São Paulo（2008年～2021年）に対して、一定の非流動資産の取得に関連するICMS（商品及びサービスの流通に対する税）の控除の適用を争う複数の税務更正を行った。これらの企業は、税金を正しく控除していると主張し、ICMSを生み出した資産の購入は配電活動に使用することを目的としていると主張して、査定に異議を申立てた。
両社は様々な裁定レベルで抗弁を続けている。
2025年12月31日現在の係争額は約92百万ユーロである。

PIS/COFINS - Enel Green Power Cachoeira Dourada
2024年3月、ブラジル税務当局は、Enel Green Power Cachoeira Douradaに対し、PIS及びCOFINS税に関して、2020年の課税期間に対する税務調査通知書を送達した。具体的には、同社は、アルゼンチンから輸入した電力の購入に関するPICとCOFINSの税額控除を、市場での電力販売に関する同様の課税債務と相殺した。
税務当局は、相殺された税額控除は輸入申告によるものであるため、この相殺は不当であると主張している。
物品の場合、輸入申告は通関及び入国と同時に行われるが、電力の場合は、インボイスの受領及び購入の会計処理の約2か月後に行われる。

しかし、規則にはエネルギー購入に関する特別な例外規定は定められていないため、同社はPISとCOFINSの支払い（売却代金の支払期日）の初月に税額控除を相殺する措置を実施した。
同社は、相殺の妥当性を主張し、課税査定に対して不服申立てを行った。
2025年末、第二審行政裁判所はEnel Green Power Cachoeira Douradaに不利な判決を下し、同社はこれに対して速やかに解釈明確化の申立てを行った。
2025年12月31日現在の係争額は約78百万ユーロである。

PIS/COFINS - Enel Distribuição São Paulo
2017年6月より、連邦税務当局はEnel Distribuição São Pauloに対し、社会保険料（PIS及びCOFINS）に関する税額控除の相殺に異議を唱え、これらの保険料の支払いを求める多数の税務査定通知書（2013-2018課税期間分）を送達した。
税務当局は、同社がPISとCOFINSの控除を請求したのは、配電に不可欠でないため、財政的に関連性があるとは見なされない商品やサービスの購入であると主張している。さらに当局は、購入した電力の「技術的でない」損失に関連する税額控除の主張にも異議を唱えている。
同社は、様々なレベルの司法権において、その計算の正確さを速やかに擁護し、主張されたオフセットの有効性を主張してきた。
2025年、同社は電力購入のために請求されたPIS及びCOFINSクレジットに関して行政当局から肯定的な結果を得ており、税務当局からの対応する評価額の減額を待っているところである。
2025年12月31日現在、係争に関わる総額は約54百万ユーロである。

スペインの税務訴訟

法人所得税‐Enel Iberia、Endesa及び子会社
2018年、スペイン税務当局は、スペインの連結納税制度に参加するグループ会社に関連する通常監査を終えた。2016年に開始された当該監査は（主に2011年から2014年において）法人所得税、付加価値税及び源泉税徴収を対象としている。
主な主張に関連して、関係する会社は第一審の行政レベル（中央経済行政裁判所‐TEAC）に、関連する税額更正に異議を唱え、過去の処理の正当性を主張した。
2022年4月4日、TEACは訴えを退け、同社は裁判所（Audiencia Nacional）に当該処理の抗弁を継続している。
法人税に関する紛争については、不利な結果となる可能性があると考えられる問題は、2025年12月31日現在で約128百万ユーロであった。
(i) Enel Iberiaは、株式売却に伴う資本損失（約88百万ユーロ）及び特定の金融費用（約15百万ユーロ）の損金算入を決定するために採用した基準の妥当性を擁護している。
(ii) Endesa及びその子会社は、主として特定の金融費用 (約20百万ユーロ) と原子力発電所の廃炉費用（約5百万ユーロ）の損金算入に採用された基準の妥当性を擁護している。

2021年、スペインの税務当局は、2015年から2018年までの新たな一般監査を完了した。
2024年10月3日、TEACは上訴を棄却し、同社は法廷（Audiencia Nacional）で自社の行為の正当性について抗弁を続けている。法人税及び特定の金融費用の損金算入に関する主な請求に関して、2025年12月31日現在、不利な裁定が下される可能性のある係争は約213百万ユーロにのぼる（Enel Iberia201百万ユーロ、 Endesa SA12百万ユーロ）。

注記57. 環境プログラム

一部のグループ会社は、欧州連合（EU）の環境政策及びグローバルな国際協定に従って環境保護メカニズムを発展させるために設計された国内又は国際的な環境規制基準の影響を受けている。

57.1 環境プログラムの用語と性質

以下の表は、グループ各社に影響を及ぼす主な環境プログラムの概要である。

プログラム	メカニズムの条件	性質
EU ETS[26]	この制度は全てのEU加盟国に適用され、年間排出量の上限を設定し、欧州全体の排出量を削減するために段階的に削減している。 第4取引期間（2021-2030年）は、EUのパリ協定への貢献の一環として厳格化された。 年間上限では、事業者間で自由に譲渡し、取引することができ、競売への参加を通じて、又は管轄の地方当局によって無料で付与される特定の数の排出枠（認可された各工業プラント）に対応する。 義務を負う企業は、報告期間ごとに、汚染排出量に相当する数個の排出枠を放棄しなければならない。	法律で義務付けられた「キャップ・アンド・トレード」制度。 グループ内では、排出枠はイタリアとスペインで操業する火力発電会社に適用される。当グループが火力発電に従事している国々では、欧州の規制により、欧州排出権（EUA）はオークションを通じて割当てられることになっており、無償で付与されることはない。
エネルギー効率証書	この制度は、欧州連合（EU）指令及び国内法を適用して策定された様々な対策を通じて、エンドユーザーのエネルギー消費量を削減することを目的としている。 この市場性のある証書は、エネルギー効率を向上させる取組みやプロジェクトを直接的又は間接的に実施する企業に対して、管轄の地方自治体から数年間にわたって発行される。 期間終了後、義務を負う企業は、義務付けられた省エネルギー量に相当する証明書を提示する必要がある。	法律で義務付けられている。 当グループは現在、イタリアとスペインでエネルギー効率証書を保有しており、義務を負う企業はそれぞれ配電会社と販売会社である。
原産地保証 (GoO)	この欧州の制度は、再生可能な資源から生産されたエネルギーの利用を奨励することを目的としている。 これらの証書は、特定の基準を満たした再生可能エネルギー発電所に対して、管轄の地方自治体から発行される。この証書は、その有効期間中、発行者がその証書の使用者の要請に応じて取消すまで、その証書を参照する電力とは別に、市場に流通し、取引される。	この仕組みは現在、グループ内のイタリアとスペインの販売会社に影響を及ぼしており、販売会社には、顧客への販売額に応じて一定量のGoOを引渡す義務がある。
再生可能エネルギー証書制度（REC）	この証書は、欧州以外の国では、消費された電力が再生可能な方法で発電されたことを証明するために、再生可能エネルギー発電事業者に付与される。 このスキームの機能は、欧州のGoOに類似している。	この仕組みは任意であり、現在、北米と中南米の一部のグループ会社に適用されている。

57.2 会計方針

当該規制要件から生じる費用の会計処理目的において、当グループは「正味負債アプローチ」を使用している。

この会計方針のもとでは以下のとおりとなる：

- 無償で受領した環境証明書及び当グループの事業活動の結果として自主的に作成した環境証明書で、コンプライアンスのために使用するものは、名目価額 (ゼロ) で認識される。
- 報告期間中に遵守要件を満たすために不足している証明書を取得するために（市場又はその他の対価取引において）発生した費用は、規制要件の遵守の結果生じる「システム費用」であるため、その他の営業費用の純損益に計上されている。
- 報告日時点で入手可能な環境証書の数が、関連する義務を履行するのに十分でない場合（証明書の「不足」）、引当金は「リスク及び費用に係る引当金」に計上される。逆に、報告日に購入した証券の「剰余金」は、注記2.2「重要な会計方針」に言及されている一般原則に従って「棚卸資産」に認識される。

いくつかのタイプの環境証書は、以下に比例して発生する。

- 再生可能資源を使用する工場で発電された電力（例えば、原産地保証や再生可能エネルギー証書）。
- 所轄官庁によって認証された省エネルギー証明書（エネルギー効率証書）。

---

[26] 欧州排出量取引制度

このような場合、そのような証明書を取得する権利は、非貨幣性政府運営助成金として扱うことができるため、当グループはその権利を公正価値で「その他の非流動／流動非金融資産」に計上している。証券が所有権勘定に貸方記入されると、その時点で他の資産から棚卸資産に再分類される。
対応する利益はその他の営業利益に計上される。
取引活動を行うグループ会社にとって、環境証書は通常の事業活動の一環として交換される物品であるため、購入した証書は「サービス及びその他の材料」に計上される。当該証書の売却から生じる収益は、収益の下で認識され、対応する棚卸資産が減額される。
これらの証書の販売による収益は「収益」に計上され、それに伴い棚卸資産が減少する。
デリバティブの定義に準拠する、将来決済される環境証書の売買契約（例えば、先渡契約など）は、「自己使用の免除」に従って、純損益を通じて公正価値で認識・測定されるか、又は特定の状況に基づくヘッジ会計規則に基づいて認識・測定される。詳細については、注記50「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

57.3 財務上の影響

環境証書

国内及び国際的な規制に基づく当該年度のコンプライアンス義務を満たすために必要な証明書に関して、義務を負うグループ会社が認識したシステム料金を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
環境証書の料金				
システム費用‐排出枠許容量	1,126	1,127	(1)	-0.1%
システム費用‐省エネルギー証書費用	178	210	(32)	-15.2%
システム費用‐原産地保証	16	112	(96)	-85.7%
システム費用 - その他の環境証書	5	-	5	-
合計	**1,325**	**1,449**	**(124)**	**-8.6%**

環境証書に係る費用が前年より減少したのは主に以下の要因による。

- ＞ イタリア（89百万ユーロ）及びスペイン（7百万ユーロ）における原産地保証料の減少は、これらの証書の平均価格及び顧客に販売されたグリーン電力の量の減少を反映している。
- ＞ イタリア（24百万ユーロ）及びスペイン（8百万ユーロ）におけるエネルギー効率証書費用の減少。これは主に2025年に取得した証書の数量及び平均価格の減少によるものである。

グループ各社が国内及び国際的な規制の下での順守義務を果たすために使用した環境証書の数量の変化を示す表は以下のとおりである。

	2025年	2024年	2025年	2024年	2025年	2024年
	排出枠（千トン）		原産地保証（GWh）		エネルギー効率証書（TOE）	
1月1日時点の期首残高	14,537	31,237	42,041	38,466	688,631	619,729
自主制作証明書	-	-	26,196	34,468	49,317	45,731
証書購入	13,879	10,024	34,001	29,534	816,614	843,435
証明書の販売	-	(1,150)	-	-	(1,377)	-
適合証明書の発行(1)	(14,696)	(25,574)	(56,775)	(60,427)	(716,727)	(820,264)
12月31日時点の期末残高	13,720	14,537	45,463	42,041	836,458	688,631

(1) 2025年及び2024年に交付された証書：
- 関連規則が定める期限に従い、過去の期間における遵守に関する排出枠及び原産地保証。
- 関連規則が定める期限に従い、現在の会計年度及び過年度の遵守に関するエネルギー効率証書。

環境証書引当金

リスク引当金及び環境証明書に関する料金には、国内及び超国家的規制に基づく当該年度の順守義務の履行に対する証明書不足額に関する料金が含まれる。

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
リスク引当金及び環境認証料-1年以内返済予定分		
排出枠	72	23
エネルギー効率証明書	7	7
原産地保証	97	170
合計	176	200

リスク引当金及び環境証書費用の減少24百万ユーロの内容は以下のとおりである：

＞　イタリア（69百万ユーロ）及びスペイン（4百万ユーロ）における73百万ユーロの原産地保証引当金の減少。

＞　イタリアにおける排出権引当金の49百万ユーロの増加。

2025年におけるリスク引当金及び環境証書の増減は以下のとおりである。

百万ユーロ		引当金	使用	取崩し	その他の変動	
	2024年12月31日現在					2025年12月31日現在
リスク引当金及び環境認証料-1年以内返済予定分						
排出枠	23	81	(31)	-	(1)	72
エネルギー効率証明書	7	-	-	-	-	7
原産地保証	170	99	(70)	(102)	-	97
合計	200	180	(101)	(102)	(1)	176

環境認証に関する政府補助金収入

この表は、その年に発生し、所管当局によって認証された環境認証に対する非金銭的な政府補助金を報告している。これらは主に、再生可能資源発電所で発電された電力に比例して発生する原産地保証に関するものである。
エネルギー効率証書に対する金銭的な政府補助金は、その年に購入されたエネルギー効率証書について、エネルギー・環境サービス基金（CSEA）によりe-distribuzioneに支払われる。

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
環境証書交付金				
非金銭的補助金 - 原産地保証	53	97	(44)	-45.4%
金銭以外の助成金 - その他の環境証書	1	3	(2)	-66.7%
環境認証のための非金銭的補助金合計	**54**	**100**	**(46)**	**-46.0%**
補助金 - エネルギー効率証書	171	194	(23)	-11.9%
合計	**225**	**294**	**(69)**	**-23.5%**

環境証書のための補助金が前年より減少したのは主に以下の要因による。

- ＞ イタリア（33百万ユーロ減）及びスペイン（11百万ユーロ減）における原産地証書に関する非金銭的補助金の減少であり、これはこれらの証書の平均価格の低下及び再生可能エネルギーによる発電量の減少を反映している。
- ＞ イタリアにおけるエネルギー効率証書に対する助成金の減少。これは主に、2025年における証書購入量が前年比で減少したこと、及び料率が若干低下したことによるものである。

環境認証のために受け取る金銭以外の助成金

年度末時点で取得済みであるものの、グループ会社に対して所轄官庁による認定がまだ下りていない環境関連の認証を示す表は以下のとおりである。これらは原産地保証に関するもので、その他の流動資産に計上される。

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
	流動	流動
環境認証のために受け取る金銭以外の助成金		
原産地保証	43	10

33百万ユーロの増加はイタリア（34百万ユーロ）に起因し、スペインにおける受領予定の非金銭的補助金の減少（1百万ユーロ）によりわずかに相殺されている。

その他の項目

環境証明書が損益計算書及び財政状態計算書のその他の項目に与える影響については、以下を参照のこと：

- 注記10.a.「販売及びサービスから生じる収益」 環境証書の販売による収益。
- 注記11.b.「サービス及びその他の資材」：当該年度の順守義務を果たすために使用されなかった環境証書の購入。
- 注記32「棚卸資産」には、その年の順守義務を果たすために使用されなかった証書の棚卸資産が記載されている。

注記58.将来の会計基準

2025年12月31日以降に適用される当グループの会計基準等の改訂及び解釈指針は以下のとおりである。

＞ 「IFRS第18号-財務諸表における表示及び開示」（2024年4月発行）。財務諸表の表示と開示に関する新基準は、「IAS第1号-財務諸表の表示」に代わるもので、利用者により適切で透明性の高い情報を提供する。詳しく言えば、IFRS第18号が導入した主な概念は以下のとおりである。

- 損益計算書の構成が変更され、新たな特定の小計が必要となった。
- 損益計算書における費用の表示について、最も機能的なグループ分けを決定するという要件が定められた。
- 財務諸表外のパブリック・コミュニケーションで使用される収益及び費用の小計に対応する、経営者が定義した業績指標に関する開示を、財務諸表内の単一の注記に表示する。
- 情報の集計と分解の原則を改善した。

同基準は、エンドースメントを条件として、2027年1月1日以降に開始する会計期間から遡及的に適用される。それ以前の適用も認められる。

＞ 「IFRS第19号-説明責任のない子会社：開示」（2024年5月発行）。この新たな任意基準は、適格な子会社に開示項目の削減を適用することを認めている。子会社は、以下の場合にこの基準を適用することができる。

- 公的説明責任を有していない。
- その最終親会社又は中間親会社がIFRS会計基準に準拠した一般の使用のために利用可能な連結財務諸表を作成している。

同基準は、2027年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。それ以前の適用も認められる。

＞ 2014年9月に公表された「IFRS第10号及びIAS第28号の改訂‐投資者とその関連会社又はジョイント・ベンチャー企業との間の資産の売却又は拠出」当該改訂により、投資家とその関連会社又は共同支配企業との間の資産の売却又は拠出に関する会計処理が明確化された。当該改訂は、会計上の取扱いが関連会社又は共同支配企業に売却された資産又は拠出された資産が、「事業」（IFRS第3号で定義される）を構成するかどうかに依存していることを確認するものである。IASBは、当該改正の発効日を無期限に延期した。

＞ 「IFRS第9号及びIFRS第7号の改訂-金融商品の分類及び測定に関する改訂」（2024年5月発行）。この改訂には、以下を目的とした新しい要件が含まれている。

- 電子送金システムを通じて決済される一部の金融負債に関する新たな例外を除き、一部の金融資産及び負債の認識日及び認識中止日を明確にする。
- 金融資産が「元本及び利息の支払のみ（SPPI）」基準を充たすかどうかを評価するためのガイダンスを明確化し、追加する。
- キャッシュ・フローを変化させる可能性のある契約条件を持つ特定の金融商品（環境・社会・ガバナン ス（ESG）目標の達成に連動する特徴を持つ金融商品など）について、新たな開示を追加する。
- その他の包括利益を通じて公正価値（FVOCI）で測定される資本性金融商品の開示を更新した。

この改訂は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。

＞ 「年次改善第11集」（2024年7月発行）この文書には、現行基準の正式な改訂と明確化が含まれている。具体的には、以下の基準が変更されている。

- IAS第7号「原価法」：この改訂は、IFRSの会計原則ではもはや定義されていない「原価法」という用語を削除するものである。
- IFRS第9号「借手のリース負債の認識の中止」：この改訂は、借手がリース負債の認識を中止した場合、その結果生じる利得又は損失を純損益で認識すべきことを明確化することにより、借手がリース負債の認識を中止した場合の会計処理に関する潜在的な明確性の欠如に対処するものである。
- 「IFRS第9号-取引価格」：この改訂は、IFRS第9号の付録Aにおいて、IFRS第15号の「取引価格」の定義への参照を削除するものである。その理由は、このIFRS第9号の複数の条項で使用されているこの用語の意味が必ずしもIFRS第15号の定義と一致しないからである。

- 「IFRS第7号－認識の中止による利得又は損失」の改訂は、「IFRS第13号－公正価値測定」の公表時に基準から削除された段落への旧式の参照を削除することにより、基準間の相互関係を改善することを目的としている。
- 「IFRS第7号-公正価値と取引価格の繰延差額の開示」：この改訂は、IFRS第13号の発行に伴いこの基準が改訂されたものの、適用指針の対応する条項は改訂されなかったために生じた基準と関連する適用指針が一致しない部分を明確化するものである。
- 「IFRS第7号-導入と信用リスクの開示」：この改訂は、関連する適用指針の適用方法を明確化し、一部の説明を簡素化することにより、潜在的な混乱に対処するものである。
- 「IFRS第10号-「事実上の代理人」の判定」：この改訂は、投資家が、他人が投資家の代理として行動しているかどうかをどのように判定しなければならないかを明確にしている。
- 「IFRS第1号-初度適用企業によるヘッジ会計」：この改訂は、IFRS第9号のヘッジ会計の要求事項とIFRS第1号のヘッジ会計の要求事項との間の整合性を改善するものである。

それぞれの改訂は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。

＞ 「IFRS第9号及びIFRS第7号の改訂-再生可能電力に係る契約」（2024年12月発行）今回の改訂は、再生可能エネルギー源（風力や太陽光など）からの電力の売買に関する特定の契約から生じる財務的効果をより適切に表現することを目的としている。このような契約では、発電源が制御不能な自然条件（天候など）に左右されるため、基礎となる電力量の変動に晒される。その例としては、再生可能エネルギーによる電力の売買契約（多くの場合、物理的な電力購入契約（PPA））、及びこの種の電力を参照する金融商品（仮想電力購入契約（VPPA））がある。

改訂された点は以下のとおりである。

- 物理的PPAへの「自己使用の例外規定」の適用は、契約期間中に電力の正味の購入者であって、今後もそうであると見込まれる場合（すなわち、再生可能エネルギーの電力の購入が、同じ市場内で未使用電力の販売を十分に相殺する場合）に許可される。
- ヘッジ会計の適用が認められているのは、仮想PPA（すなわち、エネルギーの物理的な引渡しを行わず、その決済がエネルギーの市場価格と契約で定められた行使価格との差額に基づいて行われる契約）、又は自己使用の例外の適用が不可能なPPAである。特に、この改訂では、ヘッジ手段が参照する特定の発電プラントの見積出力と一致していることを条件に、将来の電力取引の変動名目額をヘッジ対象として指定することを認めている。さらに、ヘッジ手段のキャッシュ・フローが、指定された予定取引の発生に依存する場合、後者は可能性が高いと仮定される。
- このような契約がキャッシュ・フローと財務実績に与える影響を明確にするため、追加的な開示要件が導入された。さらに、自己使用の例外を適用する場合には、特定の開示が必要となる。

この改定は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。

＞ 2025年11月に公表された「IAS第21号の改訂 - 超インフレ表示通貨への換算」。

この改訂は、表示通貨がハイパーインフレ経済下の通貨である場合の換算手続きを定めることを目的としている。 これらの改訂は、以下の場合に適用される：

＞ 機能通貨がハイパーインフレ経済以外の通貨であり、財務諸表の金額をハイパーインフレ経済の通貨に換算しなければならない場合。

＞ 機能通貨がハイパーインフレ経経済以外の通貨である外国事業の財務諸表金額は、ハイパーインフレ経済の通貨に換算されなければならない。

この改訂は、承認されることを前提に、2027年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用される。それ以前の適用も認められる。

当グループは、今後の新規定の適用による影響の評価を実行している。

注記59.報告期間後の事象

エネルが新規に20億ユーロの永久ハイブリッド債を発行

エネル・エスピーエーは2026年1月7日、欧州市場において、総額20億ユーロの機関投資家向けユーロ建て非転換劣後永久ハイブリッド債の新規発行を成功させた。

本新規発行は2つのシリーズで構成され、満期はなく、会社の解散又は清算の場合にのみ弁済期限が到来する。

＞　年利4.125%の固定利付債券1,250百万ユーロ

＞　年利4.500%の固定利付債券750百万ユーロ

証券はアイルランド証券取引所（ユーロネクスト・ダブリン）の規制市場に上場される予定である。

エネル、2025年長期インセンティブ制度に基づく自社株式取得プログラムを開始

2026年1月12日、2025年5月22日に開催された株主総会で承認された権限及びその後の取締役会決議を実施し、エネル・エスピーエーは3.2百万株（エネルの株式資本の約0.0315%に相当）の自社株式取得プログラムを開始した。

当該プログラムは、イタリア民法第2359条に基づくエネル及び/又はその子会社の経営陣を対象とした2025年長期インセンティブ制度に充当することを目的として設計されたものであり、同プランは2025年5月22日の株主総会でも承認されている。

2026年2月20日付政令第21号（「エネルギー政令案」）

2026年2月20日、政令第21号は、家庭と企業のエネルギーコストを抑えるための一連の措置を導入した。エネルギー部門に影響する主な条項は以下のとおりである：

- 最終需要家への支援：2026年の社会的電力ボーナスの強化と、ボーナスの恩恵を受けていない世帯を支援するための、販売者による自発的拠出メカニズムの導入。
- システム費用及び課税：一部の非家庭用ユーザーに対するAsos成分の削減。これは、Conto Energia（エネルギー勘定）の下での大規模太陽光発電所に対するインセンティブの再スケジュール、システム費用の支払い時期の再調整、エネルギー部門の企業に対するIRAPの一時的（2026-2027年）な2%の引き上げによって一部賄われる。
- 卸売市場及び発電：電力及びガスの卸売価格の低減を目的としたメカニズムの導入（欧州の承認を条件とする火力発電向けのターゲット型返金を含む）、貯蔵ガスの販売の最適化、並びにバイオエネルギーに係る最低保証価格の適用時間数に上限を設ける措置。
- インフラと送電網：送電網の事実上の飽和を緩和するための新たな規定、手続きの簡素化、再生可能エネルギーの統合を促進するための新たな容量割当てルール。

当該政令は現在、法律への転換のための議会手続中であり、この手続は2026年4月21日までに完了しなければならない。エネルギー・ネットワーク・環境規制当局は、その所管分野における具体的な実施ルールを策定する役割を担っている。

当グループが実施した予備的評価によると、政令に規定された措置は、経営者が実施する緩和措置を除き、当グループの利益に年間ベースで約マイナス300百万ユーロの影響を及ぼすと推定される。2026年2月22日の取締役会で承認された2026年から2028年までの事業計画には、これらの評価が反映されている。

米国における830MWの風力・太陽光発電所ポートフォリオの取得に関する契約

2026年2月21日、エネル・エスピーエーは、その完全子会社であるEnel Green Power North America及びEGPNA Project HoldCo 2を通じて、Excelsior Energy Capitalとの間で、米国に所在する風力・太陽光発電所のポートフォリオ（総設備容量830MW、年間平均発電量約2.1TWh）の取得に関する契約を締結した。取引額は10億ドル（約850百万ユーロ相当）であり、この種の取引に通常適用される調整条項の対象となる。ポートフォリオの100%ベースの企業価値は約13億ドルに相当する。当該取引は2026年第3四半期に完了する予定である。

エネル、最大10億ユーロの新たな自社株式取得プログラムを開始

2026年2月22日、当社の取締役会は、総額10億ユーロを上限とし、いかなる場合でも150百万株（エネルの株式資本の約1.48%に相当）を超えない株式数を上限とする新たな自社株式取得プログラムの開始を承認した。
本プログラムは遅くとも2026年7月31日までに終了し、当該目的のために取得された自己株式の消却の結果として、配当の分配に加えて株主に追加的な報酬を提供することを目的としている。

エネル取締役会、グループの資金調達業務を承認

2026年2月22日、エネル・エスピーエーの取締役会は、エネル及び/又はEnel Finance International NV及び/又はEnel Finance America LLC（後者2社の場合はEnelによる保証付き）による債券の発行及び銀行借入の締結及び/又は借換えについて、総額最大120億ユーロを上限として、2027年3月31日までに実施することを承認した。

Duereti Srlの10%持分の購入オプション行使

2026年3月後半、A2A SpAは、e-distribuzione SpAが保有するDuereti Srlの株式資本10%の持分を購入する取消不能の意思を表明した後、2024年12月30日にA2A SpAとe-distribuzione SpAとの間で締結された契約に基づき、購入オプションを行使した。

注記60.CONSOB「発行体の規制」第149条の12に規定される監査人の報酬

CONSOB発行体規則第149条の規定に基づき、2025年12月31日現在、エネル・エスピーエー及びその子会社が当監査法人及びそのネットワークに属する事業体に支払った2025年度中の手数料は、以下の表に要約されている。

百万ユーロ

サービスの分類	サービスを提供する事業体	費用（百万ユーロ）
エネル・エスピーエー		
監査	内訳	
	- KPMG SpA	0.6
	- KPMG ネットワーク事業体	-
保証業務	内訳	
	- KPMG SpA	1.8
	- KPMGネットワーク事業体	-
その他サービス	内訳	
	KPMG SpA	-
	KPMGネットワーク事業体	-
合計		**2.4**
エネル・エスピーエーの子会社		
監査	内訳	
	- KPMG SpA	4.8
	- KPMG ネットワーク事業体	6.5
認証業務	内訳	
	- KPMG SpA	1.1
	- KPMG ネットワーク事業体	1.9
その他サービス	内訳	
	KPMG SpA	-
	KPMGネットワーク事業体	-
合計		**14.3**
合計		**16.7**

前へ　次へ

財務書類(2025年12月31日現在)

損益計算書

		2025年				2024年			
	注記	ユーロ	円	うち関連当事者取引	円	ユーロ	円	うち関連当事者取引	円
収益									
販売及びサービスから生じた収益	4.a	109,772,832	20,380,423,989	109,469,462	20,324,100,315	110,210,076	20,461,602,710	108,726,988	20,186,252,592
その他の収益	4.b	12,510,222	2,322,647,817	11,972,240	2,222,766,078	10,931,376	2,029,519,268	10,005,541	1,857,628,742
	（小計）	**122,283,054**	22,703,071,806			**121,141,452**	22,491,121,978		
売上原価									
消耗品の購入	5.a	253,987	47,155,226	187,951	34,894,983	472,230	87,674,222	333,332	61,886,419
サービス、リース及び賃借料	5.b	176,598,197	32,787,221,255	109,599,610	20,348,263,593	176,611,642	32,789,717,454	123,843,455	22,992,775,855
人件費	5.c	205,485,542	38,150,445,728			145,853,420	27,079,145,957		
減価償却費、償却費及び減損損失	5.d	994,932,163	184,719,105,383			3,585,062,116	665,602,632,457		
その他の営業費用	5.e	20,751,004	3,852,631,403	414,184	76,897,401	13,717,203	2,546,735,909	321,670	59,721,252
	（小計）	**1,398,020,893**	259,556,558,994			**3,921,716,611**	728,105,905,998		
営業利益/（損失）		**(1,275,737,839)**	(236,853,487,189)			**(3,800,575,159)**	(705,614,784,020)		
持分投資から生じた収益	6	4,528,395,573	840,741,922,083	4,527,544,304	840,583,875,481	6,562,676,857	1,218,426,585,271	6,562,253,256	1,218,347,939,509
デリバティブから生じた金融収益	7	423,352,348	78,599,596,930	215,428,670	39,996,486,872	550,480,785	102,202,262,543	151,027,831	28,039,827,103
その他の金融収益	8	381,711,639	70,868,582,897	267,495,924	49,663,293,250	547,379,094	101,626,402,592	463,709,232	86,092,256,013
デリバティブから生じた金融費用	7	485,822,104	90,197,731,829	133,247,422	24,738,716,369	454,096,754	84,307,603,348	247,184,252	45,892,228,226
その他の金融費用	8	652,604,828	121,162,612,366	436,252,503	80,994,639,707	951,712,079	176,694,864,587	594,980,195	110,464,023,004
	（小計）	**4,195,032,628**	778,849,757,714			**6,254,727,903**	1,161,252,782,471		
税引前利益		**2,919,294,789**	541,996,270,526			**2,454,152,744**	455,637,998,451		
法人所得税等	9	(149,010,648)	(27,665,316,908)			(143,822,837)	(26,702,147,917)		
当期純利益		**3,068,305,437**	569,661,587,433			**2,597,975,581**	482,340,146,368		

前へ　　次へ

包括利益計算書

		2025年		2024年	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円
当期純利益		**3,068,305,437**	569,661,587,433	**2,597,975,581**	482,340,146,368
純損益に振替えられる可能性のあるその他の包括利益/（損失）（税効果控除後）					
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分		38,563,984	7,159,789,269	(69,687,626)	(12,938,204,643)
ヘッジ費用の公正価値変動額		(5,013,930)	(930,886,244)	5,691,741	1,056,728,634
純損益に振替えられることのないその他の包括利益/（損失）（税効果控除後）					
確定給付制度に係る負債/（資産）純額の再測定		(4,984,505)	(925,423,198)	1,025,912	190,470,822
他社に対する持分投資の公正価値変動額		(1,298,607)	(241,099,376)	543,665	100,936,844
その他の包括利益／（損失）合計	22	**27,266,942**	5,062,380,452	**(62,426,308)**	(11,590,068,343)
当期包括利益／（損失）		**3,095,572,379**	574,723,967,885	**2,535,549,273**	470,750,078,025

前へ　　次へ

財政状態計算書

資産		2025年12月31日現在				2024年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
非流動資産									
有形固定資産	10	9,653,665	1,792,299,444			11,040,700	2,049,816,362		
無形資産	11	66,560,635	12,357,647,494			76,038,873	14,117,377,161		
繰延税金資産	12	91,765,434	17,037,170,476			111,027,875	20,613,435,273		
持分投資	13	59,303,447,808	11,010,278,120,033			58,477,671,111	10,856,964,418,468		
非流動金融デリバティブ資産	14	132,130,045	24,531,264,155	6,329,581	1,175,150,008	179,012,959	33,235,545,968	38,744,498	**7,193,303,499**
その他の非流動金融資産	15	21,082,995	3,914,268,852			4,063,517	754,432,566		
その他の非流動資産	16	64,527,708	11,980,214,267	52,783,997	9,799,876,883	67,781,550	12,584,322,573	56,322,369	**10,456,811,029**
	（合計）	**59,689,168,290**	11,081,890,984,721			**58,926,636,585**	10,940,319,348,371		
流動資産									
営業債権	17	174,079,837	32,319,662,537	173,906,070	32,287,400,956	196,776,243	36,533,477,275	196,137,183	**36,414,829,396**
法人所得税資産	18	182,949,848	33,966,468,780			189,187,706	35,124,589,496		
流動金融デリバティブ資産	14	26,836,707	4,982,503,022	23,562,010	4,374,522,777	107,413,717	19,942,430,698	3,497,352	**649,318,372**
その他の流動金融資産	19	3,870,774,844	718,648,057,537	3,423,021,098	635,518,097,055	2,677,499,947	497,104,640,160	2,164,987,799	**401,951,634,762**
その他の流動資産	20	1,150,281,360	213,561,237,298	1,019,905,572	189,355,668,498	1,181,303,651	219,320,835,845	1,144,532,311	**212,493,868,860**
現金及び現金同等物	21	53,880,800	10,003,509,328			2,120,979,729	393,781,096,486		
	（合計）	**5,458,803,396**	1,013,481,438,501			**6,473,160,993**	1,201,807,069,960		
資産合計		**65,147,971,686**	**12,095,372,423,223**			**65,399,797,578**	**12,142,126,418,332**		

負債及び株主資本		2025年12月31日現在				2024年12月31日現在			
				うち関連当事者取引					うち関連当事者取引
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
株主資本									
株式資本		10,166,679,946	1,887,545,798,774			10,166,679,946	1,887,545,798,774		
負の自己株式準備金		(1,077,154,633)	(199,984,529,163)			(78,488,831)	(14,572,236,363)		
資本性金融商品－永久ハイブリッド債		8,218,859,752	1,525,913,501,556			7,145,440,752	1,326,622,530,016		
その他の準備金		12,810,341,534	2,378,368,009,202			11,744,653,163	2,180,512,306,243		
利益剰余金／（繰越損失）		3,554,302,759	659,891,850,236			6,995,391,684	1,298,764,420,051		
当期利益	(1)	729,969,049	135,526,053,637			412,139,393	76,517,799,704		
株主資本合計	22	**34,402,998,407**	6,387,260,684,244			**36,385,816,107**	6,755,390,618,426		
非流動負債									
長期借入金	23	19,078,685,508	3,542,148,751,415	17,009,321,819	3,157,950,688,916	17,345,071,030	3,220,285,887,430	14,141,712,688	**2,625,550,377,654**
従業員給付	24	124,362,548	23,089,150,662			112,028,460	20,799,203,884		
リスク及び費用に対する引当金（非流動部分）	25	18,955,806	3,519,334,942			14,817,397	2,750,997,927		
繰延税金負債	12	22,472,458	4,172,236,552			32,568,605	6,046,687,204		
非流動金融デリバティブ負債	14	509,675,453	94,626,344,604	81,233,926	15,081,890,701	581,486,286	107,958,743,859	90,727,164	**16,844,405,268**
その他の非流動負債	26	17,106,428	3,175,979,422	8,552,255	1,587,811,663	17,207,167	3,194,682,625	8,532,511	**1,584,145,992**
	（小計）	**19,771,258,201**	3,670,731,797,598			**18,103,178,945**	3,361,036,202,929		
流動負債									
短期借入金	23	4,102,314,091	761,635,634,135	3,991,771,868	741,112,365,013	6,410,053,437	1,190,090,521,113	6,305,554,497	**1,170,689,247,913**
1年内返済予定の長期借入金	23	3,231,061,184	599,878,819,421	2,132,390,869	395,899,688,739	567,396,256	105,342,788,889	132,390,869	**24,579,688,739**
リスク及び費用に対する引当金（流動部分）	25	9,840,257	1,826,942,115			13,889,336	2,578,694,122		
営業債務	27	128,501,235	23,857,539,290	77,515,105	14,391,454,394	131,515,810	24,417,225,285	81,350,389	**15,103,513,222**
流動金融デリバティブ負債	14	44,839,654	8,324,930,162	787,939	146,288,755	101,826,471	18,905,102,606	66,420,147	**12,331,564,492**
その他の流動金融負債	28	221,444,128	41,113,316,804	142,731,367	26,499,505,597	178,340,384	33,110,675,693	98,154,930	**18,223,444,304**
その他の流動負債	30	3,235,714,529	600,742,759,454	632,415,006	117,414,170,014	3,507,780,832	651,254,589,269	551,024,280	**102,303,167,825**
	（小計）	**10,973,715,078**	2,037,379,941,381			**10,910,802,526**	2,025,699,596,977		
負債合計		**30,744,973,279**	5,708,111,738,979			**29,013,981,471**	5,386,735,799,906		
負債及び株主資本合計		**65,147,971,686**	**12,095,372,423,223**			**65,399,797,578**	**12,142,126,418,332**		

(1) 当期純利益3,068百万ユーロ（2024年度2,598百万ユーロ）と中間配当金2,338百万ユーロ（2024年度2,186百万ユーロ）との差額を示している。

持分変動計算書

ユーロ	資本金	資本準備金	負の自己株式準備金	資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債	法定準備金	法律第292／1993号規定準備金	その他の準備金	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	FVOCIで測定される金融資産の評価準備金	数理計算上の準備金	利益剰余金／（繰越損失）	当期利益	合計
2024年1月1日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(59,391,451)**	**6,553,164,779**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**146,443,648**	**(79,149,025)**	**(3,455,023)**	**3,072,177**	**(26,663,055)**	**8,591,640,579**	**845,973,667**	**37,883,112,793**
自己株式の購入	-	-	(25,916,845)	-	-	-	25,916,845	-	-	-	-	(21,347,147)	-	**(21,347,147)**
株式報酬準備金（LTI）	-	-	-	-	-	-	2,936,818	-	-	-	-	-	-	**2,936,818**
自己株式の発行	-	-	6,819,465	-	-	-	(6,819,465)	-	-	-	-	6,607,463	-	**6,607,463**
資本性金融商品―永久ハイブリッド債	-	-	-	592,275,973	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**592,275,973**
永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(246,412,117)	-	**(246,412,117)**
2023年度剰余配分														
配当金支払額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,525,001,992)	(660,834,196)	**(2,185,836,188)**
永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	181,768,696	(181,768,696)	**-**
利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,539,073	(3,370,775)	**2,168,298**
2024年度中間配当金 (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,597,129	(2,185,836,188)	**(2,183,239,059)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	(69,687,626)	5,691,741	543,665	1,025,912	-	-	**(62,426,308)**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,597,975,581	**2,597,975,581**
2024年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(78,488,831)**	**7,145,440,752**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**168,477,846**	**(148,836,651)**	**2,236,718**	**3,615,842**	**(25,637,143)**	**6,995,391,684**	**412,139,393**	**36,385,816,107**
自己株式の購入	-	-	(1,004,999,995)	-	-	-	1,034,667,195	-	-	-	-	(1,034,667,195)	-	**(1,004,999,995)**
株式報酬準備金（LTI）	-	-	-	-	-	-	10,088,427	-	-	-	-	-	-	**10,088,427**
自己株式の発行	-	-	6,334,193	-	-	-	(6,334,192)	-	-	-	-	5,726,237	-	**5,726,237**
資本性金融商品―永久ハイブリッド債	-	-	-	1,073,419,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1,073,419,000**
永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(265,581,910)	-	**(265,581,910)**
2024年度剰余配分														
配当金支払額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,429,836,507)	(162,666,879)	**(2,592,503,386)**
永久ハイブリッド債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	246,412,117	(246,412,117)	**-**
利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,140,712	(3,060,397)	**3,080,315**
2025年度中間配当金 (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30,717,621	(2,338,336,388)	**(2,307,618,767)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	38,563,984	(5,013,930)	(1,298,607)	(4,984,505)	-	-	**27,266,942**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,068,305,437	**3,068,305,437**
2025年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(1,077,154,633)**	**8,218,859,752**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**1,206,899,275**	**(110,272,667)**	**(2,777,212)**	**2,317,235**	**(30,621,648)**	**3,554,302,759**	**729,969,049**	**34,402,998,407**

(1) 2024年11月6日の取締役会で承認され、2025年1月22日以降支払われた。
(2) 2025年11月13日の取締役会で承認され、2026年1月21日以降支払われた。

円	資本金	資本準備金	負の自己株式準備金	資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債	法定準備金	法律第292／1993号規定準備金	その他の準備金	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	FVOCIで測定される金融資産の評価準備金	数理計算上の準備金	利益剰余金／（繰越損失）	当期利益	合計
2024年1月1日現在	1,887,545,798,774	1,391,710,342,257	(11,026,616,793)	1,216,660,572,869	377,509,159,532	411,319,425,870	27,188,727,688	(14,694,807,982)	(641,459,570)	570,380,382	(4,950,262,791)	1,595,123,989,897	157,063,471,015	**7,033,378,721,148**
自己株式の購入			(4,811,721,443)				4,811,721,443					(3,963,311,312)		**(3,963,311,312)**
株式報酬準備金（LTI）							545,249,630							**545,249,630**
自己株式の発行			1,266,101,872				(1,266,101,872)					1,226,741,581		**1,226,741,581**
資本性金融商品―永久ハイブリッド債				109,961,957,147										**109,961,957,147**
永久ハイブリッド債保有者への利払い												(45,748,873,642)		**(45,748,873,642)**
2023年度利益配分														
配当金支払額												(283,131,869,835)	(122,690,476,829)	**(405,822,346,664)**
永久ハイブリッド債保有者への利払い												33,747,176,099	(33,747,176,099)	
利益剰余金												1,028,384,293	(625,818,087)	**402,566,207**
2024年度中間配当金(1)												482,182,970	(405,822,346,664)	**(405,340,163,694)**
当期包括利益														
その他の包括利益								(12,938,204,643)	1,056,728,634	100,936,844	190,470,822			**(11,590,068,343)**
当期純利益													482,340,146,368	**482,340,146,368**
2024年12月31日現在	1,887,545,798,774	1,391,710,342,257	(14,572,236,363)	1,326,622,530,016	377,509,159,532	411,319,425,870	31,279,596,888	(27,633,012,625)	415,269,064	671,317,226	(4,759,791,969)	1,298,764,420,051	76,517,799,704	**6,755,390,618,426**
自己株式の購入			(186,588,299,072)				192,096,311,424					(192,096,311,424)		**(186,588,299,072)**
株式報酬準備金（LTI）							1,873,017,357							**1,873,017,357**
自己株式の発行			1,176,006,272				(1,176,006,087)					1,063,133,161		**1,063,133,161**
資本性金融商品―永久ハイブリッド債				199,290,971,540										**199,290,971,540**
永久ハイブリッド債保有者への利払い												(49,307,937,411)		**(49,307,937,411)**
2024年度利益配分														
配当金支払額												(451,123,445,890)	(30,200,732,755)	**(481,324,178,645)**
永久ハイブリッド債保有者への利払い												45,748,873,642	(45,748,873,642)	
利益剰余金												1,140,084,590	(568,193,307)	**571,891,283**
2025年度中間配当金(2)												5,703,033,515	(434,135,533,796)	**(428,432,500,281)**
当期包括利益														
その他の包括利益								7,159,789,269	(930,886,244)	(241,099,376)	(925,423,198)			**5,062,380,452**
当期純利益													569,661,587,433	**569,661,587,433**

2025年12月31日現在	1,887,545,798,774	1,391,710,342,257	(199,984,529,163)	1,525,913,501,556	377,509,159,532	411,319,425,870	224,072,919,397	(20,473,223,355)	(515,617,180)	430,217,850	(5,685,215,168)	659,891,850,236	135,526,053,637	6,387,260,684,244

(1) 2024年11月6日の取締役会で承認され、2025年1月22日以降支払われた。
(2) 2025年11月13日の取締役会で承認され、2026年1月21日以降支払われた。

キャッシュ・フロー計算書

	注記	2025年				2024年			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
		ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
税引前利益		**2,919,294,789**	541,996,270,526			**2,454,152,744**	455,637,998,451		
調整：									
減価償却費、償却費及び減損損失	5.d	994,932,163	184,719,105,383			3,585,112,792	665,612,040,963		
外貨建て資産・負債の為替差益／(差損)		(30,791,358)	(5,716,723,526)			48,827,789	9,065,367,306		
引当金の繰入		42,803,961	7,946,983,399			22,606,923	4,197,201,324		
子会社、関連会社及びその他の会社からの配当金受取額	6	(4,528,395,573)	(840,741,922,083)	(4,527,544,304)	(840,583,875,481)	(6,562,676,857)	(1,218,426,585,271)	(6,562,253,256)	**(1,218,347,939,509)**
金融収益及び費用		331,325,076	61,513,813,610	86,621,968	16,082,234,579	247,790,219	46,004,732,060	227,474,681	**42,232,949,274**
正味運転資本変動前の営業活動によるキャッシュ・フロー		**(270,830,942)**	(50,282,472,692)			**(204,186,390)**	(37,909,245,167)		
引当金の増加／(減少)		(30,380,543)	(5,640,451,613)			(32,513,866)	(6,036,524,362)		
営業債権の（増加）／減少	17	22,725,510	4,219,218,187	21,730,932	4,034,564,835	(31,037,710)	(5,762,461,239)	(29,093,337)	**(5,401,468,947)**
金融及び非金融資産／負債の（増加）／減少		872,230,112	161,938,242,594	108,499,769	20,144,067,113	1,760,348,827	326,826,363,221	468,923,364	**87,060,311,760**
営業債務の増加／（減少）	27	(3,014,576)	(559,686,180)	(3,835,285)	(712,059,013)	(3,016,550)	(560,052,673)	(5,499,877)	**(1,021,107,164)**
受取利息及びその他の受取済金融収益		584,995,354	108,610,237,424	370,680,580	68,820,556,483	812,527,191	150,853,798,281	552,991,209	**102,668,347,863**
支払利息及びその他の支払済金融費用		(850,381,172)	(157,881,768,394)	(469,526,315)	(87,172,255,643)	(1,144,314,285)	(212,453,390,153)	(682,834,924)	**(126,775,131,990)**
子会社、関連会社及びその他の会社からの配当金受取額	6	4,394,801,027	815,938,758,673	4,393,949,758	815,780,712,070	6,325,067,380	1,174,312,009,771	6,324,645,491	**1,174,233,681,859**
法人所得税の支払額		(906,213,021)	(168,247,509,479)			(1,792,730,598)	(332,838,362,825)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(a)(1)		**3,813,931,749**	708,094,568,519			**5,690,143,999**	1,056,432,134,854		
有形固定資産及び無形資産への投資	10-11	(29,805,000)	(5,533,596,300)			(34,558,947)	(6,416,214,100)		
株主持分への投資	13	(1,765,020,052)	(327,693,622,854)	(1,765,020,052)	(327,693,622,854)	(1,050,537,331)	(195,042,760,873)	(1,050,537,331)	**(195,042,760,873)**
投資活動によるキャッシュ・フロー（b）		**(1,794,825,052)**	(333,227,219,154)			**(1,085,096,278)**	(201,458,974,973)		
新規発行及び長期借入金	23	5,000,000,000	928,300,000,000	5,000,000,000	928,300,000,000	-			
長期借入金の返済による支出	23	(530,184,070)	(98,433,974,436)	(132,390,869)	(24,579,688,739)	(1,179,394,903)	(218,966,457,691)	(132,390,869)	**(24,579,688,739)**
長期借入金／（貸付資産）の正味増減額		(2,753,220,930)	(511,162,997,864)	(2,000,000,000)	(371,320,000,000)	674,968,967	125,314,738,413		
短期借入金の返済による支出		(3,000,000,000)	(556,980,000,000)	(3,000,000,000)	(556,980,000,000)	(4,500,000,000)	(835,470,000,000)	(4,500,000,000)	**(835,470,000,000)**
短期借入れによる収入		2,500,000,000	464,150,000,000	2,500,000,000	464,150,000,000	3,000,000,000	556,980,000,000	3,000,000,000	**556,980,000,000**
短期借入金／（貸付資産）の正味増減額		(332,955,853)	(61,816,583,668)	(1,027,239,491)	(190,717,283,899)	2,446,048,810	454,133,422,065	3,117,881,919	**578,865,957,082**
配当及び中間配当の支払による支出	22	(4,772,681,868)	(886,096,115,613)			(4,366,954,626)	(810,768,795,863)		
永久ハイブリッド債の発行	22	1,973,420,000	366,385,157,200			889,699,972	165,181,696,802		
永久ハイブリッド債の償還	22	(900,001,000)	(167,094,185,660)			(297,424,000)	(55,219,739,840)		
永久ハイブリッド債保有者への利札払い	22	(265,581,910)	(49,307,937,411)			(246,412,117)	(45,748,873,642)		
自己株式の購入	22	(1,004,999,995)	(186,588,299,072)			(26,755,710)	(4,967,465,119)		
財務活動によるキャッシュ・フロー（c）		**(4,086,205,626)**	(758,644,936,523)			**(3,606,223,607)**	(669,531,474,876)		
現金及び現金同等物の増加／（減少）(a+b+c)		**(2,067,098,929)**	(383,777,587,158)			**998,824,114**	185,441,685,005		
現金及び現金同等物期首残高	21	2,120,979,729	393,781,096,486			1,122,155,615	208,339,411,481		
現金及び現金同等物の期末残高	**21**	**53,880,800**	**10,003,509,328**			**2,120,979,729**	**393,781,096,486**		

前へ　次へ

個別財務諸表に対する注記

注記1.　個別財務諸表の様式及び内容

エネル・エスピーエーは、イタリア、ローマのViale Regina Margherita 137に登記上の事務所を置き、1999年よりイタリア証券取引所（Borsa Italiana SpA）が組織・運営する電子証券取引所（Mercato Telematico Azionario）に上場している。
2025年度において社名の変更はなかった。
エネルは、多国籍エネルギー企業であり、特にヨーロッパ及びラテンアメリカに重点を置いた、電力及びガス業界における世界でも屈指の企業グループである。
親会社であるエネル・エスピーエーは、2025年12月31日に終了した事業年度のエネルグループの連結財務諸表を作成し、別文書にて公表している。
この財務諸表の公表は、2026年3月19日の取締役会で承認された。
これらの個別財務諸表はKPMG SpAの監査を受けている。

表示基準

2025年12月31日に終了した事業年度におけるこれらの個別財務諸表は、親会社であるエネル・エスピーエーの個別財務諸表であり、国際会計基準審議会（IASB）によって公表された国際会計基準（国際会計基準-IAS及び国際財務報告基準-IFRS)、並びに、欧州連合において規則（EC）No.1606／2002に従って承認され、同年末時点で有効であるIFRS解釈指針委員会（IFRSIC）及び常任解釈指針委員会（SIC）の解釈指針に従って作成されている。当該基準や解釈は全て以下、「EU版IFRS」という。
これらの個別財務諸表は、2005年2月28日制定の政令第38号第9条第3項の基準にも準拠して作成されている。
個別財務諸表は、損益計算書、包括利益計算書、財政状態計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書及び関連注記から構成される。
財政状態計算書で報告される資産及び負債は「流動／非流動基準」に基づいて分類され、売却目的で保有される資産と売却目的で分類される処分グループに含まれる負債は個別に報告される。現金及び現金同等物を含む流動資産は、当社の通常の営業サイクル中に実現、売却又は消費される予定の資産であり、流動負債は、当社の通常の営業サイクル中に決済される予定の負債である。
損益計算書では、費用はその性質に基づいて分類される。
キャッシュ・フロー計算書は間接法により作成されており、営業活動、投資活動及び財務活動によるキャッシュ・フローを区分して報告している。具体的には、キャッシュ・フロー計算書は総額ベースで表示され、非現金取引は含まれていない。
キャッシュ・フロー計算書のキャッシュ・フローについては、営業報告の「キャッシュ・フロー」の項を参照されたい。
個別財務諸表は、個別の項目に適用されている測定基準で説明されているように、EU版IFRSに準拠して公正価値で測定されている項目、及び売却目的保有に分類された非流動資産及び処分グループを除き、帳簿価額と売却費用控除後の公正価値のいずれか低い金額で測定し、原価法を用いて継続企業ベースで作成されている。
個別財務諸表は当社の機能通貨であるユーロで表示されており、注記に記載されている数値は別段の記載がない限り百万ユーロで報告されている。
個別財務諸表は前年度の比較情報を提供している。

注記2. 会計方針

2.1 見積りの使用及び経営者の判断

EU版IFRSに基づく個別財務諸表の作成にあたり、経営者は、収益、費用、資産及び負債の帳簿価額、これに関連する項目に係る開示、並びに偶発資産及び偶発負債に影響を及ぼす可能性のある決定、見積り及び仮定を行うことが求められる。見積り及び経営者の判断は、当該状況において合理的と考えられる過去の経験及びその他の要因に基づくものである。これらは、資産及び負債の帳簿価額をその他の情報源から決定することが容易でない場合に策定される。従って、実際の結果は当該見積りとは異なる場合がある。見積り及び仮定は定期的に見直され、その見直しによる影響額は、当該期間にのみ関係するものである場合は純損益に反映される。見直しが現在及び将来の両方の期間に関係するものである場合には、当該見直しは、見直しが行われた期間及び関連する将来の期間に認識される。
個別財務諸表への理解を向上させるために、以下のセクションでは、見積りの使用により影響を受ける主な項目、及び経営者の判断が重要な程度まで反映される場合について、EU版IFRSに準拠して当該項目を測定するにあたり経営者が用いた主な仮定を明確にして分析する。当該評価の重要な要素は、本質的に不確実な事項に関する仮定と職業的専門家としての判断の利用である。
仮定及び判断の基礎となる状況の変化は、将来の業績に重大な影響を与える可能性がある。
財務諸表に含まれる情報は、国際会計基準審議会（IASB）が公表した実務記述書第2号「重要性の判断実施」の要件に従って実施された重要性分析に基づいて選択されている。
気候変動問題の影響に関して、当社は、気候変動は、特定の会計上の項目の評価及び/又は測定における見積りを行うために使用されるメソドロジー及びモデルの適用において、暗黙の要素であると考えている。また、当社は、経営者による重要な判断において、気候変動の影響も考慮している。

見積りの使用

持分投資の回収可能性

当社は、グループ内の法人を管理するための戦略に沿って、各持分投資の減損の兆候の有無を少なくとも年1回評価する。そのような兆候が発見された場合、当該資産は減損テストを受ける。各持分投資の回収可能価額を決定するためのプロセスと手続きは、特に減損の兆候の特定、グループの事業計画の期間にわたる将来の収益性の予測、最終価値の見積りの基礎となる正規化キャッシュ・フローの決定、将来のキャッシュ・フローの予測に適用される長期成長率と割引率の決定などに関して、複雑である可能性があり、その性質上、 経営者の判断を必要とする前提条件に基づいている。

非金融資産の減損

有形固定資産及び無形固定資産は、帳簿価額が回収可能価額を上回った場合に減損処理を行っており、回収可能価額とは、公正価値から売却費用を控除した価額と使用価値のいずれか高い方の金額を言う。
回収可能価額はIAS第36号で定められた基準に従って評価され、その詳細については個別財務諸表の該当する注記に詳細に記載されている。
回収可能価額の決定に際しては、通常、使用価値基準、すなわち、処分から生じるものを含め、当該資産から生じ ると見込まれる将来キャッシュ・フローを、現在の市場評価、貨幣の時間的価値及び資産に特有のリスクを反映した税引前割引率で割引いた現在価値を適用している。
使用価値の算定に使用される将来キャッシュ・フローは、数量、収益、営業費用及び投資についての予測を含んだ、経営者が承認した最新の事業計画に基づいている。当該予測は向こう3年間を対象としている。それ以降の年度においては、以下を考慮する。

- キャッシュ・フローの算定において考慮した主要な変数の長期の推移、特定の事業の特性に基づく資産の平均残存耐用年数又は割引期間に関する仮定
- 長期成長率は、インフレ率及び/又は電力需要の成長率（国や事業の特性に応じて）と同等の水準に設定されており、いかなる場合でも対象市場の平均的な長期成長率を上回らない前提とされている。

回収可能価額は、キャッシュ・フローの計算に用いる見積り、仮定、及び適用される割引率の影響を受ける。しかしながら、当該金額の基礎となる仮定に変動があれば、回収可能価額は異なる可能性がある。各非金融資産の各グループの分析は個々に行われ、経営者は、特定の状況下で慎重かつ合理的とみなされる見積り及び仮定の使用を求められる。
当社は、そのビジネスモデル、またエネルギー転換プロセスとの関連で、気候変動問題が、予想キャッシュ・フローを見積るために使用される合理的で裏付けのある仮定に影響を及ぼしているかどうかも慎重に評価している。この点について、当社は、特に気候変動及びエネルギー転換の長期的影響を踏まえ、必要に応じて、各国ごとのエネルギーモデルに基づき算定された電力需要の変化に見合った長期成長率を、残存価値の算定に織り込んでいる。
気候変動による影響を考慮した資産の回収可能価額を見積りに用いる主な前提条件及びその変更に関する情報は、該当する注記に記載されている。

金融資産の予想信用損失

各報告日現在、当社は、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及びその他全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。
金融資産に対する損失引当金は、債務不履行リスクについての仮定及び予想信用損失の測定に基づいている。経営者は、当社の過去の経験、現在の市況に加え、各報告期間の末日における将来の見通しに関する見積りに基づき、これらの仮定を決定し、減損の計算に用いる情報の選択にかかる判断を行っている。
予想信用損失 (ECL) は、デフォルト確率 (PD)、債務不履行損失 (LGD) 及び債務不履行エクスポージャー (EAD) を考慮して決定され、契約に従って支払われるべき全ての契約上のキャッシュ・フロー金額と、当初の実効金利 (EIR) で割引いて受け取ると予想される全てのキャッシュ・フロー金額 (全ての不足分を含む) との差額である。
予想信用損失の算定に用いる一般的及び簡易的手法の詳細については、注記31「金融商品」を参照のこと。
特定の参照市場及び当該セクターの規制上の状況に加えて、90日後の回収見込みに基づき、当該資産において、予想信用損失の算定には、当社は信用リスクの大幅に増加することを示す有効な指標と考えられている180日延滞を債務不履行とする定義を主に適用している。従って、90日を超えて延滞している金融資産は、特定の規制された市場を除いて、一般に債務不履行状態にあるとはみなされない。
営業債権及び契約資産については、当社は主として債権を特定のクラスターにグループ化することに基づく集団的アプローチを適用している。営業債権が経営者により個別に重要であるとみなされ、信用リスクの著しい増大に関する具体的な情報が存在する場合にのみ、当社は分析的アプローチを適用する。
具体的な経営者の評価に基づき、ポートフォリオ又は金融商品のリスクに影響を及ぼす可能性のある将来の事象及びマクロ経済シナリオを反映するために、定性的及び定量的な情報を考慮して、将来の見通しに関する調整が適用されることがある。
利用した主要な仮定及びインプットの詳細については、注記３１「金融商品」を参照のこと。

金融商品の公正価値の決定

金融商品の公正価値は、市場において直接的に観察可能な価格が入手可能な場合はその価格に基づいて算定され、非上場の金融商品については、観察可能な市場情報の使用を最大化した特定の（主に現在価値に基づく）評価技法を用いて算定される。まれな状況においてこれが不可能な場合には、経営者は測定される商品の性格を充分に考慮してインプットを見積る。

当社は、IFRS第13号に従い、金融商品の時価を取引先リスクに応じて調整するため、注記34「時価の測定」に記載の方法を適用し、取引先（CVA：信用評価調整）及び自社（DVA：債務評価調整）の双方を信用リスクの測定に含めている。インプット・データを見積る際の前提条件の変更は、それらの金融商品について認識される公正価値に影響を与える可能性がある。

年金及びその他の退職後給付

当社の従業員の中には、給与履歴及び勤務年数に応じて給付される年金制度に加入している者がいる。また、特定の従業員は、その他の退職後給付制度に加入する資格も有している。
当該制度の費用及び負債は、年金数理人による見積りに基づいて計算され、過年度の統計データ及び将来の予想費用を含む統計的及び年金数理的な要素を合わせて計算に用いている。考慮されるその他の見積りの要素には、割引率、昇給率、インフレ率、医療費の動向の今後の展開に関する仮定とともに死亡率や退職率が含まれている。
当該見積りは、実際の医療費の実効コストの変動だけでなく、経済状況や市況の変化、退職率や加入者の寿命の増減により、実際の動向とは大きく異なる可能性がある。
そのような差異は、年金費用及びその他の関連費用の算定に重要な影響を与えうる。
数理計算上の主な前提条件の詳細については、注記24「従業員給付」を参照のこと。

リスク及び費用に係る引当金

リスク及び費用に係る引当金の詳細は注記25「リスク及び費用における引当金」を参照のこと。
注記39「偶発資産及び債務」は当グループの最も重要な偶発資産及び債務に関する情報も記載している。

訴訟

当社は、自己の通常遂行する事業に関連して民事、行政及び税務上の係争に関与しており、これらが多額の負債を発生させることがある。当該係争の結果を予測することは必ずしも客観的に可能ではない。当該訴訟に伴うリスクの評価は複雑な要素に基づいており、こうした負債を偶発債務又は負債のいずれに分類するかについて、たとえ当社を支援する外部顧問の助言を考慮に入れる場合でも、その性質により、経営者の判断が求められる。
不利な結果が生じる可能性が高く、損失額の合理的な見積りが可能であると顧問弁護士が判断した案件については、全ての重要な負債をカバーするために引当金を計上している。

リース

事前にリースに含まれる計算利子率が容易に判定できない場合には、当社は、支払リース料の現在価値を算定するために、リース開始日の追加借入利子率（IBR）を用いる。これは、借手が同様の期間にわたり、同様の担保で、同様の経済環境において使用権資産と同様の価値を有する資産を取得するために必要な資金を借入れるために支払わなければならない金利のことである。観測可能なインプットが入手できない場合、当社は、リース条件及び特定事業体固有の特定の見積りを反映する仮定をおいてIBRを見積っている。
当社において最も重要な判断の一つは、貸手に支払う必要がある支払リース料の現在価値を計算するために必要な当該IBRを決定することにある。IBRを決定するための当社のアプローチは、以下の3つの主要要素の評価に基づいている。

- リース料のキャッシュ・フロー、リース契約が交渉された経済環境、リース期間を考慮したリスクフリーレート
- 親会社又はその他の保証を考慮して借手に固有のIBRを計算するための信用スプレッド調整
- 割引率が一般的な追加借入利子率ではなく原資産の種類に直接関連しているという事実をIBRの計算に反映するためのリースに関連する調整。特に、貸手は原資産自体を取り戻す権利を有するため、貸手のデフォルトリスクは軽減されている

法人所得税等

繰延税金資産の回収

2025年12月31日現在の個別財務諸表は、税務上の欠損金、繰越税額控除に関する繰延税金資産、及び将来の回収可能性が極めて高いと経営者が判断した金額について繰延税金資産が計上されている。

当該資産の回収可能性は、税務上の欠損金を吸収し、他の繰延税金資産の便益を利用するに足る充分な将来利益を達成できるかどうかに左右される。

肯定的及び否定的な全ての証拠を考慮して繰延税金資産の回収可能性を判断し、認識可能な金額を算定するために、将来予測される課税所得の時期及び水準、並びに将来のタックス・プランニング戦略及び戻入日に適用される税率に基づき、経営者の重要な判断が求められる。しかしながら、当社が認識済みの繰延税金資産の全額又は一部を将来において回収できる見込みがないことが認められた場合には、その結果として生じる調整は、当該状況が生じた年度の損益計算書に計上される。

繰延税金資産の回収可能性は毎期末に見直されている。認識されなかった繰延税金資産については、その認識条件を検証するため、報告日ごとに再評価される。

認識された又はされなかった繰延税金資産の詳細は、注記12「繰延税金資産及び負債」を参照のこと。

経営者の判断

非金融資産の耐用年数の決定

耐用年数が有限である有形固定資産及び無形資産の耐用年数を決定するにあたり、当社は、当該資産を用いて得られた資産に含まれる将来の経済的便益のみならず、資産の耐用年数が他の資産の耐用年数に依存している場合は、当該資産を使用して生成された製品又はサービスの物理的な減耗、技術的、商業的又はその他の陳腐化、当該資産の使用に係る法的又は類似の制限（例えば安全、環境、その他の制限）など、他の多くの要因も検討している。

また、当社は、当該資産の耐用年数の見積りにあたり、パリ協定に基づく約定を考慮している。

支配の存在の判定

IFRS第10号の規定の下では、当社が投資先への関与からの変動リターンに晒されている、又は変動リターンに対する権利を有し、かつ当該投資先に対するパワーを通じて影響を及ぼす能力を持つ場合に、支配が達成される。パワーとは、既存の実質的な権利に基づいて、投資先の関連する事業を指図する現行の能力と定義される。

支配の存在は、投資の過半数の所有のみに依存するものではなく、むしろ、各投資家が投資先に対して保有する実質的な権利から発生する。従って、経営者は、具体的な状況において、リターンに影響を及ぼすために、投資先の関連する活動を指図するパワーを当社に与える実質的な権利が決定されるかどうかの評価においてその判断を用いなければならない。

支配力を評価するために、経営者は、他の投資家との合意、また議決や取締役の指名に関して、他の契約上の取決めから生じる権利及び潜在的な議決権（非支配株主に付与されるコール・オプション、ワラント、プット・オプション等）を含む全ての事実及び状況並びにその他の法規定を分析する。[1]当社が投資先に対して保有する議決権又は類似した権利が過半数に満たない場合には、係る評価において当該その他の事実及び環境は、特に重要となる可能性がある。

さらに、ある事業体の議決権の過半数を保有している場合であっても、当社が投資先を支配しているか否かを判断するにあたり、関連する全ての事実及び状況を勘案している。

1 パブリックステートメント ESMA 2024年10月24日 - 優先順位2：会計方針、判断、重要な見積り（2024年10月24日付ESMA 32-193237008-8369）。

当社は、事実及び環境が、支配の存在の検証において考慮された一つ以上の要素に変化があることを示している場合に、投資先を支配しているか否かを再評価する。
最後に、支配の有無の評価では、事実上の支配の状況は見つからなかった。

共同支配の有無及び共同支配の取決めの種類の決定

IFRS第11号の規定の下で、共同支配の取決めとは、複数の当事者が共同支配する契約をいう。共同支配は、関連する活動を巡る意思決定が、支配を共有する当事者全員の一致した同意を必要とする場合にのみ存在する。
共同支配の取決めは、ジョイント・ベンチャー又はジョイント・オペレーションとして構成する。ジョイント・ベンチャーとは、取決められた純資産に権利を持つ共同支配を有する当事者による共同支配の取決めのことである。一方の、ジョイント・オペレーションとは、取決めに関する負債において資産及び義務に権利を持つ共同支配を有する当事者による共同支配の取決めのことである。
共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を決定するため、経営者は、当該取決めから生じる経営者の権利及び義務を判断及び評価をしなければならない。当該目的に向けて、経営者は、取決めの構造及び法的形式、契約上の取決めにおいて当事者間で合意された条件、及び必要に応じてその他の事実及び状況を考慮する。
当社は、共同支配の有無及び共同支配の取決めの種類を検証する際に考慮される要素の一つ以上に変更が生じたことを事実及び状況が示す場合、共同支配を有しているか否かを再評価する。

関連会社に対する重要な影響力の有無の判断

関連会社とは、当社が重要な影響力、すなわち、投資先の財務及び業務上の方針の決定に参加するパワーを行使するが、当該方針に対して支配も共同支配も行使しない会社である。一般的に20%以上の所有持分を有する場合、当社は重要な影響力を持つと推定される。
重要な影響力の存在を判定するために、経営者は判断を適用し、あらゆる事実及び状況を検討しなければならない。
当社は、重要な影響力の存在の検証において考慮された一つ以上の要素に変化があることを示す事実及び状況がある場合には、重要な影響力の有無を再評価している。

売却及び非継続事業のために保有する非流動資産 (又は処分グループ) の判定

売却の可能性が高い場合、資産は「売却目的保有」として分類される。
売却の可能性が高いかどうかを判断するために、当社は以下の点を考慮する。

- ＞ 経営者が資産（又は処分グループ）の売却計画にコミットしており、買手を探して計画を完了させるための積極的な取組みが開始されているか
- ＞ 当該売却が分類日から1年以内に完了する売却として認識する要件を満たしていると見込むべきか。ただし、当社の支配の及ばない事象や状況による遅延が生じ、かつ当社が資産の売却計画に引き続きコミットしていることを示す十分な証拠がある場合はこの限りではない
- ＞ 計画を完了させるために必要な行動において、計画に大幅な変更が加えられたり、計画が撤回されたりする可能性が低いことが示されているか

金融資産の分類及び測定

当初認識時に、金融資産を、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産、及び純損益を通じて公正価値で測定される金融資産として分類するため、経営者は金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性及びキャッシュ・フローを発生させるために金融資産を管理するビジネスモデルの双方を評価する。

金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性を評価する目的で、経営者は、必要な場合の定量的分析の実施に加え、金融商品の契約条項に係る特定の評価を実施して、その条項により金融商品が発行済元本に対する元利金支払（SPPI）のみのキャッシュ・フローを生み出すかどうかを判断するために、商品レベルでのSPPIテストを実施している。
ビジネスモデルは、キャッシュ・フローが契約上のキャッシュ・フローの回収、金融資産の売却、又はその双方から生じるのかを決定する。
詳細は注記31「金融商品」を参照のこと。

ヘッジ会計

当社のリスク管理戦略の効果を財務諸表に反映させるため、デリバティブにはヘッジ会計が適用されている。
従って、取引開始時、当社はヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係、及びリスク管理目標と戦略について文書化する。また、当社ではヘッジ開始時及び継続時の双方において、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローにおける変動の相殺に高い有効性を有しているか評価している。
経営者の判断に基づき、ヘッジ手段とヘッジ対象との間の経済的関係の存在、公正価格及びヘッジ比率の変動における信用リスクの支配に加え、非有効部分の測定に基づく有効性の評価は、特定の事実及び状況並びにヘッジ対象及びヘッジ手段の特性に応じ、定性評価又は定量計算を通じて評価が行われる。
ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいては、経営者は当該取引は可能性が高く、かつ純損益に影響を及ぼすキャッシュ・フローの変動によるエクスポージャーがあることを評価し、文書化する。
ヘッジの有効性の評価及び非有効部分の測定に使用される主要な前提条件の詳細については、注記31.1「ヘッジ会計」を参照されたい。

リース

リース契約の評価は、その複雑性及び満了日が長期にわたることから、IFRS第16号の適用のための強固で専門的な判断を必要とする。特に、下記の項目に関して。

- **当社が事業を行っている部門での典型的な事例へのリースの定義の適用**
- **リース契約に含まれる非リース構成要素の識別**
- **リース期間を決定するためにリースに含まれる更新可能オプション及び解約オプションを、それらが行使される可能性及び原資産のリース資産に係る重要な改良も考慮して評価すること。**
- **金利の変動が将来の支払リース料及び使用権資産の金額にどのような影響を及ぼすかを判断するための、指標又は金利に依存される変動支払リース料の識別**
- **リース料の現在価値を計算するための割引率の見積りにおいて、この割合に関する前提条件の詳細は、「推定値の使用」の項に記載されている。**

法人所得税の取扱いに関する不確実性

当社は、いずれかのアプローチが不確実な税務上の取扱いごとにその不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、不確実性のある各税務処理を個別に考慮するか、又は複数の他の不確実性のある税務処理と併せて考慮するか及び、 最も可能性の高い金額又は期待値の方法のいずれを用いて不確実性の影響を反映するかを決定している。
当社は、法人所得税の取扱いに関する不確実性を特定するために専門的判断を最大限に活用し、特定の税務上の取扱い、又は不確実性の影響の見積り、若しくはその両方の認容可能性の評価に変動をもたらす可能性がある事実及び状況に変化があった場合、決定されていた判断及び見積りを見直している。

2.2 重要な会計方針

関連当事者

IAS第24号に従い、関連当事者とは、主に当社と同一の親会社を持つ会社、直接的に又は間接的に当社に支配されている会社、当社の関連会社又はジョイント・ベンチャー（当該会社の子会社を含む）、若しくは当グループ各社の関連会社又はジョイント・ベンチャー（当該会社の子会社を含む）をいう。
関連当事者には、当社又はその関連会社の退職後給付制度を運営する事業体（具体的には、年金基金であるFOPEN及びFONDENEL）、並びに当社及びその子会社の法定監査役会の構成員及びその近親者、経営幹部及びその近親者も含まれる。主たる経営幹部は、当社の事業の計画、管理、及び統制における権限、及び直接的又は間接的に責任を有する経営層で構成される。この中には、（代表権があろうがなかろうが）取締役が含まれる。

子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャー

当社は、会社間の形式的な関係の性質にかかわらず、ある事業体への関与から生じる変動リターンに晒されている、又は権利を有していて、投資先に対するそのパワーの行使を通じて、そのリターンに影響を及ぼす能力を持つ場合に、事業体を支配している。支配の定義の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」の「支配の存在の判定」の項を参照のこと。
関連会社には、当社が重要な影響力を有する事業体が含まれる。重要な影響力とは、投資先の財務及び経営方針の決定に関与する力はあるが、それらの事業体に対する支配又は共同支配を行使する力はないことである。
ジョイント・ベンチャーとは、当社が共同で支配権を行使し、純資産に対する権利を有する共同支配の取決めである。共同支配とは、ある取決めの支配を共有することを意味し、関連する活動に関する決定が、支配を共有する当事者全員の一致した同意を必要とする場合にのみ存在する。
子会社、関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する持分投資は取得原価で測定される。原価は減損損失で調整され、減損損失を認識する理由がなくなった場合には、減損損失は戻入れられる。戻入後の帳簿価額は、当初の取得原価を超えてはならない。
エネル・エスピーエーに係る損失が投資の帳簿価額を上回り、当社が投資先の法的又は推定的債務を履行する義務を負う場合、又はいかなる場合にも損失を補填する義務を負う場合、帳簿価額に対する超過額はリスク及び費用引当金の負債として認識される。
経済的実体のない、共通支配下にある企業への投資の処分の場合、受領した対価と投資の帳簿価額との差額は株主持分に認識される。

外貨項目の換算

「IAS第21号「外国為替相場の変動の影響」に準拠する、機能通貨以外の通貨での取引は、取引日の直物為替レートで当初認識される。
機能通貨以外の外貨建ての貨幣性資産及び負債は、後に期末為替レート（具体的には、報告日の直物為替相場）を用いて換算される。
取得原価で認識される外貨建ての非貨幣性資産及び負債は、取引の当初認識日の為替レートで換算される。公正価値で認識された外貨建ての非貨幣性資産及び負債は、取引の公正価値が決定された日の為替レートを用いて換算される。
為替差損益は純損益を通じて認識される。
外貨建てで支払われた又は受領した前払対価に関連する非貨幣性資産又は非貨幣性負債の認識の中止に係る関連資産、費用又は収益（又はその一部）の当初認識に用いる直物為替レートを決定する際、取引日とは当社が前払対価に関連する非貨幣資産又は非貨幣負債を当初認識した日付のことである。

公正価値測定

IFRSで要請又は容認されている全ての公正価値測定及び公正価値開示において、当社はIFRS第13号を適用する。

公正価値とは、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、又は負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。

公正価値測定は、資産の売却又は負債の移転する取引が、当該資産又は負債の主要市場、すなわち取引量と活動水準が最大の市場で行われることを前提とする。主要市場がない場合、取引は当社が利用できる最も有利な市場、すなわち資産の売却で受け取る金額を最大化する又は負債の移転で支払う金額を最小化する市場で行われると仮定される。

資産又は負債の公正価値は、市場参加者が自己の経済的利益の最大化を図ると仮定して、こうした市場参加者が当該資産又は負債の価格設定に用いると考えられる仮定を用いて測定される。市場参加者とは、資産又は負債の取引を行うことができる独立した、知識のある、取引を行う動機はあるが、取引を強制されたわけでも、やむなく取引を行うわけでもない売手と買手のことである。

公正価値を測定する際に、当社は、資産又は負債の、特に以下の特徴を考慮に入れている。

- ＞ 非金融資産については、公正価値の測定は、市場参加者が当該資産を最善かつ最大限に活用することにより、又は当該資産を最善かつ最大限に活用する他の市場参加者に売却することにより経済的便益を生み出す市場参加者の能力を考慮に入れている。
- ＞ 負債及び自己資本性金融商品については、公正価値は、とりわけ当社自身の信用リスクを含めた、不履行リスク、すなわち会社が義務を履行しないリスクの影響を反映する。
- ＞ 市場リスク又は信用リスクに対する企業の正味エクスポージャーに基づいて管理され、当該リスクのポジションが相殺される金融資産及び金融負債グループの場合、詳細は、注記34.1「財政状態計算書において公正価値で測定される資産」及び注記34.2「財政状態計算書において公正価値で測定される負債」を参照のこと。

資産及び負債の公正価値の測定にあたり、当社は、その状況に適合かつ充分なデータが入手可能な評価技法を用いて、関連する観察可能な情報を最大限に利用し、観察不能な情報の利用を最小限にしている。

有形固定資産

IAS第16号に従い、有形固定資産は、取得原価から減価償却累計額、及び減損がある場合は減損損失累計額を控除した額で計上される。当該取得原価には、当該資産を意図した用途において必要な場所及び状態におくことに直接起因する費用が含まれる。

取得後費用については、資産の一部に要した費用に関連する将来の経済的便益が当社に流入する可能性が高く、その項目に係る費用が信頼性をもって測定可能な場合、資産の帳簿価額の増加として認識される。他の全ての費用は、発生時に純損益で認識される。

残存価額控除後の有形固定資産の額は、見積耐用年数にわたり定額法により減価償却を行っており、その耐用年数は毎年見直し、必要に応じて将来に向けて調整される。減価償却は資産が使用可能になった時点で開始される。

有形固定資産の主な項目の見積耐用年数は以下のとおりである。

	減価償却期間
リース物件改良費	契約期間と残存耐用年数のいずれか短い方
民間の建物	40年
その他の資産	7年

土地は耐用年数が確定できないため償却されない。
有形固定資産として認識される資産はその処分の時点（すなわち、受領側が支配を取得した日）又はその使用若しくは処分から生じる将来の経済的便益が見込まれなくなった時点で認識が中止される。純損益を通じて認識される利得又は損失は、IFRS第15号の取引価格要件に従って決定される正味処分収入と、認識が中止された資産の帳簿価額の差額として計算される。

リース

契約の開始時に、当社はIFRS第16号のリースの定義を適用して、契約がリースであるか、又はリースを含むかどうかを評価する。リースの定義は、契約が対価と引換えに特定資産の使用を一定期間支配する権利を移転する場合に満たされる。
リースの開始日（原資産が使用可能となる日）に当社は使用権資産及びリース負債を認識する。
使用権資産は、リース期間中に原資産を使用する借手の権利を表し、使用権資産は取得原価で当初測定され、取得原価は、開始日以前に行われたリース料支払いに関する調整を加えたリース負債の当初の金額から、受領したリースのインセンティブを控除し、生じた当初の直接費、原資産の解体及び撤去、及び原資産又は原資産所在地の原状回復のための費用の見積りを加えた金額を含む。
次いで、使用権資産は、リース期間と使用権資産の見積耐用年数のいずれか短い期間にわたり、定額法で減価償却される。
リース期間終了時に原資産の所有権が当社に移転する場合、又は当社が購入オプションを行使するという事実が使用権資産の原価に反映されている場合、減価償却は原資産の見積耐用年数を用いて計算される。
リース負債は、リース期間にわたって行われるリース料支払いの現在価値で当初測定される。支払リース料の現在価値の計算において、事前にリースに計算利子率が判定できない場合には、当社は、リース開始日の借手の追加借入利子率を用いる。
指数又は金利に依存しない変動支払リース料は、支払いを生じさせる事象又は条件が発生した年度に費用として認識される。
開始日後、リース負債は実効金利法を用いて償却原価で測定され、何らかの事象が発生した場合には再測定される。
当社は、そのリース契約に、開始日から12か月以内のリース期間を有する短期リースの認識の例外を適用している。また、当グループは、原資産の価値が低く、金額が重要であるとは見込まれない少額であるリース契約には、少額資産の認識の例外も適用している。一例として、当社は、低価値と考えられる特定の事務機器（パソコン、印刷機、コピー機など）をリースしている。短期リース及び少額資産のリースに基づく支払リース料は、リース期間にわたって定額法で費用に認識される。

無形資産

IAS第38号に従い、無形資産とは、当該資産の使用により将来の経済的便益が発生する可能性が高く、関連費用を信頼性をもって決定できる場合に、会社が管理する物的実体のない識別可能な資産である。
無形資産は、購入原価又は内部開発費で測定され、無形資産を完成させる技術的実現可能性、及び無形資産を使用又は販売するために完成させる意思、能力、資源があることを実証できた場合にのみ、無形資産として認識される。
当該費用には、当該資産を意図した利用のための準備に必要な直接起因する費用も含まれる。
耐用年数を確定できる無形資産は、償却累計額及び減損損失累計額控除後の金額で計上される。
償却費は当該資産の見積耐用年数にわたり定額法で計算され、耐用年数は少なくとも毎年見直しされ、償却方針の変更は将来に向けて反映される。見積耐用年数に関する詳細な情報は注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。
償却は、資産が使用可能となった時点で開始される。従ってまだ使用可能ではない無形資産は償却されないが、減損テストは少なくとも毎年行われる。
当社の無形資産の耐用年数は有限である。
無形資産は、当社が所有するアプリケーション・ソフトウェアであり、予想耐用年数は3年から5年である。

非金融資産の減損

IAS第36号「資産の減損」に従い、各報告日に、有形固定資産、取得原価で認識された投資不動産、無形資産、 使用権資産、のれん、及び関連会社／ジョイント・ベンチャーに対する持分投資について、減損の証拠があるかどう かを（内部及び外部の情報源を用いて）検討する。

耐用年数が確定できない無形資産、及び未だ使用可能でない無形資産は、毎年、若しくは減損の兆候がある場合はそれ以上の頻度で減損テストを行う。

当該兆候が存在する場合には、当グループの最新の事業計画に従い、当該資産の使用及び将来の処分に基づいて関係する各資産の回収可能価額が見積もられる。回収可能価額の見積りの詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。

回収可能価額は、その資産が他の資産又は資産グループから生み出されるキャッシュ・フローからほとんど独立した流入キャッシュ・フローを生み出せない場合を除き、個々の資産に対して算定される。

資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回った場合には、減損損失は純損益の「減価償却費、償却費及び減損損失」で認識される。

以前に認識された減損損失の理由がもはや認められない場合には、減損損失が認識されず、減価償却又は償却が行われたと仮定した場合の帳簿価額を超えない範囲で、「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」の下で純損益を通じて戻入れられる。

金融商品

金融商品の認識及び測定は、IAS第32号-金融商品、表示」及びIFRS第9号「金融商品」に従って行われる。

金融資産又は金融負債は、当社が当該金融商品の契約上の条項の当事者となった時（すなわち取引日）にのみ認識される。

IFRS第15号の適用範囲における顧客との契約から生じる営業債権は、当該営業債権が重要な金融要素を含んでいない場合、又は当社がIFRS第15号で認められた実務的な方法を適用している場合には、（IFRS第15号の定義のとおり）取引価格で当初測定される。

一方、当社は上述の営業債権以外の金融資産を公正価値で当初測定し、純損益を通じて公正価値で測定されない金融資産の場合には取引費用を加えた額で当初測定する。

金融資産は、当初認識時に、下記の双方に基づき、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産、純損益を通じて公正価値で測定される金融資産に分類される。

- ＞ 金融資産を管理するための会社のビジネスモデル、すなわち、キャッシュ・フローを生み出すために金融資産をどのように管理するか（契約上のキャッシュ・フローを回収することによってキャッシュ・フローが生じるのか、金融資産を売却することによってキャッシュ・フローが生じるのか、あるいはその両方なのか）
- ＞ その商品がSPPIテストに基づき、元本と利息の支払いのみであるキャッシュ・フローを生み出すかどうかを判断するための、その商品の契約上のキャッシュ・フロー特性

その後の測定を目的として、金融資産は以下の3つのカテゴリーに分類される。

- ＞ 償却原価で測定される金融資産（負債性金融商品）
- ＞ 認識中止時の累積損益の振替を伴わないOCIを通じて公正価値で測定されるものとして指定される金融資産（資本性金融商品）
- ＞ 純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

償却原価で測定される金融資産

このカテゴリーには、主に営業債権、その他の金融資産及び貸付資産が含まれる。

償却原価で測定される金融資産は、契約条件により特定の日に係る元本及び元本残高に対する利息のみの支払にあたる契約上のキャッシュ・フローを回収するために金融資産を保有する、ビジネスモデル内での目的で保有される。

当該資産は、公正価値で当初認識され、取引費用において調整され、その後実効金利法を用いて償却原価で測定され、減損の対象となる。

利得及び損失は、資産が認識中止、修正又は減損された時点で、純損益で認識される。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される（FVOCI）金融資産 - 資本性金融商品

当該区分には、主に当初認識時に取消不能の形でこれに指定をされた他の会社に対する持分投資が含まれる。

当該金融資産の利得及び損失は、決して純損益に振替えられることはない。当社は、株主持分内の累積利得又は累積損失に振替えることがある。

OCIを通じた公正価値で測定されるものとして指定される資本性金融商品は、減損評価の対象とはならない。

当該投資に対する配当は、投資費用の一部の回収を明確に表示していない限り、純損益において認識される。

純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

このカテゴリーには主に以下のものが含まれる。

- ＞ ビジネスモデルに関わりなく、元本及び利息のみの支払いにあたらないキャッシュ・フローがある金融資産
- ＞ 主に短期での売却又は買戻し目的で取得した又は生じた、原則として売買目的で保有される金融資産（すなわち、有価証券、ファンドへの金融投資など）
- ＞ 売買目的で保有される、又は有効なヘッジ手段として指定されていないデリバティブ（分離された組込デリバティブを含む）
- ＞ 偶発的対価

このような金融資産は公正価値で当初認識され、事後の公正価値の変動から生じる利得及び損失は純損益で認識される。

当該区分には、当社がOCIを通じて公正価値で測定されるものとして分類することを取消不能の形で選択していない上場株式投資も含まれる。株式投資に係る配当も、支払いの権利が確定した時点で損益計算書のその他の収益として認識される。

金融資産の減損

各報告日現在、当社は、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及びIFRS第9号の適用範囲に含まれる全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。

当社は、IFRS第9号に従って開発された減損モデルを採用している。このモデルは、将来予想アプローチによる予想信用損失（ECL）の決定に基づいている。

特に、重要な金融要素を伴うものを含む営業債権、契約資産及びリース債権については、当社は簡便化アプローチを適用し、一般に12か月に相当する資産の残存期間に対応する期間にわたり予想信用損失を算定している。

営業債権、契約資産及びリース債権以外の全ての金融資産については、当初認識以降の信用リスクの著しい増大の評価に基づき、IFRS第9号の下で一般的アプローチを適用している。

当社は、報告日において損失引当金を調整するために必要となる予想信用損失の金額（又は戻入額）を、減損利得又は減損損失として純損益に認識している。

金融資産の減損に係る詳細は、注記31「金融商品」を参照のこと。

現金及び現金同等物

当該区分は、要求払預金、又はごく短期のうちに換金可能な預金、及び容易に特定の金額に換金可能で、かつ価値の変動について僅少なリスクしか負わない流動性が高い金融投資を含む。

キャッシュ・フロー計算書上、現金及び現金同等物には報告日現在の銀行当座貸越は含まれない。[2]

償却原価で測定される金融負債

このカテゴリーには、主に借入金、営業債務、リース負債及び負債性金融商品が含まれる。

デリバティブを除く金融負債は、当社が金融商品の契約条項当事者となる時点で認識され、直接帰属する取引費用に関する調整を加えた後の公正価値により当初測定される。その後、金融負債は実効金利法を用いた償却原価で測定される。実効金利とは、金融商品の予想残存期間、又は該当する場合には、より短い期間で、将来の現金支払又は受領の見積額を、金融資産又は負債の帳簿価額まで正確に割引く利率のことである。

純損益を通じて公正価値で測定される金融負債

純損益を通じて公正価値で評価する金融負債には、主に次のものが含まれる。

- **＞ 短期の買戻し目的で保有する売買目的の金融負債。**
- **＞ IFRS第9号で定義されているヘッジ手段として指定されていない、当社が締結したデリバティブ金融商品**
- **＞ 偶発的対価。**

金融資産及び負債の認識の中止

次のいずれかの条件が充足される場合には、常に、金融資産の認識が中止される。

- **＞ 資産に関連するキャッシュ・フローを受領する契約上の権利の失効**
- **＞ 当社が、資産のキャッシュ・フローを受領する権利の移転、又は、IFRS第9号で定められた要件を充たす契約に基づいて一つ又は複数の受益者に当該キャッシュ・フローを支払う契約上の義務の引受により、資産に伴うリスク及び経済価値の実質的全てを移転した場合（「パススルー・テスト」）**
- **＞ 当社が資産に関連するリスク及び経済価値の実質的全てを移転又は留保していないが、資産に対する支配を移転した場合**

金融資産の認識を中止した場合、当社は帳簿価額（認識を中止した日に測定）と受取対価との差額を純損益を通じて認識する。

金融負債は、それが消滅した場合、すなわち契約上の義務が履行され、取り消され、又は失効となった場合に認識が中止される。

既存の金融負債が、同一の貸手からの大幅に異なる条件の他の金融負債に置き換えられた場合、又は既存の負債の条件が大幅に修正された場合、そうした置換や修正は、当初の負債の認識の中止及び新たな負債の認識として扱われる。それぞれの帳簿価額の差額は、利得又は損失で認識される。

デリバティブ金融商品

デリバティブは、公正価値が正か負かに応じて金融資産又は金融負債として分類され、有効なヘッジ手段として指定されるものを除き、「その他のビジネスモデル」内の「売買目的保有」として分類され、純損益を通じて公正価値で測定される。

全ての売買目的保有デリバティブは、流動資産又は流動負債に計上される。

---

2 パブリックステートメント ESMA 2024年10月24日 - 優先順位1：流動性に関する考察（2024年10月24日付けESMA 32-193237008-8369）。

売買目的保有ではないが、ヘッジ会計及び有効なヘッジ手段の要件を充たさないことから純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日及び当該金融商品を満期まで保有するか否かの当社の意図に基づいて、流動又は非流動に分類される。
デリバティブ取引及びヘッジ会計の詳細は、注記33.1「ヘッジ会計」を参照のこと。

組込デリバティブ

組込デリバティブとは、他の非デリバティブ契約 (いわゆる「ホスト契約」) を含む「結合」契約 (いわゆる「ハイブリッド商品」) に含まれるデリバティブであり、結合された契約のキャッシュ・フローの一部又は全部を発生させる。組込デリバティブは、以下の場合にホスト契約から分離され、デリバティブとして会計処理される。

＞　主契約が純損益を通じて公正価値で測定される金融商品ではないこと
＞　組込デリバティブの経済的リスク及び特性が、主契約のそれらとは密接に関連していないこと
＞　組込デリバティブとして同一条件を伴う分離した契約が、デリバティブの定義を充たすこと

主契約から分離される組込デリバティブは、個別財務諸表にて公正価値で認識され、公正価値の変動は純損益において認識される（組込デリバティブが指定されたヘッジ関係の一部である場合を除く）。
公正価値で測定される金融商品で表示していない契約は組込デリバティブを識別するために分析され、当該組込デリバティブ部分は分離されて、公正価値で測定される。当該分析は、当グループが契約の当事者になった場合、又は当初の関連するキャッシュ・フローを大幅に変更させる形で契約が再交渉される場合に実施される。

金融資産及び金融負債の相殺

当社では、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺している。

＞　認識された当該金額を相殺する法的効力がある権利を有し、かつ
＞　純額で決済するか、資産の実現と負債の決済を同時に行う意図がある。

売却目的保有に分類される非流動資産（又は処分グループ）及び非継続事業

IFRS第5号に従い、非流動資産（又は処分グループ）は、帳簿価額が継続的な使用ではなく、基本的に売却取引を通じて回収される場合には、売却目的で保有される資産に分類される。
この分類要件は、当該非流動資産（又は処分グループ）を現状にて即時に売却可能で、売却の可能性が非常に高い場合に限り適用される。
売却の可能性が高いかどうかの判断要件の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営判断」を参照されたい。

従業員給付

退職後給付及びその他の長期給付

IAS第19号に従い、当社は、雇用終了時又は終了後に支払われる従業員給付及び雇用期間中に発生するその他の長期給付に関する負債を、制度ごとに個別に決定している。当社は、数理計算上の前提条件を用いて、従業員が報告日時点で負担している将来の給付額を見積り（予測単位積増方式を使用）、適切な割引率を用いて制度の現在価値を算出している。
当該負債は、制度資産を控除した後、関連する権利の確定期間にわたり発生主義で認識される。当該評価は独立の年金数理人によって実施されている。
制度資産が関連する確定給付債務の現在価値を上回った場合、剰余分は（適用される上限額まで）資産として認識される。

確定給付制度の負債（資産）に関しては、負債の測定に係る累積的数理計算上の利得及び損失、制度資産の運用益（関連する利息収益控除後）、及び資産上限の影響（関連する利息控除後）は、発生時にその他の包括利益で認識される。その他の長期給付については、関連する年金数理上の利得及び損失は、純損益を通じて認識される。
当社はまた、確定拠出制度にも関与しており、当社は当該制度の下で、別個の事業体（基金）に固定拠出金を支払い、基金が全ての従業員に当年度及び過年度の従業員の勤務に関連した給付金を支払うために充分な資産を保有していない場合でも、当社はこれ以上の拠出金を支払う法的義務も推定的義務も負わない。このような制度は、通常、従業員退職後の年金給付を補完することを目的としている。関連する費用は、年度中に支払った拠出金の額に基づいて、純損益で認識される。

退職給付

IAS第19号に準拠し、従業員の早期退職に伴う従業員への給付債務は、当社が通常の退職日よりも前に従業員の雇用を終了することを決定した場合、又は従業員が退職と引換えに給付の提供を受けることを決定した場合に発生する。
退職給付は、以下のうちいずれか早い日に認識される。

＞　当社が給付金の申し出を撤回することが最早不可能となった時点
＞　当社がIAS第37号の適用範囲にある事業再編に係る費用を認識し、退職給付の支払いを伴う時点

当該負債は、当該従業員給付の性質に基づいて測定される。

株式報酬

当社は、最高経営責任者（CEO）及びジェネラル・マネージャー並びに経営幹部に対する報酬方針の一環として、資本性金融商品を用いて決済される株式報酬取引を行っている。
直近の長期インセンティブ制度は、株式要素（資本性金融商品で決済）及び金銭要素（現金で支払）で表されるインセンティブの受領者への支給を定めており、特定の条件が充たされた場合に発生する。IFRS第2号に従い、当社では金銭的要素が制度を施行した企業の資本性金融商品の価格（又は価値）に基づく場合は現金決済取引として分類し、その他の場合は他の長期従業員給付として分類される。当社株式を賞与支給する株式要素の精算のために、当該制度を支えるための自己株式の購入プログラムが承認された。株式によるインセンティブ制度の詳細については、注記35「株式報酬」を参照のこと。
株式要素において、当社は、従業員により提供される勤務サービスを維持し、一定の成果を達成するための条件を充たすべき期間（権利確定期間）にわたり人件費として認識し、当該価値を間接的に見積り、付与日現在の資本性金融商品（すなわち発行者株式）の公正価値に基づき、それに対応する特定の株主持分項目の増加額を認識している。
認識された費用全体は、権利確定日までの各報告日に、市場条件以外の勤務条件及び業績条件が権利確定日に充足される持分証券の数について、エネルが利用可能な最善の見積りを反映して調整される。
逆に、資本性金融商品に基づく当該インセンティブが現金で支払われる場合、当社は、権利確定期間にわたり人件費として従業員により提供されたサービス、及び対応する負債を発生した負債の公正価値で測定する。その後、及びその消滅まで、権利が確定するインセンティブの最善の見積りを考慮して、人件費の下に認識された公正価値の変動とともに、負債は各報告日現在の公正価値で再測定される。

リスク及び費用に係る引当金

IAS第37号に従い、引当金は、報告期間の末日において過去の事象の結果として法律上又は推定上の債務が存在し、その決済により、その金額を信頼性をもって見積ることができる資源が流出することが見込まれる場合に計上する。貨幣の時間的価値の影響が重要である場合、未払費用は、期待される将来キャッシュ・フローを割引いて算出される。その際に用いる割引率は、貨幣の時間的価値に対する現在の市場評価と、期待される将来キャッシュ・フローが調整されていないリスクを反映した税引前割引率である。引当金が割引かれている場合、時間的要因についての現在価値の期間的な調整（例えば、割引の割戻し）は金融費用として認識される。

当社が一部又は全部の費用の償還を期待する場合には、その償還がほぼ確実である場合に限り、当該償還は独立した資産として認識される。

税務上の取扱いにおける税金負債として認識される、取扱いが不確実な法人所得税に関する負債は、引当金に含まない。

引当金の見積りの変更は、変更が生じた年度の損益計算書で認識される。

顧客との契約から生じた収益

当社は、IFRS第15号で想定されている5つのステップのモデルを用いて、当該財又はサービスと引換えに当社が受け取ることができると見込んでいる対価を反映する金額で、顧客との契約から生じた収益を認識する。

＞　顧客との契約の特定（ステップ1）
＞　契約における履行義務を特定する（ステップ2）
＞　取引価格を決定する（ステップ3）
＞　契約開始時に、取引価格を各個別の履行義務に配分する（ステップ4）
＞　収益を認識する（ステップ5）

当社は、約定された財又はサービスを顧客に移転することにより各履行義務が履行された時点（又はそれ以降）で収益を認識する。

デリバティブから生じた金融収益及び金融費用

デリバティブから生じた金融収益及び金融費用、以下を含む。

＞　純損益を通じて公正価値で測定される金利リスク及び通貨リスクに係るデリバティブから生じる収益及び費用
＞　金利リスク及び通貨リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益及び費用

その他の金融収益及び費用

償却原価で測定される全ての金融資産及び負債、並びにその他の包括利益を通じて公正価値での測定に分類される利付金融資産において、受取利息及び支払利息は実効金利法を用いて認識される。

受取利息は、経済的便益が当社にもたらされる可能性が高く、かつその金額が信頼性をもって測定可能である範囲で認識される。

その他の金融収益及び費用は、デリバティブ以外の金融商品の公正価値の変動も含んでいる。

配当金

IFRS第9号「金融商品」に従い、配当金は支払いを受ける無条件の権利が確定した時点で認識される。

当社の株主に対する配当金及び中間配当金は、各々株主総会及び取締役会に承認された期間に、株主持分の変動として認識される。

法人所得税等

IAS第12号は、当期及び繰延税金資産・負債の認識に関する要求事項を規定している。税金負債の決定における不確実性は、「IFRIC第23号-法人所得税の取扱いに関する不確実性」の規定に従って定義される。

当期法人所得税

各年度の法人所得税は、正味未払では「税金負債」の下で、又は還付残高が存在する場合は「税金資産」の下で認識され、課税所得額の見積りを用いて、適用される規則に基づき算定される。

特に負債及び資産は、課税所得が生じた国において報告期間末までに施行されている又は実質的に施行されている税率及び税法を用いて算定される。

当期法人所得税は、株主持分で認識された純損益以外で認識された当期の法人所得税を除き、純損益において認識される。

繰延税金負債及び繰延税金資産

繰延税金負債及び資産は、財務諸表上の負債及び資産の帳簿価額と、それに対応して当該一時差異が解消すると見込まれる日に有効な税率に基づき税務上認識される対応する金額との間の一時差異上で算定され、報告期間末現在で施行されている又は実質的に施行されている税率に基づいて、決定される。

繰延税金負債は、以下の場合を除き、全ての課税上の一時差異について認識される：(i)企業結合ではない取引における資産又は負債の当初認識から生じたもので、取引時点において会計上の利益にも課税上の利益にも影響を与えず、課税上と損金算入上の一時差異が同額でない場合、又は(ii)子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャーへの投資に関連する課税上の一時差異に関して、当社が一時差異の解消時期をコントロールでき、かつ、一時差異が予測可能な将来において解消しない可能性が高い場合。

繰延税金資産は、全ての控除可能な一時差異、税務上の繰越欠損金及び未使用税額控除について認識される。当該資産の回収可能性の詳細は、見積りに関する該当箇所を参照のこと。

繰延税金及び負債は、株主持分で認識された純損益以外で認識された当期の法人所得税を除き、純損益において認識される。

繰延税金資産及び繰延税金負債は、繰延税金負債又は繰延税金資産の決済又は回収が見込まれる将来の各期間において、同一の課税主体、又は流動税金資産を流動税金負債と相殺する法的に執行可能な権利が存在し、かつ、流動税金負債及び資産を純額で決済する、又は資産を実現し負債の決済を同時に行うことを意図している異なる課税主体のいずれかに係る、同一の税務当局により課された法人税に関連する場合に限り、相殺している。

法人所得税の取扱いに関する不確実性

「不確実性」を定義する際には、特定の税務処理が関係税務当局により容認されるかどうかを検討しなければならない。税務上の処理が容認される可能性が高いと認められる場合（この場合における「可能性が高い」という用語は、「容認されない可能性よりも容認される可能性の方が高い」と定義される）には、当社は、IAS第12条の要件を適用してその未収／繰延税金資産、又は未払／繰延税金負債を認識及び測定する。

逆に、税務当局が法人所得税の課税上の取扱いを受け入れる可能性が低いと、当社が判断した場合には、不確実性の解消を最も的確に予測できる方法で不確実性を反映する。

税務処理に関する不確実性の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営判断」を参照のこと。

不確実な法人所得税務上のポジションは法人所得税の定義を充たすことから、当社は、当期税金負債／資産又は繰延税金負債／資産として不確実性のある税金負債／資産を表示している。

保証契約

金融保証契約は、「IFRS第9号-金融商品」に従って当初は公正価値で測定及び認識される。その後、保証は以下のいずれか高い方で測定される。

i. IFRS第9号に従って決定された予想信用損失（ECL）引当金の金額

ii. 当初認識額から、適切な場合にはIFRS第15号に従って認識された収益の累積額を控除した金額

これらの規定は、保険契約に該当しない商業保証契約にも適用される。そのような契約が、重要な保険リスクを発行者に移転せず、IFRS第9号の下で金融商品として認識・測定される条件を充たすからである。

2.3 気候変動に関する開示

エネルは、世界の平均気温上昇を1.5℃未満に抑え、2040年までにネット・ゼロ・エミッションを達成するため、パリ協定（COP21）の目標に沿ったビジネスモデルの開発に取組んでおり、2050年までに「ネット・ゼロ」世界経済への移行を推進するエネルギー・キャリアとして電力の重要な役割を推進している。事業戦略を通じて、当グループは、バリューチェーン全体にわたり気候変動の緩和と適応のための行動を展開すべく必要な推進力と投資を明確にすることにコミットしている。

野心的にゼロ・エミッションを目指す：気候変動緩和のための脱炭素化計画
気候変動との闘いへのコミットメントは、短期的にも長期的にも、エネルの戦略の不可欠な部分であり、バリューチェーン全体における直接排出と間接排出の両方をカバーする脱炭素化計画によって取組んでいる。この戦略は、地球温暖化を1.5℃に抑制するために認定された4つの科学に基づく目標設定イニシアティブ（SBTi）に基づくもので、以下の行動指針に具体化されている。
エネルギーミックスの脱炭素化：新たな自然エネルギー容量の開発（2024年の自然エネルギー設備容量の現在の69.9%から）と、2040年までの火力発電からの同時撤退。当グループの事業活動に関連して妨げられない排出はないため、プラント閉鎖のビジネス・コミットメントを遅らせたり、妨害したりする可能性がないことからも、これらの目標は達成可能である。
電化の推進とガス小売の段階的廃止： 消費者にとってより効率的で便利な電力技術を開発し、電化を推進し、中長期的に顧客のガス・ポートフォリオを段階的に最小化する。
送電網の整備と強化： 何百万もの顧客とプロシューマー（生産消費者）の接続をサポートし、再生可能エネルギー発電所から直接供給される不安定なエネルギー供給のバランスを取るために、レジリエンス、デジタル化、柔軟性を高めることを目的とした投資計画により、送電網の役割を強化する。

移行計画を支える投資は、脱炭素化の目標やEUタクソノミの基準との整合性を含め、当グループの戦略計画の不可欠な一部である。
気候変動緩和戦略は、2017年と比較して2040年までにバリューチェーン全体における直接及び間接の温室効果ガス排出量を少なくとも99%削減することに寄与し、主要な国際基準で設定されている全体的な閾値（90%）を大きく上回る。

気候変動に関連するトピックの財務面の影響については、注記2.1「見積り及び経営判断の利用」及び特定項目に関連する注記を参照のこと。

2.4 ミニマム課税

大規模な多国籍企業が事業を営む各法域において最低水準の事業所得税を納めることを保証することを目的とした「第二の柱のグローバル税源浸食防止モデルルール（GloBEルール）」は、エネルグループが事業を営む特定の法域において制定又は実質的に制定されている。
一般的に、この規則では、その所得に対する実効税率を最低でも15%に引き上げるために、超過利潤に「上乗せ」税金を適用することを想定している。
この目的のため、当グループは、そのような法域における上乗せ税に対する潜在的なエクスポージャーを管理するための特定のプロセスを開発した。
この評価に基づき、エネルグループが、GloBEルールに基づき法域ごとに計算される実効税率と最低税率15%との差額として負担する可能性のある上乗せ税額に大きな影響はない。
当グループは、「IAS第12号 - 国際的な税制改革 - 第2の柱モデルルール」の規定を適用し、第2の柱の適用に起因する繰延税金の会計処理に関する強制的な一時的免除を適用した。当グループは、同規制の適用により生じる税金を、発生時に流動税金として認識する（注記12「繰延税金資産及び負債」参照）。

注記3. 新規及び改訂された基準及び解釈指針

当社は、2025年1月1日より効力が生じた以下の基準、解釈指針及び改訂を適用している。

＞ 2023年8月に公表された「IAS第21号 - 外国為替レートの変動の影響の改訂（交換可能性の欠如）」は、ある通貨が他の通貨と交換可能かどうかの判断方法を明確化するとともに、交換可能でない場合に適用すべき為替レートの決定方法について規定している。

この改訂は、手続上通常生じる遅れがあったとしても強制可能な権利義務を生み出す市場又は交換メカニズムを通じて他の通貨を入手することが可能である場合、その通貨は他の通貨と交換可能であるとみなされると定めている。

交換可能性の評価は、測定日において、特定の目的のために行われなければならない。そのような状況で、もう一方の通貨がごく少量しか入手できない場合、その通貨は交換できない。この場合、企業は、実勢の経済状況下で、測定日に市場参加者間で秩序ある為替取引が行われるであろうレートを反映した直物為替レートを見積る必要がある。

この改訂では、交換可能でない通貨の直物為替レートをどのように見積るかは規定されておらず、調整なしで観測可能な為替レートを使用するか、別の見積り手法を使用することができる。

この改訂により、企業は、ある通貨が他の通貨に交換できないという事実が、その企業の業績、財政状態、キャッシュ・フローにどのような影響を与えるか、又は与えることが予想されるかを利用者が評価できるような情報を提供する、新たな開示を行う必要がある。

これらの改訂の適用による、本財務諸表への重要な影響はない。

前へ　次へ

損益計算書に関する情報

注記4. 収益

4.a　販売及びサービスから生じる収益 - 110百万ユーロ

百万ユーロ	2025年	2024年	増減
グループ会社	110	109	1
第三者	-	1	(1)
販売及びサービスから生じた収益合計	**110**	**110**	**-**

販売及びサービスから生じる収益には、親会社としての管理・調整役務の中で子会社に提供される経営サービス（93百万ユーロ）、ITサービス（14百万ユーロ）及びその他サービス（3百万ユーロ）が含まれる。
「販売及びサービスから生じる収益」の地理的セグメント別内訳は以下のとおりである：
＞　イタリア70百万ユーロ（60百万ユーロ、2024年）、
＞　欧州連合（EU）域内20百万ユーロ（16百万ユーロ、2024年）、
＞　その他の国々20百万ユーロ（34百万ユーロ、2024年）。

4.b　その他の収益 - 12百万ユーロ

その他の収益には主に、他のグループ会社に出向しているエネル・エスピーエーの従業員に係る費用（10百万ユーロ）、並びにFondazione Centro Studi Enel及びEnel Cuore Onlusに出向しているエネル・エスピーエーの従業員に係る費用（合計2百万ユーロ）の請求が含まれる。

注記5. 売上原価

5.a　消耗品の購入

消耗品購入費は前年度から大きな変動はなかった。

5.b　サービス、リース及び賃借料 - 177百万ユーロ

百万ユーロ	2025年	2024年	増減
サービス	167	170	(3)
リース及び賃借料	10	7	3
サービス、リース及び賃借料合計	**177**	**177**	**-**

サービス費用には、第三者から提供された97百万ユーロのサービス費用（2024年度115百万ユーロ）及びグループ会社から提供された70百万ユーロのサービス費用（2024年度55百万ユーロ）が含まれる。
システム及びアプリケーション・サポートサービスや、主にEnel Global Services Srlに関する雑多なサービスの費用が減少したことを反映して、グループ会社が提供するサービスの費用は18百万ユーロ減少した。
第三者から提供されるサービス費用は、主に広告及びスポンサーシップ費用（6百万ユーロ）及びその他サービス費用（8百万ユーロ）の増加を反映して、15百万ユーロ増加した。
リース及び賃借料は、子会社Enel Italia SpAが所有する資産のリース料（5百万ユーロ）及びオペレーティング・リース料（2百万ユーロ）である。

5.c　人件費－205百万ユーロ

百万ユーロ	注記	2025年	2024年	増減
賃金及び給与		116	93	23
社会保障料		34	28	6
退職後給付	24	10	8	2
その他の長期給付	24	17	1	16
株式報酬		8	4	4
その他の費用及びその他の奨励給制度		20	12	8
人件費合計		**205**	**146**	**59**

人件費は2024年度比で59百万ユーロ増加したが、これは主に平均従業員数及び従業員数の増加、並びに従業員給付によるものである。

以下の表は、カテゴリー別の平均従業員数を前年と比較したものであり、2025年12月31日現在の実際の従業員数である。

	平均労働力			従業員数
員数	2025年	2024年	増減	2025年12月31日現在
マネージャー	210	184	26	222
ミドルマネージャー	740	593	147	801
ホワイトカラー	303	271	32	295
合計	**1,253**	**1,048**	**205**	**1,318**

5.d　減価償却費、償却費及び減損損失 － 995百万ユーロ

百万ユーロ	2025年	2024年	増減
減価償却費	5	5	-
償却費	36	83	(47)
減損損失	954	3,497	(2,543)
減価償却費、償却費及び減損損失合計	**995**	**3,585**	**(2,590)**

減価償却費は5百万ユーロ、償却費は36百万ユーロで、これらを含む項目合計は41百万ユーロである。
減損損失には、子会社Enel X Srl（520百万ユーロ）、Enel Green Power SpA（308百万ユーロ）、Enel Holding Finance Srl（88百万ユーロ）、Enel Finance International NV（29百万ユーロ）及びVektör Enerjí Üretím Anoním 𝔦rketí（9百万ユーロ）が保有する株式投資の減損損失が含まれる。
2024年度において、これらの株式投資の減損損失は、Enel Holding Finance Srlで2,587百万ユーロ、Enel Finance International NVで862百万ユーロとなり、これは利用可能資本準備金の一部分配後に実施された減損テストによるものである。この項目には、子会社であるエネル再保険（Compagnia di riassicurazione SpA）に対する株式投資の減損損失47百万ユーロも含まれている。
減損損失の判定基準の詳細については、後述の注記13「持分投資」を参照のこと。

5.e　その他の営業費用 － 21百万ユーロ

主に雑多な営業費用の増加及び過年度項目の精算により、その他の営業費用は7百万ユーロ増加した。

注記6. 持分投資から生じる利益 – 4,528百万ユーロ

百万ユーロ	2025年	2024年	増減
子会社からの配当金	**4,527**	**6,562**	**(2,035)**
Enel Américas SA	365	399	(34)
Enel Chile SA	170	216	(46)
Enel Finance International NV	-	1,075	(1,075)
Enel Global Trading SpA	1,161	1,103	58
Enel Green Power SpA	-	166	(166)
Enel Holding Finance Srl	-	3,225	(3,225)
Enel Iberia SRLU	810	375	435
Enel Italia SpA	2,020	-	2,020
Enelpower Srl	1	3	(2)
他社からの配当金	**1**	**1**	**-**
Empresa Propietaria de la Red SA	1	1	-
持分法による投資利益合計	**4,528**	**6,563**	**(2,035)**

この項目は、子会社及びその他の会社によって承認された配当金に関して、2024年に2,035百万ユーロ減少した。これは主に、2024年に4,300百万ユーロの利用可能資本準備金を分配した子会社Enel Holding Finance Srl及びEnel Finance International NVからの配当金の減少を反映しており、Enel Italia SpA、Enel Iberia SRLU及びEnel Iberia SRLUからの配当金の増加によって部分的に相殺された。

年末時点の2025年中間配当未払い分には、子会社のEnel Iberia SRLU（350百万ユーロ）、Enel Italia SpA（300百万ユーロ）、Enel Américas SA（70百万ユーロ）、Enel Chile SA（26百万ユーロ）が承認したものが含まれており、2026年1月及び2月に回収された。

注記7. デリバティブから生じる正味金融収益及び費用 – (63)百万ユーロ

（単位：百万ユーロ）	2025年	2024年	増減
デリバティブから生じた収益：			
- グループ会社を代表して	**350**	**401**	**(51)**
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	350	401	(51)
- エネル・エスピーエーを代表して：	**73**	**149**	**(76)**
- キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブからの利益	54	130	(76)
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	19	19	-
デリバティブから生じた収益合計	**423**	**550**	**(127)**
デリバティブから生じた費用			
- グループ会社を代表して	**348**	**398**	**(50)**
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	348	398	(50)
- エネル・エスピーエーを代表して：	**138**	**56**	**82**
- キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブによる費用	119	36	83
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	19	20	(1)
デリバティブから生じた費用合計	**486**	**454**	**32**
デリバティブから生じる正味金融収益／（費用）合計	**(63)**	**96**	**(159)**

金利及び為替に関するデリバティブから生じる正味金融費用は63百万ユーロ（2024年度96百万ユーロの正味利益）となり、主に為替リスクのヘッジを考慮したキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの正味金融費用を反映して159百万ユーロ減少した。

デリバティブの詳細については、注記31「金融商品」及び注記33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記8. その他の金融収入/ (費用) - (270)百万ユーロ

百万ユーロ	2025年	2024年	増減
その他の金融収益			
受取利息			
短期金融資産の受取利息	154	348	(194)
合計	**154**	**348**	**(194)**
為替差益	84	14	70
その他	144	186	(42)
合計	**228**	**200**	**28**
その他の金融収益合計	**382**	**548**	**(166)**
その他の金融費用			
利息費用			
銀行借入に対する支払利息	85	145	(60)
社債に係る利息費用	117	140	(23)
その他の借入金の利息費用	435	594	(159)
合計	**637**	**879**	**(242)**
為替差損	10	64	(54)
確定給付制度及びその他の長期従業員給付に対する支払利息	4	5	(1)
その他	1	4	(3)
合計	**15**	**73**	**(58)**
その他の金融費用合計	**652**	**952**	**(300)**
その他金融収益/（費用）合計	**(270)**	**(404)**	**134**

その他の金融収益は382百万ユーロとなり、主に以下を反映して2024年度比で166百万ユーロ減少した：

- 主にグループ会社間の当座預金取引（154百万ユーロ）に起因するグループ会社からの受取利息の減少、及び銀行当座預金からの受取利息の減少（29百万ユーロ）を反映した、短期金融資産の受取利息の194百万ユーロの減少。
- 為替差益が70百万ユーロ増加した。これは主に、ユーロ以外の通貨建ての純金融債務に関連する為替レートの動向を反映したものである。
- グループ会社に代わって発行された保証に関するその他の受取利息が、保証の減少により42百万ユーロ減少した。

その他の金融費用は652百万ユーロとなり、前期比で300百万ユーロ減少した。主に、銀行借入、社債及びその他の借入に係る利息費用の減少（合計242百万ユーロ）によるものであり、これは主として金利の低下による。また、為替差損の減少（54百万ユーロ）も寄与している。

注記9. 法人所得税等 – (149)百万ユーロ

百万ユーロ	2025年	2024年	増減
当期法人所得税等	(149)	(148)	(1)
繰延税金収益	(1)	1	(2)
繰延税金費用	1	3	(2)
税金合計	**(149)**	**(144)**	**(5)**

2025年度の法人所得税は、主に、子会社からの受取配当金の95%が除外されたこと、及び法人税法（連結所得税法第96条）に基づきエネル・エスピーエーのグループに対する支払利息が損金算入されたことにより、税引前利益と比較して法人所得税（IRES）の課税ベースが引き下げられた結果、149百万ユーロの税軽減があった。
以下の表は、理論税率を実効税率と調整したものである。

百万ユーロ

	2025年	%	2024年	%
税引前利益	2,919		2,454	
理論上の法人税（IRES）	**701**	**24.0%**	**589**	**24.0%**
税金減少額：				
- 持分投資配当金の回収	(1,032)	-35.4%	(536)	-21.8%
- 未回収の持分投資配当金	(9)	-0.3%	(8)	-
- 引当金の用途	(16)	-0.5%	(13)	-0.5%
- その他	(70)	-2.4%	(1,072)	-43.7%
税金の増加：				
- 当期の減損損失／（利益）	229	7.8%	839	34.2%
- 引当金繰入額	19	0.7%	11	-
- 前年度費用	-	0.0%	1	0.0%
- その他	10	0.3%	7	0.3%
現在の法人税の合計 (IRES)	**(168)**	**-5.8%**	**(182)**	**-7.4%**
外国税	**18**	**0.6%**	**(10)**	**-**
過年度法人税等見積差額	**1**	**0.0%**	**21**	**0.9%**
外国株式投資からの配当金の源泉徴収	**-**	**0.0%**	**23**	**0.0%**
繰延税金項目合計	**-**	**0.0%**	**4**	**0.2%**
- うち年間変動額	1		4	
- うち前年度見込みとの差異	(1)		-	
法人税等合計	**(149)**	**-5.1%**	**(144)**	**-6.3%**

前へ　次へ

財政状態計算書に関する情報

資産

注記10. 有形固定資産 – 10百万ユーロ

百万ユーロ	土地	建物	設備及び機械	産業及び商業設備	その他の資産	建物附属設備	建設仮勘定及び前渡金	合計
取得原価	1	6	3	5	38	42	-	95
減価償却累計額	-	(5)	(3)	(5)	(31)	(42)	-	(86)
2023年12月31日現在残高	**1**	**1**	**-**	**-**	**7**	**-**	**-**	**9**
資本的支出	-	-	-	-	5	-	-	5
減価償却費	-	-	-	-	(3)	-		(3)
増減合計	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**	**-**	**-**	**2**
取得原価	1	6	3	5	43	42	-	100
減価償却累計額	-	(5)	(3)	(5)	(34)	(42)	-	(89)
2024年12月31日現在残高	**1**	**1**	**-**	**-**	**9**	**-**	**-**	**11**
資本的支出/投資回収	-	(2)	-	-	3	-	-	1
減価償却費	-	2	-	-	(3)	-		(1)
その他の変動	(1)	-	-	-	-	-	-	(1)
増減合計	**(1)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**
取得原価	-	4	3	5	46	42	-	100
減価償却累計額	-	(3)	(3)	(5)	(37)	(42)	-	(90)
2025年12月31日現在残高	**-**	**1**	**-**	**-**	**9**	**-**	**-**	**10**

有形固定資産は、10百万ユーロで、2025年中の資本的支出、投資回収、減価償却のマイナスバランスを反映し、2024年比で1百万ユーロ減少した。

注記11. 無形資産 – 66百万ユーロ

無形資産は全て有限の耐用年数を有し、その内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	工業特許及び知的財産権	開発中のその他の無形資産	合計
2023年12月31日現在残高	**33**	**98**	**131**
投資	-	28	28
資本的支出	97	(97)	-
償却費	(83)	-	(83)
増減合計	**14**	**(69)**	**(55)**
2024年12月31日現在残高	**47**	**29**	**76**
投資	1	25	26
資本的支出	24	(24)	-
償却費	(36)	-	(36)
増減合計	**(11)**	**1**	**(10)**
2025年12月31日現在残高	**36**	**30**	**66**

工業特許及び知的財産権は36百万ユーロ（2024年度47百万ユーロ）で、主にアプリケーション・ソフトウェアの購入にかかる費用に関するものである。償却は、残存耐用年数（平均3年）に基づく定額法で行われる。
その他の開発中無形資産は30百万ユーロとなり、2024年度に比べ1百万ユーロ増加した。これは主に、サービス開始資産やプロジェクト及びITシステムの開発投資を反映したものである。

注記12. 繰延税金資産及び負債 – 92百万ユーロ及び22百万ユーロ

百万ユーロ	2024年12月31日現在	純損益に計上された増加／（減少）	株主持分に計上された増加／（減少）	2025年12月31日現在
繰延税金資産				
一時的な相違の性質：				
- リスク引当金及び費用、減損損失	13	(1)	-	12
- 金融商品の測定	71	-	(22)	49
-その他の項目	27	2	2	31
繰延税金資産合計	**111**	**1**	**(20)**	**92**
繰延税金負債				
一時的な相違の性質：				
- 金融商品の測定	(25)	-	12	(13)
-その他の項目	(8)	(1)	-	(9)
繰延税金負債合計	**(33)**	**(1)**	**12**	**(22)**
相殺後の繰延IRES税金資産超過額	**78**			**70**

繰延税金資産は総額92百万ユーロ（2024年12月31日現在111百万ユーロ）で、基本的にはキャッシュ・フロー・ヘッジ及び従業員給付の公正価値測定にかかる繰延税金に関するものである。
繰延税金負債は22百万ユーロ（2024年12月31日現在33百万ユーロ）となり、主にキャッシュ・フロー・ヘッジ商品の公正価値測定に係る繰延税金に関するものである。
繰延税金資産及び負債の金額は、IRESの税率24%を適用して決定された。

前へ　次へ

注記13. 持分投資 – 59,303百万ユーロ

以下の表は、各投資の年度中の変動と、それに対応する期首及び期末の帳簿価額、並びに子会社、関連会社及びその他の会社に対する投資の一覧を示している。

百万ユーロ	2024年12月31日現在					2025年度の変動					2025年12月31日現在				
	元のコスト	減損（損失）／利益	その他の変更-IFRIC第11号及びIFRS第2号	帳簿価額	保有率%	出資金と損失補償	取得/(処分)/(清算)/(返済)	合併/(スピンオフ)	評価修正	純増減	元のコスト	減損（損失）／利益	その他の変更-IFRIC第11号及びIFRS第2号	帳簿価額	保有率%
A) 子会社															
エネル・グローバル・サービス Srl	70	-	3	73	100.0	70		-	-	70	140	-	4	144	100.0
Enel Global Trading SpA	1,401	-	3	1,404	100.0	-		-	-	-	1,401	-	4	1,405	100.0
Enel Green Power SpA	2,063	(1,369)	6	700	100.0	1,193		-	(308)	885	3,256	(1,677)	7	1,586	100.0
エネル・グリッズSrl	59	-	4	63	100.0	-		-	-	-	59	-	5	64	100.0
Enel Holding Finance Srl	7,874	(2,587)	-	5,287	100.0	-		-	(88)	(88)	7,874	(2,675)	-	5,199	100.0
エネル・イベリア SRLU	13,713	-	1	13,714	100.0	-		-	-	-	13,713	-	1	13,714	100.0
エネル・イノベーション・ハブスSrl	70	(63)	-	7	100.0	-		-	-	-	70	(63)	-	7	100.0
Enel Investment Holding BV	4,497	(4,492)	-	5	100.0	-		-	-	-	4,497	(4,492)	-	5	100.0
Enel Italia SpA	12,763	-	7	12,770	100.0	-		-	-	-	12,763	-	9	12,772	100.0
Enel North America Inc.	6,587	-	1	6,588	100.0	-		-	-	-	6,587	-	1	6,588	100.0
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	606	(47)	-	559	100.0	-		-	-	-	606	(47)	-	559	100.0
エネルXSrl	239	-	4	243	100.0	500		916	(520)	896	1,655	(520)	5	1,140	100.0
Enel X Way Srl	916	-	-	916	100.0	-		(916)	-	(916)	-	-	-	-	-
Enelpower Srl	189	(163)	-	26	100.0	-		-	-	-	189	(163)	-	26	100.0
Vektör Enerjí Üretím Anoním Şirketí	-	-	-	-	100.0	9		-	(9)	-	9	(9)	-	-	100.0
エネル・アメリカSA	11,658	-	-	11,658	82.3	-	1	-	-	1	11,659	-	-	11,659	82.3
エネル・チリSA	2,671	-	-	2,671	64.9	-		-	-	-	2,671	-	-	2,671	64.9
エネル・ファイナンス・インターナショナル N.V.	2,624	(862)	-	1,762	25.0	-		-	(29)	(29)	2,624	(891)	-	1,733	25.0
エネル・グリーン・パワー・チリSA	-	-	-	-	0.0	-		-	-	-	-	-	-	-	0.0
子会社合計	**68,000**	**(9,583)**	**29**	**58,446**		**1,772**	**1**	**-**	**(954)**	**819**	**69,773**	**(10,537)**	**36**	**59,272**	
B) 関連会社															
CESI SpA	23	-	-	23	42.7	-		-	-	-	23	-	-	23	42.7
関連会社合計	**23**	**-**	**-**	**23**		**-**		**-**	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
C) その他の企業															
Elcogas SA（清算中）	5	(5)	-	-	4.3	-		-	-	-	5	(5)	-	-	4.3
Empresa Propietaria de la Red SA	5	4	-	9	11.1	-		-	(1)	(1)	5	3	-	8	11.1
イドロシチリア SpA	-	-	-	-	1.0	-		-	-	-	-	-	-	-	0.6
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11.1	-		-	-	-	-	-	-	-	11.1
その他の会社合計	**10**	**(1)**	**-**	**9**		**-**	**-**	**-**	**(1)**	**(1)**	**10**	**(2)**	**-**	**8**	
株式投資合計	**68,033**	**(9,584)**	**29**	**58,478**		**1,772**	**1**	**-**	**(955)**	**818**	**69,806**	**(10,539)**	**36**	**59,303**	

前へ　次へ

下表は、2025年における持分投資の変動を報告している。

百万ユーロ	
増加	
Enel X Way SrlのEnel X Srlへの合併	916
Enel Global Services Srlへの出資	70
Enel Américas SAの持株比率の増加	1
Enel Green Power SpAへの出資	1,193
Vektör Enerjí Üretím Anoním İrketíの資本増強	9
Enel X Srlへの出資	500
総増加額	**2,689**
減少	
Enel X Way SrlのEnel X Srlへの合併	(916)
Enel Holding Finance Srlの減損損失	(88)
Enel Finance International NVの減損損失	(29)
Enel X Srlの減損損失	(520)
Enel Green Power SpAの減損損失	(308)
Vektör EnerjíÜretím Anoním İrketíの減損損失	(9)
Empresa Propietaria de la Red SAの価値調整	(1)
合計減少額	**(1,871)**
純増減	**818**

以下の結果、2025年度、子会社、関連会社及びその他企業への投資の帳簿価額は、以下の結果として818百万ユーロ増加した。

- 2025年1月16日、同社の財務基盤を強化するため、子会社Enel Global Services Srlに70百万ユーロを出資した。
- チリの上場子会社であるEnel Américas SAへの出資を約1百万ユーロで9,693,416株を購入することにより、2025年4月1日に株式資本の82.27%から82.28%に引き上げた。
- 2025年6月30日及び9月26日、子会社であるEnel Green Power SpAに総額1,193百万ユーロの出資を行い、財務及び株式構造を最適化した。
- トルコの子会社Vektör Enerjí Üretím Anoním İrketíに対する債権放棄と9百万ユーロの出資による資本増強を2025年12月12日に実施した。
- 2025年12月29日、同社の財務及び資本構造を強化するため、子会社であるEnel X Srlに500百万ユーロを出資した。
- 子会社であるEnel Holding Finance Srlが保有する投資について、同社の業績及び財務状況を反映させるため、88百万ユーロの減損損失を計上した。
- オランダの子会社であるEnel Finance International NVの業績及び財務状況を反映するため、同社が保有する投資について29百万ユーロの減損損失を計上した。
- 子会社Enel Green Power SpAが保有する投資の減損損失308百万ユーロは、主に売却目的保有に分類されたメキシコの子会社に帰属する。
- イタリア及びスペイン市場における成長シナリオの鈍化による投資の合理化を反映するため、子会社であるEnel X Srlが保有する投資の減損損失520百万ユーロ。
- Vektör Enerjí Üretím Anoním İrketíへの投資に対する9百万ユーロの減損損失は、同社の業績と財務状況を反映したものである。
- Empresa Propietaria de la Red SAに対する株式投資の公正価値測定の減少1百万ユーロ。

さらに、Enel X Way Srlは2025年1月1日を効力発生日としてEnel X Srlに合併した。この取引によって、エネル・エスピーエーが保有する株式投資全体の価値が変動することはなかった。

IFRS第2号に従い、イタリア民法第2359条に基づき、エネル及び/又はその子会社の経営陣に対する株式による長期インセンティブ制度に関わっている子会社に対する投資の帳簿価額は、特定資本準備金に認識された当該年度の資本部分の公正価値により、全体で7百万ユーロ増加している。間接子会社の従業員に対する持分証券を付与した例では、直接子会社の持分投資の帳簿価額は増加した。

減損テストによって認識されたのれんの回収可能価額は、将来の予想キャッシュ・フローを見積り、リスクフリーレート、ベータ、市場リスク・プレミアムなどの市場インプットに基づいて選択された適切な割引率を適用することを含む割引キャッシュ・フロー・モデルを使用して、投資の使用価値の見積りを通じて持分価値を計算することによって見積られている。投資の帳簿価額を比較するため、将来キャッシュ・フローの見積りから得られた企業価値は、投資先の正味財政状態及び持分価値の見積りに関連するその他の貸借対照表項目を差し引いて資本価値に換算されている。キャッシュ・フローは、見積り時点で入手可能な最善の情報に基づいて決定され、2025年2月22日に当社の取締役会で承認された2026-2028年事業計画から明示された期間について引用され、この計画には、数量、収益、営業コスト、資本的支出、産業及び商業組織、主要なマクロ経済変数（インフレ率、名目金利、為替レート）及び商品価格の動向に関する予測が含まれている。これらの持分投資の減損テストにおいて考慮されるキャッシュ・フローの明示的期間は、様々な企業の特質やビジネス・サイクルによって異なる。一方、終価は、企業の長期的な成長見通しを表す成長率（国や事業によって異なる）が永久又は所定期間に適用されるものとして計算された。

Enel Italia SpA、Enel Global Services Srl、Enel North America Inc.、Enel Grids Srl及びEnel Iberia SRLUの投資については、各投資先について2025年12月31日現在、帳簿価額が個別に資本を上回っていても回収可能であると判断している。この状況は、投資に関する減損損失ではなく、2つの金額の一時的なミスマッチであると考えられる。具体的には、Enel Italia SpA、Enel Global Services Srl、Enel North America Inc.、Enel Grids Srl及びEnel Iberia SRLUについては、投資の帳簿価額と資本との間のマイナスの差額がトリガー・イベントとなり、その後、予想される将来キャッシュ・フローを考慮した投資の資本価値が減損テストにより決定された。このテストの結果、投資価値の完全な回収可能性を確認するのに必要な程度まで資本に反映されなかった、より大きな価値が浮上した。減損テストの結果、これらの投資に減損の兆候は認められなかった。

Enel Finance International NV、Enel Holding Finance Srl、Enel Green Power SpA及びEnel X Srlが保有する投資に関しては、投資の帳簿価額と資本の差額がマイナスであることがトリガー事象となり、IAS第36号に従って投資の回収可能価額の決定を進める必要が生じた。

これらの投資について実施された減損テストの結果は以下のとおりである：

＞ Enel Finance International NV：使用価値を決定するために使用されたキャッシュ・フローは、明示期間において、エネルグループの事業計画の規定に沿って、同社の中核事業に関連するキャッシュ・フローの推移に関する経営者の仮定を反映している。3年間の明示期間の後の数年間については、既存の投資が、関連する契約の平均継続期間と等しい期間、テスト時点で有効な契約率と整合的なインフロー／アウトフローを生み出し続けると仮定し、税引前WACC11.1% を用いてキャッシュ・フローを見積った。減損テストの結果、回収可能価額が帳簿価額を下回ったため、29百万ユーロの価値調整が行われた。

- Enel Holding Finance Srl：持株会社であり、その価値はEnel Finance International NVの75%持分に完全に関連している。従って、減損テストは、投資の帳簿価額と、上述の方法に従って決定された子会社の回収可能価額を比較することにより実施された。減損テストの結果、回収可能価額が帳簿価額を下回ったため、88百万ユーロの価値調整が行われた。
- Enel Green Power SpAについては、同社が主として持株会社として機能していることから、減損テストはサム・オブ・ザ・パーツ・アプローチにより実施されている。この方法では、Enel Green Power SpA本体及び各投資先の株式価値を個別に評価し、その合計額を回収可能価額として算定している。明示期間における使用価値を決定するために使用されたキャッシュ・フローは、エネルグループの直近の事業計画に含まれる各社の計画から引用された。残存価値は、実施されている事業の性質及び発電設備の残存耐用年数に応じて、年金法を用いて見積られた。また、委譲権、生産拠点の競争力、送電網への相互接続を考慮し、発電所が廃止された場合の残存価値も含まれている。使用した主な財務上の仮定であるWACCとgレートは、各社の市場と地理的地域の特殊性を反映したものである。
- Enel X Srl：減損テストは、サム・オブ・ザ・パーツ・アプローチを適用して実施された。様々な投資先に帰属する価値は、主に使用価値に基づいて決定され、より適切と判断される場合には、売却費用控除後の公正価値に基づいて決定される。明示期間のキャッシュ・フローは、主にエネルグループの子会社の事業計画及びその他の会社の経営者が作成した最新の計画から引用された。明示期間を超えるキャッシュ・フローは、事業の特性及び基礎資産の耐用年数に応じて、永久収益法又は年金収益法のいずれかを用いて算定された。使用した財務上の仮定であるWACCとgレートは、各社の市場と地理的地域の特殊性を反映したものである。

イタリアの子会社に対するエネル・エスピーエーの投資株券は、Monte dei Paschi di Sienaで保管されている。

以下の表は、2025年12月31日現在の子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社及びその他の投資先に対する投資の株式資本及び持分を報告したものである 。

	登録事務所	通貨	資本金	資本（百万ユーロ）	前年度損益（百万ユーロ）	保有率%	帳簿価額（百万ユーロ）
A) 子会社							
エネル・グローバル・サービス Srl	ローマ	ユーロ	50,000	107	(15)	100.0	144
Enel Global Trading SpA	ローマ	ユーロ	90,885,000	1,061	631	100.0	1,405
Enel Green Power SpA	ローマ	ユーロ	272,000,000	1,195	(346)	100.0	1,586
Enel Grids Srl	ローマ	ユーロ	10,100,000	41	(9)	100.0	64
Enel Holding Finance Srl	ローマ	ユーロ	10,000	5,214	(71)	100.0	5,199
Enel Iberia SRLU	マドリード	ユーロ	336,142,500	24,337	1,083	100.0	13,714
エネル・イノベーション・ハブス Srl	ローマ	ユーロ	1,100,000	8	-	100.0	7
Enel Investment Holding BV	アムステルダム	ユーロ	1,000,000	3	(1)	100.0	5
Enel Italia SpA(1)	ローマ	ユーロ	100,000,000	10,770	2,914	100.0	12,772
Enel North America Inc.(1)	アンドーヴァー	米ドル	50	6,260	(87)	100.0	6,588
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	ローマ	ユーロ	3,000,000	555	-	100.0	559
Enel X Srl	ローマ	ユーロ	1,050,000	582	(60)	100.0	1,140
Enelpower Srl	ミラノ	ユーロ	2,000,000	27	2	100.0	26
Vektör Enerjí Üretím Anoním 01 SE írketí	イスタンブール	TRY	3,500,000	-	-	100.0	-
Enel Américas SA(1)	Santiago de Chile	米ドル	15,799,226,825	15,817	1,190	82.3	11,659
Enel Chile SA(1)	Santiago de Chile	チリペソ	3,895,894,938	4,725	517	64.9	2,671
エネル・ファイナンス・インターナショナル N.V.	アムステルダム	ユーロ	1,478,810,371	6,428	24	25.0	1,733
Enel Green Power Chile SA	Santiago de Chile	米ドル	599,261,770	888	1	0.0	-
B) 関連会社							
CESI SpA(2)	ミラノ	ユーロ	8,550,000	103	2	42.7	23
C) その他の企業							
Elcogas SA（清算中）	プエルトラーノ	ユーロ	809,690	-	-	4.3	-
Empresa Propietaria de la Red SA	パナマ	米ドル	63,810,000	162	16	11.1	8
イドロシチリア SpA	ミラノ	ユーロ	22,520,000	-	-	0.6	-
レッド・セントロアメリカ・デ・テレコミュニケーションズSA	パナマ	米ドル	2,700,000	-	-	11.1	-

(1) 2025年12月31日現在の連結財務諸表に基づく。
(2) 2024年12月31日現在の連結財務諸表に基づく。

2025年12月31日現在の他の会社に対する持分投資は、全て非上場会社に対するものである。IFRS第9号への移行期間中、これらの金融資産をその他の包括利益を通じて公正価値で測定するオプションが適用された。

Elcogas SAへの投資は2014年に完全に償却され、2015年1月1日以降、エネルが4.3%の株式を保有する同社は清算中である。2014年に供与された6百万ユーロの利益参加ローンも、累積損失を考慮して評価損が計上されている。

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
FVOCIで測定される非上場会社に対する持分投資	**8**	**9**
Empresa Propietaria de la Red SA	8	9
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
メルコスール送電会社 SA	-	-
エルコガスSA（清算中）	-	-
イドロシチリア SpA	-	-

注記14. デリバティブ - 132百万ユーロ、27百万ユーロ、510百万ユーロ、45百万ユーロ

	非流動		流動	
（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
デリバティブ金融資産	132	179	27	107
デリバティブ金融負債	510	581	45	102

デリバティブ金融資産及び負債の性質、認識及び分類の詳細については、注記31「金融商品」及び33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記15. その他の非流動金融資産 – 21百万ユーロ

百万ユーロ	注記	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
金融前払金		18	1	17
負債に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	3	3	-
合計		**21**	**4**	**17**

金融前払金は基本的に2025年に引受けたサステナビリティに連動したリボルビング・クレジット・ラインに係る取引費用の残額を指す。
この項目には、そのような費用の非流動部分が含まれ、損益計算書への計上は、そのラインの有効期間に基づいて行われる。

15.1 負債に含まれるその他の非流動金融資産 - 3百万ユーロ

百万ユーロ	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
その他のローン資産	3	3	-
合計	**3**	**3**	**-**

その他の貸付資産は、従業員に対する貸付金で計上されている。

注記16. その他の非流動資産 - 65百万ユーロ

百万ユーロ	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
税金資産	12	12	-
付加年金制度の債務の引受に伴う子会社からの支払額	53	56	(3)
その他の非流動資産合計	**65**	**68**	**(3)**

税金資産には、IRES目的の課税所得を計算する際にIRAPを一部控除しなかった結果、過剰に支払われた所得税の償還請求に係る残額9百万ユーロが含まれる。これらの請求は、2003年分についてはエネル・エスピーエー代表が、2004年から2011年についてはエネル・エスピーエーの代表及び連結会社として提出された。
この項目には、2021年に係るEnel Américas SAの配当に課された源泉税の最終計算から生じた3百万ユーロの資産が含まれている。
付加年金制度の負債の引受けに関して子会社が支払うべき金額は、グループ会社による補足年金制度の負担の引受けに関して支払うべき金額である。契約条件には、従業員福利厚生で認識される親会社の確定給付債務の消滅費用を当該グループ会社が償還することが記載されている。
現在の前提条件による年金数理予測に基づくと、この計画は今後5年以内に失効する。

注記17. 営業債権 – 174百万ユーロ

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
営業債権:			
- 子会社からの預り金	172	192	(20)
- 第三者 顧客からの預り金	2	5	(3)
合計	**174**	**197**	**(23)**

子会社に対する営業債権は、主にエネル・エスピーエーがグループ会社に代わって行う管理・調整サービス及びその他の業務に関するものである。
2024年12月31日時点の減少は主に、海外子会社からの回収の改善を反映している。
第三者顧客に対する営業債権は、様々な種類のサービスに関するものである。

子会社に対する営業債権の内訳は以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
子会社			
Edistribución Redes Digitales SLU	4	4	-
e-distribuzione SpA	20	16	4
Endesa Energía SAU	3	2	1
Endesa Generación SA	2	3	(1)
エンデサSA	8	8	-
Enel Américas SA	1	1	-
Enel Brasil SA	49	57	(8)
Enel Chile SA	4	5	(1)
Enel Distribución Chile SA	1	1	-
Enel Energia SpA	9	8	1
Enel Generación Chile SA	-	2	(2)
Enel Global Services Srl	12	13	(1)
Enel Green Power Chile SA	2	2	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラスSA	-	7	(7)
Enel Green Power Italia Srl	2	3	(1)
Enel Green Power North America Inc.	4	1	3
Enel Green Power SpA	4	5	(1)
Enel Grids Srl	2	1	1
Enel Italia SpA	6	3	3
Enel North America Inc.	3	4	(1)
Enel Produzione SpA	4	5	(1)
Enel X Srl	1	6	(5)
Gas y Electricidad Generación SAU	2	2	-
Vektör Enerjí Üretím Anoním 0 1 S E írketí	-	8	(8)
その他	29	25	4
合計	**172**	**192**	**(20)**

地理的セグメント別の売上債権は以下のとおり。

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
イタリア	72	68	4
EU	24	34	(10)
非-EU欧州	-	1	(1)
その他	78	94	(16)
合計	**174**	**197**	**(23)**

注記18. 法人所得税資産 - 183百万ユーロ

法人税資産は主に、2025年の予想当期法人税に係るIRESの税額控除（168百万ユーロ）、金融収益に対する源泉税に係る税額控除（12百万ユーロ）及び利息収益に対する源泉税に係る税額控除（3百万ユーロ）で構成されている。

注記19. その他の流動金融資産 – 3,871百万ユーロ

（単位：百万ユーロ）	注記	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	3,833	2,627	1,206
その他の流動金融資産		38	51	(13)
合計		**3,871**	**2,678**	**1,193**

負債に含まれる「その他流動金融資産」の詳細については、注記19.1を参照のこと。
その他の流動金融資産は基本的に、主に利息に係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに係る28百万ユーロ（2024年12月31日現在35百万ユーロ）の流動未払金融収益、2025年に発生し翌年に支払われるデリバティブ・ポジションに係る4百万ユーロ（2024年12月31日現在11百万ユーロ）の金融資産、及びクレジットラインの契約締結に要した費用に関連する6百万ユーロ（2024年12月31日現在から変更なし）の流動金融前払費用を指す。

19.1　負債に含まれるその他の流動金融資 – 3,833百万ユーロ

（単位：百万ユーロ）	注記	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
グループ会社からのローン資産：				
- 短期貸付資産（会社間当座預金）	31.1.1	3,413	2,161	1,252
合計		**3,413**	**2,161**	**1,252**
他者からのローン資産：				
- その他のローン資産		3	5	(2)
- 店頭デリバティブ証拠金取引の現金担保	31.1.1	417	461	(44)
合計		**420**	**466**	**(46)**
合計		**3,833**	**2,627**	**1,206**

グループ会社からの貸付資産は2024年12月31日に比べ1,252百万ユーロ増加したが、これは主にグループ会社間の当座勘定で保有する短期貸付資産の増加を反映したものである。
他者に対する貸付資産は46百万ユーロ減少し、主に金利及び為替の店頭デリバティブ取引に関して相手方に差し入れた現金担保の減少を反映している。

注記20. その他の流動資産- 1,150百万ユーロ

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
税金資産	112	13	99
グループ会社に対するその他の債権	1,020	1,144	(124)
その他の支払額	18	24	(6)
合計	**1,150**	**1,181**	**(31)**

税金資産は112百万ユーロとなり、主として、2025年のグループVAT の前払に係る100百万ユーロのVAT 税金資産（2025年第4四半期の精算及びEnel VAT グループに参加する会社の2025年12月の月次精算を控除後の純額）及び、2011年～2014年に係るIRESの還付に関する8百万ユーロの税金資産を含んでいる。後者は、2021年に開始され2022年に完了した相互協議手続（MAP）により、2011年～2014年におけるEnel SpAとスペイン子会社との取引に適用された移転価格の調整に起因して多国籍グループに課された二重課税が、イタリア及びスペインの税務当局間の合意により解消されたことを受けて、Enel SpAに支払われたものである。
グループ会社に対するその他の債権は主として、子会社であるEnel Iberia SRLU（350百万ユーロ）、Enel Italia SpA（300百万ユーロ）、Enel Américas SA（70百万ユーロ）及びEnel Chile SA（26百万ユーロ）によって承認された中間配当に係る債権、IRES連結納税制度に参加するグループ会社に関する債権（229百万ユーロ）、並びにグループVAT 制度に参加する会社に係るVAT 資産（15百万ユーロ）に関連している。
その他の支払予定額は18百万ユーロで、2024年度に比べ6百万ユーロ減少した。

注記21. 現金及び現金同等物 - 54百万ユーロ

百万ユーロ	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
銀行預金及び郵便貯金	54	2,121	(2,067)
合計	**54**	**2,121**	**(2,067)**

現金及び現金同等物は54百万ユーロとなり、2024年12月31日現在に比べ2,067百万ユーロ減少した。これは主に、取引費用を含む総額1,005百万ユーロの配当金に加えて株主への報酬を提供することを目的とした自社株式取得プログラムの実施、及び子会社、関連会社、その他の会社からの受取配当金の前年度比減少を反映している。
2025年度の営業活動によるキャッシュ・フローは3,814百万ユーロの黒字（2024年12月31日現在5,690百万ユーロ）となったが、これは主に子会社からの受取配当金が1,930百万ユーロ減少したことに起因する1,876百万ユーロの減少であった。
当期において、投資活動は1,795百万ユーロのキャッシュ・フローを吸収し、主に子会社であるEnel Green Power SpA（1,193百万ユーロ）、Enel X Srl（500百万ユーロ）及びEnel Global Services Srl（70百万ユーロ）への資本拠出を反映している。
財務活動によるキャッシュ・フローは4,086百万ユーロの資金流出となった。主な要因は、株主への配当金の支払（4,773百万ユーロ）に加え、自己株式の消却を通じた追加的な株主還元を目的とする自己株式取得プログラムの実施（取引費用を含め2025年12月31日現在約1,005百万ユーロの支出）である。また、短期及び長期借入金の純増加も影響しており、特にグループ会社向けの短期資金ポジションの増加（約3,066百万ユーロ）が主な要因となっている。一方で、Enel Finance International NVに対する短期与信枠の縮小（500百万ユーロ）、銀行借入の返済（300百万ユーロ）、その他借入の返済（合計229百万ユーロ）、及び永久ハイブリッド債の利払い（266百万ユーロ）も行われている。
これらの支払いは、取引費用控除後の永久ハイブリッド債の純増額（1,074百万ユーロ）、及びEnel Finance International NVと締結した5,000百万ユーロの新規クレジットラインの利用により一部相殺された。
財務活動及び投資活動に必要な現金は、営業活動から生じた3,814百万ユーロのキャッシュ・フローで賄われ、現金及び現金同等物の期末残高は54百万ユーロとなった。

前へ　次へ

負債及び株主持分

注記22. 株主資本 – 34,403百万ユーロ

株主持分は34,403百万ユーロとなり、2024年12月31日現在から1,983百万ユーロ減少した。
この変動は主に以下の要因によるものである。

- 当期包括利益は3,096百万ユーロであった。
- 2025年5月22日開催の株主総会で承認された2024年度配当の残額（1株当たり0.255ユーロ、総額2,593百万ユーロ）の支払い、及び2025年11月13日に取締役会で承認され、2026年1月21日以降に支払われた2025年度の中間配当（1株当たり0.23ユーロ、総額2,338百万ユーロ）を含んでいる。なお、これらの配当総額は、2026年1月20日の権利確定日における自己株式を控除したベースで算定されている。
- 永久ハイブリッド債の純増減1,074百万ユーロ
- 永久ハイブリッド債保有者に対する総額266百万ユーロの利札支払い
- 2025年5月22日開催の株主総会で付与された権限に基づき、同年7月31日に取締役会が最大1,000百万ユーロ規模の自己株式取得プログラムの実施を決定したことに伴い、利益剰余金が減少している。本プログラムは、取得した自己株式の消却を通じて、配当に加えた株主還元を行うことを目的としている。

資本金 – 10,167百万ユーロ

2025年12月31日現在、エネル・エスピーエーの全額払込済み株式資本は10,166,679,946ユーロであり、同数の無額面普通株式に相当する。資本金は、2024年12月31日現在の報告金額から変動していない。
2025年12月31日現在、株主名簿、CONSOB（イタリア国家証券委員会）に提出され1998年2月24日付け政令第58号第120条に従い当社が受領した通知、及びその他の入手可能な情報に基づき、親会社の資本金の3%を超える持分を有する株主は、経済財政省（23.585%の持分を保有）、及びBlackRock Inc.（資産運用目的で5.023%の持分を保有）である。

負の自己株式準備金1,077百万ユーロ

2025年7月31日、エネル・エスピーエーの取締役会は、同年5月22日開催の株主総会で付与された権限に基づき、最大10億ユーロを上限とし、取得株式数については最大495百万株（発行済株式総数の約4.87%）を上限とする自己株式取得プログラムの実施を決定した。
このプログラムは、この目的のために購入した自己株式を消却することにより、配当金に加えて株主への報酬を提供することを目的としたものである。これは2025年8月1日から12月16日まで延長され、自己株式122,469,633株（株式資本の約1.2046%に相当）を1株当たり加重平均価格8.1653ユーロで、取引費用を含めて総額1,005百万ユーロで購入した。
さらに、2021年及び2022年のLTI制度の受益者に対し、業績目標達成後に合計994,428株の株式が付与され、その総額は6百万ユーロとなった。2024年12月31日時点で既に保有していた12,079,670株（78百万ユーロ相当）と当期中の購入を考慮すると、2025年12月31日時点でエネルは合計133,554,875株の自己株式を保有しており、これは株式資本の約1.3137%に相当する。
イタリア民法第2357条の3第2項に従い、自己株式は配当の分配に参加しない。
詳細については注記35「株式報酬」を参照されたい。

永久ハイブリッド債 – 8,219百万ユーロ

永久ハイブリッド債は、2025年2月に900百万ユーロの債券を返済したことで一部相殺されたものの、取引費用控除後で1,974百万ユーロの新規発行を2025年1月に2回行ったため、1,074百万ユーロ増加した。

この点に関して、エネルは2025年1月7日、欧州市場において総額20億ユーロのユーロ建て機関投資家向け非転換劣後永久ハイブリッド債の発行を開始したことに留意されたい。

この発行は、2025年12月31日までに総額20億ユーロの一つ又は複数の非転換劣後永久ハイブリッド社債を発行することを承認した、2024年12月18日の当社取締役会決議に基づき実施される。

その他の準備金 – 12,810百万ユーロ

資本準備金 - 7,496百万ユーロ

株式プレミアム準備金は前年度と変わらない。

法定準備金 – 2,034百万ユーロ

法定準備金は株式資本の20.0%に相当し、前年度と比べて変動はない。

法律292／1993に基づく準備金 – 2,215百万ユーロ

当該準備金には、当社が公営機関から株式会社に移行した際に行われた調整の残余部分が含まれる。この準備金を分配する場合には、連結所得税法第47条に規定される資本準備金に対する課税上の取扱いが適用される。

その他の準備金 – 1,207百万ユーロ

この項目には、2025年5月22日の株主総会で承認された、イタリア民法第2359条に基づき、エネル及び/又はその子会社の経営陣を対象とした2025年長期インセンティブ・プランを実施するための株式買戻しプログラムの開始に関する、2025年5月22日の株主総会で付与された承認を実施する取締役会の決議に基づき設定された準備金30百万ユーロのほか、自己株式の購入のために設定された利用不能な準備金1,077百万ユーロが含まれる。このプログラムは2026年1月12日から遅くとも2026年2月27日まで延長され、エネルの株式資本の約0.0315%に相当する3.2百万株の購入が可能である。

その他の準備金には、イタリアの公的機関及びEU団体から新規工事関連法（1986年大統領令第917号第55条に基づく）の適用を受けて受領した助成金の50%を反映した資本助成金積立金関連分19百万ユーロも含まれ、納税猶予のメリットを享受するために持分に計上されている。

この項目には、2019-2025年長期インセンティブ制度の一環として当社及び子会社の経営陣に付与された株式部分の価値を認識するために設定された準備金32百万ユーロ、ストックオプション準備金29百万ユーロ及びその他の準備金20百万ユーロも含まれる。

ヘッジ準備金 - (113)百万ユーロ

2025年12月31日現在、この項目には、マイナス110百万ユーロ（プラスの税効果35百万ユーロ控除後）のヘッジ準備金及びプラス3百万ユーロ（税効果1百万ユーロ控除後）のヘッジ準備金が含まれている。

FVOCIで測定される金融資産の評価準備金 - 2百万ユーロ

2025年12月31日現在、FVOCIで測定される金融資産の評価準備金は、Empresa Propietaria de la Red SAの1百万ユーロの公正価値測定を反映して2百万ユーロとなった。

数理計算上の準備金 – (31)百万ユーロ

2025年12月31日現在、数理計算上の準備金は31百万ユーロであった（7百万ユーロの税効果控除後）。IAS第19号「従業員給付」の新版では回廊アプローチが認められなくなったため、引当金には資本に直接認識される数理計算上の差異が含まれる。

下表は、2024年及び2025年におけるヘッジ準備金及び数理計算上の準備金の変動の内訳である。

百万ユーロ		当期に資本に認識された利益／（損失）	純損益への総振替	税金	その他の変動		当期に資本に認識された利益／（損失）	純損益への総振替	税金	その他の変動	
	2024年1月1日現在					2024年12月31日現在					**2025年12月31日現在**
ヘッジ準備金	(80)	2	(72)	22	(21)	(149)	(15)	79	(12)	(13)	(110)
ヘッジ費用準備金	(3)	7	(2)	-	-	2	(7)	2	-	-	(3)
FVOCIで測定される金融資産の評価準備金	3	1	-	-	-	4	(2)	-	-	-	2
数理計算上の準備金	(27)	2	-	-	-	(25)	(8)	-	2	-	(31)
株主持分で認識された利得／（損失）	**(107)**	**12**	**(74)**	**22**	**(21)**	**(168)**	**(32)**	**81**	**(10)**	**(13)**	**(142)**

利益剰余金 – 3,554百万ユーロ

2025年の同項目は主に以下の理由により3,441百万ユーロ減少した：

＞ 2025年5月22日開催の株主総会決議により、配当の残額として2,430百万ユーロを株主へ分配することが決定されている。あわせて、2024年に劣後永久ハイブリッド債の保有者に支払われた利札（246百万ユーロ）の充当及び、当期利益の残額（合計6百万ユーロ）が当該準備金に繰り入れられている。なお、この金額には、2025年7月22日の権利確定日時点で保有していた自己株式に対応する未分配の配当残額も含まれている。

＞ 永久ハイブリッド債の保有者に総額266百万ユーロの利息を支払う。

＞ 2021年及び2022年の長期インセンティブ（LTI）制度の受益者に対する自己株式の付与に伴う利用不能準備金の一部取り崩し（総額6百万ユーロ）。

＞ 2025年5月22日開催の株主総会で付与された権限に基づき、同年7月31日に取締役会が承認した自己株式取得プログラムであり、最大1,000百万ユーロの規模で実施される。本プログラムは、取得した自己株式の消却を通じて、配当に加えた株主還元を行うことを目的としている。

＞ 2025年5月22日開催の株主総会で付与された権限に基づき、取締役会の決議により実施されるもので、イタリア民法第2359条に規定されるEnel及びその子会社の経営陣を対象とした2025年長期インセンティブ制度に充当するための自己株式取得プログラムである。このプログラムは2026年1月12日から遅くとも2026年2月27日まで延長され、エネルの株式資本の約0.0315%に相当する3.2百万株の購入が可能で、潜在的な支出額は30百万ユーロである。

＞ 2026年1月20日の基準日に保有する自己株式に対する2025年中間配当金の徴収を31百万ユーロで放棄した。

当期利益 – 730百万ユーロ

2025年度の中間配当金1株当たり0.23ユーロ（総額2,338百万ユーロ）を差し引いた2025年度の利益は730百万ユーロとなった。

以下の表は、分配のための準備金の利用可能性を示している。

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	可能な用途	利用可能額
株式資本	10,167		
資本準備金：			
-資本準備金	7,496	ABC	7,496
- 資本性金融商品 - 永久ハイブリッド債	8,219		64
所得準備金：			
- 法定準備金	2,034	B	
- 負の自己株式準備金	(1,077)		
- 法律292/1993に基づく準備金	2,215	ABC	2,215
- ヘッジ準備金	(113)		
- FVOCIで測定される金融資産の評価準備金	2		
- 資本補助金準備金	19	ABC	19
- ストックオプション準備金	29	ABC	29 (1) (2)
- 数理計算上の準備金	(31)		
- 株式報酬準備金（LTI）	32		
- その他	1,127	ABC	20
利益剰余金／（繰越損失）	3,554	ABC	3,554
合計	**33,673**		**13,397**
うち分配可能額			13,394

A：増資のため。
B：損失をカバーするため。
C：株主に分配するため。
(1) 失効したオプションについて。
(2) 親会社が子会社の従業員に付与したオプションのうち、失効した3百万ユーロについては分配不能。

未償却の創業費及び拡張費、研究開発費、又はイタリア民法典第2423条第4項に基づく脱退がないため、イタリア民法典第2426条第1項第5号に基づく準備金の分配に関する制限はない。
なお、過去3年間において、「利益剰余金」と称される準備金は3,955百万ユーロが株主への配当に使用されている。

22.1 配当金

下表は、2024年及び2025年に当社が支払った配当金である。

	配当額（百万ユーロ）	1株当たり配当金（ユーロ）
2024年度の支払配当金		
2023年度の配当金	4,367	0.43
2024年度の中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2024年度の支払配当金合計	**4,367**	**0.43**
2025年度の支払配当金		
2024年度の配当金	4,773	0.47
2025年度の中間配当金(2)	-	-
特別配当金	-	-
2025年度の支払配当金合計	**4,773**	**0.47**

(1) 2024年11月6日の取締役会で承認され2025年1月22日以降支払われた（1株当たり0.215ユーロで合計2,186百万ユーロの中間配当金）。
(2) 2025年11月13日の取締役会で承認され2026年1月21日以降支払われた（1株当たり0.23ユーロで合計2,338百万ユーロの中間配当金）。

配当金は、それぞれの基準日に保有する自己株式に帰属する金額を控除して表示している。当社はこれらの株式に対する配当金の徴収を放棄し、利益剰余金として認識した。

2025年度の配当金は、1株当たり0.49ユーロ、総額4,982百万ユーロ（うち1株当たり0.23ユーロ、総額2,338百万ユーロは既に中間配当として支払われた）に相当し、2026年5月12日の株主総会に一括提案される。

これらの個別財務諸表には、2025年度の株主への配当分配の影響は反映されていない。ただし、2025年11月13日に取締役会により承認された最大2,338百万ユーロの2025年度中間配当に係る株主への負債を除く。当該配当は、2026年1月21日以降に支払われており、2026年1月20日の基準日時点で保有していた133,601,075株の自己株式に対応する金額を控除した純額で支払われている。

当年度中、当社はまた、永久ハイブリッド債の保有者に対して総額266百万ユーロの利札を支払った（2024年246百万ユーロ）。

22.2　資本管理

当社は、事業を継続企業として守り、利害関係者の価値を創造し、当グループの発展を支援することを資本管理の目的としている。特に、当社は、株主において満足できる利益の達成を可能にするための充分な資本構成を維持するとともに、充分な格付けを維持することで、外部の資金調達源へのアクセスを確保できる適切な資本の維持を目指している。

当該観点から、当社は資本構成を管理し、経済状況の変化に応じて資本構成を調整していく。2025年度で、目的、方針、プロセスに実質的な変動はなかった。

当該目的で、当社は、自己資本に対する負債水準の推移を常に監視している。2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在の状況は以下の表のとおりである。

百万ユーロ	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	増減
非流動金融債務	(19,079)	(17,345)	(1,734)
正味流動金融債務	(3,446)	(2,229)	(1,217)
非流動金融資産及び長期有価証券	3	3	-
正味金融債務	**(22,522)**	**(19,571)**	**(2,951)**
株主資本	**34,403**	**36,386**	**(1,983)**
有利子負債／自己資本比率	**(0.65)**	**(0.54)**	**(0.11)**

注記23. 借入金 - 19,079百万ユーロ、3,231百万ユーロ、4,102百万ユーロ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
長期借入金	19,079	17,345	3,231	567
短期借入金	-	-	4,102	6,410

借入金の性質、認識及び分類の詳細については、注記31「金融商品」を参照のこと。

注記24. 従業員給付 - 124百万ユーロ

当社は従業員に対し、繰延報酬手当、付加月給、通知代用補償金、ロイヤルティ・ボーナス、付加年金制度、付加医療制度、FOPEN年金拠出金追加補償金、FOPEN年金拠出金損金算入限度額超過分、人事報奨制度など、様々な手当を支給している。

この項目には、確定給付制度に基づく退職後給付、及び従業員が法律、契約、又はその他の形態の従業員奨励制度に基づき権利を有するその他の長期給付をカバーするための未払金が含まれる。

これらの債務は、IAS第19号に従い、予測単位積増方式を用いて決定された。

以下の表は、確定給付債務の年度中の変動、並びに確定給付債務と2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在で認識された債務との調整表である 。

百万ユーロ	2025年				2024年			
	年金給付	健康保険	その他の給付	合計	年金給付	健康保険	その他の給付	合計
数理計算上の債務の増減								
1月1日時点の数理計算上の債務	**79**	**28**	**5**	**112**	**88**	**28**	**5**	**121**
当期の勤務費用	-	1	17	18	-	1	1	**2**
利息費用	2	1	-	3	3	1	-	**4**
人口統計上の仮定の変動から生じる数理計算上の損失/(利得)	6	1	-	7	-	-	-	**-**
財務上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-	**(1)**
経験に基づく調整	1	-	-	1	1	(2)	-	**(1)**
過去勤務費用	-	-	-	-	-	-	-	**-**
消滅に対する支払い	-	-	-	-	-	-	-	**-**
その他の支払	(14)	(1)	(2)	(17)	(15)	(2)	(1)	**(18)**
その他の変動	1	-	-	1	2	3	-	**5**
12月31日現在の数理計算上の債務	**75**	**29**	**20**	**124**	**79**	**28**	**5**	**112**

（単位：百万ユーロ）	2025年	2024年
純損益に計上された（利得）／損失		
勤務費用	18	2
利息費用	3	4
合計	**21**	**6**

（単位：百万ユーロ）	2025年	2024年
その他の包括利益(OCI)における再測定（利益）／損失		
確定給付制度に係る数理計算上の（利得）／損失	7	(2)
合計	**7**	**(2)**

2025年の従業員給付の当期勤務費用は21百万ユーロ（2024年6百万ユーロ）。

従業員給付から生じる負債の計算に使用された主な年金数理上の前提条件は、前年度使用されたものと一致しており、以下のとおりである。

	2025年	2024年
割引率	2.80%-3.37%	2.75%-3.20%
昇給率	2.00%-4.00%	2.00%-4.00%
医療費上昇率	3.00%	3.00%

以下の表は、確定給付債務の見積りに使用した数理計算上の前提条件を年度末時点で合理的に変更した場合に、確定給付債務に及ぼす影響を示す感応度分析である。

百万ユーロ

	割引率の0.5%上昇	**割引率の0.5%低下**	**インフレ率の0.5%上昇**	**報酬の0.5%増**	**現在支給されている年金の0.5%増額**	**医療費の1%増**	**現役従業員と退職従業員の平均余命の1年延長**
ヘルスケアプラン							
ASEM	(1)	2	1			3	30

注記25. リスク及び費用に対する引当金 – 29百万ユーロ

リスク引当金及び費用引当金は、法的手続き及びその他の紛争から発生する可能性のある潜在的債務を対象としており、当社にとって有利と予想される判決の影響や、合理的な確実性をもって費用を定量化できないものについては考慮していない。
引当金の残高を決定する際は、当年度の法廷判決及びその他の紛争解決から生じると予想される費用及び、過年度に発生したポジションに関する見積りの更新の両方を考慮する。
以下の表は、リスク引当金及び費用引当金の増減を示している。

		純損益に計上				
（単位：百万ユーロ）		繰入	戻入	目的使用	合計	
	2024年12月31日現在					2025年12月31日現在
						うち1年以内
訴訟、その他のリスク及び費用に係る引当金						
- 訴訟	2	4	(2)	-	4	4
- その他	3	1	-	-	4	1
合計	**5**	**5**	**(2)**	**-**	**8**	**5**
早期退職優遇引当金	24	11	-	(14)	**21**	**5**
リスク及び費用における引当金合計	**29**	**16**	**(2)**	**(14)**	**29**	**10**

訴訟引当金の2百万ユーロの増加は、未解決の紛争に対する引当金の純損益への戻入れを反映している。この規定は、主に労働争議に関するものである。
早期退職優遇引当金は3百万ユーロ減少した。

注記26. その他の非流動負債 - 17百万ユーロ

その他の非流動負債は17百万ユーロ（2024年12月31日現在17百万ユーロ）となった。このうち8百万ユーロは、エネル・エスピーエーがIRES目的の課税所得の計算においてIRAPの一部を控除しなかった結果、2004年から2011年にかけて追加で支払った法人税の払い戻しを申請（連結会社として）したことにより当初発生したグループ会社に対する債務である。子会社に関する負債は、非流動税金資産（注記16）の認識により均衡が保たれている。
この項目には、当社が採用した早期退職優遇措置制度に係る従業員に対する負債5百万ユーロ（2024年12月31日から変更なし）、及び過年度に多数のヘッジ・デリバティブ・ポジションを設定した際に発生した前払手数料3百万ユーロ（2024年12月31日現在4百万ユーロ）に関する繰延収益の非流動部分も含まれ、これらはデリバティブ自体の全期間に対する償却計画に基づいて純損益に計上される。

注記27. 営業債務 - 129百万ユーロ

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
営業債務：			
- 第三者によるもの	52	51	1
- グループ会社に対するもの	77	81	(4)
合計	**129**	**132**	**(3)**

営業債務には主に、サービスの提供及びその他の活動に対する支払債務が含まれる。
2025年12月31日現在の子会社に対する営業債務の内訳は以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
子会社			
Enel Brasil SA	2	1	1
Enel Global Services Srl	38	40	(2)
Enel Global Trading SpA	1	1	-
Enel Green Power SpA	11	7	4
Enel Grids Srl	6	6	-
Enel Iberia SRLU	5	4	1
Enel Innovation Hubs Srl	3	4	(1)
Enel Italia SpA	7	10	(3)
エネル・プロドゥツィオーネSpA	1	1	-
Enel X Srl	1	2	(1)
その他	2	5	(3)
合計	**77**	**81**	**(4)**

営業債務の地理的地域別内訳は以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
イタリア	118	121	(3)
EU	6	5	1
非-EU欧州	-	5	(5)
その他	5	1	4
合計	**129**	**132**	**(3)**

注記28. その他の流動金融負債 - 221百万ユーロ

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
繰延金融負債	201	169	32
その他の項目	20	9	11
合計	**221**	**178**	**43**

繰延金融負債は主に金融負債に係る未払利息からなり、その他の項目には、2025年12月31日現在で発生しているが翌年に決済される銀行及びグループ会社に対する債務、グループ会社に代わって締結した商品為替相場に係るヘッジ・デリバティブに係る金融費用などが含まれる。「その他の項目」の前年度比増加額11百万ユーロは、基本的にEnel Green Power Mexicoが適用した源泉税の再計算に起因するもので、会社間流動勘定に関する2020-2025年度に係るものである。

注記29. 正味財政状態、長期金融資産及び有価証券 – 22,522百万ユーロ

以下の表は、財政状態計算書の項目に基づく正味財務状態を示している。

百万ユーロ	注記	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
長期借入金	23	19,079	17,345	1,734
短期借入金	23	4,102	6,410	(2,308)
1年内返済予定の長期借入金	23	3,231	567	2,664
負債に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	3	3	-
負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	3,833	2,627	1,206
現金及び現金同等物	21	54	2,121	(2,067)
合計		**22,522**	**19,571**	**2,951**

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の正味金融負債は、ESMAが2021年3月4日に発行したガイドライン39 (2021年5月5日から適用)、及びCONSOBが2021年4月29日に発行した警告通知No.5/2021 (CESR勧告及び2006年7月28日付通知No.DEM/6064293の正味財務状態に関する言及を差し替えたもの) に従って、以下に報告されている。

百万ユーロ

	2025年12月31日現在		2024年12月31日現在		増減
		うち関連当事者取引		うち関連当事者取引	
流動性					
銀行預金及び郵便貯金	54		2,121		(2,067)
流動性資産	**54**		**2,121**		**(2,067)**
現金同等物	-		-		-
短期貸付資産	3,833		2,627		1,206
その他の流動金融資産	**3,833**	3,413	**2,627**	2,161	**1,206**
流動性	**3,887**		**4,748**		**(861)**
流動金融債務					
現在の銀行債務	(53)		-		(53)
その他の短期借入金	(4,049)	(3,992)	(6,410)	(6,306)	2,361
流動金融債務（負債性金融商品を含む）	**(4,102)**		**(6,410)**		**2,308**
1年内返済予定の長期銀行借入金	(3,231)		(567)		(2,664)
非流動金融債務（1年内返済予定）	**(3,231)**		**(567)**		**(2,664)**
流動金融債務	**(7,333)**		**(6,977)**		**(356)**
正味流動金融債務	**(3,446)**		**(2,229)**		**(1,217)**
非流動金融債務					
長期銀行借入金	-		(1,000)		1,000
ノンバンク・ファイナンス（リース）	(2)		(2)		-
その他の長期借入金	(17,009)		(14,142)		(2,867)
非流動金融債務（1年内返済予定及び負債性金融商品を除く）	**(17,011)**		**(15,144)**		**(1,867)**
社債	**(2,068)**		**(2,201)**		**133**
営業債務及び重要な金融要素を伴うその他の無利子非流動負債	**-**		**-**		-
非流動金融債務	**(19,079)**		**(17,345)**		**(1,734)**
CONSOBの指針による純金融負債	**(22,525)**		**(19,574)**		**(2,951)**
長期貸付資産	**3**	**-**	**3**		**-**
純金融債務	**(22,522)**		**(19,571)**		**(2,951)**

この正味財政状態計算書には、デリバティブに係る金融資産及び金融負債は含まれていない。なぜなら、デリバティブ契約は、たとえヘッジ会計上のヘッジとして指定されていないとしても、いかなる場合においても、当社がヘッジ目的で締結しているからである。

2025年12月31日現在、当該金融資産及び負債は、財政状態計算書上、以下の科目の下に区分して表示されている。「非流動金融デリバティブ資産」は132百万ユーロ（2024年12月31日現在179百万ユーロ）、「流動金融デリバティブ資産」は27百万ユーロ（2024年12月31日現在107百万ユーロ）、「非流動金融デリバティブ負債」は510百万ユーロ（2024年12月31日現在581百万ユーロ）、「流動金融デリバティブ負債」は45百万ユーロ（2024年12月31日現在102百万ユーロ）であった。

注記30. その他の流動負債 - 3,236百万ユーロ

百万ユーロ

	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
税金負債	215	730	(515)
グループ会社に対する支払額	631	550	81
従業員、レクリエーション／援助協会への支払額	25	22	3
社会保障機構への未払額	13	12	1
保証金及び弁済のための顧客からの預り金	1	1	-
その他	2,351	2,193	158
合計	**3,236**	**3,508**	**(272)**

税金負債は215百万ユーロであり、その主な内訳は、国内連結納税制度に参加する会社に係る法人税（IRES）の未払額208百万ユーロ（2024年12月31日現在562百万ユーロ）及び従業員に係る源泉所得税の未払額5百万ユーロとなっている。
グループ会社に対する支払額は631百万ユーロであった。これらの内訳は、主に連結納税制度に基づくIRES負債に係る未払金492百万ユーロ（2024年12月31日現在405百万ユーロ）及びグループ付加価値税に係る未払金138百万ユーロ（2024年12月31日現在144百万ユーロ）である。
「その他」の項目は2,351 百万ユーロで、主に、株主への配当金支払債務が2,308百万ユーロ含まれており、これは2025年度の中間配当金支払債務に相当し、2026年1月20日の基準日に保有する自己株式分を差し引いたものである。

注記31. 金融商品

31.1　カテゴリー別金融資産

以下の表は、IFRS第9号でによって定められた金融資産の各カテゴリーの帳簿価額を、流動金融資産及び非流動金融資産を分類して示し、ヘッジ目的のデリバティブと純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに分けて示したものである。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
償却原価で測定される金融資産	31.1.1	**3**	**3**	**4,818**	**5,587**
FVOCIで測定される金融資産					
他の会社に対する持分投資	31.1.2	8	9	**-**	**-**
FVOCIで測定される金融資産合計		**8**	**9**	**-**	**-**
FVTPLで測定される金融資産					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融資産	33	87	128	26	69
FVTPLで測定される金融資産合計		**87**	**128**	**26**	**69**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	33	45	51	1	39
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産の合計		**45**	**51**	**1**	**39**
合計		**143**	**191**	**4,845**	**5,695**

流動及び非流動デリバティブ金融資産の認識及び分類の詳細については、注記33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
公正価値測定の詳細については、注記31.1.2「その他の包括利益を通じて公正価値で測定する金融資産（FVOCI）」を参照のこと。

31.1.1 償却原価で測定される金融資産

下表は、償却原価で測定される金融資産を流動金融資産と非流動金融資産に分けて性質別に示している。

百万ユーロ		非流動			流動	
	注記	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	注記	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
現金及び現金同等物		**-**	**-**	21	**54**	**2,121**
営業債権		**-**	**-**	17	**174**	**197**
グループ会社からの貸付資産						
企業間当座預金の貸付資産		-	-	19.1	3,413	2,161
その他の金融資産		-	-		7	-
グループ会社からの金融資産合計		**-**	**-**		**3,420**	**2,163**
他者からの貸付資産						
店頭デリバティブ取引に係る証拠金契約の担保金		-	-	19.1	417	461
その他の金融資産	15.1	3	3		6	12
他者からの金融資産合計		**3**	**3**		**423**	**473**
その他の金融資産		**-**	**-**		**747**	**633**
合計		**3**	**3**		**4,818**	**5,587**

2024年と比較した主な変更点は以下のとおり。

＞ 現金及び現金同等物の2,067百万ユーロの減少は主に、12月31日時点で取引費用を含め総額1,005百万ユーロの支出となった自社株式取得プログラムの影響、及び子会社、関連会社、その他企業からの受取配当金の減少（2024年比）を反映したものである。

＞ グループ会社からの貸付資産が1,257百万ユーロ増加は、グループ会社との間で保有する会社間当座預金の貸付資産の増加（1,252百万ユーロ）、並びにEnel Italia SpA及びEnel Global Trading SpAからのその他金融資産（5百万ユーロ）の減少を反映している。

＞ デリバティブ取引の取引先に支払う現金担保が44百万ユーロ減少。

＞ その他の金融資産の114百万ユーロの増加は、2025年12月31日現在で子会社により承認され、まだ未払いとなっている配当金の増加を反映している。

償却原価で測定する金融資産の減損損失

2025年12月31日現在、償却原価で測定される金融資産は4,821百万ユーロで、予想信用損失引当金15百万ユーロ（2024年12月31日現在28百万ユーロ）を差し引いて認識される。

当社は主に減損テストの対象となる償却原価で測定される以下の種類の金融資産を保有している。

＞ 現金及び現金同等物

＞ 営業債権

＞ 貸付資産

＞ その他の金融資産

現金及び現金同等物もIFRS第9号の減損要件の対象となっているが、識別された減損損失は軽微である。

予想信用損失 (ECL) は、 デフォルト確率 (PD)、デフォルト損失 (LGD)、及びデフォルト時エクスポージャー (EAD) を使用して決定され、契約に従って支払われる全ての契約上のキャッシュ・フローと、当初の実効金利 (EIR) で割引いて受け取る(すなわち不足分の全額)と予想される全てのキャッシュ・フロー額である。

ECLの計算には、当グループは2つの異なるアプローチを適用している。

＞ 営業債権、契約資産及びリース債権以外の金融資産においては、一般的アプローチ。当該アプローチは、当初認識以降の信用リスクにおける著しく増大した評価に基づき、当初認識日のPDと報告日におけるPDを比較して実施される。その後、評価の結果に基づき、損失引当金が12か月のECL又は全期間のECL（すなわちステージング）に基づき認識される。特に、このファンドは以下の計算に基づいている。

- 12か月ECL：当初認識以降、信用リスクの著しい増加が認められていない金融資産について適用される。
- 信用リスクが著しく増大した金融資産又は信用が毀損した(すなわち、期限経過情報に基づいてデフォルトした)金融資産については、ライフタイムECL。

＞ 信用リスクが著しく増大した金融資産又は信用失墜した金融資産(すなわち、遅延情報に基づいてデフォルトした)に係る生涯ECL。

金融資産の性質及び利用可能な信用リスク情報に応じて、信用リスクの増加の評価は以下のとおり実施することができる。

＞ 債権が個別に重要である場合、及び合理的かつ裏付け可能な情報に基づいて減損が個別に特定された全ての債権については、個別ベース。

＞ 合理的で裏付け可能な情報が過度のコストを負担せずに、又は個別の商品ベースでの予想信用損失の測定の取組みを行うことなく入手可能ではない場合には、一括ベース

金融資産全体又はその一部の回収の合理的な見込みがない場合は金融資産の帳簿価額の総額を減額する。

評価減は認識の中止が発生したことを表す（例えば、キャッシュ・フローに対する権利が法的又は契約的に消滅、移転又は失効）。

下表は、償却原価で測定される金融資産の種類ごとの予想損失を示している。

百万ユーロ	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
	総帳簿価額	予想信用損失引当金	合計	総帳簿価額	予想信用損失引当金	合計
現金及び現金同等物	54	-	54	2,121	-	2,121
営業債権	183	9	174	220	23	197
グループ会社からの貸付資産	3,420	-	3,420	2,163	-	2,163
他者からの貸付資産	431	5	426	481	5	476
その他の受取債権	748	1	747	633	-	633
合計	**4,836**	**15**	**4,821**	**5,618**	**28**	**5,590**

予想用損失を測定するため、当社は個別ベース及び一括ベースの両方で、簡便法を用いて営業債権及び契約資産を評価する。
個別評価の場合は、PDは通常外部プロバイダーから取得する。
それ以外の一括評価の場合、営業債権は、デフォルトの特定の定義を考慮して、共通の信用リスク特性及び延滞状況に関する情報に基づきグループ化される。
当社では、主に180日間の延滞を一つのデフォルト状態として定義する。従って、この期間の経過後、営業債権には信用の毀損が生じたと推定される。
下表は、金融資産及び営業債権に係る予想信用損失引当金の変動を示している。

百万ユーロ	予想信用損失引当金					
	金融資産			営業債権		
	個人	コレクティブ	合計	個人	コレクティブ	合計
2024年1月1日 IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	**-**	**21**	**21**
減損損失	-	-	-	-	2	2
目的使用	-	-	-	-	-	-
戻入	-	-	-	-	-	-
2024年12月31日現在合計 IFRS第9号	**5**	-	**5**	-	**23**	**23**
減損損失	-	-	-	-	-	-
利用	-	-	-	-	-	-
戻入	-	-	-	-	(13)	(13)
2025年12月31日現在合計 IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	**-**	**10**	**10**

31.1.2 その他の包括利益を通じて公正価値(FVOCI)で測定される金融資産

このカテゴリーには主に、当初認識時に取消不能の形で指定された非上場会社に対する持分投資が含まれる。
8百万ユーロに相当する他社への出資は、基本的にPanamanian Empresa Propietaria de la Red SAへの出資によるものである。
持分投資の公正価値は、割引キャッシュ・フロー法を用いたインカム・アプローチによる独立した評価に基づいて決定された。

31.1.3 純損益を通じて公正価値(FVTPL)で測定される金融資産

このカテゴリーには、主にグループ会社の債務をヘッジするために使用される流動及び非流動デリバティブのみが含まれる。
詳細は注記33.2「純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ」を参照されたい。

31.2 カテゴリー別金融負債

下表は、IFRS第9号によって定められた金融負債の各カテゴリーの帳簿価額を流動金融負債及び非流動金融負債を分類して示し、ヘッジ目的のデリバティブと純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブに分けて示したものである。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
償却原価で測定される金融負債	31.2.1	**19,079**	**17,345**	**9,811**	**9,302**
純損益を通じて公正価値で測定される金融負債					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融負債	33	88	129	45	102
合計		**88**	**129**	**45**	**102**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	33	422	452	-	-
合計		**422**	**452**	**-**	**-**
合計		**19,589**	**17,926**	**9,856**	**9,404**

流動及び非流動のデリバティブ金融負債の認識及び分類の詳細については、注記33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
公正価値測定の詳細については、注記34「公正価値測定」を参照のこと。

31.2.1 償却原価で測定される金融負債

以下の表は、金融負債の性質に応じて償却原価で計算したものを、流動金融負債と固定金融負債に分けて示している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	注記	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
長期借入金	23	19,079	17,345	23	3,231	567
短期借入金		-	-	23	4,102	6,410
営業債務		-	-	27	129	132
その他の流動金融負債		-	-	30	2,349	2,193
合計		**19,079**	**17,345**		**9,811**	**9,302**

その他の流動金融負債は、基本的に株主への配当金支払債務2,308百万ユーロが含まれており、これは2025年度の中間配当金支払債務に相当し、2026年1月21日の基準日に保有する自己株式分を差し引いたものである。

借入金

長期借入金（12か月以内に返済期限が到来する部分を含む）- 22,310百万ユーロ
長期借入は、ユーロ建て及びその他の通貨建ての社債、銀行借入、グループ会社からの借入金を指し、12か月以内に返済期限が到来する部分（3,231百万ユーロ相当 ）を含め、2025年12月31日現在22,310百万ユーロに達している。
以下の表は、12か月以内に返済期限が到来する部分を含む、2025年12月31日現在の長期借入金の額面金額、帳簿価額及び公正価額を、借入 金の種類及び金利の種類別に分類したものである。上場されている負債性金融商品においては、公正価値は公定価格によっている。非上場の負債性金融商品については、各金融商品のカテゴリーに適した評価技法と、当グループの信用スプレッドを含む報告日の関連市場データを用いて公正価値を決定する。

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限12か月超	公正価値	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限12か月超	公正価値	帳簿価額
	2025年12月31日現在					2024年12月31日現在					増減
社債											
- 固定金利	1,691	1,681	-	1,681	1,752	1,729	1,717	-	1,717	1,798	(36)
- 変動金利	484	484	97	387	483	581	581	97	484	575	(97)
合計	**2,175**	**2,165**	**97**	**2,068**	**2,235**	**2,310**	**2,298**	**97**	**2,201**	**2,373**	**(133)**
銀行借入金：											
- 変動金利	1,000	1,000	1,000	-	1,010	1,337	1,337	337	1,000	1,354	(337)
合計	**1,000**	**1,000**	**1,000**	**-**	**1,010**	**1,337**	**1,337**	**337**	**1,000**	**1,354**	**(337)**
ノンバンクによる融資											
- 固定金利リース	3	3	1	2	3	3	3	1	2	3	-
合計	**3**	**3**	**1**	**2**	**3**	**3**	**3**	**1**	**2**	**3**	**-**
グループ会社からの借入金：											
- 固定金利	11,727	11,727	87	11,640	10,635	11,813	11,813	86	11,727	10,517	(86)
- 変動金利	7,415	7,415	2,046	5,369	7,664	2,461	2,461	46	2,415	2,485	4,954
合計	**19,142**	**19,142**	**2,133**	**17,009**	**18,299**	**14,274**	**14,274**	**132**	**14,142**	**13,002**	**4,868**
固定金利借入金合計	**13,421**	**13,411**	**88**	**13,323**	**12,390**	**13,545**	**13,533**	**87**	**13,446**	**12,318**	**(122)**
変動金利借入金合計	**8,899**	**8,899**	**3,143**	**5,756**	**9,157**	**4,379**	**4,379**	**480**	**3,899**	**4,414**	**4,520**
合計	**22,320**	**22,310**	**3,231**	**19,079**	**21,547**	**17,924**	**17,912**	**567**	**17,345**	**16,732**	**4,398**

借入金の満期分析については注記32「リスク管理」を、公正価値測定のインプットについては注記34「公正価値測定」を参照されたい。
下表は、通貨別及び金利 別の長期借入金である。

通貨・金利別長期借入金

百万ユーロ	帳簿価額		額面価額	現在の名目平均金利	期末実効金利
	2024年12月31日現在	2025年12月31日現在	2025年12月31日現在		
ユーロ	**16,871**	**21,642**	**21,643**	**2.3%**	**2.3%**
米ドル	337	-	-		
英ポンド	704	667	676	5.7%	5.9%
その他の通貨	-	1	1	0.0%	0.0%
ユーロ以外の通貨合計	**1,041**	**668**	**677**		
合計	**17,912**	**22,310**	**22,320**		

以下の表は、長期債務の名目価額の変動を報告している。

百万ユーロ	額面価額	返済	新規借入	為替換算差額	額面価額
	2024年12月31日現在				2025年12月31日現在
社債	2,310	(97)	-	(38)	**2,175**
銀行借入金	1,337	(301)	-	(36)	**1,000**
ノンバンク	3	(2)	2	-	**3**
グループ会社からの借入金	14,274	(132)	5,000	-	**19,142**
合計	**17,924**	**(532)**	**5,002**	**(74)**	**22,320**

2024年12月31日と比較して、長期債務の額面額は全体で4,396百万ユーロ増加した。主に、2025年7月にEnel Finance International NVから供与された総額5,000百万ユーロの新規変動金利ローンによるものであり、2025年10月における米ドル建て変動金利ローンの301百万ユーロの返済を含む総額532百万ユーロの返済により一部相殺されている。最後に、長期債務の増加には74百万ユーロの為替差益も反映されている。

新規借入

以下の表は、2025年に新たに発行される借入金の概要を示している。

ローンの種類	発行日	金額（百万ユーロ）	通貨	金利(%)	金利タイプ	満期
グループ会社からの借入金						
	2025年7月25日	2,500	ユーロ	Euribor 6M + 1.35%	変動	2035年7月25日
	2025年10月7日	1,500	ユーロ	Euribor 6M + 1.35%	変動	2035年7月25日
	2025年10月16日	1,000	ユーロ	Euribor 6M + 1.35%	変動	2035年7月25日
合計		**5,000**				

グループ会社からの融資は、Enel Finance International NVから供与されたもので、2025年7月25日に締結された1件のローン契約に起因する3回の分割払いを指す。

当社の主な長期金融負債は、国際的な商慣行において一般的に採用されているコベナンツによって管理されている。これらの借入金は主に、グローバル／ユーロ・ミディアム・ターム・ノート（MTN）プログラムの枠組みで実行された社債発行、非転換型劣後永久ハイブリッド債の発行、2021年3月6日に当社とEnel Finance International NVが銀行プールから取得した135億ユーロを上限とするリボルビング・ファシリティ契約（2022年5月11日及び2024年3月6日に修正）（以下、「リボルビング・ファシリティ契約」）、2020年10月15日に当社が銀行プールから取得した10億ユーロを上限とするサステナビリティ連動ローンファシリティ契約、2023年11月8日にUniCredit SpAがエネル・エスピーエーに供与したローン、2021年10月5日に当社がBank of America Europe Designated Activity Companyから取得した348,750,000ドル（契約日時点では300百万ユーロ相当）のファシリティ契約、並びに2022年9月30日に借手であるEnel Finance America LLC (EFA)と当社（保証人）がEKFデンマーク輸出信用基金（EKF）及び Citiとの間で締結した総額800百万ドルを上限とするサステナビリティ連動融資契約（以下「EKFファシリティ」）である。[3]

エネル・エスピーエー及びEnel Finance International NVのグローバル／ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムに基づき発行された債券（エネル・エスピーエーが保証するEnel Finance International NVのグリーンボンドを含み、当グループのいわゆる適格グリーンプロジェクトの資金調達に使用される）に関連する主なコベナンツ、及びエネル・エスピーエーが保証するEnel Finance International NVが米国市場で発行した債券に関連するコベナンツの概要は以下のとおりである。

- 発行者及び保証人が、特定の金融債務を担保するために、資産又は収入の全部又は一部に抵当権、先取特権又はその他の抵当権を設定又は維持することができないという担保提供制限条項、ただし、同じ抵当権が当該債券に均等に又は比例して拡張される場合を除く。
- 社債及び付随する証券が、発行者及び保証人の直接、無条件、無担保の債務を構成し、それらの間で優先権なく発行された下で、発行者及び保証人の現在及び将来の、他の非劣後無担保債券と、少なくとも同じ優先順位を持つことを定める、パリパス条項
- 発行者、保証人、又は重要な子会社の特定の金融負債（閾値水準を超えた）に関する債務不履行事由の発生の下で、当該負債に関して債務不履行を構成し、直ちに返済期限が到来することを定める、クロス・デフォルト条項

3 組織再編後、EKFは2023年にデンマーク輸出投資基金（EIFO）に統合された。

2019年以来、Enel Finance International NVは、国連の持続可能な開発目標（SDGs）の達成に向けて、欧州市場（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート（EMTN）債券発行プログラムの一環として)及び米国市場において、エネル・エスピーエーの保証を受けた「持続可能な」債券を多数発行してきた。さらに、Enel Finance America LLCは、エネル・エスピーエーが保証する同種のサステナビリティ連動債をアメリカ市場で保有している。

当社の解散又は清算の場合にのみ償還される永久ハイブリッド債を含むエネル・エスピーエーのハイブリッド債に係る主なコベナンツは以下のとおりである。

＞ 劣後条項。各ハイブリッド債は、発行体の他の全ての債券に劣後し、発行された他のハイブリッド金融商品と同じ優先順位を有し、資本性金融商品よりも高い優先順位を有する。

＞ 発行者の直近の義務全てを承継しない限り、他の会社との合併、会社の資産の全部又は重要な部分の他の会社への売却又はリースを禁止する。

エネル・エスピーエーが締結したリボルビング・ファシリティ契約及びその他のローン契約の主なコベナンツは実質的に類似しており、以下のように要約できる。[4]

＞ 当該条項では、借手及び場合によっては重要な子会社は、特定の金融負債を担保するために、それぞれの資産の全部又は一部に抵当権、先取特権、その他の担保権を設定することができない、担保提供制限条項

＞ 明示的に許可された処分を除き、債務者及び場合によってはエネルの子会社は、その資産又は事業の重要な部分を処分することができない、処分条項

＞ パリパス条項の下で、債務者の支払引受が、他の無担保及び劣後支払義務と同じ順位とされる。

＞ (i)エネルの経営権がイタリア国以外の一つ又は複数の当事者に取得された場合、又は(ii)エネル又はその子会社がグループの資産の大部分をグループ外の当事者に譲渡し、グループの財務的信頼性が著しく損なわれた場合に発動される支配権変更条項。2つの状況のいずれかが発生した場合、(A)融資条件の再交渉、又は(b) 借手による融資の強制繰り上げ返済が生じる可能性がある。

＞ 発行者、保証人、又は重要な子会社の特定の金融負債（閾値水準を超えたもの）に関する債務不履行事由が発生した場合に、当該負債に関して債務不履行を構成し、直ちに返済期限が到来することを定めるものである、クロス・デフォルト条項。

考慮された全ての借入金では、例えば、支払不能、破産手続又は企業の取引停止といった国際的な商慣行に典型的な債務不履行事由を特定している。

現在までのところ、上記のどの条項も発動されていない。

最後に、エネル・エスピーエーは、ローン契約に関連するコミットメントに関連して、多数のグループ会社のために一定の保証を発行したことに留意すべきである。これらの保証及び関連するローン契約には、国際的なビジネス慣行として一般的な、保証人であるエネル・エスピーエーが負担する一定の条項及び債務不履行事由が含まれている。

---

4 EKFファシリティには「風評被害」条項が設けられており、この条項の下で、EKFは、一定の規制に対する重大な違反の結果として、EKF自身又はデンマーク国家の風評被害を被ったことが確認された場合には、EKFが引受けた資金コミットメントの取り消し及び実行済融資の早期返済を要求することができる。また、特定の環境的・社会的規制及び基準の遵守を確保するという保証人のコミットメントも規定している。

ヘッジ後の債務構造

以下の表は、為替リスクのヘッジが長期債務総額（向こう12か月以内に満期を迎える部分を含む）に及ぼす影響を示している。

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在					2024年12月31日現在				
	当初の債務構造			ヘッジ債務	ヘッジ後の債務構成	当初の債務構造			ヘッジ債務	ヘッジ後の債務構成
	帳簿価額	額面価額	%			帳簿価額	額面価額	%		
ユーロ	**21,642**	**21,643**	**97.0%**	**676**	**22,319**	**16,871**	**16,873**	**94.1%**	**1,051**	**17,924**
米ドル	-	-	0.0%	-	-	337	337	1.9%	(337)	-
英ポンド	667	676	3.0%	(676)	-	704	714	4.0%	(714)	-
その他の通貨	1	1	0.0%	-	1	-	-	0.0%	-	-
合計	**22,310**	**22,320**		**-**	**22,320**	**17,912**	**17,924**		**-**	**17,924**

以下の表は、報告日現在の長期借入債務総額に対する金利リスク・ヘッジの効果を示している。

%	2025年12月31日現在		2024年12月31日現在	
	ヘッジ前	ヘッジ後	ヘッジ前	ヘッジ後
変動利回り	39.9	36.3	24.0	17.0
固定利回り	60.1	63.7	76.0	83.0
合計	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

短期借入金 – 4,102百万ユーロ

以下の表は、 2025年12月31日現在の短期借入金を種類別に示したものである。

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
第三者からの借入金			
銀行借入（普通預金）	53	-	53
店頭デリバティブのCSAに対する現金担保の受取額	57	104	(47)
合計	**110**	**104**	**6**
グループ取引先からの借入金			
グループ会社からの短期借入金（連結会社間当座預金）	1,492	3,306	(1,814)
グループ会社からのその他の短期借入金	2,500	3,000	(500)
合計	**3,992**	**6,306**	**(2,314)**
合計	**4,102**	**6,410**	**(2,308)**

なお、割引の影響は軽微であるため、現在の借入金の公正価値は帳簿価額と同額である。

31.2.2 純損益を通じて公正価値（FVTPL)で測定される金融負債

このカテゴリーには、主にグループ会社の債務のヘッジに関連する流動及び非流動デリバティブ金融負債のみが含まれる。詳細は注記33.2「純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ」に記載されている。

31.2.3 純利得／（損失）

下表は、デリバティブを除く金融商品のカテゴリー別の純利得及び損失を示している。

百万ユーロ	その他の利得／（損失）		内訳：減損/減損戻入れ
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	2025年12月31日現在
償却原価で測定される金融資産	302	517	-
FVOCIで測定される金融資産	1	-	-
償却原価で測定される金融負債	(489)	(915)	-

デリバティブによる純利得及び損失に関する詳細は、注記7「デリバティブから生じた純金融収益／（費用）」を参照のこと。

前へ　次へ

注記32. リスク管理

財務リスク

事業の一環として、当社は多種の金融リスク、特に金利リスク、為替リスク、信用リスク、取引先リスク、流動性リスク等の様々な財務リスクに晒されている。
エネル・エスピーエーは、社内委員会、専用方針、営業制限からなる財務リスク管理システムを採用している。その目的は、予期せぬ業績の変動を防ぐために財務リスクを適切に軽減することであり、その一方で、発生する可能性のある機会を捉える可能性を排除することではない。

金利リスク及び為替リスク

事業持株会社としての業務の一環として、エネル・エスピーエーは様々な市場リスク、特に金利と為替レートの変動リスクに晒されている。
金利リスクと為替リスクは、主に金融商品の存在によって生じる。
当社が保有する主な金融負債には、社債、銀行借入金、その他の借入金、デリバティブ取引、デリバティブ取引の現金担保及び営業債務が含まれる。これらの金融商品の主な目的は、会社の運営資金を調達することである。
これらの金融商品の主な目的は、会社の運営資金を調達することである。
当社が保有する主な金融資産には、ローン資産、デリバティブ、デリバティブ契約の担保として提供された現金預金、現金及び現金同等物、短期預金、並びに営業債権が含まれる。詳細は注記31「金融商品」を参照のこと。
金利リスク及び為替リスクに対するエクスポージャーの源泉は、前年度から変化していない。
親会社であるエネル・エスピーエーは、財務管理機能の一部と、金利及び為替レートに係る金融デリバティブ契約に関する金融市場へのアクセスを一元化している。この活動の一環として、エネル・エスピーエーはグループ各社と市場との仲介役を務め、相当なポジションを取るが、エネル・エスピーエーが上記のリスクに晒されることはない。
2025年、当グループはEMIR（規則（EU）No.648/2012）に基づき設定された全ての資産クラスの清算基準値を下回り、清算義務の対象とならない非金融取引当事者としての分類を維持した。
2025年12月31日現在の金融デリバティブ商品の取引高は以下のとおりであり、各クラスの金融デリバティブ商品の想定元本は以下のとおりである。
デリバティブ契約の想定元本は、キャッシュ・フローが交換される金額である。当該金額は、値又は量（トンの例では、想定元本に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。
ここに報告されているデリバティブの想定元本は、当事者間で交換された金額を表すものではないため、当社の信用リスク・エクスポージャーを示す尺度ではない。

金利

金利リスクとは、市場金利の変動により金融商品の公正価値又は将来キャッシュ・フローが変動するリスクのことである。
当社の金利リスクは、変動金利の金融負債に対する利払いに関連するフローの変化、新たな負債性金融商品の交渉における財務条件の変化、又は一般的に固定金利の負債性金融商品である公正価値で測定される金融資産/負債の価値の不利な変化として顕在化する。
金利リスクは、金利変動に晒される負債額を減らし、資金コストを抑制して業績の変動を抑えるという2つの目標に基づいて管理されている。
これは、契約の種類別、満期別、金利別に金融負債のポートフォリオを戦略的に分散し、金利スワップや金利オプションを中心とした店頭デリバティブを利用した特定のエクスポージャーのリスク特性を修正することを通じて達成される。

未履行契約の想定元本は以下のとおりである。

百万ユーロ	想定元本	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
金利デリバティブ		
金利スワップ	5,750	6,726
合計	**5,750**	**6,726**

このようなデリバティブの期間は原金融負債の満期を超えないため、そのような契約の公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローのいかなる変動も、対応するヘッジ対象ポジションの公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローの対応する変動によって相殺される。
金利スワップは通常、変動金利の金利フローを固定金利の金利フローと定期的に交換するもので、いずれも想定元本を基に計算される。
当年度末における想定元本は5,750百万ユーロ（2024年12月31日現在6,726百万ユーロ）であり、うち990百万ユーロは当社持分の債務のヘッジ、4,761百万ユーロはグループ会社の債務のヘッジであり、これらは想定元本と同額を市場で仲介している。
想定元本全体の減少は主に以下の要因によるものである。

＞　自然満期を迎えた金利スワップに対して500百万ユーロを支払う。
＞　475百万ユーロは減価償却引当金の影響に関連する。

金利デリバティブの詳細は、注記33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
金利リスク・ヘッジを行っていない変動金利借入残高は、市場金利が上昇した場合に純損益に悪影響を及ぼす（借入コストを増加させる）主なリスク要因である。
2025年12月31日現在、中長期の金融負債総額の40%が変動金利（2024年12月31日現在で24%）である。IFRS第9号に従って有効とみなされる金利のヘッジを考慮すると、2025年12月31日現在、長期金融債務総額の64%がヘッジされている（2024年12月31日現在83%）。ヘッジ会計の対象とならない運用上のヘッジとして扱われるデリバティブを含めても、比率は基本的に変わらない。

金利リスクの感応度分析

当社は、金利変動が金融商品のポートフォリオに与える影響を見積ることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。
より具体的には、感応度分析は、市場シナリオが金融デリバティブの公正価値及び金融デリバティブを用いてヘッジされていない長期債務の総額に及ぼす影響を、キャッシュ・フロー・ヘッジの構成要素については資本に、公正価値ヘッジの部分については純損益に及ぼす潜在的な影響を測定する。
これらのシナリオは、報告日時点のイールドカーブにおける上方及び下方の並行シミュレーションによって入手される。
感応度分析の方法及び前提条件については、前年度と比較して変更はない。
他の全ての変数が一定の場合、税引前利益は次のような影響を受ける。

百万ユーロ

		2025年12月31日現在				2024年12月31日現在			
		純損益に対する税引前影響		**株主持分に対する税引前影響**		純損益に対する税引前影響		株主持分への税引前影響	
	ベーシス・ポイント	**増加**	**減少**	**増加**	**減少**	増加	減少	増加	減少
外貨建て変動金利長期債務総額に係る金融費用の増減	25	20.3	(20.3)	-	-	7.7	(7.7)	-	-
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	25	2.8	(2.8)	-	-	3.4	(3.4)	-	-
ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動	25								
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25	-	-	3.6	(3.6)	-	-	5.9	(5.9)
公正価値ヘッジ	25	-	-	-	-	-	-	-	-

通貨リスク

為替リスクとは、為替レートの変動により金融商品の公正価値又は将来のキャッシュ・フローが変動するリスクを意味する。
エネル・エスピーエーにとって、為替リスクの主な原因は、ユーロ以外の通貨建て金融商品、主として外貨建て債券の存在である。
為替リスクへのエクスポージャーは前年度から変化していない。
詳細は注記31「金融商品」を参照のこと。
為替レートの変動に対するエクスポージャーを最小限に抑えるため、当社は通常、通貨先渡や通貨間金利スワップなど、様々な店頭デリバティブを利用している。このような契約の期間は、基礎となるエクスポージャーの満期を超えない。
通貨先渡は、取引当事者間で特定の将来の日付に特定の為替レート（予約実効レート）で異なる通貨建の元本を交換することに合意する契約である。当該契約では、2つの元本金額の実際の交換（デリバラブル・フォワード）、又は予約実効レートと満期時の為替レートの差異によって算出される差金の支払（ノンデリバラブル・フォワード）が求められることがある。
通貨間金利スワップは、外貨建ての固定金利又は変動金利の長期負債をユーロ建ての同等の変動金利又は固定金利の負債に変換するために使用される。これらの金融商品は、想定元本が異なる通貨建てであることに加え、定期的なキャッシュ・フローの交換と最終的な元本の交換の両方を提供するという点で、金利スワップとは異なる。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の取引残高の想定元本をヘッジ対象の種類別に示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	想定元本	
	2025年12月31日現在	**2024年12月31日現在**
為替デリバティブ		
通貨先物：	1,730	3,888
- 商品の為替リスク・ヘッジ	1,263	2,912
- 将来キャッシュ・フローのヘッジ	394	856
-その他の通貨先物	73	120
通貨間金利スワップ	1,643	2,050
合計	**3,373**	**5,938**

具体的には以下を含む。
- **＞ 想定元本総額1,263百万ユーロの通貨先渡契約。うち632百万ユーロは、グループ会社によるエネルギー商品の購入に関連する為替リスクをヘッジするためのもので、市場とのマッチング取引が行われている。**
- **＞ 想定元本総額394百万ユーロの通貨先渡契約は、ユーロ以外の通貨で予想されるその他のキャッシュ・フローに関連する通貨リスクをヘッジするためのもので、うち245百万ユーロは市場取引によるものである。**
- **＞ 想定元本総額73百万ユーロの通貨先渡契約のうち36百万ユーロは市場との間で締結され、主にデジタル・メーター及びコンセントレーターの購入に関連する投資費用（32百万ユーロ）及び若干の程度ではあるが外貨建て営業費用から生じる為替変動リスクのヘッジに関連する。**
- **＞ 想定元本1,643百万ユーロの通貨間金利スワップは、エネル・エスピーエー又はその他のグループ会社のユーロ以外の通貨建債務の為替リスクをヘッジするためのものである。**

詳細は注記33「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
グループの債務を分析すると、長期債務総額の3.0%がユーロ以外の通貨建てであることがわかる。
為替ヘッジ及び当社の表示通貨又は機能通貨で表示されている外貨建て債務の一部を考慮し、債務は通貨間金利スワップを使用して完全にヘッジされている。

為替リスクの感応度分析

当社は、金融商品のポートフォリオに係る為替レート変動の影響を見積ることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。

より具体的には、感応度分析は、市場シナリオが金融デリバティブの公正価値及び金融デリバティブを用いてヘッジされていない長期債務の総額に及ぼす影響を、キャッシュ・フロー・ヘッジの構成要素については資本に、公正価値ヘッジの部分については純損益に及ぼす潜在的な影響を測定する。

当該シナリオは、報告日現在で観察された価値と比較した、全ての通貨に対するユーロの上昇/下落のシミュレーションを行うことで得られる。

感応度分析の方法及び前提条件については、前年度と比較して変更はない。

他の全ての変数が一定の場合、税引前利益は次のような影響を受ける。

（単位：百万ユーロ）		2025年12月31日現在				2024年12月31日現在			
		純損益に対する税引前影響		株主持分に対する税引前影響		純損益に対する税引前影響		株主持分に対する税引前影響	
	為替レート	ユーロ高	ユーロ安	ユーロ高	ユーロ安	ユーロ高	ユーロ安	ユーロ高	ユーロ安
ヘッジ後の外貨建て変動金利長期債務総額に係る金融費用の増減	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	10%	9	(11)	-	-	29.7	(36.2)	-	-
ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動									-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	10%	-	-	(72.0)	88.0	-	-	(108.0)	132.0
公正価値ヘッジ	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

信用リスク及び取引先リスク

信用リスクとは、金融取引における取引相手の信用度が悪化し、債権者の立場に不利な影響を及ぼす可能性のことである。当社は、デリバティブ取引、銀行及び金融機関への預金、外国為替取引及びその他の金融商品を含む金融活動から生じる信用リスクに晒されている。

当社の金融信用リスク管理は、市場及び社内評価に基づいて、信用度の高いイタリア及び国際的な大手金融機関の中から取引先を選択し、その中でエクスポージャーを分散させることに基づいている。信用エクスポージャー及び関連する信用リスクは、当グループのリスクを管理するためのガバナンス・ルールに定められている方針及び手続きに基づき、リスクの監視を担当する部署が定期的に監視されており、また、削減可能な措置が迅速に特定されるように設計されている。

この一般的な枠組みの中で、エネル・エスピーエーは、業務を行っている主要な金融機関と、現金担保の交換を求める証拠金契約を締結し、信用リスクへのエクスポージャーを大幅に軽減している。

貸付資産

百万ユーロ

ステージ	予想信用損失引当金の計上基準	平均損失率（PD*LGD）	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
			2025年12月31日現在		
正常債権	正常債権　12か月ECL	0.13%	3,852	5	3,847
懸念債権	ライフタイムECL		-	-	-
不採算			-	-	-
合計			**3,852**	**5**	**3,847**

営業債権及びその他の金融資産：一括評価

百万ユーロ	2025年12月31日現在			
	平均損失率（PD*LGD）	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
営業債権				
支払期限前営業債権		124	-	124
支払期限経過営業債権：				
- 1～180日	0.81%	12	-	12
- 180日超（信用減損）	19.33%	47	9	38
営業債権合計		**183**	**9**	**174**
その他の受取債権				
支払期限前その他の金融資産		748	-	748
その他の延滞金融資産		-	-	-
その他の金融資産合計		**748**	**-**	**748**
合計		**931**	**9**	**922**

流動性リスク

流動性リスクとは、現金又は別の金融資産を交付することで決済される金融負債に関連する債務を履行することが困難になるリスクである。

流動性リスク管理方針の目的は以下のとおりである。

＞　当社の適切な流動性を確保し、関連する機会費用を最小限に抑える。

＞　満期プロファイルと資金調達源の面でバランスの取れた負債構造を維持する。

短期的には、現金及び短期預入金、利用可能なコミットメント信用枠、及び流動性の高い資産のポートフォリオを含む無条件に利用可能な資源の適切な水準の維持により流動性リスクは軽減される。

長期的には、バランスのとれた満期プロファイルを維持し、金融商品、市場／通貨、カウンターパーティーの観点から資金調達源を多様化することにより、流動性リスクを軽減する。

2025年12月31日現在、エネル・エスピーエーは合計54百万ユーロの現金及び現金同等物（2024年12月31日現在2,121百万ユーロ）、及び最大13,500百万ユーロのコミットメント・クレジット枠（うち12,000百万ユーロはEnel Finance International NVと共同で引受）を有し、満期が1年超で全額利用可能である（2024年12月31日現在8,250百万ユーロ）。

成熟度分析

下表は、当社の長期借入債務の満期プロファイルをまとめたものである。

百万ユーロ	満期				
	3か月未満	3か月以上1年未満	1年から2年の間	2～5年	5年以上
社債					
- 固定利率	-	-	849		832
- 変動金利	-	97	97	150	140
合計	**-**	**97**	**946**	**150**	**972**
銀行借入金：					
- 変動利率	-	1,000	-		-
合計	**-**	**1,000**	**-**	**-**	**-**
ノンバンクによる融資：					
- 固定金利リース	1	1	1	-	-
合計	**1**	**1**	**1**	**-**	**-**
グループ会社からの借入金：					
- 固定利率	43	43	86	3,616	7,939
- 変動金利	23	2,023	369	-	5,000
合計	**66**	**2,066**	**455**	**3,616**	**12,939**
合計	**67**	**3,164**	**1,402**	**3,766**	**13,911**

金融資産及び金融負債の相殺

下表は、金融資産と金融負債の純額を報告している。より具体的には、当社は資産と負債を相殺する予定がないため、個別財務諸表にはデリバティブのネッティング取決めがないことを示している。現行の市場規制が想定している通り、またデリバティブを含む取引を保証するため、エネル・エスピーエーは大手金融機関と現金担保の交換を求める証拠金契約を締結しており、その内訳は表のとおりである。

百万ユーロ　　2025年12月31日現在

	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				財務諸表で相殺されない関連金額		
				(d)(i)、(d)(ii)	(d)(iii)	
	認識された金融資産／（負債）総額	財政状態計算書において相殺された認識金融資産／（負債）総額	財政状態計算書に表示されている金融資産／（負債）の純額	金融商品	現金担保で保証された金融資産／（負債）の正味部分	金融資産／（負債）純額
金融資産						
デリバティブ資産：						
-金利リスク	48		48		(36)	12
-通貨リスク	111		111		(60)	50
デリバティブ資産合計	**159**	**-**	**159**	**-**	**(96)**	**62**
その他の金融資産合計	**159**	**-**	**159**	**-**	**(96)**	**62**
金融負債						
デリバティブ負債：						
-金利リスク	(101)		(101)		43	(58)
-通貨リスク	(454)		(454)		413	(41)
デリバティブ負債合計	**(555)**	**-**	**(555)**	**-**	**457**	**(99)**
金融負債総額	**(555)**	**-**	**(555)**	**-**	**457**	**(99)**
金融資産／（負債）の純額	**(396)**	**-**	**(396)**	**-**	**360**	**(36)**

注記33.デリバティブ及びヘッジ会計

下表は、デリバティブ金融資産及び負債の想定元本及び公正価値を、ヘッジ関係の種類別及びヘッジ対象リスク別に、流動デリバティブ金融資産及び負債と非流動デリバティブ金融資産及び負債に分けて報告している。
デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フローが交換される基礎となる金額である。当該金額は、値又は量（トンの例では、想定元本に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。ユーロ以外の通貨建てで表示される金額は、World Markets Refinitiv (WMR) 社が提供の公表期末為替レートでユーロに換算されている。

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値			想定元本		公正価値		
デリバティブ資産	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	増減	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	増減
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ										
キャッシュ・フロー・ヘッジ：										
-金利リスク	-	500	-	4	(4)	500	500	1	1	-
-通貨リスク	630	665	45	47	(2)	-	337	-	37	(37)
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**630**	**1,165**	**45**	**51**	**(6)**	**500**	**837**	**1**	**38**	**(37)**
FVTPLで測定されるデリバティブ										
-金利リスク	2,337	2,618	46	82	(36)	43	-	1	-	1
-通貨リスク	365	383	41	46	(5)	688	1,535	25	69	(44)
FVTPLで測定されるデリバティブ合計	**2,702**	**3,001**	**87**	**128**	**(41)**	**731**	**1,535**	**26**	**69**	**(43)**
デリバティブ資産合計	**3,332**	**4,166**	**132**	**179**	**(47)**	**1,231**	**2,372**	**27**	**107**	**(80)**

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値			想定元本		公正価値		
デリバティブ負債	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	増減	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	増減
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ										
キャッシュ・フロー・ヘッジ：										
- 金利リスク	390	390	33	45	(12)	-	-	-	-	-
-通貨リスク	733	771	389	407	(18)	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**1,123**	**1,161**	**422**	**452**	**(30)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
FVTPLで測定されるデリバティブ										
-金利リスク	2,337	2,618	46	82	(36)	143	100	21	29	(8)
-通貨リスク	365	383	42	47	(5)	592	1,863	24	73	(49)
FVTPLで測定されるデリバティブ合計	**2,702**	**3,001**	**88**	**129**	**(41)**	**735**	**1,963**	**45**	**102**	**(57)**
デリバティブ負債合計	**3,825**	**4,162**	**510**	**581**	**(71)**	**735**	**1,963**	**45**	**102**	**(57)**

33.1 ヘッジ会計

デリバティブ取引は契約日の公正価値で当初認識され、その後公正価値で再測定される。その結果生じる利得又は損失を認識する方法は、当該デリバティブがヘッジ手段として指定されているかに依り、また指定されている場合にはヘッジ対象の性質に依る。

ヘッジ会計は、金利リスク、為替リスク、商品価格リスク (バーチャルPPAを含む) 等のリスクを低減するために行っているデリバティブ取引であって、IFRS第9号の要件を全て満たしている場合に適用される。

取引開始時、当社はヘッジ手段、ヘッジ対象、リスク管理の目的及び戦略を明記したヘッジ関係を文書化する。さらに、当社は定期的にヘッジの有効性を評価し、文書化しており、指定日及びその後も継続的に、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値及びキャッシュ・フローの変動を相殺していることを確認している。

ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいて、当社は当該取引の蓋然性が非常に高く、純損益に影響を与えるキャッシュ・フローにおける変動へのエクスポージャーを表示していることを評価し文書化している。

リスク・エクスポージャーの特性に応じて、当社は以下のいずれかのデリバティブを指定している。

- ＞　公正価値ヘッジ
- ＞　キャッシュ・フロー・ヘッジ

当社が晒されている金融商品から生じるリスクの性質及び程度に関する詳細は、注記32「リスク管理」を参照されたい。

ヘッジ関係が有効であるためには以下の全ての要件を充たすこととする。

- ＞　ヘッジ手段及びヘッジ対象との間の経済的関係の存在。
- ＞　信用リスクによる影響が経済関係から生じた価値変動の大部分を占めていないこと。
- ＞　指定時ヘッジ比率はリスク管理のヘッジ比率(すなわち、事業体が実際にヘッジしているヘッジ対象の数量と、事業体がヘッジ対象の数量をヘッジするために実際に使用しているヘッジ手段の数量が同一であること)と同等であること。

IFRS第9号の要求事項に従い、当社は以下の方法で経済関係の存在を検証している：

- ＞　ヘッジ手段とヘッジ対象の基礎となるリスクが同一である場合は、定性的分析による。
- ＞　ヘッジ手段とヘッジ対象の基礎となるリスクが同一でない場合は、経済的関係の性質の定性的分析に加えて、定量的手法（線形回帰）を用いる。

ヘッジ手段の態様がヘッジ対象の態様と整合していることを示すため、異なるシナリオが分析される。

商品価格リスクのヘッジにおいて、経済的関係の存在は、考慮されたリスクのヘッジにおける有効性に基づいて格付けされる市場で利用可能な全ての標準デリバティブ一式を可能性のあるリスク要素の各々において決定するランキング・マトリックスから推定される。

信用リスクの影響を評価するため、当グループは、リスク軽減方策（担保、相互中途解約条項、ネッティング契約等）の存在を考慮している。

ヘッジの非有効性を最小化するため、当社は、デリバティブの基礎となるリスクとヘッジ対象のリスクが一致する全てのヘッジ関係について、ヘッジ比率を1：1に設定している（商品価格リスク・ヘッジを含む）。

ヘッジの非有効性は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算により評価する。

- ＞　ヘッジ対象とヘッジ手段の重要な条件（名目金額、満期、原資産など）が一致しており、ヘッジ・デリバティブの信用リスク調整を含む追加的な非有効性の原因が識別されない場合、ヘッジ関係は定性的分析を通じて完全に有効であるとみなされる。
- ＞　ヘッジの非有効性は、ヘッジ対象とヘッジ手段の重要な条件が一致しない場合、又は少なくとも一つの非有効性の原因が検出された場合に、仮想デリバティブを使用し、累積ドル相殺法を適用した定量的分析により評価される。当該方法は、ヘッジ手段及び仮想デリバティブの公正価値の変動を報告日及び開始日の間で比較するものである。

ヘッジ非有効性の主な要因としては、以下が挙げられる。

- **＞　信用リスク（すなわち、取引先信用リスクが、ヘッジ手段及びヘッジ対象の公正価値の変動に異なる影響を与える）による。**
- **＞　ヘッジ対象がヘッジ手段と異なる場合、ヘッジ・リスクに関連する指標。**
- **＞　ヘッジ対象及びヘッジ手段のキャッシュ・フローの時差。**
- **＞　数量又は想定元本の差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段のキャッシュ・フロー予想額の変動）。**
- **＞　その他のリスク（すなわち、デリバティブ・ヘッジ手段又はヘッジ対象のキャッシュ・フロー又は公正価値の変動がヘッジ対象の特定のリスク以外に関連する）による。**

キャッシュ・フロー・ヘッジ

キャッシュ・フロー・ヘッジは、認識されている資産、負債、又は純損益に影響を与える可能性の高い取引に関連する特定のリスクに起因する将来のキャッシュ・フローの変動による当社のエクスポージャーをヘッジするために適用される。

キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されかつ適格なデリバティブの公正価値における変動の有効部分は、その他の包括利益として認識される。非有効部分に関する利得又は損失は、損益計算書において直ちに認識される。

株主持分における累計額は、ヘッジ対象が純損益に影響する当期の純損益に振替えられる（例えば、ヘッジされた予定売上が行われる場合）。

ヘッジ対象が非金融資産（有形固定資産や棚卸資産など）又は非金融負債で認識された場合、又は非金融資産又は非金融負債においてヘッジ対象予定取引が公正価値ヘッジ会計を適用される確定約定債務となった場合、株主持分に累積されている金額（すなわちヘッジ準備金）は取り崩され、ヘッジ対象である資産又は負債の当初認識額（取得原価又はその他の帳簿価額）に算入される（（例えば、「簿価調整」））。

ヘッジ手段が失効若しくは売却された場合、又はヘッジがヘッジ会計の要件を充たさなくなった場合、その時点で株主持分における利得又は損失累計額は株主持分に残り、予定取引が最終的に損益計算書に認識された時点で認識される。予定取引の発生が予想されなくなった場合は、株主持分に計上されている利得又は損失累計額は直ちに損益計算書に振替えられる。

ヘッジ手段として先渡を用いるヘッジ関係において、直物要素の価値変動のみがヘッジ手段として指定されている場合、先渡要素（純損益又はOCI）の会計処理は事象ごとに特定する。

逆に、ヘッジ手段として通貨間金利スワップを用いるヘッジ関係においては、当社は、ヘッジ・デリバティブの指定における外国通貨のベーシス・スプレッドを区分し、ヘッジ費用準備金のその他の包括利益（OCI）に計上する。

特に、商品リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジに関しては、リスク管理戦略との一貫性を高めるため、当社は、一定の流動性要件に基づくダイナミック・ヘッジ会計のアプローチ（流動性ベース・アプローチとして知られる）を適用している

当該アプローチでは、市場に係る最も流動性の高いデリバティブの利用を通じてヘッジを指定し、当該リスクをより効果的に網羅する他のデリバティブに置き換える必要がある。

リスク管理戦略との一貫性を持たせる流動性に基づくアプローチでは、満期時のみならず、ヘッジ関係が継続する中でも、以下の双方の要件を充たしている場合に限り、新たなデリバティブへの置換によりデリバティブのロールオーバーが可能である。

- **＞　格付けの観点から、従前のデリバティブの代替として最も有効である。**
- **＞　一定の流動性要件を充たしている。**

当該要件を充たしているかは四半期ごとに検証する。

ロールオーバー日現在でヘッジ関係は廃止されていない。そのため、同日以降新たなデリバティブの実効公正価値の変動は株主持分（ヘッジ準備金）に認識され、旧デリバティブの公正価値の変動は純損益を通じて認識される。

当社は現在、損益の変動を最小化するためにこれらのヘッジ関係を利用している。

公正価値ヘッジ

公正価値ヘッジは、純損益に影響を及ぼす可能性のある特定のリスクに起因する資産、負債又は確定約定債務における公正価値の変動によるエクスポージャーから当グループを保護するために用いられる。

ヘッジ要件を充たしヘッジ手段として指定されるデリバティブの公正価値の変動は、ヘッジされたリスクに帰属するヘッジ対象の公正価値の変動とともに損益計算書において認識される。

ヘッジがヘッジ会計の要件をもはや充たさない場合は、実効金利法を用いたヘッジ対象の帳簿価額の修正額は、満期までの期間にわたり償却され、純損益で認識される。

当社は現在、このようなヘッジ関係は利用していない。

公正価値測定の詳細については、注記34「公正価値測定」を参照のこと。

33.1.1 信用リスクの種類別のヘッジ関係

金利リスク

下表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在の未決済取引に係る金利リスク・ヘッジ手段の想定元本及び平均金利を満期別に示したものである。

百万ユーロ

2025年12月31日現在	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降	合計
金利スワップ							
想定元本	500	-	-	150	-	240	890
国税庁の平均税率	1.78			5.44		4.10	

（単位：百万ユーロ）

2024年12月31日現在	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降	合計
金利スワップ							
想定元本	500	500	-	-	150	240	1,390
国税庁の平均税率	1.63	1.78			5.44	4.32	

ヘッジ手段として指定された期末時点で未決済の金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フロー・ヘッジとして機能する。キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブは、2001年以降に発行された一部の変動利付債券及び2020年中に取得した変動利付銀行ローンのヘッジに係るものである。

以下の表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在の金利リスクに対するヘッジ・デリバティブの想定元本及び公正価値を示している。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**500**	**1,000**	**1**	**5**	**390**	**390**	**(32)**	**(45)**
金利スワップ	500	1,000	1	5	390	390	(32)	(45)

金利デリバティブの公正価値は前年度比で改善しており、これはユーロ圏のイールドカーブの変化を反映したものである。具体的には、2025年において金融引き締めの緩和が進んだことにより短期金利は低下した一方、金利ヘッジ・デリバティブの満期が集中する中長期ゾーンでは金利が大きく上昇したことが影響している。

以下の表は、金利リスクをヘッジするキャッシュフロー・ヘッジ・デリバティブによる今後数年間の予定キャッシュ・フローを示している。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布				
金利リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2025年12月31日現在**	**2026年**	**2027年**	**2028年**	**2029年**	**それ以降**
正の公正価値	1	-	-	-	-	-
負の公正価値	(32)	(8)	(8)	(7)	(9)	(4)

下表は、金利ヘッジ・デリバティブが財政状態計算書に与える影響を示している。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
2025年12月31日現在			
金利スワップ	890	(31)	(31)
2024年12月31日現在			
金利スワップ	1,390	(40)	(40)

以下の表は、金利リスクに晒されているヘッジ対象が財政状態計算書に与える影響を示している。

百万ユーロ	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金
	2025年			2024年		
変動金利借入金	23	(23)	-	20	(20)	-
合計	**23**	**(23)**	**-**	**20**	**(20)**	**-**

以下の表は、金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが純損益及びその他の包括利益に与える影響を示している。

百万ユーロ	その他の包括利益／（損失）合計	純損益に認識された非有効部分	損益計算書項目	ヘッジ費用	OCIから純損益に振替えた金額	損益計算書項目
2025年12月31日現在						
変動金利借入金	5	-		-	(104)	金融費用
2025年12月31日現在の合計	**5**	**-**		**-**	**(104)**	
2024年12月31日現在						
変動金利借入金	4	-		-	(111)	金融費用
2024年12月31日現在の合計	**4**	**-**		**-**	**(111)**	

通貨リスク

下表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在の未決済取引に係る為替リスク・ヘッジ手段の想定元本金額及び平均レートを、満期別に示したものである。

百万ユーロ

2025年12月31日現在	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降	合計
通貨間金利スワップ（CCIRS）							
想定元本合計	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,364**	**1,364**
CCIRSの想定元本EUR/GBP						1,364	1,364
平均契約為替レート EUR/GBP						0.68	

（単位：百万ユーロ）

2024年12月31日現在	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降	合計
通貨間金利スワップ（CCIRS）							
想定元本合計	**337**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,436**	**1,773**
CCIRSの想定元本EUR/GBP	337	-	-	-	-	-	337
平均契約為替レート EUR/USD	1.16						
CCIRSの想定元本EUR/GBP						1,436	1,436
平均契約為替レート EUR/GBP						0.68	

下表は、2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在の未決済取引の為替リスク・ヘッジ手段の想定元本及び公正価値を、ヘッジ対象の種類別に分類したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
		資産	負債		資産	負債	
ヘッジ手段	**ヘッジ対象**	**2025年12月31日現在**			2024年12月31日現在		
通貨間金利スワップ	外貨建て固定金利借入金	45	(389)	1,363	47	(407)	1,436
通貨間金利スワップ	外貨建て変動金利借入金	-	-	-	37	-	337
合計		**45**	**(389)**	**1,363**	**84**	**(407)**	**1,773**

ヘッジ手段として指定された期末時点で未決済の通貨間金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フロー・ヘッジとして機能する。特に、これらのデリバティブは固定金利スターリング債のヘッジに関連している。

以下の表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在の為替リスクに関するデリバティブの想定元本及び公正価値を、ヘッジの種類別に分類したものである。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**630**	**1,002**	**45**	**84**	**733**	**771**	**(389)**	**(407)**
通貨間金利スワップ	630	1,002	45	84	733	771	(389)	(407)

2025年12月31日現在、 通貨間金利スワップの想定元本は1,363百万ユーロ（2024年12月31日現在1,773百万ユーロ、）、全体としてマイナスの公正価値は344 百万ユーロ（2024年12月31日現在マイナス323百万ユーロ）であった。
通貨間金利スワップの公正価値の悪化は、主にユーロの対ポンド為替レートの変動によるものである。

以下の表は、通貨リスクをヘッジする商品の財政状態計算書への影響を報告している。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
2025年12月31日現在			
通貨間金利スワップ	1,363	(344)	(341)
2024年12月31日現在			
通貨間金利スワップ	1,773	(323)	(323)

以下の表は、為替リスクに晒されるヘッジ対象が財政状態計算書に与える影響を示している。

百万ユーロ	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金
	2025年			2024年		
外貨建て固定金利借入金	341	(341)	(4)	363	(363)	3
外貨建て変動金利借入金	-	-	-	(37)	37	-
合計	341	(341)	(4)	**326**	**(326)**	**3**

以下の表は、通貨リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが損益及びその他の包括利益に与える影響を示している。

百万ユーロ	その他の包括利益／（損失）合計	純損益に認識された非有効部分	損益計算書項目	ヘッジ費用	OCIから純損益に振替えた金額	損益計算書項目
2025年12月31日現在						
外貨建て固定金利借入金	25	-		-	(48)	金融費用
外貨建て変動金利借入金	(5)	-		-	(32)	金融費用
2025年12月31日現在の合計	**20**	**-**		**-**	**(80)**	
2024年12月31日現在						
外貨建て固定金利借入金	(3)	-		-	(45)	金融費用
外貨建て変動金利借入金	2	-		-	97	金融収益
2024年12月31日現在の合計	**(1)**	**-**		**-**	**52**	

通貨リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる向こう数年間に期待されるキャッシュ・フローを示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
為替相場に関するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2025年12月31日現在**	**2026年**	**2027年**	**2028年**	**2029年**	**2030年**	**それ以降**
正の公正価値	45	9	9	8	7	6	35
負の公正価値	(389)	(20)	(20)	(19)	(18)	(17)	(280)

33.1.2 キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの税効果持分への影響

（単位：百万ユーロ）	ヘッジ費用	その他の包括利益に認識された公正価値の変動総額	純損益に認識された公正価値の変動総額	純損益に認識された公正価値の変動総額 - 非有効部分	ヘッジ費用	その他の包括利益に認識された公正価値の変動総額	純損益に認識された公正価値の変動総額	純損益に認識された公正価値の変動総額 - 非有効部分
	2025年12月31日現在				2024年12月31日現在			
金利ヘッジ	-	5	(104)	-	-	4	(111)	-
為替ヘッジ	(7)	21	(79)	-	7	(1)	52	-
ヘッジ・デリバティブ	**(7)**	**26**	**(183)**	**-**	**7**	**3**	**(59)**	**-**

33.2 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

以下の表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在のFVTPLで測定されるデリバティブの想定元本及び公正価値をリスク・タイプ別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在	**2025年12月31日現在**	2024年12月31日現在
FVTPLで測定される金利デリバティブ	**2,380**	**2,618**	**47**	**82**	**2,480**	**2,718**	**(67)**	**(111)**
金利スワップ	2,380	2,618	47	82	2,480	2,718	(67)	(111)
FVTPLで測定される為替デリバティブ	**1,053**	**1,919**	**66**	**115**	**957**	**2,247**	**(66)**	**(120)**
先渡	913	1,780	29	79	817	2,108	(29)	(83)
通貨間金利スワップ	140	139	37	36	140	139	(37)	**(37)**
FVTPLで測定されるデリバティブ合計	**3,433**	**4,537**	**113**	**197**	**3,437**	**4,965**	**(133)**	**(231)**

2025年12月31日現在、純損益を通じて公正価値で測定される金利及び為替レートに係るデリバティブの想定元本は全体で6,870百万ユーロ（2024年12月31日現在9,502百万ユーロ）で、公正価値は全体でマイナス20百万ユーロ（2024年12月31日現在マイナス34百万ユーロ）となった。
年末時点の金利スワップ残高は4,860百万ユーロで、主にグループ各社の市場向け債務をヘッジする取引（2,480百万ユーロ）及びグループ各社との仲介取引（2,380百万ユーロ）に関連している。
想定元本総額は、減価償却費の自然的影響により、前年度比476百万ユーロ減少した。
為替リスクをヘッジする先物契約の想定元本は1,730百万ユーロ（2024年12月31日現在3,888百万ユーロ）であった。外部取引先との通貨先渡は912百万ユーロ（2024年12月31日現在2,108百万ユーロ）で、主にグループ会社の引当金計上プロセスにおけるエネルギー商品価格に関連する為替リスクを軽減するために締結し、市場取引とマッチングさせた店頭デリバティブ、主にデジタル・メーター及び濃縮装置の購入に関連する資本的支出に関連する為替リスクのヘッジに関連するユーロ以外の通貨での予想キャッシュ・フロー、及び子会社が承認した中間配当金に関連する外貨での予想キャッシュ・フローに関連している。
想定元本140百万ユーロ（2024年12月31日現在139百万ユーロ）の通貨間金利スワップは、グループ会社のユーロ以外の通貨建て債務の為替リスク・ヘッジに関するもので、市場取引とマッチングしている。

注記34.公正価値測定

当社は、IFRSが要求する場合にはいつでも、IFRS第13号に従って公正価値を測定している。
公正価値とは、資産を売却するために受け取るであろう価格、又は負債を移転するために支払うであろう価格と定義される。最良の見積りとは、市場価格、すなわち、一般に入手可能で、活発で流動的な市場で実質的に取引されている現在価値である。
資産及び負債の公正価値は、公正価値を測定するために使用されるインプット及び評価技法に基づき、以下の3つのレベルに定義される公正価値ヒエラルキーに分類される。

＞　レベル1：測定日において入手可能な、活発な市場における同一の資産又は負債の相場価格（調整前）。
＞　レベル2：レベル1に含まれる相場価格以外のインプットであって、資産又は負債について直接的(つまり、価格として)又は間接的(つまり、価格から導き出される)に観察可能なもの。
＞　レベル3：観察可能な市場データに基づかない資産又は負債のインプット（すなわち観察不能なインプット）。

この注記では、以下を評価するために、関連する開示を提供する。

＞　当初認識後の財政状態計算書において、反復的又は非反復的に公正価値で測定される資産及び負債については、その測定値を作成するために使用した評価技法及びインプット。
＞　観察不能な重要なインプット(レベル3)を使用する反復的な公正価値測定については、その測定がその年度の純損益又はその他の包括利益に及ぼす影響。

その目的のため、以下を適用する。

＞　経常的公正価値測定とは、IFRSが各報告期間末の財政状態計算書において要求又は許可しているものである。
＞　非経常的な公正価値の測定は、IFRSが特定の状況において財政状態計算書で要求又は許可するものである。

デリバティブ契約の公正価値は、規制市場に係る商品取引においてデリバティブの公式価格を用いて算定される。規制市場に上場されていない金融商品の公正価値は、各金融商品の種類適した評価方法及び報告期間末現在の市場データ（金利、為替レート、ボラティリティなど）を用いて決定され、市場イールドカーブに基づいて将来予想されるキャッシュ・フローを割引き、World Markets Refinitiv （WMR）社が提供する為替レートを用いてユーロ以外の通貨の金額を換算する。コモディティに関わる契約については、規制市場と非規制市場の両方における同一商品の価格が入手可能な場合、その価格を用いて測定が行われる。
IFRSに従い、当社は、必要に応じて取引先リスクの規模に対応した金融商品の公正価値を調整するため、取引先（信用評価調整又はCVA）及び自社（債務評価調整又はDVA ）の双方の信用リスク測定を含めている。
より具体的には、当社は、ポジションの正味エクスポージャーにおいて潜在的将来エクスポージャー評価手法を用いてCVA／DVA を測定し、その後にポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に調整を配分している。当該技法における用いられた全てのインプットは、市場で観察可能である。見積りインプットの基礎となる仮定の変更は、そのような金融商品について報告される公正価値に影響を及ぼす可能性がある。
デリバティブ契約の想定元本は、キャッシュ・フローが交換される金額である。当該金額は、値又は量（トンの例では、想定元本に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。
ユーロ以外の通貨建てで表示される金額は、World Markets Refinitiv（WMR）社提供の公表期末為替レートでユーロに換算されている。
ここに報告されているデリバティブの想定元本は、必ずしも当事者間で授受される金額を示すものではなく、従って当社の信用リスク・エクスポージャーを示すものでもない。
上場されている負債性金融商品においては、公正価値は公定価格によっている。非上場金融商品の公正価値は、金融商品の種類ごとに適切な評価手法を用いて算定しており、期末時点の市場データ（エネルの信用スプレッドを含む）を用いて算定する。

34.1 財政状態計算書において公正価値で測定される資産

下表は、財政状態計算書における継続的又は非継続的に公正価値で測定される資産の各分類において、報告期間末の公正価値及びその公正価値階層におけるレベルの内訳を示している。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	2025年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2025年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
デリバティブ									
キャッシュ・フロー・ヘッジ									
-金利リスク	33	-	-	-	-	1	-	1	-
-通貨リスク	33	45	-	45	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計		**45**	**-**	**45**	**-**	**1**	**-**	**1**	**-**
純損益を通じての公正価値：									
-金利リスク	33	46	-	46	-	1	-	1	-
-通貨リスク	33	41	-	41	-	25	-	25	-
純損益を通じた公正価値合計：		**87**	**-**	**87**	**-**	**26**	**-**	**26**	**-**
合計		**132**	**-**	**132**	**-**	**27**	**-**	**27**	**-**

34.2 財政状態計算書における公正価値で測定される負債

以下の表は、財政状態計算書における継続的又は非継続的に公正価値で測定される負債の各分類において、報告期間末の公正価値及びその公正価値階層におけるレベルの内訳を示している。

百万ユーロ		非流動負債				流動負債			
	注記	2025年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2025年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
デリバティブ									
キャッシュ・フロー・ヘッジ									
-金利リスク	33	33	-	33	-	-	-	-	-
-通貨リスク	33	389	-	389	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計		**422**	**-**	**422**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
純損益を通じての公正価値：									
-金利リスク	33	46	-	46	-	21	-	21	-
-通貨リスク	33	42	-	42	-	24	-	24	-
純損益を通じた公正価値合計：		**88**	**-**	**88**	**-**	**45**	**-**	**45**	**-**
合計		**510**	**-**	**510**	**-**	**45**	**-**	**45**	**-**

34.3 財政状態計算書において公正価値で測定されない負債

次の表は、財政状態計算書において公正価値で測定されないが、公正価値を開示しなければならない負債の種類ごとに、報告期間の末日における公正価値及び公正価値の測定が分類される公正価値の階層におけるレベルを示している。

百万ユーロ			負債		
	注記	2025年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
社債					
- 固定金利	31.2.1	1,752	1,752	-	-
- 変動金利	31.2.1	483	71	412	-
社債合計		**2,235**	**1,823**	**412**	**-**
銀行借入金：					
- 変動金利	31.2.1	1,010	-	1,010	-
銀行借入金合計		**1,010**	**-**	**1,010**	**-**
ノンバンクによる融資：					
- 固定金利リース	31.2.1	3	-	3	-
ノンバンクによる融資合計		**3**	**-**	**3**	**-**
グループ会社からの借入金：					
- 固定金利	31.2.1	10,635	-	10,635	-
- 変動金利	31.2.1	7,664	-	7,664	-
グループ会社からの借入金合計		**18,299**	**-**	**18,299**	**-**
合計		**21,547**	**1,823**	**19,724**	**-**

注記35.株式報酬

2019年以降、エネル・エスピーエー（「エネル」又は「当社」）の株主総会は、イタリア民法第2359条に準拠し、当社及び／又はその子会社の経営者向けの株式に基づく長期インセンティブ制度の採用を毎年承認している。承認された各インセンティブ制度（2019年長期インセンティブ制度、2020年長期インセンティブ制度、2021年長期インセンティブ制度、2022年長期インセンティブ制度、2023年長期インセンティブ制度、2024年長期インセンティブ制度、2025年長期インセンティブ制度、以下、それぞれ「2019 LTI制度」、「2020 LTI制度」、「2021 LTI制度」、「2022 LTI制度」、「2023 LTI制度」、「2024 LTI制度」、「2025 LTI制度」といい、併せて「本制度」という）は、特定の業績目標の達成を条件として、それぞれの受益者に当社普通株式（以下「株式」という）の付与を規定している。

制度の受益者は、エネルの最高経営責任者/ジェネラル・マネージャー及びエネルグループの経営者で、会社の業績に直接責任を負うか、又は戦略的利益があると考えられる役職にある。当該制度は、金銭要素及び株式要素からなるインセンティブを受益者に支給するものである。当該インセンティブは、各受益者の固定報酬に関連して算定された基準額として付与時に決定されるが、本制度で設定された3年間の各業績目標の達成度に応じて、最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーの場合はゼロから最大で基準額の280%まで、その他の受益者の場合はゼロから最大で基準額の180%までの範囲で変動する。

これらの制度はまた、実際に発生したインセンティブ総額に関して、プレミアムが全て株式で支払われることを規定している：(a) 2019、2020、2021及び2022 LTI制度については、(i)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーについては基準額の100%を上限とし（2022 LTI制度の上限は130%）、(ii)その他の受益者については基準額の50%を上限とする（2022 LTI制度の上限は65%）、(b) 2023年、2024及び2025 LTI制度については、(i) 最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーについては基準額の150%を上限とし、(ii) 主要管理職を含む最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに直属する役員については基準額の100%を上限とし、(iii) 上記(i)及び(ii)で示された以外のその他の受益者については基準額の65%を上限とする。

本制度に基づく実際の賞与支給は、3年間の業績期間中に特定の業績目標を達成することが条件となる。

当該目標が達成された場合、インセンティブの株式及び現金の双方の構成要素の30%は業績期間の終了の翌年に支払われ、残りの70%は業績期間の終了の2年後に支払われる。このため、長期変動報酬（合計の70%）の大部分の支払は、各制度の業績期間終了後2年目まで繰延べられる。

本制度の特徴については、1999年5月14日決議第11971号（発行者規則）に基づき、CONSOB規則第84条の2の規定に準拠して作成した情報資料を参照のこと。なおそれらは、2019年5月16日、2020年5月14日、2021年5月20日、2022年5月19日、2023年5月10日、2024年5月23日及び2025年5月22日開催の株主総会に関する、当社ウェブサイト（www.enel.com）に掲載されている。

上記の日付に開催された株主総会により付与された権限の実施及び関連条件に従い、取締役会は、2019年9月19日、2020年7月29日、2021年6月17日、2022年6月16日、2023年10月5日、2024年7月25日及び2025年7月31日の取締役会において、本計画に資する株式取得プログラムの開始を承認した。各制度において取締役会が取得を承認した株式数、実際に取得した株式数、関連する加重平均価格及び総額は以下のとおりである。

	取締役会による承認買付	実際の買付		
	株式数	株式数	加重平均価格 （1株当たりユーロ）	総額（ユーロ）
2019 LTI制度	上限2,500,000 最高額10,500,000百万ユーロ	1,549,152[5]	6.7779	10,499,999
2020 LTI制度	1,720,000	1,720,000[6]	7.4366	12,790,870
2021 LTI制度	1,620,000	1,620,000[7]	7.8737	12,755,459
2022 LTI制度	2,700,000	2,700,000[8]	5.1951	14,026,715
2023 LTI制度	4,200,000	4,200,000[9]	6.3145	26,520,849
2024 LTI制度	2,900,000	2,900,000[10]	7.0210	20,360,977
2025 LTI制度[11]	3,200,000	-	-	-

(5) 2019年9月23日から12月2日までの期間に取得した株式で、株式資本の約0.015%に相当する。
(6) 2020年9月3日から10月28日までの期間に取得した株式で、株式資本の約0.017%に相当する。
(7) 2021年6月18日から7月21日までの期間に取得した株式で、株式資本の約0.016%に相当する。
(8) 2022年6月17日から7月20日までの期間に取得した株式で、株式資本の約0.026%に相当する。
(9) 2023年10月16日から2024年1月18日までの期間に取得した株式で、株式資本の約0.041%に相当する。
(10) 2024年9月16日から11月8日までの期間に取得した株式で、株式資本の約0.028%に相当する。
(11) 2025 LTI制度を提供する自社株式取得プログラムは2026年1月12日に開始された。

下表は、3年間の業績期間が進行中であるか、又は2025年に受益者に未払インセンティブが支払われた本制度に関する情報を示している。[12]

	付与日	業績期間（年度）	目標達成の検証	支払（年度）
2021 LTI制度	2021年9月16日(13)	2021年～2023年	2024年(14)	2024年～2025年(15)
2022 LTI制度	2022年9月21日(16)	2022-2024	2025年(17)	2025年～2026年(18)
2023 LTI制度	2023年10月5日(19)	2023年～2025年	2026年(20)	2026～2027年
2024 LTI制度	2024年9月19日(21)	2024～2026年	2027年(22)	2027～2028年
2025 LTI制度	2025年10月16日(23)	2025年～2027年	2028年(24)	2028年～2029年

(12) 2019及び2020 LTI制度に関する情報は、インセンティブの付与がそれぞれ2023年及び2024年に終了したため、記載していない。
(13) 取締役会が2021 LTI制度の受益者への付与手続き及び時期を承認した日（2021年6月9日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
(14) 2023年12月31日現在のエネルグループの連結財務諸表の承認に際し、取締役会は2021 LTI制度の業績目標の達成度を検証した。
(15) 2024年9月5日、制度規程に従い、当社は2021 LTI制度受益者の権利が確定した賞与の株式部分の一部を支給した。2021 LTI制度受益者の権利が確定した賞与の残りの株式部分は、2025年9月4日に支給された。
(16) 2022 LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日（2022年6月8日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
(17) 2024年12月31日現在のエネルグループの連結財務諸表の承認に際し、取締役会は2022 LTI制度の業績目標の達成度を検証した。
(18) 2025年9月4日、制度規程に従い、当社は2022 LTI制度受益者の権利が確定した賞与の株式部分の一部を支給した。
(19) 2023 LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日(2023年10月4日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮)。
(20) 2025年12月31日現在のエネルグループの連結財務諸表の承認に際し、取締役会は2023 LTI制度の業績目標の達成度を検証した。
(21) 2024 LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日（2024年7月24日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
(22) 2026年12月31日現在のエネルグループ連結財務諸表の承認に際し、取締役会において2024 LTI制度の達成状況を検証する予定である。
(23) 2025 LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日（2025年7月30日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
(24) 2027年12月31日現在のエネルグループ連結財務諸表の承認に際し、取締役会において2025 LTI制度の達成状況を検証する予定である。

下表は、3年間の業績期間が進行中であるか、又は2025年に受益者に未払インセンティブが支払われた本制度に関する更なる情報を示している。

			2025年		2024年	
	付与日現在の付与株式数	付与日における1株当たりの公正価値	潜在的に付与可能な株式数	支給済株式数	潜在的に付与可能な株式数	支給済株式数
2021 LTI制度	1,577,773	7.0010	0	420,060[26]	443,608	196,980[25]
2022 LTI制度	2,398,143	4.8495	1,354,130	574,368[27]	1,858,051	
2023 LTI制度	4,040,820	5.5540	3,566,126	-	3,804,244	-
2024 LTI制度	2,877,714	6.9730	2,722,050	-	2,877,714	-
2025 LTI制度	2,337,929	8.539	2,337,929	-	-	-

(25) この表は2021 LTI制度の受益者に対して2024年9月5日に付与された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者の権利が確定した賞与の株式部分を構成するものである。2021 LTI制度の規定の条件及び手続に従い、賞与の株式部分の残りの支給が2025年9月4日に行われた。

(26) この表は2021 LTI制度受益者に対して2025年9月4日に付与された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者の権利が確定した賞与の株式部分の残りを構成するものである。

(27) この表は2022 LTI制度の受益者に対して2025年9月4日に付与された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者の権利が確定した株式部分を構成するものである。2022 LTI制度の規定の条項及び手続に従い、賞与の株式部分の残りの支給は2026年度に繰延べられる。

当該資本性金融商品の公正価値は、付与日現在の当社株式の市場価格に基づいて測定されている。

株主持分要素の費用は、資本部分の費用は、付与された資本性金融商品の公正価値に基づいて決定され、資本準備金を通じて権利確定期 間にわたって認識される。

当グループが2025年に純損益を通じて認識したコストの総額は16百万ユーロ（2024年10百万ユーロ）である。

承認された制度の終了や変更はない。

前へ　次へ

注記36. 関連当事者

関連当事者は、IFRSの規定及び該当するCONSOBの措置に基づいて特定されている。
エネル・エスピーエーが子会社と締結した取引は、主にサービスの提供、資金調達及び雇用、保険の適用範囲、人的資源の管理及び組織化、法務及びコーポレート・サービス、並びに税務及び管理活動の計画及び調整に関するものであった。
全ての取引は日常業務の一部であり、会社の利益のために行われ、独立企業間取引、すなわち独立した当事者間で締結された契約と同じ市場条件で決済されている。
最後に、エネルグループのコーポレート・ガバナンス・ルールは、当社のウェブサイト（www.enel.com）に掲載されている「コーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書」で詳しく説明されており、関連当事者との取引が透明性を確保し、手続き上及び実質上の適正を確保するための条件を定めている。
IAS第24号で義務付けられている取締役会メンバー、監査役会メンバー、ジェネラル・マネージャー及び経営幹部の報酬に関する開示は下表を参照のこと。

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
取締役、法定監査役及びジェネラル・マネージャーの報酬				
短期給付	8	5	3	60.0%
株式報酬	2	1	1	-
合計	**10**	**6**	**4**	**66.7%**

百万ユーロ

	2025年	2024年	増減	
経営幹部の報酬				
短期給付	9	7	2	28.6%
株式報酬	3	1	2	-
合計	**12**	**8**	**4**	**50.0%**

2010年11月、エネル・エスピーエーの取締役会は、エネル・エスピーエーが直接又は子会社を通じて行う関連当事者との取引の承認及び執行に関する統制手続き（関連当事者との取引に関するエネル手続き）を承認した。当該手続きは、直近で2021年6月に更新されている。当該統制手続（https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties/で入手可能）は、関連当事者との取引の透明性、手続上及び実質的な適正性を確保するための規則を定めている。当該統制手続はイタリア民法第2391条の2の規定の施行、及び2010年3月12日付けConsob決議第17221号によって発効され、（Consob規則）として改訂された施行規則の施行において採択された。2025年度には、CONSOB規則に基づく財務諸表への開示が必要な関連当事者との取引は行われなかった。

以下の表は、当社と関連当事者との間の商業上、財務上及びその他の関係を要約したものである。

商業取引及びその他の取引

			営業費用		収益	
百万ユーロ	営業債権	営業債務	財	サービス	財	サービス
	2025年12月31日現在	2025年12月31日現在	2025年			2025年
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
3SUN Srl	-	34	-	-	-	-
Agatos Green Power Trino Srl	1	-	-	-	-	-
C&C Uno Energy Srl	1	-	-	-	-	-
DAP Consortium	6	-	-	-	-	7
Edistribución Redes Digitales SLU	4	1	-	-	-	4
e-distribuzione SpA	248	42	-	-	-	25
E-Solar Srl	2	-	-	-	-	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	3	-	-	-	-	-
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	1	-	-	-	-	-
Endesa Energía SAU	3	-	-	-	-	3
Endesa Generación SAU	3	-	-	-	-	3
Endesa Medios y Sistemas SLU	-	-	-	-	-	1
Endesa SA	8	-	-	-	-	7
Enel Américas SA	71	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	49	2	-	-	-	12
Enel Chile SA	30	-	-	-	-	2
Enel Colombia SA ESP	2	-	-	-	-	2
Enel Distribución Chile SA	1	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	9	71	-	-	-	9
エネル・ファイナンス・アメリカ LCC	2	-	-	-	-	-
Enel Finance International NV	1	-	-	-	-	1
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	2
Enel Global Services Srl	18	47	-	63	-	1
Enel Global Trading SpA	4	159	-	-	-	5
Enel Green Power Chile SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Development Srl	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SLU	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Italia Srl	2	48	-	-	-	3
Enel Green Power North America Inc.	4	-	-	-	-	3
Enel Green Power SpA	35	39	-	4	-	4
エネル・グリーン・パワー・サンニオ Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Grids Srl	5	7	-	6	-	2
Enel Iberia SRLU	350	5	-	4	-	-
エネル・イノベーション・ハブスSrl	-	3	-	3	-	-
Enel Italia SpA	308	99	-	25	-	8
Enel Libra Flexsys Srl	10	1	-	-	-	-
Enel North America Inc.	3	2	-	-	-	2
Enel Produzione SpA	36	64	-	-	-	3
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	-	10	-	-	-	2
Enel Services México SA de Cv	2	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	2	2	-	-	-	-
エネル・トレーディング・アルゼンチン Srl	1	-	-	-	-	-
エネルXイタリア Srl	-	14	-	-	-	-

百万ユーロ	営業債権	営業債務	営業費用		収益	
			財	サービス	財	サービス
	2025年12月31日現在	2025年12月31日現在	2025年		2025年	
エネル・ノースアメリカ Inc.	1	-	-	-	-	-
Enel X Srl	1	14	-	-	-	1
Enel X Way Srl	-	-	-	-	-	-
Enel X Way Italia Srl	1	11	-	-	-	1
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-
Nuclitalia Srl	1	-	-	-	-	-
Nuove Energie Srl	-	32	-	-	-	-
Parco Eolico Monti Sicani Srl	-	5	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	4	3	-	-	-	1
ソシエタ・エレクトリカ・トリグノ Srl	1	-	-	-	-	-
ウニオン・エレクトリーカ・デ・カナリアス・ジェネレイショ ンズ SAU	1	1	-	-	-	-
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社合計	**1,245**	**717**	**-**	**105**	**-**	**119**
その他の関連当事者						
A.C.Milan SpA	-	-	-	1	-	-
Enel Cuore Onlus	-	-	-	-	-	1
Fondazione Centro Studi Enel	2	-	-	-	-	1
FONDENEL	-	1	-	2	-	-
FOPEN	-	-	-	2	-	-
その他の関連当事者合計	**2**	**1**	**-**	**5**	**-**	**2**
合計	**1,247**	**718**	**-**	**110**	**-**	**121**

百万ユーロ	営業債権	営業債務	売上原価		収益	
			財	サービス	財	サービス
	2024年12月31日現在	2024年12月31日現在	2024年度		2024年度	
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
3SUN Srl	-	29	-	-	-	-
アガトス・グリーン・パワー・トリノ Srl	-	1	-	-	-	-
C&C Uno Energy Srl	-	1	-	-	-	-
Edistribución Redes Digitales SLU	4	1	-	-	-	4
e-distribuzione SpA	214	17	-	-	-	17
E-Solar Srl	1	-	-	-	-	-
E-Solar 2 Srl	-	1	-	-	-	-
エトロポリターナ・エレクトリシダード・デ・サンパウロSA	2	-	-	-	-	-
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	1	-	-	-	-	1
Endesa Energía SAU	2	-	-	-	-	-
Endesa Generación SAU	3	-	-	-	-	3
Endesa Medios y Sistemas SLU	1	-	-	-	-	1
Endesa SA	8	-	-	-	-	7
Enel Américas SA	295	1	-	-	-	-
Enel Brasil SA	57	1	-	-	-	26
Enel Chile SA	41	-	-	-	-	3
エネルコロンビア SA ESP	2	-	-	-	-	2
Enel Distribución Chile SA	1	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	8	159	-	-	-	11
エネル・ファイナンス・アメリカ LCC	9	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	2
Enel Global Services Srl	14	49	-	72	-	2
Enel Global Trading SpA	35	5	-	-	-	4
Enel Green Power Chile SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SLU	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Italia Srl	176	12	-	-	-	4
Enel Green Power North America Inc.	1	-	-	-	-	2
Enel Green Power SpA	22	8	-	3	-	5
Enel Green Power Sannio Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Grids Srl	2	9	-	7	-	1
Enel Iberia SRLU	301	4	-	3	-	-
エネル・イノベーション・ハブス Srl	-	4	-	4	-	-
Enel Italia SpA	5	190	-	29	-	4
Enel Libra Flexsys Srl	10	-	-	-	-	-
エネル・ノースアメリカ Inc.	4	1	-	-	-	4
Enel Produzione SpA	115	42	-	-	-	4
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	20	-	-	-	-	1
Enel Services México SA de Cv	1	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	(1)	3	-	-	-	-
エネル・トレーディング・アルゼンチン Srl	1	-	-	-	-	(1)
Enel X Advisory Services Srl	-	2	-	-	-	-
エネルXイタリア Srl	-	17	-	-	-	-
エネル・ノースアメリカ Inc.	2	-	-	-	-	-
Enel X Srl	6	12	-	2	-	5
Enel X Way Srl	-	6	-	-	-	-
Enel X Way Italia Srl	2	16	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-

百万ユーロ	営業債権	営業債務	売上原価		収益	
			財	サービス	財	サービス
	2024年12月31日現在	2024年12月31日現在	2024年度		2024年度	
Ilary Energia Srl	2	3	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	2	-	-	-	-	-
Principia Energy Generation Single Member SA	6	-	-	-	-	-
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	1	-	-	-	-	-
セルヴィツィオ・エレットトリコナツィオナーレSpA	-	44	-	-	-	-
Società Elettrica Trigno Srl	-	1	-	-	-	-
ウニオン・エレクトリーカ・デ・カナリアス・ジェネレイショ ンズ SAU	1	-	-	-	-	1
Vektör Enerjí Üretím Anoním 01 5E írketí	8	-	-	-	-	-
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社合計	**1,393**	**640**	**-**	**120**	-	**117**
その他の関連当事者						
Enel Cuore Onlus	-	-	-	-	-	1
Fondazione Centro Studi Enel	4	-	-	-	-	1
FONDENEL	-	-	-	2	-	-
FOPEN	-	1	-	2	-	-
その他の関連当事者合計	**4**	**1**	**-**	**4**	**-**	**2**
合計	**1,397**	**641**	**-**	**124**	**-**	**119**

金融取引

（単位：百万ユーロ）	貸付資産	借入金	保証	営業費用	収益	配当金
	2025年12月31日現在			2025年		
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
コンチェルト Srl	-	4	-	-	-	-
e-ディストリビュツイオーネ SpA	-	-	1,690	-	10	-
エトロポリターナ・エレクトリシダード・デ・サンパウロSA	-	-	250	-	1	-
エネル・アメリカSA	-	-	-	-	-	365
Enel Brasil SA	3	-	408	-	3	-
エネル・チリSA	-	-	758	-	1	170
Enel Colombia SA ESP	-	-	9	-	-	-
エネル・コスタリカ CAM SA	-	-	2	-	-	-
エネル・エネルギアSpA	-	-	432	-	1	-
エネル・ファイナンス・アメリカ LCC	-	-	2,488	-	2	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル N.V.	-	23,046	50,694	413	54	-
Enel Global Services Srl	43	-	23	-	8	-
Enel Global Trading SpA	289	4	1,945	78	201	1,161
Enel Green Power Chile SA	-	-	1	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	-	5	-	11	2	-
エネル・グリーン・パワー・インディア	-	-	2	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・イタリアSrl	-	-	233	-	1	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	9	10	1,140	-	9	-
エネル・グリーン・パワー・スペシャリティ Srl	-	4	-	-	-	-
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	40	-	220	-	7	-
Enel Green Power SpA	195	2	659	5	13	-
Enel Grids Srl	179	-	23	-	7	-
Enel Holding Finance Srl	2	-	-	-	-	-
エネル・イベリア SRLU	-	-	-	-	-	810
Enel Innovation Hubs Srl	1	-	1	-	-	-
Enel Italia SpA	1,240	43	7,560	54	72	2,020
Enel North America Inc.	28	-	13,623	-	20	-
エネル・プロドゥツィオーネ SpA	-	-	235	-	6	-
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	-	206	414	7	1	-
エネル・ソーレ Srl	-	-	102	-	-	-
Enel X Advisory Services Srl	65	-	-	-	2	-
エネル・エックス・オーストラリア (Pty) Ltd	-	-	13	-	-	-
Enel X International Srl	17	-	-	-	-	-
エネルXイタリア Srl	-	-	1	-	-	-
Enel X North America Inc.	-	-	65	-	-	-
Enel X Polska Sp. zo o	-	-	17	-	-	-
Enel X Srl	1,196	-	128	-	49	-
エネルX UK Limited	-	-	18	-	-	-
Enel X Way Italia Srl	96	-	36	-	4	-
エネルパワー Srl	-	34	-	1	-	1
Generadora Montecristo SA	-	-	2	-	-	-
Nuove Energie Srl	50	-	68	-	3	-
Parco Eolico Monti Sicani Srl	-	-	-	-	-	-
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	-	-	63	-	1	-
セルヴィツィオ・エレットトリコナツィオナーレSpA	-	-	1,150	-	4	-
合計	**3,453**	**23,358**	**84,473**	**569**	**482**	**4,527**

百万ユーロ	貸付資産	借入金	保証	営業費用	収益	配当金
	2024年12月31日現在			2024年度		
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
コンチェルト Srl	-	3	-	-	-	-
e-ディストリビュツイオーネ SpA	-	-	2,001	-	8	-
エトロポリターナ・エレクトリシダード・デ・サンパウロSA	-	-	294	-	1	-
エネル・アメリカSA	-	-	-	-	-	399
Enel Brasil SA	3	-	679	-	11	-
エネル・チリSA	-	-	860	-	1	216
Enel Colombia SA ESP	-	-	33	-	-	-
エネル・コスタリカ CAM SA	-	-	8	-	-	-
エネル・エネルギアSpA	-	-	454	-	3	-
エネル・ファイナンス・アメリカ LCC	-	-	2,722	-	3	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル N.V.	-	19,327	52,298	522	67	1,075
Enel Generación Perú SAA	-	-	-	-	3	-
Enel Global Services Srl	126	1	24	3	9	-
Enel Global Trading SpA	4	1,045	1,973	248	105	1,103
Enel Green Power Chile SA	-	-	83	-	1	-
Enel Green Power Development Srl	-	1	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラスSA	-	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・イタリアSrl	-	-	276	-	1	-
Enel Green Power Matimba NewCo 1 Srl	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	20	-	764	-	12	-
エネル・グリーン・パワー・スペシャリティ Srl	-	3	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ペルーSAC	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Solar Ngonye SpA	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	57	-	266	-	7	-
Enel Green Power SpA	108	4	776	8	10	166
Enel Grids Srl	167	-	25	-	7	-
エネル・ホールディング・ファイナンス Srl	-	1	-	-	-	3,225
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	375
Enel Innovation Hubs Srl	-	4	1	-	-	-
Enel Italia SpA	183	47	6,656	46	252	-
Enel North America Inc.	77	-	16,728	-	35	-
エネル・プロドゥツィオーネ SpA	-	-	277	-	6	-
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	-	363	414	13	-	-
エネル・ソーレ Srl	-	-	129	-	1	-
Enel X Advisory Services Srl	72	-	-	-	4	-
エネル・エックス・オーストラリア (Pty) Ltd	-	-	11	-	-	-
Enel X International Srl	12	-	-	-	1	-
エネルXイタリア Srl	-	-	1	-	-	-
Enel X North America Inc.	3	-	71	-	1	-
Enel X Polska Sp. zo o	-	-	17	-	-	-
Enel X Srl	939	-	4	-	41	-
エネルX UK Limited	-	-	16	-	-	-
Enel X Way Srl	296	-	123	-	11	-
Enel X Way Italia Srl	96	-	41	-	5	-
エネルパワー Srl	-	35	-	1	-	3
EnerNOC Ireland Limited	-	-	1	-	-	-
ジェネアドラ・モンテクリスト SA	-	-	1	-	-	-
Nuove Energie Srl	43	-	86	-	3	-

百万ユーロ	貸付資産	借入金	保証	営業費用	収益	配当金
	2024年12月31日現在			2024年度		
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	-	-	96	1	2	-
セルヴィツィオ・エレットトリコナツィオナーレSpA	-	-	1,150	-	4	-
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社合計	**2,206**	**20,835**	**89,359**	**842**	**615**	**6,562**
その他の関連当事者						
モンテ・デイ・パスキ・ディ・シエナ	1	-	-	-	-	-
その他の関連当事者合計	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
合計	**2,207**	**20,835**	**89,359**	**842**	**615**	**6,562**

関連当事者との取引が財政状態計算書、損益計算書及びキャッシュ・フロー計算書に与える影響は以下の表に報告されている。

財政状態計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合（%）	合計	関連当事者	割合（%）
	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
資産						
デリバティブ-非流動	132	6	4.5%	179	39	21.8%
その他の非流動資産	65	53	81.5%	68	56	82.4%
営業債権	174	174	-	197	196	-
デリバティブ - 流動	27	24	88.9%	107	3	2.8%
その他の流動金融資産	3,871	3,423	88.4%	2,678	2,165	80.8%
その他の流動資産	1,150	1,020	88.7%	1,181	1,145	97.0%
負債						
長期借入金	19,079	17,009	89.2%	17,345	14,142	81.5%
デリバティブ-非流動	510	81	15.9%	581	91	15.7%
その他の非流動負債	17	9	52.9%	17	9	52.9%
短期借入金	4,102	3,992	97.3%	6,410	6,306	98.4%
1年内返済予定の長期借入金	3,231	2,132	66.0%	567	132	23.3%
営業債務	129	77	59.7%	132	81	61.4%
デリバティブ - 流動	45	1	2.2%	102	66	64.7%
その他の流動金融負債	221	143	64.7%	178	98	55.1%
その他の流動負債	3,236	632	19.5%	3,508	551	15.7%

損益計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合（%）	合計	関連当事者	割合（%）
	2025年			2024年		
収益	122	121	99.2%	121	119	98.3%
サービス、リース及び賃借料	177	110	62.1%	177	124	70.1%
持分投資から生じた収益	4,528	4,527	-	6,563	6,562	-
デリバティブから生じた金融収益	423	215	50.8%	550	151	27.5%
その他の金融収益	382	267	69.9%	548	464	84.7%
デリバティブから生じた金融費用	486	133	27.4%	454	247	54.4%
その他の金融費用	652	436	66.9%	952	595	62.5%

キャッシュ・フローへの影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合（%）	合計	関連当事者	割合（%）
	2025年			2024年		
営業活動による（に用いた）キャッシュ・フロー	3,814	(20)	-0.01%	5,690	295	5.2%
投資活動による（に用いた）キャッシュ・フロー	(1,795)	(1,765)	0.98%	(1,085)	(1,051)	96.9%
財務活動によるキャッシュ・フロー	(4,086)	1,341	-0.33%	(3,606)	2,986	-82.8%

注記37.政府補助金-法律124／2017第1条第125項～第129項による開示

改正法第124/2017号第1条第125項から第129項に準拠し、以下にイタリアの公的機関及び団体から受領した補助金、並びにエネル・エスピーエーによる会社、個人及び官民事業体への寄付に関する情報を提供している。開示は、(i)イタリアの公的機関／国家機関から受領した補助金、(ii)エネル・エスピーエーがイタリアに居住又は設立された公私の団体に対して行う寄付、を考慮している。
以下の開示は、複数の金融取引で行われた場合でも、同一の付与者／提供者によって行われた10,000ユーロを超える支払いが2025年中に行われたものを含んでいる。これらは現金主義で認識されている。
2018年12月14日付け法律第135号第3条の4、2019年2月11日付け法令第12号で批准した規定に準拠し、受領した贈与においては、2012年12月24日付け法令第234号第52条に規定する国家援助登録簿に記載されている情報を参照のこと。
寄付金に関しては、以下のような事例がある。

ユーロ

受益者	金額	寄付の内容
MAXXI	600,000	芸術分野における芸術、研究、革新の推進のための助成金
Fondazione Centro Studi Enel	150,000	2023年及び2024年の寄付
合計	**750,000**	

注記38. コミットメント及び保証

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在	増減
保証人及び保証：			
- 子会社	84,473	89,363	(4,890)
－自己持分	9	13	(4)
－第三者	-	85	(85)
合計	**84,482**	**89,461**	**(4,979)**

当社の利益に関与する保証は、基本的に、2017年のEnel South America Srlのエネル・エスピーエーへの合併後に取得した9百万ユーロ相当の金額のBanco Centroamericano de Integración Económica（BCIE）に対して発行された銀行保証に関するものである。この保証が期限切れとなるため、保証の継続性を確保するため、当社は12月に、同じ取引先に対して2026年1月1日を保証発効日とする信用状の発行を約束した。
子会社に代わって発行された保証には以下のものがある。

- 欧州及びその他の国際市場で発行された債券を担保とし、Enel Finance International NVに代わって発行された欧州及びその他の国際市場で発行された債券49,078百万ユーロ。
- 様々な再生可能エネルギー企業に代わり、事業計画に基づく新規プロジェクト開発のために発行された15,535百万ユーロ。
- e-distribuzione SpA、Enel Produzione SpA、Enel Italia SpA、Enel Green Power SpA、Enel Chile SA、Enel Green Power Italia Srl、Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA、Enel Sole Srl、Enel X Srl及びEnel X Way Italia Srlへの融資に関して欧州投資銀行（EIB）に発行された4,683百万ユーロの保証。
- 北米市場におけるユーロ・コマーシャル・ペーパー及び債券発行プログラムを支援するものであり、EKF（Denmark's Export Credit Agency）がグループの持続可能な投資を支援するために付与したクレジットラインであるEnel Finance America LLC（米国）に代わって発行された2,488百万ユーロ。
- e-distribuzione SpA, Enel Global Trading SpA, Enel Produzione SpA, Enel X Italia Srl, Lene Srl、ACL SPV 4 Srl、Enel Green Power Italia Srl, Enel Energia SpA, Enel Green Power SpA の代理として、送電サービス契約に関してTernaに発行された1,430百万ユーロ。
- Enel SpAがServizio Elettrico Nazionaleに代わり、電力購入契約に基づく債務のためにシングルバイヤーに発行した1,150百万ユーロ。
- ユーロ・コマーシャル・ペーパー・プログラムを支援するためにEnel Finance International NVに代わって発行された1,015百万ユーロ。
- 従業員が構造的人員削減計画（法律第92/2012号第4条）への参加を選択したグループ各社に代わり発行されたINPSに757百万ユーロ。
- Enel Global Trading SpA及びEnel Produzione SpAに代わってエネルギー市場運営会社に対して保証状を発行した銀行を受益者とする730百万ユーロの再保証。
- Enel Grid Efficiency II ローンを受けた e-distribuzione SpA に代わって発行された Cassa Depositi e Prestiti に有利な501百万ユーロ。
- Enel Global Trading SpA、Enel X Italia Srl、Enel Produzione SpA及びNuove Energie Srllに代わって、Snam Rete Gasに対してガス輸送能力に関して発行された472百万ユーロの保証。
- Enel Global Trading SpAに代わり、RWE Supply & Trading GmbHに対し、電力購入のために発行された50百万ユーロ。
- Enel Global Trading SpAに代わり、電力市場での取引用にE.ON Energy Tradingに発行された50百万ユーロ。
- Enel Italia SpAに代わり、Excelsia Nove Srlに対し、レンタル契約に基づく債務履行のために発行された46百万ユーロ。
- 子会社のために親会社が行う金融支援活動の一環として、様々な受益者に発行された6,488百万ユーロ。

2024年12月31日時点と比べ、子会社のために発行されたその他の保証が減少しているのは、主に再生可能エネルギー企業の持分を処分したことによるものである。加えて、当グループの資本構造を強化するという目的に沿って、満期を迎えた社債の償還が当期中に実施されたことも減額に影響した。

親会社として、エネル・エスピーエーは多くのグループ会社に対し、基本的に債権譲渡のための後援状を付与している。

注記39. 偶発資産及び債務

BEG訴訟 - イタリア、フランス、ルクセンブルク

BEG SpA（BEG）がイタリアで開始した仲裁手続きの終結に伴い、Enelpower Srl（Enelpower）は2002年に同社に有利な判決を得たが、この判決は2010年に大審院によって支持され、アルバニアにおける水力発電所建設の可能性の評価に関するエネルパワー社の契約違反の疑いに関する損害賠償請求の申立てを全面的に却下した。その後、BEGは、アルバニア法に基づき設立された子会社Albania BEG Ambient Shpk（ABA）を通じて、本件に関しアルバニアにおいてEnelpower及びエネル・エスピーエーを被告とする訴訟を提起した。その結果、2009年3月24日、ティラナ地方裁判所は、Enelpower及びエネルに対し、2004年度分として約25百万ユーロの不法行為に基づく損害賠償、及びその後の年度分については金額未確定の損害賠償の支払いを命じるアルバニア大審院によって維持された判決を下した。判決を受けて、ABAは430百万ユーロを超える支払いを要求した。
2016年11月5日、エネル及びEnelpowerは、2009年3月24日にティラナ地方裁判所が下した判決の無効を求めて、アルバニア大審院に訴状を申立てた。2024年11月6日の審問で、裁判所は申立てを却下した。
2022年3月7日付けローマ控訴院の判決で、ローマ裁判所でエネル及びEnelpower により着手された更なる訴訟手続は、前述のABA子会社の発議を通じてEnelpower の有利にイタリアで下された仲裁判断を迂回させたBEGの責任の承認を求めて終結された。当該判決をもってローマ控訴院は2015年6月16日ローマ控訴院で下された第一審判決を支持し、手続における嘆願を棄却した。
2021年5月20日、欧州人権裁判所（ECHR）は、BEGがイタリア国に対して提起した欧州人権条約第6.1条違反の上訴について、判決を下した。当該決定により、同裁判所は、上記仲裁手続の再開を求めるBEGの請求を棄却、また係争中の行為との因果関係がないことを理由に約12億ユーロの金銭的損害に関するBEGの損害賠償請求を棄却、非金銭的損害における15,000ユーロのみを認めた。
しかしながら、2021年12月29日、BEGは、当社及びその法律顧問が根拠なく見せかけであるとみなした訴訟をもって、ECHR判決の結果として約18億ユーロの不法責任に対する損害賠償を要求するために、ミラノ裁判所においてイタリア国を提訴することも決定した。本件でBEGはエネル・エスピーエー及びEnelpowerの連帯責任も主張している。2022年6月14日付け判決をもって、ミラノ裁判所は、州弁護士により提起された管轄外の異議を受入れ、イタリア国の関与原因の審理の管轄から当該裁判所が排他されているとして、Rome裁判所に有利な審理管轄外を宣言し、BEGに被告人に有利な訴訟手続費用を支払うよう命じた。BEGは2022年10月14日の法定期限内にローマ裁判所に命令に対して応対せず、手続は終了した。
しばらくして、2022年11月3日、BEGは終了した手続の損害賠償請求と同じ内容をMilan裁判所に再提出し、BEGが当該判決に同意しないと表明したイタリア国を除外した同じ被告に対して新たな呼出状を提出した。エネルとEnelpowerは、以前の同様のイニシアティブと同様、まったく推測の域を出ない根拠のない主張であることに異議を唱えるため、裁判所への出廷を進めるべく抗弁の準備を進めている。証拠認否の審問の後、裁判所は2023年10月26日、原告の予備的請求を却下する決定を下し、両当事者が最後に意見を陳述する最終弁論を2024年10月17日に設定した。2025年4月7日の判決で、ミラノ裁判所は原告の請求を全面的に棄却した。特に、裁判所はエネルに対する請求を不受理とし、Enelpowerに対する請求を棄却し、BEG社に被告らの弁護士費用全額を支払うよう命じた。2025年5月9日、BEGはこの決定を不服としてミラノ控訴裁判所に控訴した。2025年9月30日、エネルとEnelpowerが控訴に加わった。
2026年1月20日、ミラノ控訴裁判所はBEGの控訴を棄却し、一審判決を全面的に支持し、訴訟費用の支払いを命じた。

2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決の執行を得るためにAlbania BEG Ambient Shpk（ABA）が行った手続

イタリア

Albania BEG Ambient Shpk （ABA）は、1995年法律第218号第67条に基づき、2009年3月24日付ティラナ地方裁判所の判決の執行を得るため、エネル・エスピーエー及びEnelpower Srlに対し、ローマ控訴院に対し、2023年9月11日付で控訴を開始した。両社はイタリアでも強制執行の請求に対抗するため、抗弁の準備を進めている。最初の審理の後、控訴裁判所は口頭弁論のため2025年9月18日まで審理を延期した。この審問の後、控訴裁判所は本件を審理に付した。

フランス

2012年2月、ABAはパリの大審裁判所（TGI）にエネル及びエネルパワーを相手取り、アルバニアでの判決をフランスにおいて執行可能とするための訴えを申立てた。

2018年1月29日、TGIはABAの主張を退けた。特にTGIは次のように裁定した：(i)アルバニアの判決は既存の判決（2002年の仲裁判決）と矛盾しており、(ii)BEGがイタリアの仲裁手続きで得られなかったものをアルバニアで得ようとし、ABAを通じて同じ請求を再提出したことは不正行為に当たる。

その後、パリ控訴院は2021年5月4日の判決で、ABAの控訴を全面的に退け、一審判決を支持し、特にアルバニアの判決と2002年の仲裁判断との非整合を全面的に支持し、エネルとエネルパワーにそれぞれ20万ユーロの訴訟費用を償還するよう命じた。

2023年5月17日の判決で、フランス破棄院（以下「最高裁」）はABAの控訴を棄却し、これによりABAの強制執行申立は決定的に却下された。

控訴裁判所での勝訴を受けて、エネルは、 Enel Franceに関してエネルがABAに付与した債権の予防的差押え（Saisie Conservatoire des Créances）の解除を得るため、別個の手続きを開始した。2022年6月16日の命令をもって、Paris裁判所は事前差押の解除を命じ、同時に、ABAに対してエネルに合計約146,000ユーロの損害賠償及び訴訟費用を支払うよう命じた。ABAは前述の釈放命令に異議を申立て、パリ控訴裁判所は2023年5月17日の判決で控訴を認めた。2023年6月16日、エネルは申立てを行い、同年12月15日にフランス高等法院に正式に控訴した。2024年4月18日、ABAは裁判所に出頭し、予防的差押えの解除を伝えるとともに、紛争の対象が消滅したことを理由に訴訟手続きを終了するよう最高裁に要請した。エネルは訴訟手続き終了の請求に異議を表明しており、この件に関する裁判所の決定は保留されている。

オランダ

2014年、ABAはアムステルダム裁判所に提訴し、アルバニアの裁判所の判決をオランダで執行可能にするための訴えを申立てた。

ABAに有利な2016年6月29日付け一審判決を受けて、2018年7月17日付け判決において、アムステルダム控訴院は、エネル及びEnelpowerにより申立てた控訴を支持し、アルバニア判決は、恣意的で明らかに不合理であり、従って、オランダの公秩序に反するとして、オランダでの承認及び執行はできないと裁定した。その後、控訴院での手続は、ABAによって提起された従属的な問題に関して継続され、ABAは、特にアルバニアでの発電所建設失敗におけるエネル及びエネルパワーの不法な責任とされたアルバニアにおける紛争の実態に係る裁定をオランダ裁判所に求めた。2019年12月3日、アムステルダム控訴院は、確定判決を下し、ABAが行った全ての請求を棄却したことにより、オランダにおけるアルバニア判決の承認及び執行の否定が確定した。さらに、アルバニア法に基づき本件のメリットを再分析した結果、裁判所はエネル社及びエネルパワー社側に不法行為責任はないと判断し、ABA社に対し、具体的な手続きの一環として定量化される、不法な保守的差し押さえで発生した損失と、裁判及び上訴手続きの費用を弁済するよう命じた。

2021年7月16日、最高裁はABAの上告を完全に退け、裁判費用の返済を命じた。

ルクセンブルグ

ルクセンブルクにおいても、ABAの主導により、JP. Morgan Bank Luxembourg SA は、銀行に関する当グループ両社の債権の予防的差押さえ命令を受けた。並行して、ABAはルクセンブルクのティラナ裁判所の判決の執行を求める申立てを行った。度重なる手続上の遅延により、手続はまだ初期段階にあり、判決は下されていない。特に、ABAによって任命された数人の法定代理人が訴訟から脱退した後、2023年9月、裁判所は訴訟手続きを一時停止した。

米国及びアイルランド

2014年、ABAはニューヨーク州とアイルランドの裁判所に対し、アルバニア人の刑の執行を求める2つの手続きを開始した。両手続はそれぞれ、2018年2月23日にエネル、2月26日にEnelpowerにとって有利に終了した。アイルランドとニューヨーク州で係争中の訴訟はない。

Kinoの仲裁 - メキシコ

Parque Solar Don José SA de Cv、Villanueva Solar SA de Cv及びParque Solar Villanueva Tres SA de Cv（総称して「プロジェクト会社」）が、Kino Contractor SA de Cv（Kino Contractor）、Kino Facilities Manager SA de Cv（Kino Facilities）及びエネル・エスピーエー（エネル）に対して開始した仲裁手続の結果として、プロジェクト会社は、(i) Kino ContractorによるEPC契約の特定条項の違反及び(ii) Kino Facilitiesによるアセットマネジメント契約の特定条項の違反を主張していた。これらの契約はいずれも3社の原告が所有する太陽光プロジェクトに関連するものである。2023年8月4日、最終裁定が通知され、仲裁廷はエネル・エスピーエーに対する管轄権を有しないと判断するとともに、プロジェクト会社の請求を一部認容し、Kino Contractor及びKino Facilities（現Enel Services México SA de Cv - Enel Services）に対し、総額約77百万ドルの契約上の違約金及び年率6%の利息の支払いを命じた（以下「仲裁判断」）。その後、Kino ContractorとEnel Servicesは、仲裁判断の無効を求めてメキシコ裁判所に提訴した。プロジェクト会社は仲裁判断の承認と執行を要請している。この手続きは係争中である。
2025年6月27日、Enel ServicesとKino Contractorの銀行口座の差し押さえを求める取引先の予防措置申請は却下された。
2023年12月、プロジェクト会社各社は、ニューヨーク州最高裁判所に対し、Kino Contractorが引受けた債務の保証人として、仲裁判断の規定に基づきエネルが支払うべき代金の支払いを求める訴訟を起こした。当該訴訟は2024年12月3日にエネルに有利な決定で終了し、エネルの抗弁が全面的に認められた。プロジェクト会社が2024年12月に上訴した後、控訴裁判所は2025年12月9日に第一審裁判所に審理を差し戻した。この手続きは係争中である。

注記40.将来の会計基準

2025年12月31日以降に当社において効力が生じる会計基準、改訂及び解釈指針は以下のとおりである。

＞ IFRS第18号「財務諸表における表示及び開示」（2024年4月発行）。財務諸表の表示及び開示に関する新基準は、「IAS第1号-財務諸表の表示」に代わるもので、利用者により適切で透明性の高い情報を提供するため、損益計算書に関する更新を中心に新たな要求事項を導入する。詳しく言えば、IFRS第18号が導入した主な概念は以下のとおりである。

- 損益計算書の構成が変更され、新たな特定の小計が必要となった。
- 損益計算書における費用の表示について、最も機能的なグループ分けを決定するという要件が定められた。
- 財務諸表外のパブリック・コミュニケーションで使用される収益及び費用の小計に対応する、経営者が定義した業績指標に関する開示を、財務諸表内の単一の注記に表示する。
- 情報の集計と分解の原則を改善した。

同基準は、エンドースメントを条件として、2027年1月1日以降に開始する会計期間から遡及的に適用される。それ以前の適用も認められる。

＞ 「IFRS第19号-説明責任のない子会社：開示」（2024年5月発行）。この新たな任意基準は、適格な子会社に開示項目の削減を適用することを認めている。子会社は、以下の場合にこの基準を適用することができる。

- 公的説明責任を有していない。
- その最終親会社又は中間親会社がIFRSに準拠した一般の使用のために利用可能な連結財務諸表を作成している。

同基準は、2027年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。それ以前の適用も認められる。

＞ 2014年9月に公表された「IFRS第10号及びIAS第28号の改訂 – 投資者とその関連会社又はジョイント・ベンチャーとの間の資産の売却又は拠出」。当該改訂により、投資家とその関連会社又はジョイント・ベンチャーとの間の資産の売却又は拠出に関する会計処理が明確化された。当該改訂は、会計上の取扱いが関連会社又は共同支配企業に売却された資産又は拠出された資産が、「事業」（IFRS第3号で定義される）を構成するかどうかに依存していることを確認するものである。IASBは、当該改正の発効日を無期限に延期した。

＞ 「IFRS第9号及びIFRS第7号の改訂-金融商品の分類及び測定に関する改訂」（2024年5月発行）。この改訂には、以下を目的とした新しい要件が含まれている。

- 電子送金システムを通じて決済される一部の金融負債に関する新たな例外を除き、一部の金融資産及び負債の認識日及び認識中止日を明確にする。
- 金融資産が「元本及び利息の支払のみ（SPPI）」基準を充たすかどうかを評価するためのガイダンスを明確化し、追加する。
- キャッシュ・フローを変化させる可能性のある契約条件を持つ特定の金融商品（ESG目標の達成に連動する特徴を持つ金融商品など）について、新たな開示を追加する。
- その他の包括利益を通じて公正価値（FVOCI）で測定される資本性金融商品の開示を更新した。

この改訂は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。

＞ 「年次改善第11集」（2024年7月発行）この文書には、現行基準の正式な改訂と明確化が含まれている。具体的には、以下の基準が変更されている。

- IAS第7号「原価法」：この改訂は、IFRSの会計原則ではもはや定義されていない「原価法」という用語を削除するものである。
- IFRS第9号「借手のリース負債の認識の中止」：この改訂は、借手がリース負債の認識を中止した場合、その結果生じる利得又は損失を純損益で認識すべきことを明確化することにより、借手がリース負債の認識を中止した場合の会計処理に関する潜在的な明確性の欠如に対処するものである。
- IFRS第9号「取引価格」：この改訂は、IFRS第9号の付録Aにおいて、IFRS第15号の「取引価格」の定義への参照を削除するものである。その理由は、このIFRS第9号の複数の条項で使用されているこの用語の意味が必ずしもIFRS第15号の定義と一致しないからである。

- 「IFRS第7号-認識の中止による利得又は損失」：この改訂は、「IFRS第13号-公正価値測定」の公表時に基準から削除された条項への古い言及により混乱しかねない部分を明確化するものである。
- 「IFRS第7号-公正価値と取引価格の繰延差額の開示」：この改訂は、IFRS第13号の発行に伴いこの基準が改訂されたものの、適用指針の対応する条項は改訂されなかったために生じた基準と関連する適用指針が一致しない部分を明確化するものである。
- 「IFRS第7号-導入と信用リスクの開示」：この改訂は、関連する適用指針の適用方法を明確化し、一部の説明を簡素化することにより、潜在的な混乱に対処するものである。
- 「IFRS第10号-「事実上の代理人」の判定」：この改訂は、投資家が、他人が投資家の代理として行動しているかどうかをどのように判定しなければならないかを明確にしている。
- 「IFRS第1号-初度適用企業によるヘッジ会計」：この改訂は、IFRS第9号のヘッジ会計の要求事項とIFRS第1号のヘッジ会計の要求事項との間の整合性を改善するものである。

各改訂は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。それ以前の適用も認められる。

＞ 「IFRS第9号及びIFRS第7号の改訂-再生可能電力に係る契約」（2024年12月発行）今回の改訂は、再生可能エネルギー源（風力や太陽光など）からの電力の売買に関する特定の契約から生じる財務的効果をより適切に表現することを目的としている。このような契約では、発電源が制御不能な自然条件（天候など）に左右されるため、基礎となる電力量の変動に晒される。その例としては、再生可能エネルギーによる電力の売買契約（多くの場合、物理的な電力購入契約（PPA））、及びこの種の電力を参照する金融商品（仮想電力購入契約（VPPA））がある。

改訂された点は以下のとおりである。

- 物理的PPAへの「自己使用の例外規定」の適用は、契約期間中に電力の正味の購入者であって、今後もそうであると見込まれる場合（すなわち、再生可能エネルギーの電力の購入が、同じ市場内で未使用電力の販売を十分に相殺する場合）に許可される。
- ヘッジ会計の適用が認められているのは、仮想PPA（すなわち、エネルギーの物理的な引渡しを行わず、その決済がエネルギーの市場価格と契約で定められた行使価格との差額に基づいて行われる契約）、又は自己使用の例外の適用が不可能なPPAである。特に、この改訂では、ヘッジ手段が参照する特定の発電プラントの見積出力と一致していることを条件に、将来の電力取引の変動名目額をヘッジ対象として指定することを認めている。さらに、ヘッジ手段のキャッシュ・フローが、指定された予定取引の発生に依存する場合、後者は可能性が高いと仮定される。
- このような契約がキャッシュ・フローと財務実績に与える影響を明確にするため、追加的な開示要件が導入された。さらに、自己使用の例外を適用する場合には、特定の開示が必要となる。

この改定は、2026年1月1日以降に開始する会計期間から適用される。

＞ 2025年11月に公表された「IAS第21号の改訂 - ハイパーインフレーション表示通貨への換算」。この改訂は、表示通貨がハイパーインフレ経済下の通貨である場合の換算手続きを定めることを目的としている。 これらの改訂は、以下の場合に適用される：

- 機能通貨がハイパーインフレ経済以外の通貨であり、財務諸表の金額をハイパーインフレ経済の通貨に換算しなければならない場合。
- 機能通貨がハイパーインフレ経経済以外の通貨である外国事業の財務諸表金額は、ハイパーインフレ経済の通貨に換算されなければならない。

この改訂は、承認されることを前提に、2027年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用される。それ以前の適用も認められる。

当社は、新たな規定の将来の適用による潜在的な影響について評価中である。

注記41.報告期間後の事象

エネルが新規に20億ユーロの永久ハイブリッド債を発行

エネル・エスピーエーは2026年1月7日、欧州市場において、総額20億ユーロの機関投資家向けユーロ建て非転換劣後永久ハイブリッド債の新規発行を成功させた。

新規発行は次の2つのシリーズに分かれている。すなわち、2032年1月14日の初回リセット日（当該日を除く）まで支払われる年4.125%の固定クーポンで1,250百万ユーロと、2035年1月14日の初回リセット日（当該日を除く）まで支払われる年4.50%の固定クーポンで750百万ユーロである。受注総額は約140億ユーロである。

エネル、2025年長期インセンティブ・プランに基づく自社株式取得プログラムを開始

2026年1月12日、2025年5月22日に開催された株主総会で承認された権限及びその後の取締役会決議を実施し、エネル・エスピーエーは3.2百万株（エネルの株式資本の約0.0315%に相当）の自社株式取得プログラムを開始した。

当該プログラムは2026年2月16日に終了し、イタリア民法第2359条に基づくエネル及び/又はその子会社の経営陣を対象とした2025年長期インセンティブ制度に充当することを目的として設計されたものであり、同プランは2025年5月22日の株主総会でも承認されている。

同プログラムの一環として、エネルは合計3,200,000株の自己株式（株式資本の約0.0315%に相当）を1株当たり9.1590ユーロの加重平均価格で取得し、その総額は約29百万ユーロとなった。

エネル、最大10億ユーロの新たな自社株式取得プログラムを開始

2026年2月22日、当社の取締役会は、総額10億ユーロを上限とし、いかなる場合でも150百万株（エネルの株式資本の約1.48%に相当）を超えない株式数を上限とする新たな自社株式取得プログラムの開始を承認した。

このプログラムは、2026年2月23日から同年7月31日までに実施され、この目的のために購入した自己株式の消却により、株主に配当金に加えて報酬を提供することを目的としており、2025年8月1日から12月16日まで同じ目的で実施された前回の自己株式取得プログラムに続くもので、総額約10億ユーロで合計122,469,633株の自己株式を取得した。

両プログラムは、2025年5月22日の株主総会決議の実施として承認されたものであり、当該決議は、総額最大35億ユーロ及び最大500百万株を上限として、自己株式の取得及びその後の消却を取締役会に認めるものであった。

注記42.　CONSOB発行体規則第149条に基づく監査法人の報酬

CONSOB発行体規則第149条の規定に基づき、2025年12月31日現在、エネル・エスピーエー及びその子会社が当監査法人及びそのネットワークに属する事業体に支払った2025年度中の手数料は、以下の表に要約されている。

サービスの分類	サービスを提供する事業体	フィー（百万ユーロ）
Enel SpAエネル・エスピーエー		
	内訳	
	- KPMG SpA	0.6
監査	- KPMG ネットワーク事業体	-
	内訳	
	- KPMG SpA	1.8
保証業務	- KMPGネットワーク事業体	-
	内訳	
	KPMG SpA	-
その他サービス	KPMGネットワーク事業体	-
合計		**2.4**
エネル・エスピーエーの子会社		
	内訳	
	- KPMG SpA	4.8
監査	- KPMG ネットワーク事業体	6.5
	内訳	
	- KPMG SpA	1.1
認証業務	- KPMG ネットワーク事業体	1.9
	内訳	
	KPMG SpA	-
その他サービス	KPMGネットワーク事業体	-
合計		**14.3**
合計		**16.7**

前へ　次へ

Consolidated financial statements

Consolidated Income Statement

Millions of euro	Notes	2025	of which with related parties	2024	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	10.a	78,057	5,967	73,914	5,328
Other income	10.b	2,289	7	5,033	82
	[Subtotal]	**80,346**		**78,947**	
Costs					
Electricity, gas and fuel	11.a	33,869	7,854	30,282	8,714
Services and other materials	11.b	19,455	3,969	19,240	3,820
Personnel expenses	11.c	4,740		4,938	
Net impairment/(reversals) on trade receivables and other receivables	11.d	1,106		1,323	
Depreciation, amortization and other impairment losses	11.e	9,434		7,249	
Other operating costs	11.f	4,215	236	3,940	212
Capitalized costs	11.g	(3,259)		(3,042)	
	[Subtotal]	**69,560**		**63,930**	
Net results from commodity contracts	12	**747**	13	**477**	3
Operating profit		**11,533**		**15,494**	
Financial income from derivatives	13	871		2,720	
Other financial income	14	4,169	103	2,409	209
Financial expense from derivatives	13	3,092		1,023	
Other financial expense	14	5,180	88	7,828	100
Net income from hyperinflation	14	163		321	
Share of profit/(loss) of equity-accounted investments	15	(74)		(210)	
Pre-tax profit		**8,390**		**11,883**	
Income taxes	16	2,773		3,654	
Profit from continuing operations		**5,617**		**8,229**	
Attributable to owners of the Parent		4,261		7,016	
Attributable to non-controlling interests		1,356		1,213	
Profit/(Loss) from discontinued operations	7	**(36)**		**-**	
Attributable to owners of the Parent		(36)		-	
Attributable to non-controlling interests		-		-	
Profit for the year (owners of the Parent and non-controlling interests)		**5,581**		**8,229**	
Attributable to owners of the Parent		4,225		7,016	
Attributable to non-controlling interests		1,356		1,213	
Earnings per share	17				
Basic earnings per share	17				
Basic earnings per share		0.39		0.67	
Basic earnings per share from continuing operations		0.39		0.67	
Basic earnings per share from discontinued operations		-		-	
Diluted earnings per share	17				
Diluted earnings per share		0.39		0.67	
Diluted earnings per share from continuing operations		0.39		0.67	
Diluted earnings per share from discontinued operations		-		-	

Statement of Consolidated Comprehensive Income

Millions of euro	Notes	2025	2024
Profit for the year		**5,581**	**8,229**
Other comprehensive income/(expense) that may be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		466	(626)
Change in the fair value of hedging costs		(21)	225
Share of the other comprehensive expense of equity-accounted investments		1	(35)
Change in the fair value of financial assets at FVOCI		(12)	14
Change in translation reserve		(1,994)	(1,812)
Cumulative other comprehensive income that may be subsequently reclassified to profit or loss in respect of non-current assets and disposal groups classified as held for sale/discontinued operations		(85)	(41)
Other comprehensive income/(expense) that may not be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Remeasurement of net liabilities/(assets) for defined-benefit plans		132	127
Change in the fair value of equity investments in other companies		(15)	109
Cumulative other comprehensive income that may not be subsequently reclassified to profit or loss in respect of non-current assets and disposal groups classified as held for sale/discontinued operations		-	-
Total other comprehensive income/(expense) for the year	36	**(1,528)**	**(2,041)**
Comprehensive income/(expense) for the year		**4,053**	**6,188**
Attributable to:			
- owners of the Parent		3,021	5,275
- non-controlling interests		1,032	913

Statement of Consolidated Financial Position

Millions of euro					
ASSETS	**Notes**	**at Dec. 31, 2025**	*of which with related parties*	**at Dec. 31, 2024**	*of which with related parties*
Non-current assets					
Property, plant and equipment	18	93,675		94,584	
Investment property	21	29		30	
Intangible assets	22	15,132		15,637	
Goodwill	23	13,051		12,850	
Deferred tax assets	24	8,830		9,025	
Equity-accounted investments	25	1,317		1,456	
Non-current financial derivative assets	26	1,170	-	2,003	*2*
Non-current contract assets	27	632		523	
Other non-current financial assets	28	8,472	*1,103*	7,607	*864*
Other non-current assets	30	2,064	*108*	1,937	*3*
	(Total)	**144,372**		**145,852**	
Current assets					
Inventories	32	3,301		3,643	
Trade receivables	33	14,555	*1,018*	15,941	*1,486*
Current contract assets	27	135		193	
Income tax assets		399		787	
Current financial derivative assets	26	2,408	-	3,512	
Other current financial assets	29	3,941	*958*	4,854	*1,964*
Other current assets	31	3,386	*38*	3,891	*102*
Cash and cash equivalents	34	5,065		8,051	
	(Total)	**33,190**		**40,872**	
Assets (or disposal groups) classified as held for sale	35	**1,095**		**415**	
TOTAL ASSETS		**178,657**		**187,139**	

Millions of euro					
LIABILITIES AND EQUITY	**Notes**	**at Dec. 31, 2025**		**at Dec. 31, 2024**	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Equity attributable to owners of the Parent					
Share capital		10,167		10,167	
Negative reserve for treasury share held		(1,077)		(78)	
Other reserves		7,001		5,651	
Retained earnings		15,977		17,991	
	[Total]	**32,068**		**33,731**	
Non-controlling interests		**14,737**		**15,440**	
Total equity	36	**46,805**		**49,171**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	37	56,983	*747*	60,000	*651*
Employee benefits	38	1,127		1,614	
Provisions for risks and charges (non-current portion)	39	6,273		6,501	
Deferred tax liabilities	24	7,813		7,951	
Non-current financial derivative liabilities	26	3,314	*3*	2,915	*8*
Non-current contract liabilities	27	5,495	*19*	5,682	*17*
Other non-current financial liabilities	41	565		205	
Other non-current liabilities	43	3,219		3,287	
	[Total]	**84,789**		**88,155**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	37	2,975	*9*	3,645	*9*
Current portion of long-term borrowings	37	8,803	*119*	7,439	*111*
Provisions for risks and charges (current portion)	39	1,276		1,333	
Trade payables	40	11,827	*1,502*	13,693	*2,736*
Income tax liabilities		541		1,589	
Current financial derivative liabilities	26	2,343	*-*	3,584	*6*
Current contract liabilities	27	2,833	*59*	2,448	*37*
Other current financial liabilities	42	910	*3*	845	*1*
Other current liabilities	44	14,799	*36*	15,087	*42*
	[Total]	**46,307**		**49,663**	
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	35	**756**		**150**	
Total liabilities		**131,852**		**137,968**	
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY		**178,657**		**187,139**	

Statement of Changes in Consolidated Equity (note 36)

	Share capital and reserves attributable to owners of the Parent							
Millions of euro	Share capital	Share premium reserve	Negative reserve for treasury shares held	Reserve for equity instruments - perpetual hybrid bonds	Legal reserve	Other reserves	Translation reserve	Hedging reserve
At December 31, 2023	**10,167**	**7,496**	**(59)**	**6,553**	**2,034**	**2,341**	**(5,289)**	**(1,393)**
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupons paid to holders of hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-
Purchase of treasury shares	-	-	(26)	-	-	26	-	-
Payments of own shares	-	-	7	-	-	(7)	-	-
Reserve for share-based payments (LTI bonus)	-	-	-	-	-	3	-	-
Equity instruments – perpetual hybrid bonds	-	-	-	592	-	-	-	-
Monetary restatement (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Change in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	236	5
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	(2)	10
Comprehensive income/ (expense) for the year	-	-	-	-	-	-	**(1,297)**	**(850)**
of which:								
- other comprehensive income/ (expense)	-	-	-	-	-	-	*(1,297)*	*(850)*
- profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-
At December 31, 2024	**10,167**	**7,496**	**(78)**	**7,145**	**2,034**	**2,363**	**(6,352)**	**(2,228)**
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupons paid to holders of hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-
Other changes	-	-	-	-	-	5	-	-
Purchase of treasury shares	-	-	(1,005)	-	-	1,035	-	-
Payments of own shares	-	-	6	-	-	(6)	-	-
Reserve for share-based payments (LTI bonus)	-	-	-	-	-	10	-	-
Equity instruments – perpetual hybrid bonds	-	-	-	1,074	-	-	-	-
Monetary restatement (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-
Change in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	(2)	-
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	(1)	(171)	3
Comprehensive income/ (expense) for the year	-	-	-	-	-	-	(1,690)	428
of which:								
- other comprehensive income/ (expense)	-	-	-	-	-	-	*(1,690)*	*428*
- profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-
At December 31, 2025	**10,167**	**7,496**	**(1,077)**	**8,219**	**2,034**	**3,406**	**(8,215)**	**(1,797)**

Hedging costs reserve	Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	Reserve from equity-accounted investments	Actuarial reserve	Reserve from disposal of equity interests without loss of control	Reserve from acquisitions of non-controlling interests	Retained earnings	Equity attributable to owners of the Parent	Non-controlling interests	Total equity
(38)	**10**	**(375)**	**(1,185)**	**(2,390)**	**(1,213)**	**15,096**	**31,755**	**13,354**	**45,109**
–	–	–	–	–	–	(4,367)	**(4,367)**	(811)	**(5,178)**
–	–	–	–	–	–	(246)	**(246)**	–	**(246)**
–	–	–	–	–	–	(22)	**(22)**	–	**(22)**
–	–	–	–	–	–	7	**7**	–	**7**
–	–	–	–	–	–	–	**3**	–	**3**
–	–	–	–	–	–	–	**592**	–	**592**
–	–	–	–	–	–	507	**507**	335	**842**
–	–	6	–	–	–	–	**247**	(304)	**(57)**
(6)	–	–	–	(15)	(7)	–	**(20)**	1,953	**1,933**
226	**122**	**(35)**	**93**	**–**	**–**	**7,016**	**5,275**	**913**	**6,188**
226	*122*	*(35)*	*93*	–	–	–	***(1,741)***	***(300)***	***(2,041)***
–	–	–	–	–	–	*7016*	***7,016***	***1,213***	***8,229***
182	**132**	**(404)**	**(1,092)**	**(2,405)**	**(1,220)**	**17,991**	**33,731**	**15,440**	**49,171**
–	–	–	–	–	–	(4,897)	**(4,897)**	**(956)**	**(5,853)**
–	–	–	–	–	–	(266)	**(266)**	–	**(266)**
–	(7)	–	–	–	5	2	**5**	**4**	**9**
–	–	–	–	–	–	(1,035)	**(1,005)**	–	**(1,005)**
–	–	–	–	–	–	6	**6**	–	**6**
–	–	–	–	–	–	–	**10**	–	**10**
–	–	–	–	–	–	–	**1,074**	–	**1,074**
–	–	–	–	–	–	183	**183**	**106**	**289**
–	–	365	–	–	–	(77)	**286**	–	**286**
–	–	(1)	(30)	(43)	318	(155)	**(80)**	**(889)**	**(969)**
(23)	(31)	(1)	113	–	–	4,225	**3,021**	**1,032**	**4,053**
(23)	*(31)*	*(1)*	*113*	–	–	–	***(1,204)***	***(324)***	***(1,528)***
–	–	–	–	–	–	4,225	***4,225***	***1,356***	***5,581***
159	**94**	**(41)**	**(1,009)**	**(2,448)**	**(897)**	**15,977**	**32,068**	**14,737**	**46,805**

Consolidated Statement of Cash Flows

Millions of euro	Notes	2025	of which with related parties	2024	of which with related parties
Profit for the year		**5,581**		**8,229**	
Adjustments for:					
Net impairment losses/(reversals) on trade receivables and other receivables	11.d	1,062		1,323	
Depreciation, amortization and other impairment losses	11.e	9,478		7,249	
Net financial (income)/expense	13-14	3,069		3,401	
Net (gains)/losses from equity-accounted investments	15	74		210	
Income taxes	16	2,773		3,654	
Changes in net working capital:		(1,316)		(1,108)	
- inventories	32	356		558	
- trade receivables	33	310	468	490	(220)
- trade payables	40	(1,471)	(1,234)	(2,451)	(93)
- other contract assets	27	54		20	
- other contract liabilities	27	246	22	209	(16)
- other assets/liabilities		(811)	715	66	(736)
Accruals to provisions		836		1,377	
Utilization of provisions	39	(1,776)		(1,698)	
Interest income and other financial income collected	13-14	1,665	103	2,103	209
Interest expense and other financial expense paid	13-14	(4,212)	(88)	(5,276)	(100)
Net (income)/expense from measurement of commodities		(210)		(16)	
Income taxes paid	16	(3,542)		(3,912)	
Net capital gains		444		(2,313)	
Cash flows from operating activities (A)		**13,926**		**13,223**	
of which discontinued operations		-		-	
Investments in property, plant and equipment	18-21	(8,506)		(8,931)	
Investments in intangible assets	22	(1,125)		(1,235)	
Capital grants received		483		1,135	
Investments in non-current contract assets		(1,042)		(844)	
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	8	(1,089)		-	
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	8	53		5,622	
(Increase)/Decrease in other investing activities		154		145	
Cash flows used in investing activities (B)		**(11,072)**		**(4,108)**	
of which discontinued operations		-		-	
New long-term borrowings		9,356		6,017	
Repayments of borrowings		(7,654)	104	(10,430)	(2)
Other changes in net financial debt		(400)		(691)	
Collections from disposal of equity investments without loss of control		167		1,944	
Payments for acquisition of equity investments without change of control and other transactions in non-controlling interests		16		(22)	
Issues of perpetual hybrid bonds		1,974		889	
Redemptions of perpetual hybrid bonds		(900)		(297)	
Purchase of treasury shares		(1,947)		(27)	
Dividends and interim dividends paid		(5,794)		(5,126)	
Coupons paid to holders of hybrid bonds		(266)		(246)	
Cash flows used in financing activities (C)		**(5,448)**		**(7,989)**	
of which discontinued operations		-		-	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (D)		**(262)**		**(74)**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (A+B+C+D)		**(2,876)**		**1,052**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year[1]		8,195		7,143	
Cash and cash equivalents at the end of the year[2]		5,319		8,195	

(1) Of which cash and cash equivalents equal to €8,051 million at January 1, 2025 (€6,801 million at January 1, 2024), short-term securities equal to €138 million at January 1, 2025 (€81 million at January 1, 2024) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets (or disposal groups) classified as held for sale" in the amount of €6 million at January 1, 2025 (€261 million at January 1, 2024).

(2) Of which cash and cash equivalents equal to €5,065 million at December 31, 2025 (€8,051 million at December 31, 2024), short-term securities equal to €230 million at December 31, 2025 (€138 million at December 31, 2024) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets (or disposal groups) classified as held for sale" in the amount of €24 million at December 31, 2025 (€6 million at December 31, 2024).

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Notes to the consolidated financial statements

Basis of presentation

1. Form and content of the consolidated financial statements

Enel SpA has its registered office in Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy, and since 1999 has been listed on the Milan stock exchange.
There were no changes in the company name in 2025.
Enel is an energy multinational and is one of the world's leading integrated operators in the electricity and gas industries, with a special focus on Europe and Latin America.
The consolidated financial statements of the Group as at and for the year ended December 31, 2025 comprise the financial statements of Enel SpA, its subsidiaries and Group holdings in associates and joint ventures, as well as the Group's share of the assets, liabilities, costs and revenue of joint operations ("the Group").
A list of the subsidiaries, associates, joint operations and joint ventures included in the consolidation scope is attached.
These consolidated financial statements were approved and authorized for publication by the Board of Directors on March 19, 2026.
These consolidated financial statements have been audited by KPMG SpA.

Basis of presentation

The consolidated financial statements as at and for the year ended December 31, 2025 have been prepared in accordance with international accounting standards (International Accounting Standards - IAS and International Financial Reporting Standards - IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB), the interpretations of the IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) and the Standing Interpretations Committee (SIC), recognized in the European Union pursuant to Regulation (EC) no. 1606/2002 and in effect as of the close of the year. All of these standards and interpretations are hereinafter referred to as the "IFRS-EU".

The consolidated financial statements have also been prepared in conformity with measures issued in implementation of Article 9, paragraph 3, of Legislative Decree 38 of February 28, 2005.
The consolidated financial statements consist of the consolidated income statement, the statement of consolidated comprehensive income, the statement of consolidated financial position, the statement of changes in consolidated equity and the consolidated statement of cash flows and the related notes.
The assets and liabilities reported in the statement of financial position are classified on a "current/non-current basis", with separate reporting of assets held for sale and liabilities included in disposal groups classified as held for sale. Current assets, which include cash and cash equivalents, are assets that are intended to be realized, sold or consumed during the normal operating cycle of the Group; current liabilities are liabilities that are expected to be settled during the normal operating cycle of the Group.
The income statement classifies costs on the basis of their nature, with separate reporting of profit/(loss) from continuing operations and profit/(loss) from discontinued operations attributable to owners of the Parent and to non-controlling interests.

The consolidated cash flow statement is prepared using the indirect method, with separate reporting of any cash flows by operating, investing and financing activities associated with discontinued operations. More specifically, the cash flow statement is presented on a gross basis and does not include non-cash transactions.

In particular, although the Group does not diverge from the provisions of IAS 7 in the classification of items:

- cash flows from operating activities report cash flows from core operations, interest on loans granted and obtained and dividends received from associates or joint ventures;

- investing activities comprise investments in property, plant and equipment and intangible assets and disposals of such assets and contract assets related to service concession arrangements. They include, also, the effects of business combinations in which the Group acquires or loses control of companies, as well as other minor investments;
- cash flows from financing activities include cash flows generated by liability management transactions and leases, dividends and interim dividends paid to owners of the Parent and non-controlling interests and the effects of transactions in non-controlling interests that do not change the status of control of the companies involved;
- a separate item is used to report the impact of exchange rates on cash and cash equivalents and their impact on profit or loss is eliminated in full in order to neutralize the effect on cash flows from operating activities.

For more information on cash flows as reported in the statement of cash flows, please see note 45 "Cash flows".

The consolidated financial statements have been prepared on a going concern basis using the cost method, with the exception of items measured at fair value in accordance with IFRS, as explained in the measurement bases applied to each individual items, and non-current assets and disposal groups classified as held for sale, which are measured at the lower between their carrying amount and the fair value less costs to sell.

The consolidated financial statements are presented in euro, the functional currency of the Parent Enel SpA. All figures are shown in millions of euro unless stated otherwise.

The consolidated income statement, the statement of consolidated financial position and the consolidated statement of cash flows report transactions with related parties, the definition of which is given in note 2.2 "Material accounting policies".

The consolidated financial statements provide comparative information in respect of the previous year.

2. Accounting policies

2.1 Use of estimates and management judgment

Preparing the consolidated financial statements under IFRS-EU requires management to take decisions and make estimates and assumptions that may impact the carrying amount of revenue, costs, assets and liabilities and the related disclosures concerning the items involved as well as contingent assets and liabilities. The estimates and management's judgments are based on previous experience and other factors considered reasonable in the circumstances. They are formulated when the carrying amount of assets and liabilities is not easily determined from other sources. The actual results may therefore differ from these estimates. The estimates and assumptions are periodically revised and the effects of any changes are reflected through profit or loss if they only involve that period. If the revision involves both the current and future periods, the change is recognized in the year in which the revision is made and in the related future periods.

In order to enhance understanding of the separate financial statements, the following sections examine the main items affected by the use of estimates and the cases that reflect management judgments to a significant degree, underscoring the main assumptions used by management in measuring these items in compliance with the IFRS-EU. The critical element of such valuations is the use of assumptions and professional judgments concerning issues that are by their very nature uncertain.

Changes in the conditions underlying the assumptions and judgments could have a substantial impact on future results.

The information included in the consolidated financial statements is selected on the basis of a materiality analysis carried out in accordance with the requirements of Practice Statement 2 "Making Materiality Judgments", issued by the International Accounting Standards Board (IASB).

With regard to the effects of climate change issues, the Group believes that climate change represents an implicit element in the application of the methodologies and models used to perform estimates in the valuation and/or measurement of certain accounting items. Furthermore, the Group has also taken account of the impact of climate change in the significant judgments made by management. In this regard, the main items included in the consolidated financial statements at December 31, 2025 affected by management's use of estimates and judgments refer to the impairment of non-financial assets and obligations connected with the energy transition, including those for decommissioning and site restoration of certain generation plants. For further details on these items, see note 18 "Property, plant and equipment", note 23 "Goodwill", and note 39 "Provisions for risks and charges".

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Use of estimates

Revenue from contracts with customers

Revenue from supply of electricity and gas to end users is recognized at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of electricity consumption measured through periodic (and pertaining to the year) meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the period but not yet invoiced that is equal to the difference between the amount of electricity and gas delivered to the distribution network and that invoiced in the period, taking account of any network losses. Revenue between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the daily consumption of individual customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption.
For more details on such revenue, see note 10, "Revenue from sales and services".

Impairment of non-financial assets

When the carrying amount of property, plant and equipment, investment property measured at cost, intangible assets, right-of-use assets, goodwill and investments in associates/joint ventures exceeds its recoverable amount, which is the higher of the fair value less costs to sell and the value in use, the assets are impaired.
Verification of the recoverable amount of such assets is performed in accordance with the provisions of IAS 36, as described in greater detail in note 23 "Goodwill".
In determining the recoverable amount, the Company generally applies the value in use criterion, i.e. the present value of the future cash flows that are expected to be derived from the asset, including those deriving from a disposal, discounted using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessments and the time value of money and the risks specific to the asset.
Future cash flows used to determine value in use are based on the most recent Business Plan, approved by the management, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs and investments. These projections cover the next three years. For subsequent years, account is taken of:

- assumptions concerning the long-term evolution of the main variables considered in the calculation of cash flows, based on the specific characteristics of the businesses;
- a long-term growth rate equal to the growth of inflation and/or electricity demand (depending on the country and business) that does not in any case exceed the average long-term growth rate of the market involved.

Furthermore, when there is high uncertainty in economic and financial projections or when the variability of future outcomes can be represented through several reasonably possible scenarios, the Group adopts the expected cash flow approach, under IAS 36. This approach involves the use of multiple, probability-weighted scenarios, in order to establish an overall expected cash flow to be discounted, allowing the effect of intrinsic uncertainties in the operating or regulatory context, where relevant, to be reflected in the estimate of value in use.

In line with its business model and in the context of the energy transition process, the Group has also carefully assessed whether climate change issues have affected the reasonable and supportable assumption used to estimate expected cash flows. More specifically, where necessary the Group considers the impacts arising from climate change and the long-term energy transition for the purposes of sensitivity analysis. In this respect, the Group takes into account any effects on electricity demand by considering the energy models by country, as well as the expected effects on the hydroelectric, wind and photovoltaic potential generation performance of the assets in the portfolio, applying a variation to the margins of related normalized flows.

Information on the main assumptions used to estimate the recoverable amount of assets with reference to the impacts relating to climate change, as well as information on changes in these assumptions, is provided in note 23 "Goodwill".

Expected credit losses on financial assets

At the end of each reporting period, the Group recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income, contract assets and all other assets in scope.
Loss allowances for financial assets are based on assumptions about risk of default and on the measurement of expected credit losses. Management uses judgment in making these assumptions and selecting the inputs for the impairment calculation, based on the Group's past experience, current market conditions as well as forward-looking estimates at the end of each reporting period.
The expected credit loss (ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (including all shortfalls) discounted at the original effective interest rate (EIR).

For additional details on the general simplified approach used to determine expected credit losses, please see note 47 "Financial instruments by category".
Based on the specific reference market and the regulatory context of the sector, as well as expectations of recovery after 90 days, for trade receivables, contract assets and lease receivables, the Group mainly applies a default definition of 180 days past due to determine expected credit losses, as this is considered an effective indication of a significant increase in credit risk. Accordingly, financial assets that are more than 90 days past due are generally not considered to be in default, except for some specific regulated markets.
For trade receivables and contract assets the Group mainly applies a collective approach based on grouping them into specific clusters, taking into account the specific regulatory and business context. Only if the trade receivables are deemed to be individually significant by management and there is specific information about any significant increase in credit risk, does the Group apply an analytical approach.

Based on specific management evaluations, the forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect possible future events and macroeconomic scenarios, which may affect the risk of the portfolio or the financial instrument.
For additional details on the key assumptions and inputs used, please see note 47 "Financial instruments by category".

Depreciable amount of certain elements of Italian hydroelectric plants subsequent to enactment of Law 134/2012

Italian regulations governing large-scale hydroelectric concessions were significantly modified by the "Simplifications Decree" (Decree Law 135 of 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019). The regulations introduce a number of innovations which, if applied to existing concessions, would require a review of the useful lives of certain investments in hydroelectric plants in order to reflect the possibility that, at the end of the concession, some assets could be transferred free of charge to the new concession holder. However, in estimating the useful lives of these plants, management, with the support of a legal opinion, considered the foreseeable outcome of the appeals promptly lodged by the Group – and others – and the related constitutionality issues, which have also been raised by industrial associations. Consequently, we believe that the legislation raises serious constitutionality issues that will be effectively recognized in the appropriate fora. Accordingly, management deemed it appropriate not to reflect the changes introduced by the regulations and therefore has continued to measures the useful lives of the plants as has been done in previous years under the previous regulatory system, considering this to be the most realistic estimate.
Law 134 of August 7, 2012 containing "urgent measures for growth" (published in the Gazzetta Ufficiale of August 11, 2012) introduced a sweeping overhaul of the rules governing hydroelectric concessions. Among its various provisions, the law establishes that five years before the expiration of a major hydroelectric water diversion concession and in cases of lapse, relinquishment or revocation, where there is no prevailing public interest for a different use of the water, incompatible with its use for hydroelectric generation, the competent public entity shall organize a public call for tenders for the award for consideration of the concession for a period ranging from 20 to a maximum of 30 years.
In order to ensure operational continuity, the law also governs the methods of transferring ownership of the business unit necessary to operate the concession, including all legal relationships relating to the concession, from the outgoing concession holder to the new concession holder, in exchange for payment of a price to be determined in negotiations between the departing concession holder and the grantor agency, taking due account of the following elements:

- for intake and governing works, penstocks and outflow channels, which under the consolidated law governing waters and electrical plants are to be relinquished free of charge (Article 25 of Royal Decree 1775 of December 11, 1933), the revalued cost less government capital grants, also revalued, received by the concession holder for the construction of such works, depreciated for ordinary wear and tear;
- for other property, plant and equipment, the market value, meaning replacement value, reduced by estimated depreciation for ordinary wear and tear.

While acknowledging that the new regulations introduce important changes as to the transfer of ownership of the business unit with regard to the operation of the hydroelectric concession, the practical application of these principles faces difficulties, given the uncertainties that do not permit the formulation of a reliable estimate of the value that can be recovered at the end of existing concessions (residual value).
Accordingly, management has decided it could not produce a reasonable and reliable estimate of residual value.
The fact that the legislation requires the new concession holder to make a payment to the departing concession holder prompted management to review the depreciation schedules for assets classified as to be relinquished free of charge prior to Law 134/2012 (until the year ended on

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

December 31, 2011, given that the assets were to be relinquished free of charge, the depreciation period was equal to the closest date between the term of the concession and the end of the useful life of the individual asset), calculating depreciation no longer over the term of the concession but, if longer, over the useful life of the individual assets. If additional information becomes available to enable the calculation of residual value, the carrying amounts of the assets involved will be adjusted prospectively.

Determining the fair value of financial instruments

The fair value of financial instruments is determined on the basis of prices directly observable in the market, where available, or, for unlisted financial instruments, using specific valuation techniques (mainly based on present value) that maximize the use of observable market inputs. In rare circumstances where this is not possible, the inputs are estimated by management taking due account of the characteristics of the instruments being measured.

For more information on financial instruments measured at fair value, please see note 51 "Assets and liabilities measured at fair value".

In accordance with IFRS 13, the Group includes a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk, using the method discussed in note 51 "Assets and liabilities measured at fair value".

Changes in the assumptions made in estimating the input data could have an impact on the fair value recognized for those instruments.

Pensions and other post-employment benefits

Some of the Group's employees participate in pension plans offering benefits based on their wage history and years of service. Certain employees are also eligible for other post-employment benefit schemes.

The expenses and liabilities of such plans are calculated on the basis of estimates carried out by consulting actuaries, who use a combination of statistical and actuarial elements in their calculations, including statistical data on past years and forecasts of future costs. Other components of the estimation that are considered include mortality and retirement rates as well as assumptions concerning future developments in discount rates, the rate of wage increases, the inflation rate and trends in healthcare costs.

These estimates can differ significantly from actual developments owing to changes in economic and market conditions, increases or decreases in retirement rates and the lifespan of participants, as well as changes in the effective cost of healthcare.

Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.

For further details on the main actuarial assumptions, please refer to note 38 "Employee benefits".

Provisions for risks and charges

For more details on provisions for risks and charges, please see note 39 "Provisions for risks and charges".

Note 56 "Contingent assets and liabilities" also provides information regarding the most significant contingent assets and liabilities for the Group at year end.

Litigation

The Group is involved in various civil, administrative and tax disputes connected with the normal pursuit of its activities that could give rise to significant liabilities. It is not always objectively possible to predict the outcome of these disputes. The assessment of the risks associated with this litigation is based on complex factors whose very nature requires recourse to management judgments, even when taking account of the contribution of external advisors assisting the Group, about whether to classify them as contingent liabilities or liabilities.

Provisions have been recognized to cover all significant liabilities for cases in which legal counsel feels an adverse outcome is more likely than not and a reasonable estimate of the amount of the loss can be made.

Obligations associated with generation plants, including decommissioning and site restoration

Generation activities may entail obligations for the operator with regard to future interventions that will have to be performed following the end of the operating life of the plant.

Such interventions may involve the decommissioning of plants and site restoration, or other obligations linked to the type of generation technology involved. The nature of such obligations may also have a major impact on the accounting treatment used for them.

In the case of nuclear power plants, where the costs regard both decommissioning and the storage of waste fuel and other radioactive materials, the estimation of the future cost is a critical process, given that the costs will be incurred over a very long span of time, estimated at up to 100 years.

The obligation, based on financial and engineering assumptions, is calculated by discounting the expected future cash flows that the Group considers it will have to pay to meet the obligations it has assumed.

The discount rate used to determine the present value of the liability is the pre-tax risk-free rate and is based on the economic parameters of the country in which the plant

is located. That liability is quantified by management on the basis of the technology existing at the measurement date and is reviewed each year, taking account of developments in storage, decommissioning and site restoration technology, as well as the ongoing evolution of the legislative framework governing health and environmental protection.
Subsequently, the value of the obligation is adjusted to reflect the passage of time and any changes in estimates. Please see note 39 "Provisions for risks and charges" for more information on the discount rates, the estimated non-discounted costs and their timing, used to calculate the decommissioning and site restoration provisions.

Onerous contracts
In order to identify an onerous contract, the Group estimates the non-discretionary costs necessary to fulfil the obligations assumed (including any penalties) under the contract and the economic benefits that are presumed to be obtained from the contract.

Leases
When the interest rate implicit in the lease cannot be readily determined, the Group uses the incremental borrowing rate (IBR) at the lease commencement date to calculate the present value of the lease payments. This is the interest rate that the lessee would have to pay to borrow over a similar term, and with similar security, the funds necessary to obtain an asset of a similar value to the right-of-use asset in a similar economic environment. When no observable inputs are available, the Group estimates the IBR making assumptions to reflect the terms and conditions of the lease and certain lessee-specific estimates.
One of the most significant judgments for the Group is determining this IBR necessary to calculate the present value of the lease payments required to be paid to the lessor.
The Group approach to determine an IBR is based on the assessment of the following three key components:
- the risk-free rate, which considers the cash flows of the lease payments, the economic environment where the lease contract has been negotiated and the lease term;
- the credit spread adjustment, in order to calculate an IBR that is specific for the lessee considering any underlying Parent or other guarantee;
- the lease related adjustments, in order to reflect into the IBR calculation the fact that the discount rate is directly linked to the type of the underlying asset, rather than being a general incremental borrowing rate. In particular, the risk of default is mitigated for the lessors as they have the right to reclaim the underlying asset itself.

For more information on lease liabilities, please see note 47 "Financial instruments by category".

Income taxes
Recovery of deferred tax assets
At December 31, 2025, the consolidated financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses or tax credits usable in subsequent years and income components whose deductibility is deferred in an amount whose future recovery is considered by management to be highly probable.
The recoverability of such assets is subject to the achievement of future income sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.
Significant management judgment is required to determine the probability of recovering deferred tax assets, considering all negative and positive evidence, and to determine the amount that can be recognized, based upon the likely timing and the level of future taxable income together with future tax planning strategies and the tax rates applicable at the date of reversal. However, where the Group should become aware that it is unable to recover all or part of recognized tax assets in future years, the consequent adjustment would be taken to profit or loss in the year in which this circumstance arises.
The recoverability of deferred tax assets is reviewed at the end of each period. Deferred tax assets not recognized are reassessed at each reporting date in order to verify the conditions for their recognition.

For more detail on deferred tax assets recognized or not recognized, please see note 24 "Deferred tax assets and liabilities".

Management judgment

Identification of operating segments
In accordance with the requirements of IFRS 8, the Group's primary operating segments are represented by the business lines, identified as components:
- that engage in business activities from which they may earn revenue and incur expenses (including revenue and expenses relating to transactions with other components of the same entity);
- whose operating results are regularly reviewed by management to make decisions about resources to be allocated to the segment and assess its performance; and
- for which discrete financial information is available.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Identification of cash generating units (CGUs)

For impairment testing, if the recoverable amount cannot be determined for an individual asset, the Group identifies the smallest group of assets that generate largely independent cash inflows. The smallest group of assets that generates cash inflows that are largely independent of the cash inflows from other assets or group of assets is a CGU.

Identifying such CGUs involves management judgments regarding the specific nature of the assets and the business involved (geographical segment, business segment, regulatory framework, etc.). The assets of each CGU are also identified on the basis of the manner in which management manages and monitors those assets, as well as the evidence that the cash inflows of the group of assets are largely independent of those associated with other assets (or groups of assets).

The assets of each CGU are also identified on the basis of the manner in which management manages and monitors those assets. In particular, the number and scope of the CGUs are updated systematically to reflect the impact of new business combinations and reorganizations carried out by the Group.

The CGUs identified by management to which the goodwill recognized in these consolidated financial statements has been allocated and the criteria for their identification are reported in note 23 "Goodwill".

Determining the useful life of non-financial assets

In determining the useful life of property, plant and equipment and intangible assets with a finite useful life, the Company considers not only the future economic benefits – contained in the assets – obtained through their use, but also many other factors, such as physical wear and tear, the technical, commercial or other obsolescence of the product or service produced with the asset, legal or similar limits (e.g. safety, environmental or other restrictions) on the use of the asset, if the useful life of the asset depends on the useful life of other assets.

Furthermore, in estimating the useful lives of the assets concerned, the Group has taken account of its commitment under the Paris Agreement. For more information, please see note 18 "Property, plant and equipment".

Determination of the existence of control

Under the provisions of IFRS 10, control is achieved when the Group is exposed, or has rights, to variable returns from its involvement with the investee and has the ability to affect those returns through its power over the investee. Power is defined as the current ability to direct the relevant activities of the investee based on existing substantive rights.

The existence of control does not depend solely on ownership of a majority investment, but rather it arises from substantive rights that each investor holds over the investee. Consequently, management must use its judgment in assessing whether specific situations determine substantive rights that give the Group the power to direct the relevant activities of the investee in order to affect its returns.

For the purpose of assessing control, management analyzes all facts and circumstances including any agreements with other investors, also in respect of voting or appointing directors, rights arising from other contractual arrangements and potential voting rights (call options, warrants, put options granted to non-controlling shareholders, etc.) and other legal provisions. These other facts and circumstances could be especially significant in such assessment when the Group holds less than a majority of voting rights, or similar rights, in the investee.

Furthermore, even if it holds more than half of the voting rights in an entity, the Group considers all the relevant facts and circumstances in assessing whether it controls the investee.

The Group reassesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of control.

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of IFRS 11, a joint arrangement is an agreement where two or more parties have joint control. Joint control exists only when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of all the parties that share control.

A joint arrangement can be configured as a joint venture or a joint operation. Joint ventures are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the net assets of the arrangement. Conversely, joint operations are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement.

In order to determine the existence of the joint control and the type of joint arrangement, management must apply judgment and assess its rights and obligations arising from the arrangement. For this purpose, the management considers the structure and legal form of the arrangement, the terms agreed by the parties in the contractual arrangement and, when relevant, other facts and circumstances.

Following that analysis, the Group has considered its interest in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II and Minglanilla Renovables 400 kV AIE as a joint operation.

The Group re-assesses whether or not it has joint control if facts and circumstances indicate that changes have occurred in one or more of the elements considered in verifying the existence of joint control and the type of the joint arrangement.

For more information on the Group's investments in joint ventures, please see note 25 "Equity-accounted investments".

Determination of the existence of significant influence over an associate

Associates are those in which the Group exercises significant influence, i.e. the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee but not exercise control or joint control over those policies. In general, it is presumed that the Group has a significant influence when it has an ownership interest of 20% or more. In order to determine the existence of significant influence, management must apply judgment and consider all facts and circumstances.

The Group re-assesses whether or not it has significant influence if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of significant influence.

For more information on the Group's equity investments in associates, please see note 25 "Equity-accounted investments".

Determination of non-current assets (or disposal groups) held for sale and discontinued operations

An asset is classified as "held for sale" when its sale is highly probable.

To determine whether a sale is highly probable, the Group considers whether:

- management has committed to a plan to sell the asset (or disposal group), and an active program to locate a buyer and complete the plan has been initiated;
- the sale should be expected to qualify for recognition as a completed sale within one year from the date of classification, except where the delay is caused by events or circumstances beyond the Group's control and there is sufficient evidence that the Group remains committed to its plan to sell the asset;
- the actions required to complete the plan should indicate that it is unlikely that significant changes to the plan will be made or that the plan will be withdrawn.

In addition, an asset (or group of assets) shall be presented as a discontinued operation when it is classified as held for sale and:

- represents a separate major line of business or geographical area of operations;
- is part of a single coordinated plan to dispose of a separate major line of business or geographical area of operations; or
- is a subsidiary acquired exclusively with a view to resale.

Application of "IFRIC 12 – Service concession arrangements" to concessions

The Group, as operator, applies IFRIC 12 to "public-to-private" service concession arrangements, under which a public entity (the grantor) conveys to an operator the right to manage the infrastructure used to provide services.

More specifically, management assesses whether "public-to-private" service concession arrangements are within the scope of IFRIC 12 on the basis of whether:

- the grantor controls or regulates what services the operator must provide with the infrastructure, to whom it must provide them, and at what price; and
- the grantor controls – through ownership, beneficial entitlement or otherwise – any significant residual interest in the infrastructure at the end of the term of the arrangement.

On the basis of that analysis, the provisions of IFRIC 12 are applicable to the service concession arrangements of a number of companies that operate primarily in Brazil.

Further details about service concession arrangements in the scope of IFRIC 12 are provided in note 19 "Service concession arrangements".

Revenue from contracts with customers

The Group carefully analyzes the contractual terms and conditions on a jurisdictional level in order to determine when a contract exists and the terms of that contract's enforceability so as to apply IFRS 15 only to such contracts.

When a contract includes multiple promised goods or services, in order to assess if they should be accounted for separately or as a group, the Group considers both the individual characteristics of goods/services (i.e. whether they are distinct or are a series of distinct goods or services that are substantially the same and that have the same pattern of transfer to the customer), and the nature of the promise within the context of the contract. To this end, it is necessary to evaluate all the facts and circumstances relating to the specific contract under the relevant legal and regulatory framework. To evaluate when a performance obligation is satisfied, the Group evaluates when the control of the goods or services is transferred to the customer, assessed primarily from the perspective of the customer.

For each performance obligation, and in relation to the type of transaction:

- revenue is recognized over time on the basis of the progress towards complete satisfaction of the perfor-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

mance obligation, as in the case of the provision of services. The measurement of progress towards complete satisfaction of a performance obligation is carried out consistently for performance obligations and similar circumstances using an "output" or "input" method. In particular, the cost incurred method (cost-to-cost method) is considered appropriate for measuring progress except when a specific analysis of the contract counsels the use of an alternative method. If it should prove impossible to reasonably assess progress towards satisfaction of the performance obligation, the Group recognizes revenue only to the extent of the incurred costs that are considered recoverable;
- if, on the other hand, the performance obligation is satisfied at a given moment, as in the case of the supply of goods, revenue is recognized at the point in time in which the customer obtains the control of the goods, considering all relevant indicators.

The Group considers all relevant facts and circumstances in determining whether a contract includes variable consideration (i.e. consideration that may vary or depends upon the occurrence or non-occurrence of a future event). In estimating variable consideration, the Group uses the method that better predicts the consideration to which it will be entitled, applying it consistently throughout the contract and for similar contracts, also considering all available information, and updating such estimates until the uncertainly is resolved. The Group includes the estimated variable consideration in the transaction price only to the extent that it is highly probable that a significant reversal in the cumulative revenue recognized will not occur when the uncertainty is resolved.

The Group considers that it is an agent in some contracts in which it is not primarily responsible for fulfilling the contract and therefore it does not control goods or services before they are being transferred to customers. For example, the Group acts as an agent in some contracts for electricity/gas network connection services and other related activities depending on local legal and regulatory framework.
For contracts that have more than one performance obligation (e.g. "bundled" sale contracts), the Group generally allocates the transaction price to each performance obligation in proportion to its stand-alone selling price. The Group determines stand-alone selling prices considering all information and using observable prices when they are available in the market or, if not, using an estimation method that maximizes the use of observable inputs and applying it consistently to similar arrangements.

If the Group evaluates that a contract includes an option for additional goods or services (e.g. customer loyalty programs or renewal options) that represents a material right, it allocates the transaction price to this option since the option gives rise to an additional performance obligation.
The Group assesses recoverability of the incremental costs of obtaining a contract either on a contract-by-contract basis, or for a group of contracts if those costs are associated with the group of contracts.
The Group supports the recoverability of such costs on the basis of its experience with other similar transactions and evaluating various factors, including potential renewals, amendments and follow-on contracts with the same customer.
The Group amortizes such costs over the average customer term. In order to determine this expected period of benefit from the contract, the Group considers its past experience (e.g. "churn rate"), the predictive evidence from similar contracts and available information about the market.

Power Purchase Agreements

Power Purchase Agreements (PPAs), which provide for the physical delivery of energy and which do not comply with the requirements of IFRS 10 for the existence of control or joint control over a company or an asset, and IFRS 16 for the recognition of a lease, but which comply with the definition of a derivative under IFRS 9, are accounted for on the basis of the own use exemption when the relevant conditions are met.
For more information on Virtual PPAs complying with the definition of derivative pursuant to IFRS 9, please see note 50 "Derivatives and hedge accounting".

Classification and measurement of financial assets

At initial recognition, in order to classify financial assets as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, management assesses both the contractual cash-flow characteristics of the instrument and the business model for managing financial assets in order to generate cash flows.
In order to evaluate the contractual cash flow characteristics of the instrument, management performs the SPPI test at an instrument level, in order to determine if it gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding, performing specific assessment on the contractual clauses of the financial instruments, as well as quantitative analysis, if required.
The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.

For more details, please see note 47 "Financial instruments by category".

Hedge accounting

Hedge accounting is applied to derivatives in order to reflect into the financial statements the effect of the Group's risk management strategies.

Accordingly, at the inception of the transaction the Group documents the hedge relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Group also assesses, both at hedge inception and on an ongoing basis, whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items.

On the basis of management's judgment, the effectiveness assessment based on the existence of an economic relationship between the hedging instruments and the hedged items, the dominance of credit risk in the changes in fair value and the hedge ratio, as well as the measurement of the ineffectiveness, is evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the specific facts and circumstances and on the characteristics of the hedged items and the hedging instruments.

For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, management assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.

For additional details on the key assumptions about effectiveness assessment and ineffectiveness measurement, please refer to note 50.1 "Derivatives and hedge accounting".

Leases

The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long-term expiring date, requires a strong professional judgments for the IFRS 16 application. In particular, for:

- the application of the definition of a lease to the cases typical of the sectors in which the Group operates;
- the identification of the non-lease component in the lease;
- the evaluation of any renewable and termination options included in the lease in order to determine the term of leases, also considering the probability of their exercise and any significant leasehold improvements on the underlying asset;
- the identification of any variable lease payments that depend on an index or a rate to determine whether the changes of the latter impact the future lease payments and also the amount of the right-of-use asset;
- the estimate of the discount rate to calculate the present value of the lease payments; further details on assumptions about this rate are provided in the paragraph "Use of estimates".

For more information on leases, please see note 20 "Leases".

Uncertainty over income tax treatments

The Group determines whether to consider each uncertain income tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments as well as whether to reflect the effect of uncertainty by using the most likely amount or the expected value method, based on which approach better predicts the resolution of the uncertainty for each uncertain tax treatments, taking account of local tax regulations.

The Group makes significant use of professional judgment in identifying uncertainties about income tax treatments and reviews the judgments and estimates made in the event of a change in facts and circumstances that could change its assessment of the acceptability of a specific tax treatment or the estimate of the effects of uncertainty, or both.

For more information on income taxes, please see note 16 "Income taxes".

2.2 Material accounting policies

Related parties

Pursuant to IAS 24, related parties are mainly those that share the same controlling entity with Enel SpA, the companies that directly or indirectly are controlled by Enel SpA, the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of Enel SpA, or the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of any Group company.

Related parties also include entities that operate post-employment benefit plans for employees of Enel SpA or its associates (specifically, the FOPEN and FONDENEL pension funds), as well as the members of the boards of statutory auditors, and their immediate family, and the key management personnel, and their immediate family, of Enel SpA and its subsidiaries. Key management personnel comprises management personnel who have the power and direct or indirect responsibility for the planning, management and control of the activities of the Company. They include directors (whether executive or not).

Subsidiaries

Pursuant to IFRS 10, subsidiaries are all entities over which the Group has control. For more information on the defi-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

nition of control, please see section "Determination of the existence of control" in note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
The financial statements of subsidiaries used to prepare the consolidated financial statements were prepared at December 31, 2025 in accordance with the accounting policies adopted by the Group.
If a subsidiary uses different accounting policies from those adopted in preparing the consolidated financial statements for similar transactions and facts in similar circumstances, appropriate adjustments are made to ensure conformity with Group accounting policies.
The figures of the subsidiaries are consolidated on a full line-by-line basis as from the date control is acquired until such control ceases.

Profit or loss for the year and the other comprehensive income are attributed to owners of the Parent and non-controlling interests, even if this results in a loss for non-controlling interests.
All intercompany assets and liabilities, equity items, revenue, expenses and cash flows relating to transactions between entities of the Group are eliminated in full.
Changes in ownership interest in subsidiaries that do not result in loss of control are accounted for as equity transactions, with the carrying amounts of the controlling and non-controlling interests adjusted to reflect changes in their interests in the subsidiary. Any difference between the amount to which non-controlling interests are adjusted and the fair value of the consideration paid or received is recognized in consolidated equity.
When the Group ceases to have control over a subsidiary, any interest retained in the entity is remeasured to its fair value, recognized through profit or loss, at the date when control is lost, recognizing any gain or loss from the loss of control through profit or loss. In addition, any amounts previously recognized in other comprehensive income in respect of the former subsidiary are accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.

Investments in associates and joint ventures

In the consolidated financial statements, investments in associated companies and joint arrangements are measured in accordance with the requirements established by "IAS 28 - Investments in Associates and Joint Ventures" and "IFRS 11 - Joint Arrangements".
In this respect, associated companies are those in which the Group exercises significant influence, whereas joint ventures are joint arrangements over which the Company exercises joint control and has rights to the net assets of the arrangement.
The Group's investments in associates and joint ventures are accounted for using the equity method, under which these investments are initially recognized at cost and any goodwill arising from the difference between the cost of the investment and the Group's share of the net fair value of the investee's identifiable assets and liabilities at the acquisition date is included in the carrying amount of the investment.
After the acquisition date, their carrying amount is adjusted to recognize changes in the Group's share of profit or loss of the associate or joint venture in Group profit or loss. Adjustments to the carrying amount may also be necessary following changes in the Group's share in the associate or joint venture as a result of changes in the other comprehensive income of the investee. The Group's share of these changes is recognized in the Group's other comprehensive income.
Distributions received from joint ventures and associates reduce the carrying amount of the investments.
Gains and losses resulting from transactions between the Group and the associates or joint ventures are eliminated to the extent of the interest in the associate or joint venture.
The financial statements of the associates or joint ventures are prepared for the same reporting period as the Group.
After application of the equity method, the Group determines whether it is necessary to recognize an impairment loss on its investment in an associate or joint venture. If there is objective evidence of a loss of value, the entire carrying amount of the investment undergoes impairment testing pursuant to IAS 36 as a single asset. For more information on impairment, please see the section "Impairment of non-financial assets" in note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

If the investment ceases to be an associate or a joint venture, the Group recognizes any retained investment at its fair value, through profit or loss. Any amounts previously recognized in other comprehensive income in respect of the former associate or joint venture are accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.
If the ownership interest in an associate or a joint venture is reduced, but the Group continues to exercise a significant influence or joint control, the Group continues to apply the equity method and the share of the gain or loss that had previously been recognized in other comprehensive income relating to that reduction is accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.
Joint operations are joint arrangements whereby the Group, which holds joint control, has rights to the assets

and obligations for the liabilities relating to the arrangement. For each joint operation, the Group recognized assets, liabilities, costs and revenue on the basis of the provisions of the arrangement rather than the interest held.
Where there is an increase in the interest in a joint arrangement that meets the definition of a business:

- if the Group acquires control, and had rights over the assets and obligations for the liabilities of the joint arrangement immediately before the acquisition date, then the transaction represents a business combination achieved in stages, with the remeasurement of the interest it held previously in the joint operation at its fair value at each acquisition date;
- if the Group obtains joint control (i.e. it already had an interest in a joint operation without holding joint control), the interest previously held in the joint operation shall not be remeasured.

For more information on the Group's investments in associates and joint ventures, please see note 25 "Equity-accounted investments".

Translation of foreign currency items

Pursuant to "IAS 21 - The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates", transactions in currencies other than the functional currency are initially recognized at the spot exchange rate prevailing on the date of the transaction.
Monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency other than the functional currency are subsequently translated using the closing exchange rate (i.e. the spot exchange rate prevailing at the reporting date).
Non-monetary assets and liabilities denominated in foreign currency that are recognized at historical cost are translated using the exchange rate at the date of the initial recognition of the transaction. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency measured at fair value are translated using the exchange rate at the date that the fair value was determined.
Any exchange differences are recognized through profit or loss.
In determining the spot exchange rate to use on initial recognition of the related asset, expense or income (or part of it) on the derecognition of a non-monetary asset or non-monetary liability relating to advance consideration in foreign currency paid or received, the date of the transaction is the date on which the Company initially recognizes the non-monetary asset or non-monetary liability associated with the advance consideration.

Translation of financial statements denominated in a foreign currency

For the purposes of the consolidated financial statements, all revenue, expenses, assets and liabilities are stated in euro, which is the presentation currency of the Parent.
Pursuant to IAS 21, in order to prepare the consolidated financial statements, the financial statements of consolidated companies with functional currencies other than the presentation currency used in the consolidated financial statements are translated into euros by applying the closing exchange rate to the assets and liabilities, including goodwill and consolidation adjustments, and the average exchange rate for the period to the income statement items on the condition it approximates the exchange rates prevailing at the date of the respective transactions.
Any resulting exchange gains or losses are recognized as a separate component of equity in a special reserve. The gains and losses are recognized proportionately in the income statement on the disposal (partial or total) of the subsidiary.
When the functional currency of a consolidated company is the currency of a hyperinflationary economy, the Group restates the financial statements in accordance with "IAS 29 - Financial Reporting in Hyperinflationary Economies" before applying the specific conversion method set out below.
In order to consider the impact of hyperinflation on the local currency exchange rate, the financial position and performance (i.e. assets, liabilities, equity items, revenue and expenses) of a company of the Group whose functional currency is the currency of a hyperinflationary economy are translated into the Group's presentation currency (the euro) using the exchange rate prevailing at the reporting date, except for comparative amounts presented in the previous year's financial statements which are not adjusted for subsequent changes in the price level or subsequent changes in exchange rates.

Goodwill

Goodwill represents the future economic benefits arising from other assets acquired in a business combination that are not individually identified and separately recognized and is recognized in the consolidated financial statements as at the date of acquisition of control of the business.
To this end, the Group recognizes business combinations using:

- the "purchase method", for all business combinations initiated before January 1, 2010 and completed within that financial year on the basis of IFRS 3 (2004), where the purchase cost is equal to the fair value at the date of

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

the exchange of the assets acquired and the liabilities incurred or assumed, plus costs directly attributable to the acquisition. This cost was allocated by recognizing the assets, liabilities and identifiable contingent liabilities of the acquired company at their fair values. Any positive difference between the cost of the acquisition and the fair value of the net assets acquired attributable to owners of the Parent was recognized as goodwill. In the case of business combinations achieved in stages, at the date of acquisition any adjustment to the fair value of the net assets acquired previously was recognized in equity; the amount of goodwill was determined for each transaction separately based on the fair values of the acquiree's net assets at the date of each exchange transaction;

- the "acquisition method", for all business combinations carried out as from January 1, 2010 that are recognized on the basis of IFRS 3 (2008), which is referred to as IFRS 3 (Revised) hereafter, where the purchase cost (the consideration transferred) is equal to the fair value at the purchase date of the assets acquired and the liabilities incurred or assumed, as well as any equity instruments issued by the purchaser. The purchase cost includes the fair value of any asset or liability resulting from a contingent consideration arrangement. The consideration transferred is allocated by recognizing the assets, liabilities and identifiable contingent liabilities of the acquired company at their fair values as at the acquisition date. In this regard, goodwill is defined as the excess of the consideration transferred, measured at fair value as at the acquisition date, the amount of any non-controlling interest in the acquiree plus the fair value of any equity interest in the acquiree previously held by the Group (in a business combination achieved in stages) over the net amount of the identifiable assets acquired and the liabilities incurred or assumed measured at fair value.
  The carrying amount of non-controlling interests is determined either in proportion to the interest held by non-controlling shareholders in the net identifiable assets of the acquiree or at their fair value as at the acquisition date.

IFRS 3 Revised requires, among other things, the following:

- costs directly attributable to the acquisition are recognized through profit or loss;
- in the case of business combinations achieved in stages, at the date of acquisition of control the previously held equity interest in the acquiree is remeasured to fair value and any positive or negative difference is recognized in profit or loss;
- any contingent consideration is recognized at fair value at the acquisition date. Subsequent changes to the fair value of the contingent consideration classified as an asset or a liability, or as a financial instrument within the scope of IFRS 9, are recognized in profit or loss. If the contingent consideration is not within the scope of IFRS 9, it is measured in accordance with the appropriate IFRS-IAS. Contingent consideration that is classified as equity is not re-measured, and its subsequent settlement is accounted for within equity;
- if the fair values of the assets, liabilities and contingent liabilities can only be calculated on a provisional basis, the business combination is recognized using such provisional values. Any adjustments resulting from the completion of the measurement process are recognized within 12 months of the date of acquisition, restating comparative figures.

Goodwill arising on the acquisition of subsidiaries is recognized separately. After initial recognition, goodwill is not amortized, but is tested for impairment at least annually. For the purpose of impairment testing, goodwill is allocated, from the acquisition date, to each CGU or group of CGUs that is expected to benefit from the synergies of the combination. Each unit or group of units to which goodwill is so allocated shall be no larger than the related operating segment, as identified in accordance with "IFRS 8 - Operating Segments", prior to the combination.
For more information, please see the following section "Impairment of non-financial assets".
Goodwill relating to equity investments in associates and joint ventures is included in their carrying amount.

Fair value measurement

For all fair value measurements and disclosures of fair value, that are either required or permitted by IFRS, the Group applies IFRS 13.
Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).
The fair value measurement assumes that the transaction to sell an asset or transfer a liability takes place in the principal market, i.e. the market with the greatest volume and level of activity for the asset or liability. In the absence of a principal market, it is assumed that the transaction takes place in the most advantageous market to which the Group has access, i.e. the market that maximizes the amount that would be received to sell the asset or minimizes the amount that would be paid to transfer the liability.

The fair value of an asset or a liability is measured using the assumptions that market participants would use when pricing the asset or liability, assuming that market participants act in their economic best interest. Market participants are independent, knowledgeable sellers and buyers who are able to enter into a transaction for the asset or the liability and who are interested but not forced or otherwise compelled to do so.
When measuring fair value, the Group considers the characteristics of the asset or liability, in particular:

- for a non-financial asset, a fair value measurement takes into account a market participant's ability to generate economic benefits by using the asset in its highest and best use or by selling it to another market participant that would use the asset in its highest and best use;
- for liabilities and own equity instruments, the fair value reflects the effect of non-performance risk, i.e. the risk that an entity will not fulfill an obligation, including among others the credit risk of the Group itself;
- for groups of financial assets and liabilities managed on the basis of their net exposure to market risks or credit risk, see note 51 "Assets and liabilities measured at fair value".

In measuring the fair value of assets and liabilities, the Group uses valuation techniques that are appropriate in the circumstances and for which sufficient data are available, maximizing the use of relevant observable inputs and minimizing the use of unobservable inputs.

Property, plant and equipment

Pursuant to IAS 16, property, plant and equipment is stated at cost, net of accumulated depreciation and accumulated impairment losses, if any. Such cost includes expenses directly attributable to bringing the asset to the location and condition necessary for its intended use.
The cost is also increased by the present value of the estimate of the costs of decommissioning and restoring the site on which the asset is located where there is a legal or constructive obligation to do so. The corresponding liability is recognized under provisions for risks and charges. More information on changes in the estimate of these costs, the passage of time and the discount rate is discussed in note 2.1 "Use of estimates and management judgement".
Property, plant and equipment transferred from customers to connect them to the electricity distribution network and/or to provide them with other related services is initially recognized at its fair value at the date on which control is obtained.
Borrowing costs that are directly attributable to the acquisition, construction or production of a qualifying asset, i.e. an asset that takes a substantial period of time to get ready for its intended use or sale, are capitalized as part of the cost of the assets themselves. "qualifying assets"), are capitalized as part of the cost of the assets themselves. Borrowing costs associated with the purchase/construction of assets that do not meet such requirement are expensed in the period in which they are incurred.
Certain assets that were revalued at the IFRS transition date or in previous periods are recognized at their fair value, which is considered to be their deemed cost at the revaluation date.
Where individual items of major components of property, plant and equipment have different useful lives, the components are recognized and depreciated separately. Subsequent costs are recognized as an increase in the carrying amount of the asset when it is probable that future economic benefits associated with the cost incurred to replace a part of the asset will flow to the Group and the cost of the item can be measured reliably. All other costs are recognized in profit or loss as incurred.
The cost of replacing part or all of an asset is recognized as an increase in the carrying amount of the asset and is depreciated over its useful life; the carrying amount of the replaced unit is derecognized through profit or loss.
Property, plant and equipment, net of its residual value, is depreciated on a straight-line basis over its estimated useful life, which is reviewed annually and, if appropriate, adjusted prospectively. Depreciation begins when the asset is available for use. For more information on estimating useful life, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and note 18 "Property, plant and equipment".
For information on any changes in the useful lives made by the Group during the year, see note 11 e "Depreciation, amortization and other impairment losses" and note 18 "Property, plant and equipment".
Assets recognized under property, plant and equipment are derecognized either upon their disposal (i.e. at the date the recipient obtains control) or when no future economic benefit is expected from their use or disposal. Any gain or loss, recognized through profit or loss, is calculated as the difference between the net disposal proceeds, determined in accordance with the transaction price requirements of IFRS 15, and the carrying amount of the derecognized assets.

Assets to be relinquished free of charge

The Group's plants include assets to be relinquished free of charge at the end of the concessions. These mainly regard major water diversion works and the public lands used for the operation of the thermal power plants.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Within the Italian regulatory framework in force until 2011, if the concessions are not renewed, at those dates all intake and governing works, penstocks, outflow channels and other assets on public lands were to be relinquished free of charge to the State in good operating condition. Accordingly, depreciation on assets to be relinquished was calculated over the shorter of the term of the concession and the useful life of the assets. In the wake of the legislative changes introduced with Law 134 of August 7, 2012, the assets previously classified as assets "to be relinquished free of charge" connected with the hydroelectric water diversion concessions are now considered in the same manner as other categories of "property, plant and equipment" and are therefore depreciated over the useful life of the asset (where this exceeds the term of the concession), as discussed in the section above on the "Depreciable amount of certain elements of Italian hydroelectric plants subsequent to enactment of Law 134/2012", which you are invited to consult for more details.

In accordance with Spanish laws 29/1985 and 46/1999, hydroelectric power stations in Spanish territory operate under administrative concessions at the end of which the plants will be returned to the government in good operating condition. The terms of the concessions extend up to 2078.
A number of generation companies that operate in Latin America hold administrative concessions with similar conditions to those applied under the Spanish concession system. These concessions will expire in in Argentina in 2087, in Brazil in 2048, in Costa Rica in 2031, in Panama in 2062 and in Guatemala in 2062.

Service concession arrangements

When acting as operator under "public-to-private" service concession arrangements, the Group constructs/upgrades infrastructure used to provide a public service and/or operates and maintains that infrastructure for the years of the concession, in accordance with the terms specified in the contract.
In these circumstances, the Group does not account for the infrastructure operated under a service concession arrangement within the scope of IFRIC 12 as property, plant and equipment, recognizing and measuring revenue in accordance with IFRS 15 for the services it performs. In particular, when the Group provides construction or upgrade services, depending on the characteristics of the service concession arrangement, it recognizes:

- a financial asset, if the Group has an unconditional contractual right to receive cash or another financial asset from the grantor (or from a third party at the direction of the grantor), that is the grantor has little discretion to avoid payment; and/or
- an intangible asset, if the Group receives the right (a license) to charge users of the public service provided and thus does not have an unconditional right to receive cash because the amounts are contingent on the extent that the public uses the service.

If the Group (as operator) has a contractual right to receive an intangible asset, borrowing costs are capitalized using the criteria specified in note 18 "Property, plant and equipment".
However, for construction/upgrade services, both types of consideration are classified as a contract asset during the construction/upgrade period.
For more details about such consideration, please see note 10.a "Revenue from sales and services".
Conversely, where the service concession arrangement provides that the infrastructure used for operating the concessions themselves do not comply with the requirements established by IFRIC 12 and, in particular, are owned and available to the operator or have an indefinite expiry, the carrying amount of the assets attributable to these concessions is recognized under "Property, plant and equipment" and accounted for in accordance with IAS 16.
Information on the main characteristics of the Group's service concession arrangements can be found in note 19 "Service concession arrangements".

Leases

At inception of a contract, the Group assesses whether a contract is, or contains, a lease applying the definition of a lease under IFRS 16, that is met if the contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration.
When the Group acts as a lessee, it recognizes a right-of-use asset and a lease liability at the commencement date of the lease (i.e. the date the underlying asset is available for use).
The right-of-use asset is initially measured at cost, which includes the initial amount of lease liability adjusted for any lease payments made at or before the commencement date less any lease incentives received, plus any initial direct costs incurred and an estimate of costs to retire and remove the underlying asset and to restore the underlying asset or the site on which it is located.
Right-of-use assets are subsequently depreciated on a straight-line basis over the shorter of the lease term and the estimated useful lives of the right-of-use assets. If the lease transfers ownership of the underlying asset to the Group at the end of the lease term or if the cost of the right-of-use asset reflects the fact that the Group will ex-

ercise a purchase option, depreciation is calculated using the estimated useful life of the underlying asset.
For information on the depreciation period of right-of-use assets, see note 20 "Leases".
In addition, the right-of-use assets are subject to impairment testing and adjusted for any remeasurement of lease liabilities.
The lease liability is initially measured at the present value of lease payments to be made over the lease term, discounted using the lessee's incremental borrowing rate at the lease commencement date when the interest rate implicit in the lease is not readily determinable.
Variable lease payments that do not depend on an index or a rate are recognized as expenses in the year in which the event or condition that triggers the payment occurs.
After the commencement date, the lease liability is measured at amortized cost using the effective interest method and is remeasured upon the occurrence of certain events.
The Group applies the short-term lease recognition exemption to its lease contracts that have a lease term of 12 months or less from the commencement date. It also applies the low-value assets recognition exemption to lease contracts for which the underlying asset is of low-value whose amount is estimated not material. For example, the Group has leases of certain office equipment (i.e. personal computers, printing and photocopying machines) that are considered of low-value. Lease payments on short-term leases and leases of low-value assets are recognized as expense on a straight-line basis over the lease term.

Intangible assets

Pursuant to IAS 38, intangible assets are identifiable assets without physical substance controlled by the Group, when it is probable that the use of such assets will generate future economic benefits and the related cost can be reliably determined.
They are measured at purchase or internal development cost for internally generated assets and are recognized only when the Group can demonstrate the technical feasibility of completing the asset, its intention and ability to complete development and to use or sell the asset and the availability of resources to complete the asset.
The cost includes any directly attributable expenses necessary to make the assets ready for their intended use.
Intangible assets with a finite useful life are recognized net of accumulated amortization and any impairment losses.
Amortization is calculated on a straight-line basis over the asset's estimated useful life, which is reassessed at least annually; any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis. For more information on estimating useful life, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and note 22 "Intangible assets".
Amortization commences when the asset is ready for use. Consequently, intangible assets not yet available for use are not amortized, but are tested for impairment at least annually.
Infrastructure classified as intangible assets under IFRIC 12 is amortized over the term of the contract. For more information, see note 19 "Service concession arrangements".
The Group's intangible assets have a finite useful life, with the exception of a number of concessions and goodwill.
Intangible assets with indefinite useful lives are not amortized, but are tested for impairment annually. The assessment of indefinite useful life is reviewed annually to determine whether the indefinite useful life continues to be supportable. If not, the change in useful life from indefinite to finite is accounted for as a change in accounting estimate.

The Group presents costs to obtain a contract with a customer capitalized in accordance with IFRS 15 as intangible assets, only if:

- the costs are incremental, that is they are directly attributable to an identified contract and the Group would not have incurred them if the contract had not been obtained;
- the Group expects to recover them, through reimbursements (direct recoverability) or the margin (indirect recoverability).

In particular, the Group generally capitalizes trade fees and commissions paid to agents for such contracts if the capitalization criteria are met.
Capitalized customer contract costs are amortized on a systematic basis, consistent with the pattern of the transfer of the goods or services to which they relate, and undergo impairment testing to identify any impairment losses to the extent that the carrying amount of the asset recognized exceeds the recoverable amount.
The Group amortizes the capitalized customer contract costs on a straight-line basis over the expected period of benefit from the contract (i.e. the average term of the customer relationship); any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis.

Impairment of non-financial assets

Pursuant to "IAS 36 – Impairment of assets" at each reporting date, property, plant and equipment, investment property recognized at cost, intangible assets, right-of-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

use assets, goodwill and equity investments in associates/joint ventures are reviewed to determine whether there is evidence of impairment (using internal and external sources of information).
CGUs to which goodwill is allocated, intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use are tested for recoverability annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets can be impaired.
If such evidence exists, the recoverable amount of each asset involved is estimated on the basis of the use of the asset and its future disposal, in accordance with the most recent Group Business Plan. For more on the estimation of the recoverable amount, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
The recoverable amount is determined for an individual asset, unless the asset do not generate cash inflows that are largely independent of those from other assets or groups of assets and therefore it is determined for the CGU to which the asset belongs.
If the carrying amount of an asset or of a CGU to which it is allocated is greater than its recoverable amount, an impairment loss is recognized in profit or loss and presented under "Depreciation, amortization and other impairment losses".
Impairment losses of CGUs are firstly charged against the carrying amount of any goodwill attributed to it and then against the other assets, in proportion to their carrying amount.
If the reasons for a previously recognized impairment loss no longer apply, the carrying amount of the asset is restored through profit or loss, under "Depreciation, amortization and other impairment losses", in an amount that shall not exceed the carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized. The original amount of goodwill is not restored even if in subsequent years the reasons for the impairment no longer apply.

Inventories

Pursuant to IAS 2, inventories are measured at the lower of cost and net realizable value except for inventories involved in trading activities, which are measured at fair value with recognition through profit or loss. Cost is determined on the basis of average weighted cost, which includes related ancillary charges. Net estimated realizable value is the estimated normal selling price net of estimated costs to sell or, where applicable, replacement cost. For the portion of inventories held to discharge sales that have already been made, the net realizable value is determined on the basis of the amount established in the contract of sale.

Inventories include environmental certificates (for example, green certificates, energy efficiency certificates and European CO_2 emissions allowances and guarantees of origin and renewable energy certificates) not used for compliance in the reporting period. These inventories are allocated to different portfolios, distinguishing between those held for trading or non-trading purposes. For more details on inventories please see note 57 "Environmental programs".
Materials and other consumables (including energy commodities) held for use in production are not written down if it is expected that the final product in which they will be incorporated will be sold at a price sufficient to enable recovery of the cost incurred.

Financial instruments

Financial instruments are recognized and measured in accordance with "IAS 32 - Financial Instruments presentation" and "IFRS 9 - Financial instruments".
A financial asset or liability is recognized in the consolidated financial statements when, and only when, the Group becomes party to the contractual provision of the instrument (i.e. the trade date).
Trade receivables arising from contracts with customers, in the scope of IFRS 15, are initially measured at their transaction price (as defined in IFRS 15) if such receivables do not contain a significant financing component or when the Group applies the practical expedient allowed by IFRS 15.
Conversely, the Group initially measures financial assets other than the above-mentioned trade receivables at their fair value plus, in the case of a financial asset not measured at fair value through profit or loss, transaction costs.
Financial assets are classified at initial recognition as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, on the basis of both:

- the Group's business model for managing financial assets, that is the way in which the Group manages its financial assets in order to generate cash flows (i.e. collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both); and
- the contractual cash flow characteristics of the instrument, to determine whether the instrument gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) based on the SPPI test.

For purposes of subsequent measurement, financial assets are classified in four categories:

- financial assets measured at amortized cost (debt instruments);

- financial assets at fair value through OCI with reclassification of cumulative gains and losses (debt instruments);
- financial assets designated at fair value through OCI with no reclassification of cumulative gains and losses upon derecognition (equity instruments); and
- financial assets at fair value through profit or loss.

Financial assets at amortized cost

This category mainly includes trade receivables, other financial assets and loan assets.

Financial assets at amortized cost are held within a business model whose objective is to hold financial assets in order to collect contractual cash flows and whose contractual terms give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.

Such assets are initially recognized at fair value, adjusted for any transaction costs, and subsequently measured at amortized cost using the effective interest method and are subject to impairment.

Gains and losses are recognized in profit or loss when the asset is derecognized, modified or impaired.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) - Debt instruments

Financial assets at fair value through other comprehensive income are assets held within a business model whose objective is achieved by both collecting contractual cash flows and selling financial assets and whose contractual cash flows give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.

Changes in fair value for these financial assets are recognized in other comprehensive income as well as loss allowances that do not reduce the carrying amount of the financial assets.

When a financial asset is derecognized (e.g. at the time of sale), the cumulative gains and losses previously recognized in equity (except impairment and foreign exchange gains and losses to be recognized in profit or loss) are reversed to profit or loss.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) - Equity instruments

This category includes mainly equity investments in other entities irrevocably designated as such upon initial recognition.

Gains and losses on these financial assets are never reclassified to profit or loss. The Group may transfer the cumulative gain or loss within equity.

Equity instruments designated at fair value through OCI are not subject to impairment testing.

Dividends on such investments are recognized in profit or loss unless they clearly represent a recovery of a part of the cost of the investment.

Financial assets at fair value through profit or loss

This category mainly includes:

- financial assets with cash flows that are not solely payments of principal and interest, irrespective of the business model;
- financial assets held for trading because acquired or incurred principally for the purpose of selling or repurchasing in short term (i.e. securities, financial investments in funds, etc.);
- derivatives, including separated embedded derivatives, held for trading or not designated as effective hedging instruments;
- financial liabilities that qualify as contingent consideration.

These financial assets are initially recognized at fair value, with subsequent gains and losses from changes in their fair value recognized through profit or loss.

This category also includes equity investments which the Group had not irrevocably elected to classify at fair value through OCI. Dividends on equity investments are also recognized as other income in the income statement when the right of payment has been established.

Impairment of financial assets

At each reporting date, the Group recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income (FVOCI), contract assets and all other assets within the scope of IFRS 9.

The impairment model adopted by the Group in compliance with IFRS 9 is based on the determination of expected credit losses (ECL) using a forward-looking approach.

For trade receivables, contract assets and lease receivables, including those with a significant financial component, the Group adopts the simplified approach.

For all financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables, the Group applies the general approach under IFRS 9, based on the assessment of a significant increase in credit risk since initial recognition.

The Group recognizes in profit or loss, as an impairment gain or loss, the amount of expected credit losses (or reversal) that is required to adjust the loss allowance at the reporting date.

The Group applies the low credit risk exemption, avoiding the recognition of loss allowances at an amount equal

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

to lifetime expected credit losses due to a significant increase in credit risk of debt securities at fair value through OCI, whose counterparty has a strong financial capacity to meet its contractual cash flow obligations (e.g. investment grade).
For more information on the impairment of financial assets, please see note 47 "Financial instruments by category".

Cash and cash equivalents
This category includes deposits that are available on demand or at very short term, as well as highly liquid financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value.
In addition, for the purpose of the consolidated statement of cash flows, cash and cash equivalents do not include bank overdrafts at period-end.

Financial liabilities at amortized cost
This category mainly includes borrowings, trade payables, lease liabilities and debt instruments.
Financial liabilities, other than derivatives, are recognized when the Group becomes a party to the contractual clauses of the instrument and are initially measured at fair value adjusted for directly attributable transaction costs. Financial liabilities are subsequently measured at amortized cost using the effective interest rate method. The effective interest rate is the rate that exactly discounts the estimated future cash payments or receipts over the expected life of the financial instrument or a shorter period, where appropriate, to the carrying amount of the financial asset or liability.

Financial liabilities at fair value through profit or loss
Financial liabilities at fair value through profit or loss mainly include:
- financial liabilities held for trading incurred for the purpose of repurchasing in the near term;
- derivative financial instruments entered into by the Group that are not designated as hedging instruments in hedge relationships as defined by IFRS 9;
- financial liabilities that qualify as contingent consideration.

Derecognition of financial assets and liabilities
Financial assets are derecognized whenever one of the following conditions is met:
- the contractual right to receive the cash flows associated with the asset expires;
- the Group has transferred substantially all the risks and rewards associated with the asset, transferring its rights to receive the cash flows of the asset or assuming a contractual obligation to pay such cash flows to one or more beneficiaries under a contract that meets the requirements provided by IFRS 9 (the "pass through test");
- the Group has not transferred or retained substantially all the risks and rewards associated with the asset but has transferred control over the asset.

On derecognition of a financial asset, the Group recognizes the difference between the carrying amount (measured at the date of derecognition) and the consideration received through profit or loss.
Financial liabilities are derecognized when they are extinguished, i.e. when the contractual obligation has been discharged, cancelled or expired.
When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as the derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. The difference in the respective carrying amounts is recognized in profit or loss.

Derivative financial instruments
Derivative instruments are classified as financial assets or liabilities depending on the positive or negative fair value and they are classified as "held for trading" within "Other business models" and measured at fair value through profit or loss, except for those designated as effective hedging instruments.
All derivatives held for trading are classified as current assets or liabilities.
Derivatives not held for trading purposes, but measured at fair value through profit or loss since they do not qualify for hedge accounting, and derivatives designated as effective hedging instruments are classified as current or not current on the basis of their maturity date and the Group intention to hold the financial instrument till maturity or not.
For more details about derivatives and hedge accounting, please see note 50 "Derivatives and hedge accounting".

Embedded derivatives
An embedded derivative is a derivative included in a "combined" contract (the so-called "hybrid instrument") that contains another non-derivative contract (the so-called "host contract"), and gives rise to some or all of the combined contract's cash flows. Embedded derivatives are separated from the host contract and accounted for as derivatives when:
- the host contract is not a financial instrument measured at fair value through profit or loss;
- the economic risks and characteristics of the embedded derivative are not closely related to those of the host contract;

- a separate contract with the same terms as the embedded derivative would meet the definition of a derivative.

Embedded derivatives that are separated from the host contract are recognized in the consolidated financial statements at fair value with changes recognized in profit or loss (except when the embedded derivative is part of a designated hedge relationship).
Contracts that do not represent financial instruments to be measured at fair value are analyzed in order to identify any embedded derivatives, which are to be separated and measured at fair value. This analysis is performed when the Group becomes party to the contract or when the contract is renegotiated in a manner that significantly changes the original associated cash flows.

The main Group contracts that may contain embedded derivatives are contracts to buy or sell energy commodities.

Contracts to buy or sell non-financial items
In general, contracts to buy or sell non-financial items that are entered into and continue to be held for receipt or delivery in accordance with the Group's normal expected purchase, sale or usage requirements are out of the scope of IFRS 9 and then recognized as executory contracts, in accordance with the "own use exemption".
A contract to buy or sell non-financial items is classified as "normal purchase or sale" if it is entered into:
- for the purpose of the physical settlement;
- in accordance with the entity's expected purchase, sale or usage requirements.

Moreover, contracts to buy or sell non-financial items with physical settlement (for example, fixed-price forward contracts on energy commodities) that do not qualify for the own use exemption are recognized as derivatives measured at fair value from the trade date only if:
- they can be settled net in cash; and
- they are not entered into in accordance with the Group's expected purchase, sale or usage requirements.

Trading contracts are valued at fair value through profit or loss; the results of the measurement of changes in the fair value of contracts still outstanding at the reporting date are recognized on a net basis under the item "Net results from commodity contracts", while at the settlement date:
- the results of the measurement of changes in the fair value of closed contracts for the sale of energy commodities as well as the related revenue, together with the impact on profit or loss of the derecognition of the derivative, are recognized in "Other revenue";
- the results of the measurement of changes in the fair value of closed contracts for the purchase of energy commodities as well as the related cost, together with the impact on profit or loss of the derecognition of the derivative, are recognized under "Electricity, gas and fuel" and "Services and other materials".

Contracts to buy or sell non-financial items falling within the scope of application of IFRS 9 can also be subsequently designated as hedging instruments if they satisfy the requirements for hedge accounting.
The Group analyzes all contracts to buy or sell non-financial assets on an ongoing basis, with a specific focus on forward purchases and sales of electricity and energy commodities, in order to determine if they shall be classified and treated in accordance with IFRS 9 or if they have been entered into for "own use".

Offsetting financial assets and financial liabilities
The Group offsets financial assets and liabilities when it:
- there is a legally enforceable right to set off the recognized amounts, and
- intends either to settle on a net basis, or to realize the asset and settle the liability simultaneously.

Hyperinflation

Pursuant to IAS 29, in a hyperinflationary economy, the Group adjusts non-monetary items, equity and items deriving from index-linked contracts up to the limit of recoverable amount, using a price index that reflects changes in general purchasing power.
The effects of initial application are recognized in equity net of tax effects. Conversely, during the hyperinflationary period (until it ceases), the gain or loss resulting from adjustments is recognized in profit or loss and disclosed separately in financial income and expense.
These provisions are applied to the Group's transactions in Argentina, whose economy has been declared hyperinflationary since July 1, 2018.

Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale and discontinued operations

In compliance with IFRS 5, non-current assets (or disposal groups) are classified as held for sale if their carrying amount will be recovered principally through a sale transaction, rather than through continuing use.
This classification criterion is applicable only when non-current assets (or disposal groups) are available in

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

their present condition for immediate sale and the sale is highly probable.
For more details on the requirements for determining whether a sale is highly probable, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
If the Group is committed to a sale program involving loss of control of a subsidiary and the requirements provided for under IFRS 5 are met, all the assets and liabilities of that subsidiary are classified as held for sale when the classification criteria are met, regardless of whether the Group will retain a non-controlling interest in its former subsidiary after the sale.
The Group applies these classification criteria as envisaged in IFRS 5 to an investment, or a portion of an investment, in an associate or a joint venture. Any retained portion of an investment in an associate or a joint venture that has not been classified as held for sale is accounted for using the equity method until disposal of the portion that is classified as held for sale takes place.
Non-current assets (or disposal groups) and liabilities of disposal groups classified as held for sale are presented separately from other assets and liabilities in the statement of consolidated financial position.
The amounts presented for non-current assets or for the assets and liabilities of disposal groups classified as held for sale are not reclassified or re-presented for prior periods presented.
Immediately before the initial classification of non-current assets (or disposal groups) as held for sale, the carrying amounts of such assets (or disposal groups) are measured in accordance with the accounting standard applicable to those assets or liabilities. Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale are measured at the lower of their carrying amount and fair value less costs to sell. Impairment losses for any initial or subsequent write-down of the assets (or disposal groups) to fair value less costs to sell and gains for their reversals are recognized in profit or loss from continuing operations.
Non-current assets are not depreciated (or amortized) while they are classified as held for sale or while they are part of a disposal group classified as held for sale.
If a component of the Group is a discontinued operation, the Group presents, in a separate line item of the income statement, a single amount comprising the total of:

- the post-tax profit or loss of discontinued operations; and
- the post-tax gain or loss recognized on the measurement at fair value less costs to sell or on the disposal of the assets or disposal groups constituting the discontinued operation.

The corresponding amount is restated in the income statement for prior periods presented in the financial statements, so that the disclosures relate to all operations that are discontinued by the end of the current reporting period. If the Group ceases to classify a component as held for sale, the results of the component previously presented in discontinued operations are reclassified and included in profit or loss from continuing operations for all periods presented.

Environmental certificates

In the absence of specific IAS/IFRS rules, the accounting treatment adopted by the Group complies with the general rules included in the body of applicable IAS/IFRS accounting standards and with international best practice.
In particular, the Group accounting treatment of environmental certificates reflects the business model of the entities involved and, therefore, the different features of the business conducted by these entities, distinguishing between those that generate electricity from renewable sources, obligated parties, traders and other entities that operate in the energy services sector even though they are not obligated parties.
Further details on the application of this accounting model are provided in note 57 "Environmental programs".

Employee benefits

Post employment and other long-term benefits

Pursuant to IAS 19, the Group determines separately for each plan liabilities related to employee benefits paid upon or after ceasing employment or other long-term benefits accrued during the employment period. The Group uses actuarial assumptions to estimate the amount of the future benefits that employees have accrued at the reporting date (using the projected unit credit method) and an appropriate discount rate to determine the present value of those plans.
The liability, net of any plan assets, is recognized on an accruals basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.
If the plan assets exceed the present value of the related defined-benefit obligation, the surplus (up to the limit of any cap) is recognized as an asset.
As regards the liabilities/(assets) of defined-benefit plans, the Group recognizes the cumulative actuarial gains and losses from the actuarial measurement of the liabilities, the return on the plan assets (net of the associated interest income) and the effect of the asset ceiling (net of the associated interest in other comprehensive income when they occur. For other long-term benefits, the related actuarial gains and losses are recognized through profit or loss.

In addition, the Group is involved in defined contribution plans under which it pays fixed contributions to a separate entity (a fund) and has no legal or constructive obligation to pay further contributions if the fund does not hold sufficient assets to pay all employee benefits relating to employee service in the current and prior periods. Such plans are usually aimed to supplement pension benefits due to employees post-employment. The related costs are recognized in profit or loss on the basis of the amount of contributions paid in the year.

Termination benefits

Pursuant to IAS 19, liabilities for benefits due to employees for the early termination of employee service arise out of the Group's decision to terminate an employee's employment before the normal retirement date or an employee's decision to accept an offer of benefits in exchange for the termination of employment.

Termination benefits are recognized at the earlier of the following dates:

- when the entity can no longer withdraw its offer of benefits; and
- when the entity recognizes a cost for a restructuring that is within the scope of IAS 37 and involves the payment of termination benefits.

The liabilities are measured on the basis of the nature of the employee benefits.

Share-based payments

The Group undertakes share-based payment transactions settled with equity instruments as part of the remuneration policy adopted for the Chief Executive Officer/General Manager and for key management personnel.

The most recent long-term incentive plans provide for the grant to recipients of an incentive represented by an equity component (settled with equity instruments) and a monetary component (paid in cash), which will accrue if specific conditions are met.

Pursuant to IFRS 2, the Group classifies the monetary component as a cash-settled transaction if it is based on the price (or value) of the equity instruments of the company that issued the plan or, in other cases, as another long-term employee benefit. In order to settle the equity component through the bonus award of Enel shares, a program for the purchase of treasury shares to support these plans was approved. For more details on share-based incentive plans, please see note 52 "Share-based payments".

In particular for the equity component, the Group recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the period in which the conditions for remaining in service and for achieving certain results must be satisfied (vesting period) and indirectly estimates their value, and the corresponding increase in a specific equity item, on the basis of the fair value of the equity instruments (i.e. the issuer shares) at the grant date.

The overall expense recognized is adjusted at each reporting date until the vesting date to reflect the best estimate available to Enel of the number of equity instruments for which the service and performance conditions other than market conditions or non-vesting conditions will be satisfied at the end of the vesting period.

Conversely, if the incentive based on equity instruments is paid in cash, the Group recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the vesting period and a corresponding liability measured at the fair value of the liability incurred. Subsequently, and until its extinction, the liability is remeasured at fair value at each reporting date, considering the best possible estimate of the incentive that will vest, with changes in fair value recognized under personnel expenses.

Provisions for risks and charges

In compliance with IAS 37, provisions are recognized where there is a legal or constructive obligation as a result of a past event at the end of the reporting period, the settlement of which is expected to result in an outflow of resources whose amount can be reliably estimated. Where the impact of the time value of money is material, the accruals are determined by discounting expected future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and the risks for which the expected future cash flows have not been adjusted. If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor (i.e. the unwinding of the discount) is recognized as a financial expense.

When the Group expects some or all charges to be reimbursed, the reimbursement is recognized as a separate asset, but only when the reimbursement is virtually certain. Where the liability relates to decommissioning and/or site restoration in respect of property, plant and equipment, the initial recognition of the provision is made against the related asset and the expense is then recognized in profit or loss through the depreciation of the asset involved.

Where the liability regards the treatment and storage of nuclear waste and other radioactive materials, the provision is recognized against the related operating costs.

A liability for restructuring refers to a program planned and controlled by management that materially changes the scope of a business undertaken by the Group or the manner in which the business is conducted. Such a liability is recognized when a constructive obligation is estab-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

lished, i.e. when the Group has approved a detailed formal restructuring plan and has started to implement the plan or has announced its main features to those affected by it. Provisions do not include liabilities in respect of uncertain income tax treatments that are recognized as tax liabilities.

The Group could provide a warranty in connection with the sale of a product (whether a good or service) from contracts with customers in the scope of IFRS 15, in accordance with the contract, the law or its customary business practices. In this case, the Group assesses whether the warranty provides the customer with assurance that the related product will function as the parties intended because it complies with agreed-upon specifications or whether the warranty provides the customer with a service in addition to the assurance that the product complies with agreed-upon specifications.

After the assessment, if the Group establishes that an assurance warranty is provided, it recognizes a separate warranty liability and corresponding expense when transferring the product to the customer, as additional costs of providing goods or services, without attributing any of the transaction price (and therefore revenue) to the warranty. The liability is measured and presented as a provision.

Otherwise, if the Group determines that a service warranty is provided, it accounts for the promised warranty as a performance obligation in accordance with IFRS 15, recognizing the contract liability as revenue over the period the warranty service is provided and the costs associated as they are incurred.

Finally, if the warranty includes both an assurance element and a service element and the Group cannot reasonably account for them separately, then it accounts for both of the warranties together as a single performance obligation.

Changes in estimates of accruals to the provisions addressed here are recognized through profit or loss in the period in which the changes occur, with the exception of those in the costs of decommissioning, retiring and/or restoration resulting from changes in the timetable and costs necessary to extinguish the obligation or from a change in the discount rate. These changes increase or decrease the carrying amount of the related assets and are taken to profit or loss through depreciation. Where they increase the carrying amount of the assets, it is also determined whether the new carrying amount of the assets is fully recoverable. If this is not the case, a loss equal to the unrecoverable amount is recognized through profit or loss. Decreases in estimates are recognized up to the carrying amount of the assets. Any excess is recognized immediately in profit or loss.

For more information on the estimation criteria adopted in determining provisions for retiring and/or restoration of property, plant and equipment, especially those associated with decommissioning nuclear power plants and storage of waste fuel and other radioactive materials, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

For more information on the determination of provisions for environmental certificates please see note 57 "Environmental programs".

Revenue from contracts with customers

The Group recognizes revenue from contracts with customers at an amount that reflects the consideration at which the Group expects to be entitled in exchange for those goods or services, using the five-step model envisaged by IFRS 15:

- identify the contract with the customer;
- identify the performance obligations in the contract, that is, all goods or services promised in the contract;
- determine the transaction price at inception of the contract considering any variable considerations, non-cash consideration received from a customer or payable to the customer, significant financing components;
- allocate the transaction price, at contract inception, to each separate performance obligation;
- recognize revenue, when (or as) each performance obligation is satisfied by transferring the promised good or service to the customer.

The Group does not disclose the information about the remaining performance obligations in existing contracts if the performance obligation is part of a contract that has an original expected duration of one year or less and if the Group recognizes revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer.

More information on the application of this revenue recognition model is provided in note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and in note 10.a "Revenue from sales and services".

Other revenue

The Group recognizes revenue other than that deriving from contracts with customers mainly referring to:

- revenue from the sale of energy commodities based on contracts with physical delivery, which do not qualify for the "own use exemption" and are therefore recognized at fair value under IFRS 9;
- changes in the fair value of closed contracts to sell energy commodities with physical settlement, which do not qualify for the own use exemption and therefore are recognized at FVTPL under IFRS 9;

- operating lease revenue accounted for on an accrual basis in accordance with the substance of the relevant lease agreement.

Other operating income

Other operating income primarily includes gains on disposal of assets that are not an output of the Group's ordinary activities and grants from government, government agencies and similar bodies whether local, national or international. Pursuant to IAS 20, government grants, including non-monetary grants at fair value, are recognized where there is reasonable assurance that they will be received and that the Group will comply with all conditions attaching to them.
When government grants are received to purchase, build or otherwise acquire non-current assets (for example, an item of property, plant and equipment or an intangible asset), they are deducted from the carrying amount of the asset and are recognized in profit or loss over the depreciable/amortizable life of the asset as a reduction in the depreciation/amortization charge. If there is insufficient information to enable adequate attribution to the fixed assets to which they refer, capital grants are recognized as deferred income under other liabilities, and credited to profit or loss on a systematic basis over the useful life of the asset.
Where the Group receives government grants in the form of a transfer of a non-monetary asset for the use of the Group, it accounts for both the grant and the asset at the fair value of the non-monetary asset received at the date of the transfer.

Net results from commodity contracts

The net results from commodity contracts include:
- the net income or expense from commodity derivatives, including derivatives designated as cash flow hedges and derivatives measured at fair value through profit or loss, whether settled or outstanding at the reporting date; and
- the net gain/(loss) from the measurement through profit or loss of energy commodity contracts with physical settlement still outstanding at the reporting date.

Dividends

Pursuant to "IFRS 9 - Financial Instruments", dividends are recognized when the unconditional right to receive payment is established.
Dividends and interim dividends payable to the Parent's shareholders and non-controlling interests are recognized as changes in equity in the period in which they are approved by the Shareholders' Meeting and the Board of Directors, respectively.

Income taxes

IAS 12 specifies the requirements for the recognition of current and deferred tax assets and liabilities. The uncertainty in the determination of tax liabilities is defined in accordance with the provisions of "IFRIC 23 - Uncertainty over income tax treatments".

Current income taxes

Current income taxes for the year, which are recognized under "income tax liabilities" net of payments on account, or under "tax assets" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.
In particular, such liabilities and assets are determined using the tax rates and tax laws that are enacted or substantively enacted by the end of the reporting period in the countries where taxable income has been generated.
Current income taxes are recognized in profit or loss with the exception of current income taxes related to items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax

Deferred tax liabilities and assets are calculated on the temporary differences between the carrying amounts of liabilities and assets in the financial statements and their corresponding amounts recognized for tax purposes on the basis of tax rates in effect on the date the temporary difference will reverse, which is determined on the basis of tax rates that are enacted or substantively enacted as at the end of the reporting period.
Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences, except when such liability arises: (i) from the initial recognition of goodwill; or (ii) from the initial recognition of an asset or a liability in a transaction which is not a business combination and, at the time of the transaction, affects neither accounting profit nor taxable profit (tax loss), and does not give rise to equal taxable and deductible temporary differences; or (iii) in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries, associates and joint ventures, when the Group can control the timing of the reversal of the temporary differences and it is probable that the temporary differences will not reverse in the foreseeable future.
Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences, the carryforward of tax losses and unused tax credits. For more information concerning the

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

recoverability of such assets, please see the appropriate section of the discussion of estimates.

Deferred taxes and liabilities are recognized in profit or loss, with the exception of those in respect of items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset only if there is a legally enforceable right to offset current tax assets with current tax liabilities and when they relate to income taxes levied by the same taxation authority on either the same taxable entity or different taxable entities which intend either to settle current tax liabilities and assets on a net basis, or to realize the assets and settle the liabilities simultaneously, in each future period in which significant amounts of deferred tax liabilities or assets are expected to be settled or recovered.

Uncertainty over income tax treatments

In defining 'uncertainty', it shall be considered whether a particular tax treatment will be accepted by the relevant taxation authority. If it is deemed probable that the tax treatment will be accepted (where the term 'probable' is defined as 'more likely than not'), then the Group recognizes and measures its current/deferred tax asset or liabilities applying the requirements in IAS 12.

Conversely, when the Group feels that it is not likely that the taxation authority will accept the tax treatment for income tax purposes, the Group reflects the uncertainty in the manner that best predicts the resolution of the uncertain tax treatment.

For more information on uncertainty over tax treatments please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Since uncertain income tax positions meet the definition of income taxes, the Group presents uncertain tax liabilities/assets as current tax liabilities/assets or deferred tax liabilities/assets.

3. New and amended standards and interpretations

The Group has applied the following standards, interpretations and amendments that took effect as from January 1, 2025.

- *"Amendments to IAS 21 – The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability"*, issued in August 2023, clarify how to determine whether a currency is exchangeable for another and, when it is not, the exchange rate to be used.

  The amendments establish that a currency is considered exchangeable into another when it is possible to obtain the other currency through a market or exchange mechanism that creates enforceable rights and obligations with a normal administrative delay.

  The assessment of exchangeability must be made at a measurement date and for a specified purpose. If, in such circumstances, only an insignificant amount of the other currency can be obtained, then the currency is not exchangeable. In that case, an entity is required to estimate the spot exchange rate reflecting the rate at which an orderly exchange transaction would take place at the measurement date between market participants, under prevailing economic conditions.

  The amendments do not specify how to estimate the spot exchange rate for a currency that is not exchangeable, allowing the use of an observable exchange rate without adjustment or another estimation technique.

  Under the amendments, companies also need to provide new disclosures, providing information that enable users to assess how the fact that a currency is not exchangeable into another currency affects, or is expected to affect, their financial performance, financial position and cash flows.

  The application of the amendments has not had a material impact in these consolidated financial statements.

4. Minimum tax

The Pillar II – Global Anti-Base Erosion Model Rules (GloBE Rules), which are intended to ensure that large multinational enterprises pay a minimum level of income tax in each jurisdiction in which they operate, have been enacted or substantially enacted in certain jurisdictions in which the Enel Group operates. In general, the rules envisage the application of a "top-up" tax to the excess profit in a jurisdiction to bring the effective tax rate on that income up to a minimum of 15%.

For this purpose, the Group has developed a specific process for the management of its potential exposure to the top-up tax in such jurisdictions.

On the basis of this assessment, the potential top-up tax that the Enel Group will have to pay as the difference between the effective tax rates calculated per jurisdiction based on the GloBE Rules and the minimum rate of 15% will not have a significant impact.

In application of the provisions of "IAS 12 - International Tax Reform - Pillar II Model Rules", the Group applied the mandatory temporary exemption for the accounting of deferred taxes resulting from the application of Pillar II.

The Group will recognize the taxes resulting from the application of the regulations as current taxes when they are incurred (see note 24 "Deferred tax assets and liabilities").

5. Argentina - Hyperinflationary economy: impact of the application of IAS 29

As from July 1, 2018, the Argentine economy has been considered hyperinflationary based on the criteria established by "IAS 29 - Financial reporting in hyperinflationary economies". This designation is determined following an assessment of a series of qualitative and quantitative circumstances, including the presence of a cumulative inflation rate of more than 100% over the previous three years. For the purposes of preparing the consolidated financial statements at December 31, 2025, and in accordance with IAS 29, certain items of the statements of financial position of the investees in Argentina have been remeasured by applying the general consumer price index to historical data in order to reflect changes in the purchasing power of the Argentine peso at the reporting date for those companies.
Bearing in mind that the Enel Group acquired control of the Argentine companies on June 25, 2009, the remeasurement of the non-monetary financial statement figures was conducted by applying the inflation indices starting from that date. In addition to being already reflected in the opening statement of financial position, the accounting effects of that remeasurement also include changes during the period. More specifically, the effect of the remeasurement of non-monetary items, the equity items and the income statement items recognized in 2025, was recognized in a specific line of the income statement under financial income and expense. The associated tax effect was recognized in taxes for the year.

In order to also take account of the impact of hyperinflation on the exchange rate of the local currency, the income statement balances expressed in the hyperinflationary currency have been translated into the Group's presentation currency (euro) applying, in accordance with IAS 21, the closing exchange rate rather than the average rate for the year in order to adjust these amounts to present values.

The cumulative changes in the general price indices from December 31, 2018 until December 31, 2025 are shown in the following table:

Periods	Cumulative change in general consumer price index
From July 1, 2009 to December 31, 2018	346.30%
From January 1, 2019 to December 31, 2019	54.46%
From January 1, 2020 to December 31, 2020	35.41%
From January 1, 2021 to December 31, 2021	49.73%
From January 1, 2022 to December 31, 2022	97.08%
From January 1, 2023 to December 31, 2023	222.01%
From January 1, 2024 to December 31, 2024	109.22%
From January 1, 2025 to December 31, 2025	31.94%

In 2025 the application of IAS 29 generated net financial income (gross of tax) of €163 million.

The following tables report the effects of IAS 29 on the balance at December 31, 2025 and the impact of hyperinflation on the main income statement items for 2025, differentiating between that concerning the revaluation on the basis of the general consumer price index and that due to the application of the closing exchange rate rather than the average exchange rate for the period, in accordance with the provisions of IAS 21 for hyperinflationary economies.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro	Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2024	Hyperinflation effect for the period	Exchange differences	Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2025
Total assets	2,333	445	(887)	1,891
Total liabilities	710	191	(260)	641
Equity	1,623	254[1]	(627)	1,250

(1) The figure includes loss for the year equal to €35 million.

Millions of euro	IAS 29 effect	IAS 21 effect	Total effect at Dec. 31, 2025
Revenue	189	(232)	(43)
Costs	251[1]	(220)[2]	31
Operating profit/(loss)	**(62)**	**(12)**	**(74)**
Net financial income/(expense)	(47)	22	(25)
Net income/(expense) from hyperinflation	163	-	163
Pre-tax profit	**54**	**10**	**64**
Taxes	89	26	115
Profit/(Loss) for the year (owners of the Parent and non-controlling interests)	**(35)**	**(16)**	**(51)**
Attributable to owners of the Parent	(26)	(10)	(36)
Attributable to non-controlling interests	(9)	(6)	(15)

(1) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €131 million.
(2) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €(14) million.

6. Climate change disclosures

The move towards "net zero" is under way worldwide and the processes of decarbonization and electrification of the global economy are crucial to avoiding the serious consequences of global warming.
With this outlook, the Group has set its strategic guidelines as follows:

- allocate investments consistently with achieving 100% renewable generation by 2040;
- strengthen and digitize distribution grids, improving resilience to climate events;
- offer products and services to make electrification of consumption more efficient and simple.

Considering the risks related to climate change and the commitments established under the Paris Agreement, the Group has set the goal of zero net direct and indirect emissions by 2040 reflecting its impact on assets, liabilities, and profit or loss and highlighting its significant and foreseeable impacts as required under the Conceptual Framework of the international accounting standards.

In this regard, the Group provides explicit information in the notes to these consolidated financial statements regarding how climate change is reflected in our accounts.

For a more effective and comprehensive communication concerning climate change disclosures prepared as part of the notes to these consolidated financial statements, we have mapped this disclosure as shown below, providing references to the various sections where issues associated with climate change are addressed.

Topic	Note	Content
Estimates and judgments concerning climate change	Note 2.1 "Use of estimates and management judgment"	• Reference to management's use of estimates and judgments with regard to climate change (taking account of their materiality within financial reporting). • Focus on estimating expected cash flows from specific assets/CGUs (section: "Impairment of non-financial assets"). • Focus on the effects of the Group's commitments under the Paris Agreement and their impact on the estimation of the useful life of the assets involved (section "Determining the useful life of non-financial assets").
Sustainable investment	Note 18 "Property, plant and equipment"	• Focus on infrastructure associated with the development of the grid and investment in developing innovative solutions for customers.
Long-term renewable energy contracts	Note 48 "Risk management"	• Focus on main features of power purchase agreements (PPAs/Virtual PPAs).
Valuation of non-financial assets	Note 11.e "Depreciation, amortization and other impairment losses" Note 18 "Property, plant and equipment" Note 23 "Goodwill"	• Focus on the effects related to the commitments undertaken by the Group in line with the Paris Agreement in the context of the valuations of non-financial assets with particular reference to the residual useful life of certain assets and to the impairment tests.
Provisions	Note 39 "Provisions for risks and charges"	• Focus on provisions for the impact of climate change on distribution grids and generation plants, including those for decommissioning and restoration of sites, and possible provisions for restructuring plans linked to the energy transition.
Sustainability-linked finance	Note 47.3 "Borrowings" Note 59 "Events after the reporting period"	• Focus on: • issues of sustainability-linked bonds connected with the achievement of sustainability objectives in line with the SDGs issued by the UN; • Green Bonds used to finance specific sustainable Group projects and initiatives; • sustainable loans connected with the achievement of Sustainable Development Goals (SDGs).
Share-based payments	Note 52 "Share-based payments"	• Description of long-term incentive plans linked to the achievement of specific climate-related targets.
Environmental programs	Note 57 "Environmental programs"	• Description of costs relating to environmental compliance as required by national and international regulations. • Description of charges incurred for not having sufficient environmental certificates to meet environmental compliance regulations.

7. Discontinued operations

Within the "Europe" Geographical Area, in 2022 the Enel Group decided to divest certain major business lines, including in Romania. Since the discontinued operations represented a significant part of a geographic area in which the Group operates, the results relating to these assets have been classified in accordance with the provisions of IFRS 5, in a separate line of the consolidated income statement denominated "Profit/(Loss) from discontinued operations".

More specifically, the sale agreements relating to Romanian assets signed in 2022 and 2023 provided for a price adjustment mechanism to be paid by Enel upon the occurrence of certain contractual clauses.

The occurrence of these clauses in 2025 resulted in an obligation to pay the buyer a price adjustment of €36 million.

In accordance with the provisions of IFRS 5, which governs the presentation in the financial statements of profit or loss and the disclosures to be provided in the explanatory note on non-current assets held for sale and discontinued operations, the income statement below reports the results of discontinued operations for 2025.
The items are shown net of intercompany transactions which have been completely eliminated.

Millions of euro	2025	2024	Change
Revenue	-	-	-
Costs	-	-	-
Operating profit/(loss)	**-**	**-**	**-**
Financial (income)/expense	-	-	-
Share of profit/(loss) of equity-accounted investments	-	-	-
Pre-tax profit from discontinued operations	**-**	**-**	**-**
Income taxes	-	-	-
Profit/(Loss) Romania	**-**	**-**	**-**
Capital gains/(Capital losses) from disposal of discontinued operations	(36)	-	(36)
Profit/(Loss) from discontinued operations	**(36)**	**-**	**(36)**

Note that the recognition of the price adjustment had no monetary effect.

Changes in the consolidation scope

8. Main acquisitions and disposals during the year

In the two periods under review, the consolidation scope changed as a result of a number of transactions.

2024

- On January 4, 2024, Enel SpA, acting through the subsidiary Enel Green Power North America (EGPNA), finalized the sale of a renewable asset portfolio in the United States for a total €253 million. The assets sold included EGPNA's entire geothermal portfolio as well as a number of small solar plants, with a total capacity of about 150 MW of operating plants. The transaction had a positive impact on the Group result of €8 million. At December 31, 2023, the assets were reclassified under "Non-current assets held for sale and discontinued operations" resulting in an impairment loss of €34 million.
- On May 10, 2024, Enel Perú SAC, controlled by Enel SpA through Enel Américas SA, finalized the sale to Niagara Energy SAC of all the equity stakes held in the power generation companies Enel Generación Perú SAA and Compañía Energética Veracruz SAC for a total €1,198 million. The sale generated a positive impact of €9 million on Group profit for the period taking account of the negative effects associated with the release of the associated translation reserves.
- On June 12, 2024, Enel Perú SAC finalized the sale to North Lima Power Grid Holding SAC of all the equity stakes held in Enel Distribución Perú SAA and in the advanced energy services company Enel X Perú SAC for a total €2,880 million. The transaction generated a positive impact on Group profit of €509 million, taking account of the negative effects associated with the release of the associated translation reserves.
- At the beginning of October 2024 the Enel Group, acting through the subsidiary Enel North America, finalized the sale of assets related to the storage business in North America to MSS Energy Storage LLC (for assets in the United States) and MSS LP Holdings Inc. (for assets in Canada), for a total €160 million. The transaction generated a negative impact on Group profit of €44 million.
- On December 30, 2024 Enel SpA, acting through the subsidiary e-distribuzione SpA, finalized the sale to A2A of 90% of the share capital of Duereti Srl, a vehicle beneficiary of the contribution of electricity distribution services in a number of municipalities in the provinces of Milan and Brescia for €1,229 million. The overall transaction generated a positive impact on Group profit of €978 million.

2025

- On February 26, 2025, Endesa Generación finalized the acquisition of the entire share capital of Corporación Acciona Hidráulica SLU from Corporación Acciona Energías Renovables, a company of the Acciona Group. After the acquisition, the company changed its name to E-Generación Hidráulica SLU.
  The transaction was accounted in compliance with "IFRS 3 – Business Combinations". The total consideration for the acquisition came to €961 million, of which

€959 million in cash and a residual €2 million subject to compliance with certain contractual conditions.
At June 30, 2025 the price allocation process was completed, identifying the final fair value of the assets acquired and the liabilities and potential liabilities assumed. The goodwill definitively recognized at the completion of the price allocation process came to €125 million.
The accounting situation at the acquisition date after the final price allocation is detailed below.

Millions of euro	Carrying amount before PPA	Purchase price allocation adjustments	Carrying amount post PPA
Property, plant and equipment	474	498	972
Cash and cash equivalents	10	-	10
Other assets	17	-	17
Deferred tax liabilities	-	(125)	(125)
Liabilities	(38)	-	(38)
Net assets acquired	**463**	**373**	**836**
Purchase price	**961**	**-**	**961**
(of which cash)	*959*		*959*
Goodwill	498	(373)	125

The transaction generated an impact on net financial debt of €949 million, net of cash and cash equivalents acquired of €10 million.
On July 1, 2025, the company merged into Endesa Generación with accounting effect on February 26, 2025.

- On July 31, 2025, Enel Green Power España SLU, a Group subsidiary controlled by Enel SpA through Endesa SA, acquired full ownership of Compañía Eólica Tierras Altas SA (Cetasa), previously held at 37.5% and consolidated using the equity method.

The consideration for the acquisition of the residual 62.5% was €45 million, of which €43 million had already been paid in cash.
The price allocation process was completed identifying the final fair value of the assets acquired and the liabilities and potential liabilities assumed, recognizing goodwill of €19 million.
The accounting situation at the acquisition date after the final allocation of the price is defined as detailed below.

Millions of euro	Carrying amount before PPA	Purchase price allocation adjustments	Carrying amount post PPA
Property, plant and equipment	12	42	54
Deferred tax income	1	-	1
Cash and cash equivalents	14	-	14
Other assets	2	-	2
Liabilities	(8)	(10)	(18)
Net assets acquired	**21**	**32**	**53**
Purchase price	**45**	**-**	**45**
(of which cash)	*43*	-	*43*
Fair value of interest already held	**27**	**-**	**27**
Goodwill	51	(32)	19

Following the acquisition, the interest already held at the carrying amount of €8 million was revalued at the fair value of €27 million, with an impact on profit of €19 million (€14 million on Group profit).

- On October 1, 2025, Enel Green Power North America (EGPNA) closed a swap transaction with Gulf Pacific Power (GPP). Pursuant to the agreement, EGPNA increased to 51% its stake in a number of corporate vehicles owning wind farms. At the same time, the company disposed of a number of minority interests in wind farms and its entire stake in another wind facility, for a cash consideration of about €44 million.

The transaction was accounted in compliance with "IFRS 3 – Business Combinations". The total consideration for the acquisition came to €162 million, of which €44 million in cash and the remainder equivalent to the fair value of the plants sold.

The price allocation process was completed identifying an impairment loss of €57 million.

The accounting situation at the date of acquisition after final price allocation is detailed below.

Millions of euro	Carrying amount before PPA	Purchase price allocation adjustments	Carrying amount post PPA
Property, plant and equipment	314	(62)	252
Intangible assets	-	24	24
Inventories	3	-	3
Cash and cash equivalents	6	-	6
Other assets	8	-	8
Borrowings	(39)	(5)	(44)
Payables to non-controlling interests	-	(122)	(122)
Provisions for risks and charges and employee benefits	(10)	(6)	(16)
Current liabilities	(6)	-	(6)
Net assets acquired	**276**	**(171)**	**105**
Total net assets sold			**118**
Cash			**44**
Purchase price			**162**
(of which cash)			*44*
Impairment loss			**(57)**

Other changes

- On May 23 2025, Enel SpA, acting through the subsidiary Enel Produzione SpA, finalized the sale to Energetický a průmyslový holding (EPH) of the share capital held in Slovak Power Holding BV, an equity-accounted company owning 66% of Slovenské elektrárne AS. The sale followed the exercise by EPH of the early call option foreseen by agreements signed between 2015 and 2020, for the sale of 100% of Slovak Power Holding for a total consideration of €150 million, already paid at the time of the first sale transaction in 2016.
  The completion of the transaction generated a negative impact on the Group net income of €341 million, connected with the release of equity reserves associated with the equity-accounted investment.
- On 2 October, 2025, Enel Green Power España SLU, a Group company controlled through Endesa SA, finalized the sale to Masdar of 49.99% of the share capital in Enel Green Power España Solar 2 SLU, a vehicle owning Endesa photovoltaic assets operating in Spain, for an overall installed capacity of 446 MW, for a consideration of €182 million. The transaction had no impact on the Group economic results as Enel continues to maintain control and therefore fully consolidate Enel Green Power España Solar 2.
- On October 8, 2025, Enel X Srl acquired full control of Ewiva Srl, previously 50% owned and equity-accounted by the Group.
  The consideration for the acquisition of the remaining 50% was €30 million paid in cash, with recognition of property, plant and equipment of €87 million.
  The Group will identify the fair value of the assets acquired and liabilities assumed within 12 months after the acquisition date.
  The difference of €5 million between the value of the net assets acquired and the purchase price and the interest already held was temporarily allocated to badwill, pending the completion of the price allocation process.
  Following the acquisition, the remeasurement of the interest already held for a carrying amount of €33 million resulted in a fair value of €30 million, with a negative impact on profit of €3 million.
- On December 15, 2025, the Group, acting through the subsidiary Enel Green Power Germany, acquired a portfolio of onshore wind farms in Germany with a total installed capacity of 51 MW, for €44 million, €43 million of which reflecting amounts due by the acquired companies to the seller. The transaction resulted in the recognition of provisional goodwill of €44 million and property, plant and equipment of €34 million. The Group will identify the fair value of the assets acquired and liabilities assumed within 12 months after the acquisition date.

9. Performance and financial position by Business Line and Geographical Area

The representation of performance by business line is based on the approach used by management in monitoring Group performance and communicating its results to the market, taking account of the operational model adopted by the Group.
The business line is therefore the main discriminant in the analyses performed and decisions taken by the management of the Enel Group, and is fully consistent with the internal reporting prepared for these purposes since the results are measured and evaluated first and foremost for each business line and only thereafter are they broken down by geographical area.

In this regard, note that starting with the presentation of the performance of Segments in 2025, management deemed appropriate, also in line with the regulatory systems of the various countries, to include the results of some activities in Latin America, previously allocated to the End-user Markets Business Line, under energy distribution operations of the Enel Grids Business Line. Moreover, in application of a new organizational arrangement, management also decided to reallocate the performance and financial data of the 3SUN subsidiary from Enel Green Power to the Holding and Services Business Line. Following these changes, the figures for the previous year have been adjusted for comparative purposes only.

Performance by Business Line

Results for 2025[1]

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment[2]	Eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	18,616	7,551	20,294	33,776	109	80,346	-	80,346
Revenue and other income from transactions with other segments	9,306	4,098	2,517	1,490	2,014	19,425	(19,425)	-
Total revenue	**27,922**	**11,649**	**22,811**	**35,266**	**2,123**	**99,771**	**(19,425)**	**80,346**
Total costs	26,423	5,220	13,932	30,530	2,340	78,445	(19,425)	59,020
Net results from commodity contracts	1,226	73	-	(559)	7	747	-	747
Depreciation and amortization	850	2,111	3,021	901	216	7,099	-	7,099
Impairment losses	1,179	1,160	498	900	13	3,750	-	3,750
Impairment gains	(39)	(19)	(48)	(203)	-	(309)	-	(309)
Operating profit/(loss)	**735**	**3,250**	**5,408**	**2,579**	**(439)**	**11,533**	**-**	**11,533**
Capital expenditure	**591**	**1,939[3]**	**7,029**	**850**	**262**	**10,671**	**-**	**10,671**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €2 million classified as held for sale.

Results for 2024[1]

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment[2]	Eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	10,355	8,940	22,126	37,538	(12)	78,947	-	78,947
Revenue and other income from transactions with other segments	13,921	3,299	2,789	2,644	1,956	24,609	(24,609)	-
Total revenue	**24,276**	**12,239**	**24,915**	**40,182**	**1,944**	**103,556**	**(24,609)**	**78,947**
Total costs	22,781	5,542	14,403	34,741	2,500	79,967	(24,609)	55,358
Net results from commodity contracts	1,673	(22)	-	(1,171)	(3)	477	-	477
Depreciation and amortization	788	1,697	3,097	842	259	6,683	-	6,683
Impairment losses	77	425	335	1,343	2	2,182	-	2,182
Impairment gains	(17)	(13)	(91)	(171)	(1)	(293)	-	(293)
Operating profit/(loss)	**2,320**	**4,566**	**7,171**	**2,256**	**(819)**	**15,494**	**-**	**15,494**
Capital expenditure	**673[3]**	**3,055[3]**	**5,868[4]**	**971[5]**	**254[6]**	**10,821**	**-**	**10,821**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €13 million classified as held for sale.
(3) Does not include €9 million classified as held for sale.
(4) Does not include €62 million classified as held for sale.
(5) Does not include €14 million classified as held for sale.
(6) Does not include €91 million classified as held for sale.

Performance by Geographical Area

Results for 2025[1]

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	Argentina	Brazil	Chile	Colombia and Central America	United States and Canada	Mexico	Rest of the World - Other countries	Rest of the World eliminations	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	39,914	21,383	18,890	1,315	7,893	4,133	3,508	1,524	293	330	(106)	159	80,346
Revenue and other income from transactions with other segments	226	4	103	-	-	7	-	-	(8)	6	98	(333)	-
Total revenue	**40,140**	**21,387**	**18,993**	**1,315**	**7,893**	**4,140**	**3,508**	**1,524**	**285**	**336**	**(8)**	**(174)**	**80,346**
Total costs	29,778	15,807	13,389	1,121	5,906	2,850	1,921	772	229	597	(7)	46	59,020
Net results from commodity contracts	577	92	70	-	(1)	1	1	62	4	2	1	8	747
Depreciation and amortization	2,609	2,139	2,167	140	652	348	257	520	202	46	2	184	7,099
Impairment losses	1,665	625	1,370	60	325	64	25	863	(8)	44	(3)	90	3,750
Impairment gains	(19)	(267)	(22)	-	(10)	1	(8)	(5)	-	-	1	(1)	(309)
Operating profit/ (loss)	**6,684**	**3,175**	**2,159**	**(6)**	**1,019**	**878**	**1,314**	**(563)**	**(134)**	**(349)**	**-**	**(485)**	**11,533**
Capital expenditure	**5,807**	**1,995**	**2,646**	**200**	**1,205**	**412**	**642**	**145**	**21**	**21[2]**	**-**	**223**	**10,671**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €2 million classified as held for sale.

Results for 2024[1]

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	Argentina	Brazil	Chile	Colombia and Central America	United States and Canada	Mexico	Rest of the World - Other countries	Rest of the World eliminations	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	36,093	21,285	21,444	1,355	7,685	3,889	3,672	1,990	359	2,344	(50)	125	78,947
Revenue and other income from transactions with other segments	159	11	46	-	-	9	-	1	(1)	4	33	(216)	-
Total revenue	**36,252**	**21,296**	**21,490**	**1,355**	**7,685**	**3,898**	**3,672**	**1,991**	**358**	**2,348**	**(17)**	**(91)**	**78,947**
Total costs	25,663	15,199	14,295	1,309	5,626	3,208	2,503	798	238	630	(17)	201	55,358
Net results from commodity contracts	1,496	(908)	(107)	-	1	(18)	(1)	(73)	(16)	-	-	(4)	477
Depreciation and amortization	2,453	1,981	2,027	145	702	296	264	481	37	102	-	222	6,683
Impairment losses	964	534	592	46	238	51	74	148	2	33	-	92	2,182
Impairment gains	(47)	(218)	(28)	-	(3)	-	(3)	(21)	(2)	1	-	-	(293)
Operating profit/ (loss)	**8,715**	**2,892**	**4,497**	**(145)**	**1,123**	**325**	**1,033**	**512**	**67**	**1,582**	**-**	**(610)**	**15,494**
Capital expenditure	**5,253**	**1,979**	**3,348[3]**	**179**	**1,286**	**540**	**478**	**833[3]**	**26**	**6[4]**	**-**	**241[5]**	**10,821**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €98 million classified as held for sale.
(3) Does not include €96 million classified as held for sale.
(4) Does not include €2 million classified as held for sale.
(5) Does not include €91 million classified as held for sale and referring to investments in the first five months of 2024 made by the company 3SUN, which since June 2024 has however been reclassified among "held-for-use" assets and liabilities, as the conditions that had determined the previous classification pursuant to IFRS 5 no longer apply.

Financial position by Business Line

At December 31, 2025

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	6,410	40,884	44,306	961	1,789	94,350	(1)	94,349
Intangible assets	153	4,958	18,115	4,623	334	28,183	(1)	28,182
Non-current and current contract assets	6	14	621	122	9	772	(3)	769
Trade receivables	3,469	2,735	8,767	4,429	1,364	20,764	(6,168)	14,596
Other	2,034	1,681	3,204	1,233	3,912	12,064	(4,973)	7,091
Operating assets	**12,072**[1]	**50,272**[2]	**75,013**[3]	**11,368**[4]	**7,408**[5]	**156,133**	**(11,146)**	**144,987**
Trade payables	3,383	2,458	5,452	5,068	1,127	17,488	(5,607)	11,881
Non-current and current contract liabilities	305	197	7,805	52	4	8,363	(35)	8,328
Sundry provisions	3,240	1,794	1,733	737	1,236	8,740	(52)	8,688
Other	1,216	2,651	9,489	3,805	5,578	22,739	(5,320)	17,419
Operating liabilities	**8,144**[6]	**7,100**[7]	**24,479**[8]	**9,662**	**7,945**[9]	**57,330**	**(11,014)**	**46,316**

(1) Of which €38 million classified as held for sale.
(2) Of which €834 million classified as held for sale.
(3) Of which €21 million classified as held for sale.
(4) Of which €3 million classified as held for sale.
(5) Of which €31 million classified as held for sale.
(6) Of which €131 million classified as held for sale.
(7) Of which €158 million classified as held for sale.
(8) Of which €4 million classified as held for sale.
(9) Of which €35 million classified as held for sale.

At December 31, 2024

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	8,128	42,395	41,679	975	1,638	94,815	(1)	94,814
Intangible assets	199	5,048	18,333	4,777	362	28,719	-	28,719
Non-current and current contract assets	12	13	535	163	3	726	(3)	723
Trade receivables	4,648	2,961	8,279	5,600	1,325	22,813	(6,864)	15,949
Other	6,457	571	2,459	2,984	5,590	18,061	(10,880)	7,181
Operating assets	**19,444**[1]	**50,988**[2]	**71,285**[3]	**14,499**	**8,918**	**165,134**	**(17,748)**	**147,386**
Trade payables	5,104	3,420	5,049	5,520	1,187	20,280	(6,575)	13,705
Non-current and current contract liabilities	175	254	7,645	71	4	8,149	(19)	8,130
Sundry provisions	3,514	1,593	2,380	751	1,273	9,511	(56)	9,455
Other	5,322	873	9,512	7,211	5,196	28,114	(10,867)	17,247
Operating liabilities	**14,115**[4]	**6,140**[5]	**24,586**[6]	**13,553**	**7,660**	**66,054**	**(17,517)**	**48,537**

(1) Of which €189 million classified as held for sale.
(2) Of which €116 million classified as held for sale.
(3) Of which €37 million classified as held for sale.
(4) Of which €12 million classified as held for sale.
(5) Of which €12 million classified as held for sale.
(6) Of which €17 million classified as held for sale.

Financial position by Geographical Area

At December 31, 2025

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	Argentina	Brazil	Chile	Colombia and Central America	United States and Canada	Mexico	Rest of the World - Other countries	Rest of the World eliminations	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	37,813	24,391	31,187	2,034	4,750	7,023	5,910	10,329	647	495	(1)	958	94,349
Intangible assets	2,984	16,091	8,697	126	3,574	2,505	2,027	228	(1)	237	1	410	28,182
Non-current and current contract assets	61	44	642	-	627	-	-	13	1	1	-	22	769
Trade receivables	6,613	3,093	4,792	267	1,943	1,951	366	159	62	72	(28)	98	14,596
Other	2,563	2,818	1,725	63	775	342	182	229	169	88	(123)	(15)	7,091
Operating assets	**50,034**[1]	**46,437**[2]	**47,043**	**2,490**	**11,669**	**11,821**	**8,486**[3]	**10,958**	**878**[4]	**893**[5]	**(151)**	**1,473**	**144,987**
Trade payables	5,800	1,912	4,895	372	1,591	2,004	470	320	71	98	(31)	(726)	11,881
Non-current and current contract liabilities	4,205	3,873	269	-	226	-	43	-	-	-	-	(19)	8,329
Sundry provisions	3,263	2,847	1,685	44	759	264	353	219	6	39	1	693	8,688
Other	7,553	3,296	4,690	451	2,105	626	203	1,155	229	45	(124)	1,880	17,419
Operating liabilities	**20,821**	**11,928**[6]	**11,539**	**867**	**4,681**	**2,894**	**1,069**	**1,694**	**306**[7]	**182**[8]	**(154)**	**2,028**[9]	**46,316**

(1) Of which €6 million classified as held for sale.
(2) Of which €28 million classified as held for sale.
(3) Of which €2 million classified as held for sale.
(4) Of which €858 million classified as held for sale.
(5) Of which €8 million classified as held for sale.
(6) Of which €15 million classified as held for sale.
(7) Of which €163 million classified as held for sale.
(8) Of which €8 million classified as held for sale.
(9) Of which €35 million classified as held for sale.

At December 31, 2024

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	Argentina	Brazil	Chile	Colombia and Central America	United States and Canada	Mexico	Rest of the World - Other countries	Rest of the World eliminations	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	35,910	23,553	34,457	2,430	4,748	7,089	5,423	12,733	691	543	-	894	94,814
Intangible assets	3,070	16,065	9,085	141	3,777	2,574	2,043	324	35	191	-	499	28,719
Non-current and current contract assets	61	82	560	-	517	-	-	8	3	32	-	20	723
Trade receivables	7,404	3,442	5,013	246	1,565	2,456	400	165	92	106	(37)	90	15,949
Other	3,145	2,347	1,591	76	694	206	196	176	178	91	(16)	98	7,181
Operating assets	**49,590**	**45,489**[1]	**50,706**[2]	**2,893**	**11,311**	**12,925**	**8,062**[3]	**13,406**	**1,199**	**963**[4]	**(53)**	**1,601**	**147,386**
Trade payables	6,774	2,270	5,277	543	1,366	2,286	435	389	132	160	(34)	(616)	13,705
Non-current and current contract liabilities	4,253	3,802	108	-	70	-	38	-	-	-	-	(33)	8,130
Sundry provisions	3,504	3,000	2,103	50	1,215	327	302	181	4	24	-	848	9,455
Other	7,134	3,093	5,545	490	1,971	1,102	174	1,629	126	68	(19)	1,475	17,247
Operating liabilities	**21,665**	**12,165**[5]	**13,033**[6]	**1,083**	**4,622**	**3,715**	**949**	**2,199**	**262**	**252**[7]	**(49)**	**1,674**	**48,537**

(1) Of which €37 million classified as held for sale.
(2) Of which €306 million classified as held for sale.
(3) Of which €49 million classified as held for sale.
(4) Of which €257 million classified as held for sale.
(5) Of which €17 million classified as held for sale.
(6) Of which €28 million classified as held for sale.
(7) Of which €28 million classified as held for sale.

The following table reconciles segment assets and liabilities and the consolidated figures.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Total assets	**178,657**	**187,139**
Equity-accounted investments	1,317	1,456
Other non-current financial assets	9,642	9,610
Non-current tax assets included in "Other non-current assets"	935	1,114
Other current financial assets	6,349	8,366
Cash and cash equivalents	5,065	6,051
Deferred tax assets	8,830	9,025
Tax assets	1,331	2,059
Financial and tax assets of "Assets classified as held for sale"	201	72
Segment assets	**144,987**	**147,386**
Total liabilities	**131,852**	**137,968**
Long-term borrowings	56,983	60,000
Non-current financial derivative liabilities	3,314	2,915
Other non-current financial liabilities	414	64
Short-term borrowings	2,975	3,645
Current portion of long-term borrowings	8,803	7,439
Other current financial liabilities	3,253	4,429
Deferred tax liabilities	7,813	7,951
Income tax liabilities	541	1,589
Other tax liabilities	866	1,289
Financial and tax liabilities of "Liabilities included in disposal groups classified as held for sale"	554	110
Segment liabilities	**46,316**	**48,537**

Information on the consolidated income statement

Revenue

10.a Revenue from sales and services – *€78,057 million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Sale of electricity	39,844	43,478	(3,634)	-8.4%
Transport of electricity	12,826	12,072	754	6.2%
Fees from network operators	1,494	961	533	55.5%
Transfers from institutional market operators	1,573	1,747	(174)	-10.0%
Sale of gas	5,169	5,875	(706)	-12.0%
Transport of gas	670	564	106	18.8%
Sale of fuels	1,378	1,578	(200)	-12.7%
Fees for connection to electricity and gas networks	989	1,002	(13)	-1.3%
Revenue from construction contracts	1,260	1,054	206	19.5%
Sale of environmental certificates	72	132	(60)	-45.5%
Sale of value-added services	1,237	1,263	(26)	-2.1%
Other sales and services	916	900	16	1.8%
Total IFRS 15 revenue	**67,428**	**70,626**	**(3,198)**	**-4.5%**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	9,266	4,598	4,668	-
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period	1,339	(1,333)	2,672	-
Other revenue	24	23	1	4.3%
Total revenue from sales and services	**78,057**	**73,914**	**4,143**	**5.6%**

Revenue from the "sale of electricity" amounted to €39,844 million, down €3,634 million compared with 2024 (-8.4%), mainly reflecting lower sales volumes, especially in Italy (€2,986 million), as a result of the normalization of sales prices in the residential and business segments, also following the elimination of the enhanced protection market, and in Peru (€568 million) following the sale of generation and distribution assets. The decrease was partly offset by an increase in revenue from "transport of electricity" (€754 million), particularly significant in Italy (€550 million) and attributable to the increase in the remuneration of distribution and metering cost applied to low- and medium-voltage customers.

"Fees from network operators" increased by €533 million compared to 2024, mainly in Italy, reflecting higher fees for electricity system security services and capacity remuneration mechanisms (capacity market).

Revenue from the "sale of gas" in 2025 amounted to €5,169 million, a decrease of €706 million on the previous year. This decrease is attributable to the decrease in sales volumes and the updating of contractual conditions applied to end customers mainly in Italy (€605 million).

The increase in revenue from "sales of commodities under contracts with physical settlement", measured at fair value through profit or loss within the scope of IFRS 9 (€4,668 million) and "gain/(loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period" (€2,672 million) mainly refers to gas, primarily reflecting the increase in average prices compared with the reference scenario in the settlement time period.

The following table shows the net results on contracts for the sale or purchase of commodities with physical settlement measured at fair value through profit or loss within the scope of IFRS 9.

Millions of euro	2025	2024	Change	
Fair value gain/(loss) on contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9) closed in the period				
Sales contracts				
Electricity sales	1,014	919	95	10.3%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	85	1	84	-
Total electricity	**1,099**	**920**	**179**	**19.5%**
Sale of gas	8,233	3,599	4,634	-
Fair value gain/(loss) on closed contracts	1,242	(1,482)	2,724	-
Total gas	**9,475**	**2,117**	**7,358**	**-**
Sale of emissions allowances	14	74	(60)	-81.1%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	12	139	(127)	-91.4%
Total emissions allowances	**26**	**213**	**(187)**	**-87.8%**
Sale of guarantees of origin	5	6	(1)	-16.7%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	-	9	(9)	-
Total guarantees of origin	**5**	**15**	**(10)**	**-66.7%**
Total revenue	**10,605**	**3,265**	**7,340**	**-**
Purchase contracts				
Purchase of electricity	955	872	83	9.5%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	81	555	(474)	-85.4%
Total electricity	**1,036**	**1,427**	**(391)**	**-27.4%**
Purchase of gas	8,125	4,793	3,332	69.5%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	1,088	(2,173)	3,261	-
Total gas	**9,213**	**2,620**	**6,593**	**-**
Purchase of emissions allowances	30	236	(206)	-87.3%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	51	(30)	81	-
Total emissions allowances	**81**	**206**	**(125)**	**-60.7%**
Purchase of guarantees of origin	89	14	75	-
Fair value gain/(loss) on closed contracts	(2)	(28)	26	92.9%
Total guarantees of origin	**87**	**(14)**	**101**	**-**
Total costs	**10,417**	**4,239**	**6,178**	**-**
Net revenue/(costs) on contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9) closed in the period	**188**	**(974)**	**1,162**	**-**
Gain/(Loss) from measurement of outstanding contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9)				
Sales contracts				
Electricity	35	(57)	92	-
Gas	1,596	(647)	2,243	-
Emissions allowances	(54)	(15)	(39)	-
Guarantees of origin	1	9	(8)	-88.9%
Total	**1,578**	**(710)**	**2,288**	**-**
Purchase contracts				
Electricity	6	(626)	632	-
Gas	1,518	(1,187)	2,705	-
Emissions allowances	(113)	(37)	(76)	-
Guarantees of origin	(136)	51	(187)	-
Total	**1,275**	**(1,799)**	**3,074**	**-**
Gain/(Loss) from measurement of outstanding contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9)	**303**	**1,089**	**(786)**	**-72.2%**
TOTAL NET REVENUE/(COSTS) ON CONTRACTS WITH PHYSICAL SETTLEMENT (WITHIN THE SCOPE OF IFRS 9)	**491**	**115**	**376**	**-**

Revenue from contracts with customers (IFRS 15) breaks down into "point in time" and "over time" revenue as indicated in the following table.

	2025									
	Italy		Iberia		Rest of the World		Other, eliminations and adjustments		Total	
Millions of euro	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Total IFRS 15 revenue	**27,623**	**794**	**20,498**	**670**	**17,490**	**283**	**29**	**41**	**65,640**	**1,788**

	2024									
	Italy		Iberia		Rest of the World		Other, eliminations and adjustments		Total	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Total IFRS 15 revenue	**30,167**	**990**	**20,207**	**690**	**18,227**	**239**	**54**	**52**	**68,655**	**1,971**

The table below gives a breakdown of revenue from sales and services by geographical area.

Millions of euro	2025	2024
Italy	30,458	30,987
Europe		
Iberia	19,104	19,076
France	1,185	1,017
Switzerland	1,795	788
Germany	827	729
Austria	170	93
Slovenia	40	26
Romania	-	17
Greece	19	18
Belgium	235	30
Czech Republic	138	42
Hungary	1	-
The Netherlands	6	68
United Kingdom	3,871	1,692
Other European countries	2,267	683
Americas		
United States	941	719
Canada	31	42
Mexico	274	331
Brazil	7,746	7,561
Chile	3,915	3,793
Peru	69	667
Colombia	3,165	3,512
Argentina	1,216	1,333
Panama	187	213
Costa Rica	19	20
Guatemala	92	84
Other		
Africa	94	103
Asia	175	249
Oceania	17	21
Total	**78,057**	**73,914**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Performance obligations

The following table provides information about the Group's performance obligations arising from contracts with customers with reference to the main revenue streams only, with a summary of the specific judgments made and the related revenue recognition policies. For information on the use of estimates with revenue from contracts with customers, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Type of product/ service	Nature and timing of satisfaction of performance obligation	Accounting policies
Sale of electricity produced by the Group	In order to determine the nature of the promise contained in these contracts with customers for the sale of electricity, the Group carefully analyzes the facts and circumstances applicable to each contract. For the sale of electricity on power exchanges, the facts and circumstances (including the intrinsic characteristics of the commodity, contractual terms, information regarding infrastructure and other delivery mechanisms) generally indicate that the performance obligation is a service in which the customer simultaneously receives and consumes the benefits of the commodity as it is delivered. Thus, the Group identifies a performance obligation satisfied over time as part of a series of distinct goods/services (i.e. each unit of commodity) that are substantialy the same and have the same pattern of transfer to the customer.	The Group applies an output method to recognize revenue from the sale of electricity on power exchanges, recognized over time, so as to recognize revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer if that amount corresponds directly with the value to the customer of the performance completed to date, i.e. at the price defined in the market (without variable consideration).
Network connection services	The network connection fees received from customers for connecting them to the electricity/gas distribution networks require a specific Group assessment to take into consideration a number of factors. This assessment is intended to determine whether the contract includes other distinct goods or services, such as for example the right to obtain ongoing access to the infrastructure in order to receive the commodity or, when the connection fee is a "non-refundable up-front fee" paid at or near contract inception, a material right that gives rise to a performance obligation. In particular, in some countries in which the Group operates, it has determined that the nature of the consideration received represents a "non-refundable up-front fee" whose payment provides a material right to the customer. In order to determine if the period over which this material right should be recognized extends beyond the initial contractual period, the Group also takes into consideration applicable local legal and regulatory framework.	Revenue from monetary and in-kind fees for connection to the electricity and gas distribution network is recognized on the basis of the satisfaction of the performance obligations included in the contract. The identification of distinct goods or services requires a careful analysis of the terms and conditions of the connection arrangements, which could vary from country to country based on the local context, regulations and law. In order to finalize this assessment, the Group considers not only the characteristics of the goods/services themselves (i.e. the good or service is capable of being distinct) but also the implied promises for which the customer has a valid expectation as it views those promises as part of the negotiated exchange. Furthermore, the Group acts as an agent in some contracts for electricity/gas network connection services and other related activities, depending on local legal and regulatory framework. In such cases, it recognizes revenue on a net basis, corresponding to any fee or commission to which it expects to be entitled.
Sale/Transport of electricity/gas to end users	An electricity/gas supply agreement signed with an end user includes a single performance obligation (sale and transport of the commodity) because the Group has determined that the contract does not provide distinct goods/services and the promise is satisfied by transferring control over the commodity to the customer when it is delivered at the point of delivery. In order to determine the nature of the promise included in such contracts, the Group carefully analyzes the facts and circumstances applicable to each contract and commodity. However, the Group considers that the performance obligation provided for in a repetitive service contract, such as a supply contract for the provision of electricity/ gas to end users, is typically satisfied over time (because the customer simultaneously receives and consumes the benefits of the commodity as it is delivered) as part of a series of distinct goods/services (i.e. each unit of commodity) that are substantially the same and have the same pattern of transfer to the customer.	The Group applies an output method to recognize revenue from the sale and transport of electricity/ gas to end users, so as to recognize revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer if that amount corresponds directly with the value to the customer of the performance completed to date, i.e. the quantities provided during the period, even if these have not yet been invoiced; this revenue is determined using estimates as well as periodic meter readings. Where applicable, this revenue is based on the rates and related restrictions established by law or by the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment (ARERA) and analogous foreign authorities during the applicable period.

Continues >>

>> Continued

Construction contracts	The construction contracts typically include a performance obligation satisfied over time. For these contracts, the Group generally considers it appropriate to use an input method for measuring progress, except when a specific contract analysis suggests the use of an alternative method that better depicts the Group's performance obligation fulfilled at the reporting date.	For construction contracts that include a performance obligation satisfied over time, the Group recognizes revenue over time by measuring progress towards the complete satisfaction of that performance obligation. The cost-to-cost method is generally considered the best method to depict the Group's performance obligation fulfilled at the reporting date.
Concession service arrangements (within the scope of IFRIC 12)	The Group, as concession holder, provides services for the construction/upgrade of the infrastructure used for the provision of public services and/or services for the operation and maintenance of the infrastructure itself for the period of the concession. For performance obligations related to infrastructure construction and improvement, please refer to the section "Construction contracts". As far as revenue from operating services is concerned, please refer to the sections "Sale of electricity produced by the Group" and "Sale/Transport of electricity/gas to end users".	When the Group provides construction/upgrade services, it recognizes intangible assets and/or financial assets, depending on the characteristics of the service concession arrangement. The amounts received or receivable relating to both components are initially recognized as revenue from contracts with customers. For more details on revenue recognition, please refer to the section "Construction contracts". Furthermore, the component recognized in profit or loss deriving from the remeasurement at fair value of the financial assets in respect of service concession arrangements for the distribution business in Brazil is also classified as revenue, in order to adequately reflect the business model in line with the related concession agreement. Revenue from management and maintenance activities is recognized as revenue from the sale of electricity on the market or to end users (please refer to sections "Sale of electricity produced by the Group" and "Sale/Transport of electricity/gas to end users", respectively).

10.b Other income – *€2,289 million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Grants for environmental certificates[1]	225	294	(69)	-23.5%
Other operating grants	64	60	4	6.7%
Capital grants (electricity and gas business)	33	30	3	10.0%
Sundry reimbursements	535	401	134	33.4%
Gains on the disposal of subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale	34	2,351	(2,317)	-98.6%
Gain from sale of property, plant and equipment and intangible assets	50	90	(40)	-44.4%
Service continuity bonuses	11	12	(1)	-8.3%
Other income	1,337	1,795	(458)	-25.5%
Total	**2,289**	**5,033**	**(2,744)**	**-54.5%**

(1) For more on "Grants for environmental certificates", please see note 57 "Environmental programs".

The item in 2025 came to €2,289 million, down by €2,744 million on the previous year, mainly reflecting the decrease in gains on the disposal of companies of €34 million (from €2,351 million in 2024, when the item mainly included gains on the disposal of electricity generation and distribution assets in Peru, in the amount of €1,347 million, and gains from the sale of electricity distribution assets in a number of municipalities in the provinces of Milan and Brescia, in the amount of €989 million).

"Other income" decreased by €458 million compared to 2024 mainly due to the decrease in income from tax partnership agreements in North America.

The following tables show a breakdown of total revenue by business line based on the approach used by management to monitor the Group's performance during the two years under review.

Millions of euro	2025							
	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Total IFRS 15 revenue	**17,677**	**10,355**	**22,096**	**34,909**	**2,041**	**87,078**	**(19,650)**	**67,428**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	9,657	-	-	-	-	9,657	(391)	9,266
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period	1,339	-	-	-	-	1,339	-	1,339
Other revenue	3	4	20	2	16	45	(21)	24
Total revenue from sales and services	**28,676**	**10,359**	**22,116**	**34,911**	**2,057**	**98,119**	**(20,062)**	**78,057**
Other income	**(754)**	**1,290**	**695**	**355**	**66**	**1,652**	**637**	**2,289**
TOTAL REVENUE	**27,922**	**11,649**	**22,811**	**35,266**	**2,123**	**99,771**	**(19,425)**	**80,346**

Millions of euro	2024							
	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Total IFRS 15 revenue	**19,088**	**10,411**	**22,165**	**39,752**	**1,900**	**93,316**	**(22,690)**	**70,626**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	6,344	-	-	-	-	6,344	(1,746)	4,598
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period	(1,333)	-	-	-	-	(1,333)	-	(1,333)
Other revenue	11	2	18	-	19	50	(27)	23
Total revenue from sales and services	**24,110**	**10,413**	**22,183**	**39,752**	**1,919**	**98,377**	**(24,463)**	**73,914**
Other income	**166**	**1,826**	**2,732**	**430**	**25**	**5,179**	**(146)**	**5,033**
TOTAL REVENUE	**24,276**	**12,239**	**24,915**	**40,182**	**1,944**	**103,556**	**(24,609)**	**78,947**

Costs

11.a Electricity, gas and fuel – *€33,869 million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Electricity	17,487	19,348	(1,861)	-9.6%
- of which purchases under contracts with physical settlement (IFRS 9)	*955*	*872*	*83*	*9.5%*
Gas	13,875	10,739	3,136	29.2%
- of which purchases under contracts with physical settlement (IFRS 9)	*8,125*	*4,793*	*3,332*	*69.5%*
Fair value gain/(loss) on contracts for purchase of electricity and gas with physical settlement closed during the period	1,169	(1,618)	2,787	-
Nuclear fuel	121	103	18	17.5%
Other fuels	1,217	1,710	(493)	-28.8%
Total	**33,869**	**30,282**	**3,587**	**11.8%**

Costs for the purchase of electricity decreased by €1,861 million, mainly:

- in Italy (€1,347 million) mainly reflecting the decrease in volumes associated with the elimination of the enhanced protection market and the adoption of a free market strategy focused on the consumer and small business segments;
- in Colombia (€551 million) mainly reflecting the increase in electricity generation, primarily from hydroelectric sources, compared with 2024 which was impacted by anomalous weather patterns due to El Niño;
- in Peru (€219 million) for the sale of generation and distribution assets.

These effects were partly offset by the increase in electricity purchase costs in Spain (€447 million) due to higher average costs.

Costs for the purchase of gas increased by €3,136 million, essentially related to costs for purchase under contracts measured at fair value, which essentially reflects the increase in average prices.

The fair value result on contracts for the purchase of electricity and gas closed during the period improved by €2,787 million compared with the previous year, mainly attributable to gas.

The €493 million decrease in "Other fuels" primarily refers to Italy and Spain, mainly reflecting the decrease in electricity generated from thermoelectric sources.

11.b Services and other materials – *€19,455 million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Wheeling	9,598	9,207	391	4.2%
Maintenance and repairs	1,038	1,216	(178)	-14.6%
Telephone and postal costs	149	174	(25)	-14.4%
Communication services	157	166	(9)	-5.4%
IT services	691	744	(53)	-7.1%
Leases and rentals	632	813	(181)	-22.3%
Costs for services connected with the electricity and gas business	1,127	1,111	16	1.4%
Value-added services	743	697	46	6.6%
Construction contracts	259	288	(29)	-10.1%
Service concession arrangements	607	451	156	34.6%
Other services	1,864	1,927	(63)	-3.3%
Environmental certificates not used for compliance	199	348	(149)	-42.8%
- of which related to contracts for purchase of emission allowances and guarantees of origin with physical settlement (IFRS 9)	*119*	*250*	*(131)*	-52.4%
Fair value gain/(loss) on contracts for purchase of emission allowances and guarantees of origin with physical settlement closed during the period	49	(58)	107	-
Other materials	2,342	2,156	186	8.6%
Total	**19,455**	**19,240**	**215**	**1.1%**

Costs for "wheeling" increased by €391 million, mainly in Italy and Iberia, reflecting the application of specific measures issued by rate-setting regulators.

The decrease in "maintenance and repairs" (€178 million) is mainly attributable to the release of the provision for plant decommissioning and site restoration in respect of thermoelectric plants in Italy.

Costs for "leases and rentals" decreased by €181 million, mainly in Spain (€112 million) and Italy (€58 million), mainly reflecting lower hydroelectric concession fees.

Costs related to "service concession arrangements" increased by €156 million in Brazil.

The decrease in costs for "environmental certificates not used for compliance" (€149 million) is mainly attributable to the fair value measurement of purchase agreements (€131 million), in connection with the decrease in purchases of emission allowances.

This was partly offset by an increase of €107 million in the fair value measurement of purchase under contracts closed during the period, also mainly related to emission allowances, reflecting an increase in average prices at the end of the period.

The increase in purchase costs of "other materials" of €186 million relates mainly to Italy.

11.c Personnel expenses – *€4,740 million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Wages and salaries	3,295	3,350	(55)	-1.6%
Social security contributions	937	932	5	0.5%
Italian post-employment benefits	118	114	4	3.5%
Post-employment and other long-term benefits	100	68	32	47.1%
Early retirement incentives	23	47	(24)	-51.1%
Early retirement incentives connected with restructuring agreements	74	227	(153)	-67.4%
Other costs	193	200	(7)	-3.5%
Total	**4,740**	**4,938**	**(198)**	**-4.0%**

Personnel expenses in 2025 amounted to €4,740 million, a decrease of €198 million.

The decrease in "wages and salaries" is mainly related to the United States (€46 million) and is due to the decrease in the average headcount in the country compared with 2024.

The decrease in "early retirement incentives" and "early retirement incentives connected with restructuring agreements" is mainly attributable to lower costs in Italy compared to last year (€171 million) for the provisioning of the fund pursuant to Article 4 (Law 92/2012) referring to the period 2025-2028.

The Group's workforce increased by 1,275, due to the positive balance between new hires and terminations (+1,219 employees) mainly reflecting new hires in Grids in Italy and Brazil, and changes in the consolidation scope (+56 employees), essentially attributable to the acquisition of Corporación Acciona Hidráulica SL in Spain and Ewiva in Italy.

The table below shows the average number of employees by category, compared with the previous year, and the headcount at December 31, 2025.

	Average[1]		Headcount[1]
No.	2025	2024	at Dec. 31, 2025
Senior managers	1,230	1,285	1,215
Middle managers	11,887	12,062	12,011
Office staff	28,042	29,872	27,805
Blue collar	19,498	17,057	20,603
Total	**60,657**	**60,276**	**61,634**

(1) For companies consolidated on a proportionate basis, the figures correspond to Enel's percentage share of the total.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

11.d Net impairment/(reversals) on trade receivables and other receivables – *€1,106 million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Impairment losses on trade receivables	1,176	1,337	(161)	-12.0%
Impairment losses on other financial assets	199	234	(35)	-15.0%
Total impairment losses on trade receivables and other financial assets	**1,375**	**1,571**	**(196)**	**-12.5%**
Impairment gains on trade receivables	(262)	(244)	(18)	-7.4%
Impairment gains on other financial assets	(7)	(4)	(3)	-75.0%
Total impairment gains on trade receivables and other financial assets	**(269)**	**(248)**	**(21)**	**-8.5%**
NET IMPAIRMENT/(REVERSALS) ON TRADE RECEIVABLES AND OTHER FINANCIAL ASSETS	**1,106**	**1,323**	**(217)**	**-16.4%**

The decrease in the item of €217 million is mainly reflecting the decrease in net impairment on trade receivables, especially in Italy.

11.e Depreciation, amortization and other impairment losses – *€9,434 million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Property, plant and equipment	5,359	4,896	463	9.5%
Investment property	2	2	-	-
Intangible assets	1,739	1,785	(46)	-2.6%
Other impairment losses	2,375	611	1,764	-
Other reversals of impairment losses	(41)	(45)	4	8.9%
Total	**9,434**	**7,249**	**2,185**	**30.1%**

The increase in "depreciation, amortization and other impairment losses" essentially reflects the increase in other impairment losses as well as an increase in depreciation of property, plant and equipment, as a result of the entry into service of renewable energy plants in the previous year, mainly in Italy, Spain, the United States and Mexico.

Other impairment losses in 2025 include:

- "property, plant and equipment", in the amount of €2,022 million, mainly related to:
  - Italy, for impairment losses on thermoelectric plants (€1,124 million), charging infrastructure for electric mobility (€26 million) and renewable energy plants (€11 million);
  - North America (€739 million) for impairment losses on energy storage systems (BESS) in the United States and wind power plants in Canada;
  - Spain (€88 million) mainly for impairment losses on renewable energy plants and works on progress on the distribution network;
  - Chile (€31 million) for impairment losses on a solar plant under construction;
- "intangible assets", in the amount of €309 million, mainly related to value adjustments of licenses, rights and permits related to renewable energy projects in Spain, the United States, Brazil and Italy, and to software platforms in Italy in the Retail segment;
- non-current assets in "assets (or disposal groups) classified as held for sale", in the amount of €44 million, mainly regarding the value adjustment of the renewables business in India (€38 million).

Impairment losses on thermoelectric plants in Italy mainly refer to combined-cycle gas turbine plants (CCGTs) in the amount of €879 million and a coal-fired plant in the amount of €189 million.
More specifically, reflecting the evolution of the industrial and regulatory model, at December 31, 2025 the combined-cycle thermoelectric production plants (CCGTs) were removed from the "Generazione Italia" CGU, since the management of these plants is no longer compatible with the integrated portfolio management logic due to a use almost exclusively oriented towards management on the capacity market, rather than on the electricity exchange.
This applies to all Italian CCGT plants, with the exception of the new Fusina plant, which still operates on the electricity exchange and is managed with the integrated portfolio.

Given the changes in the operating context, the recoverable value of the CCGT plants was estimated, as defined by" IAS 36 - Impairment of assets", for the purpose of impairment testing.
More specifically, each one of the thermoelectric plants listed above underwent separate impairment testing, to compare the net carrying amount represented by the Net Invested Capital (NIC) with the recoverable value, i.e. the value in use as evaluated using the "Discounted Cash Flow" method in the "unlevered" version.
The test was carried out using a residual useful life based on an initial period of normal plant operation and a subsequent period in which plants are available only for system needs, with a pre-tax discount rate of 7.9%.

The impairment test resulted in a value in use lower than the NIC, which was thus partially written down.

With reference to the coal-fired plant, reflecting the evolution of the complex industrial and regulatory model, we deemed it necessary to update the assumptions on the recovery time of existing investments. More specifically, considering the progress of works such as the Tyrrhenian Link, the estimate of the phase-out time horizon has been brought forward and a recoverability analysis of the value of the plant recognized at December 31, 2025 was carried out in the same manner as described above for gas plants. The impairment test resulted in a value in use lower than the NIC, which was thus partially written down. The residual useful life of the plant has been adjusted in line with the change in the estimates of the operating time horizon.

In North America, impairment losses concern storage systems in the United States (for €606 million) and wind farms in Canada (€133 million).

In particular in North America, current and prospective profitability of the battery storage plants (i.e. BESS) in the ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) market showed a persistent and clear decline in 2025 compared with initial expectations, due to the saturation of ancillary services and the contraction of the related spreads. This trend was accompanied by the progressive obsolescence of the technology increasing the risk of early replacement or repowering.
Therefore, considering the triggers occurred and the fact that these storage systems provide for a financial flow structure that is largely independent from the rest of the generation plants, their recoverability was estimated separately from the rest of the plants. The test, which was conducted using a pre-tax discount rate of 8.7%, showed the need to recognize an impairment loss on the storage systems.

Impairment losses in 2024 mainly included:

- the value adjustment of a number of photovoltaic plants in Italy (€36 million) and wind plants in the United States (€45 million);
- the impairment loss on a number of renewable electricity plants in Spain, Brazil, Chile, the United States and in Italy (€223 million);
- impairment losses recognized on software, IT platforms and support activities of Enel X in Italy and the value adjustment of assets related to the e-mobility business for €120 million, mainly in Italy and the United States;
- the impairment losses of non-current assets classified under "assets (or disposal groups) held for sale", in the amount of €122 million, mainly related to the renewable business in India (€38 million), the Colombian wind project of Windpeshi (€46 million) and assets related to the storage business in North America sold in 2024.

11.f Other operating costs – *€4,215 million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
System charges – Environmental certificates[1]	1,325	1,449	(124)	-8.6%
Other costs connected with electrical and gas system	312	175	137	78.3%
Other taxes and duties	1,436	1,341	95	7.1%
Capital losses and other costs on the disposal of equity investments	405	4	401	-
Extraordinary solidarity levies	-	138	(138)	-
Other	737	833	(96)	-11.5%
Total	**4,215**	**3,940**	**275**	**7.0%**

(1) For more on "System charges – Environmental certificates", please see note 57 "Environmental programs".

"Other costs connected with electrical and gas system" increased by €137 million, mainly reflecting the increasing impact of the *Bono Social* in Spain (€182 million), partly offset by the decrease in charges due to failure to achieve quality standards in the electricity sector, mainly in Latin America.

"Other taxes and duties" increased by €95 million, mainly reflecting the increase in Spain (€104 million) due to the higher impact of the tax on the value on the production of electricity (IVPEE) progressively reactivated in Spain by the Royal Decree 8/2023.

"Capital losses and other costs on the disposal of equity investments" recognized in 2025 essentially refer to:

- the finalization of the sale of the residual interest in Slovak Power Holding BV, with the release of negative equity reserves for unrealized losses amounting to €341 million;
- the recognition of capital losses of €57 million in Enel Green Power North America following the finalization of an asset swap agreement with Gulf Pacific Power (GPP) which will allow the Enel Group increase to 51% its indirect interest in a number of wind plants owners, in exchange for certain investments in wind farms and the entire interest in another wind farm;
- the capital loss of €3 million in Enel X Srl in connection with the acquisition of full control of Ewiva Srl, previously held 50% and accounted for by the Group using the equity method.

"Extraordinary solidarity levies" regard the extraordinary solidarity levy recognized, in 2024, in Spain in the amount of €138 million following the approval of Law 38 of December 27, 2022. This contribution is no longer due from 2025.

11.g Capitalized costs – *€(3,259) million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Personnel	(1,089)	(1,064)	(25)	-2.3%
Materials	(1,434)	(1,237)	(197)	-15.9%
Other	(736)	(741)	5	0.7%
Total	**(3,259)**	**(3,042)**	**(217)**	**-7.1%**

Capitalized costs amounted to €3,259 million, an increase of €217 million compared to the previous year, mainly in connection with works on distribution grids.

12. Net results from commodity contracts – *€747 million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Commodity derivatives				
Income from derivatives designated as hedging derivatives	162	876	(714)	-81.5%
Income from derivatives at fair value through profit or loss	3,680	2,517	1,163	46.2%
Income from commodity derivatives	**3,842**	**3,393**	**449**	**13.2%**
Expense from derivatives designated as hedging derivatives	412	1,208	(796)	-65.9%
Expense from derivatives at fair value through profit or loss	2,986	2,797	189	6.8%
Expense from commodity derivatives	**3,398**	**4,005**	**(607)**	**-15.2%**
Net income/(expense) from commodity derivatives	**444**	**(612)**	**1,056**	**-**
Outstanding contracts for energy commodities with physical settlement:				
- results from outstanding contracts to sell energy commodities with physical settlement	1,578	(710)	2,288	-
- results from outstanding contracts to purchase energy commodities with physical settlement	(1,275)	1,799	(3,074)	-
Net results from outstanding contracts for energy commodities with physical settlement	**303**	**1,089**	**(786)**	**-72.2%**
NET RESULTS FROM COMMODITY CONTRACTS	**747**	**477**	**270**	**56.6%**

Net results from commodity contracts came to €747 million in 2025, up from €477 million in 2024, and refer to hedges of price and currency risks, breaking down as follows:

- net income from commodity derivatives totaling €444 million (net expense of €612 million in 2024). Specifically, net income from derivatives at fair value through profit or loss came to €694 million (an improvement on net expense of €280 million in 2024). Moreover, net expense from derivatives designated as hedging derivatives decreased to €250 million (net expense of €332 million in 2024);
- net income from the fair value measurement through profit or loss of energy commodity contracts with physical settlement still outstanding at December 31, 2025, in the amount of €303 million (down by €786 million on 2024).

The overall increase in net income of €270 million was mainly attributable to the performance of commodity price risk hedging derivatives, which was significantly influenced by price developments in the market.

For more information on derivatives, please see note 50 "Derivatives and hedge accounting".

13. Net financial income/(expense) from derivatives – *€(2,221) million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Income:				
- income from derivatives designated as hedging derivatives	664	2,212	(1,548)	-70.0%
- income from derivatives at fair value through profit or loss	207	508	(301)	-59.3%
Total income	**871**	**2,720**	**(1,849)**	**-68.0%**
Expense:				
- expense from derivatives designated as hedging derivatives	(2,876)	(620)	(2,256)	-
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	(216)	(403)	187	46.4%
Total expense	**(3,092)**	**(1,023)**	**(2,069)**	**-**
NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**(2,221)**	**1,697**	**(3,918)**	**-**

The net expense from derivatives came to €2,221 million in 2025, compared with net income of €1,697 million in 2024. The decrease of €3,918 million reflects:

- net expense from derivatives designated as hedging derivatives in the amount of €2,212 million (net income of €1,592 million in 2024) mainly in respect of cash flow hedges;
- net expense from derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €9 million (net income of €105 million in 2024).

The net balances recognized in 2025 and 2024 for both hedging derivatives and derivatives at fair value through profit or loss mainly referred to the hedging of currency risk. For more information on derivatives, please see note 50 "Derivatives and hedge accounting".

14. Net other financial income/(expense) – *€(848) million*

Other financial income

Millions of euro	2025	2024	Change	
Interest income from financial assets (current and non-current):				
- interest income at effective rate on non-current financial assets	155	256	(101)	-39.5%
- interest income at effective rate on current financial investments	198	359	(161)	-44.8%
Total interest income at the effective interest rate	**353**	**615**	**(262)**	**-42.6%**
Exchange gains	**3,344**	**1,320**	**2,024**	**-**
Income on equity investments	**1**	**2**	**(1)**	**-50.0%**
Income from hyperinflation	**785**	**1,953**	**(1,168)**	**-59.8%**
Other income	**471**	**472**	**(1)**	**-0.2%**
TOTAL OTHER FINANCIAL INCOME	**4,954**	**4,362**	**592**	**13.6%**

Other financial income amounted to €4,954 million, up by €592 million compared with 2024, mainly reflecting:

- the increase in "exchange gains" of €2,024 million, mainly related to Enel Finance International (€2,116 million) and Enel Américas (€107 million), partly offset by the decrease in gains recognized by Enel Chile (€309 million);
- the decrease in "income from hyperinflation" by €1,168 million recognized by the Argentine companies in connection with the application of IAS 29. For further details, see note 5 to the consolidated financial statements at December 31, 2025;
- the decrease in "interest income at the effective interest rate" mainly related to Enel Finance International, Enel Américas, Endesa and Enel SpA.

Other financial expense

Millions of euro	2025	2024	Change	
Interest expense on financial debt (current and non-current):				
- interest on bank borrowings	836	1,001	(165)	-16.5%
- interest expense on bonds	1,749	2,057	(308)	-15.0%
- interest expense on other borrowings	261	393	(132)	-33.6%
Total interest expense	**2,846**	**3,451**	**(605)**	**-17.5%**
Financial expense on debt management transactions	**-**	**59**	**(59)**	**-**
Exchange losses	**984**	**3,002**	**(2,018)**	**-67.2%**
Adjustment to post-employment and other employee benefits	**85**	**142**	**(57)**	**-40.1%**
Adjustment to other provisions	**335**	**291**	**44**	**15.1%**
Expense on equity investments	**1**	**-**	**1**	**-**
Expense from hyperinflation	**622**	**1,632**	**(1,010)**	**-61.9%**
Other expenses	**929**	**883**	**46**	**5.2%**
TOTAL OTHER FINANCIAL EXPENSE	**5,802**	**9,460**	**(3,658)**	**-38.7%**

Other financial expense amounted to €5,802 million, a total decrease of €3,658 million on 2024 essentially due to the following factors:

- a decrease in exchange losses of €2,018 million, mainly relating to Enel Finance International (€1,103 million), Enel Américas (€391 million) and Enel Chile (€425 million);
- a decrease in expense from hyperinflation of €1,010 million, recognized in the Argentine companies in connection with the application of IAS 29;
- a decrease in interest expense of €605 million, mainly attributable to the decrease in average debt in the period.

15. Share of profit/(loss) of equity-accounted investments – *€(74) million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Share of profit of joint ventures and associates	91	89	2	2.2%
Share of loss of joint ventures and associates	(165)	(299)	134	44.8%
Total	**(74)**	**(210)**	**136**	**64.8%**

The decrease in the share of net loss of equity-accounted investments essentially refers to the recognition in 2024 of the value adjustment of the investment in Slovak Power Holding BV (€197 million), following the agreement between Enel Produzione and EPH, by which the latter acquired the remaining 50% of the share capital of Slovak Power Holding BV from Enel Produzione in 2025.

This effect was partly offset by

- the recognition of value adjustments of a number of investments of EGPNA Renewable Energy Partners and Rocky Caney (€22 million) reclassified as held for sale and sold in 2025, as part of the asset swap transaction in the United States as well as the recognition of value adjustment in the investment in Cogenio Srl (€8 million);
- the increase in the Group's share in the loss essentially related to Principia Energy and Gridspertise.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

16. Income taxes – *€2,773 million*

Millions of euro	2025	2024	Change	
Current taxes	3,167	3,873	(706)	-18.2%
Adjustments for income taxes relating to prior years	(213)	(91)	(122)	-
Total current taxes	**2,954**	**3,782**	**(828)**	**-21.9%**
Deferred tax expense	189	(33)	222	-
Deferred tax income	(370)	(95)	(275)	-
TOTAL	**2,773**	**3,654**	**(881)**	**-24.1%**

Income taxes for 2025 came to €2,773 million, a decrease of €881 million on 2024.

The tax rate for 2025 came to 33%, compared with 31% in 2024, reflecting:

- the greater impact of value adjustments especially in Italy, Spain, the United States, Mexico and Canada;
- the different impact of M&A transactions in 2025 compared with the previous year.

  The effective tax rate for 2025 was impacted by the sale of the investment in Slovak Power Holding BV, an equity-accounted company owning 66% of Slovenské elektrárne AS.

  The effective income tax rate for 2024 reflected the sale of generation and distribution assets in Peru and the sale to A2A of electricity distribution assets in a number of municipalities in the provinces of Milan and Brescia;
- the recognition in 2024 of deferred tax assets on previous years in Brazil relating to non-taxability of proceeds from the revaluation of tax credits (€113 million).

For more information on changes in deferred tax assets and liabilities, see note 24.

The following table provides a reconciliation of the theoretical tax rate and the effective tax rate recognized in the financial statements. The theoretical tax was calculated by applying the standard Italian corporate income tax rate (IRES), equal to 24%, to the pre-tax profit. The difference from the Group's effective taxes is mainly attributable to the effects of local taxation, the effect of different tax rates abroad compared with the theoretical tax rate in Italy, permanent differences between the statutory result and taxable income (such as exempt income and non-deductible expenses), as well as the tax effects connected to value adjustments and extraordinary transactions that occurred during the year.

Millions of euro	2025		2024	
Pre-tax profit	**8,390**		**11,883**	
Theoretical taxes	2,014	24%	2,852	24%
Delta of tax effect on impairment adjustments	157		44	
Delta of tax effect on M&A transactions	71		173	
Sundry tax effects of hyperinflation accounting in Argentina	(41)		(20)	
Recognition of deferred tax assets in Brazil due to non-taxability of proceeds from revaluation of tax credits	-		(113)	
Write-off of deferred tax assets	83		91	
IRAP	362		383	
Non-deductibility of extraordinary solidarity levy in Spain	-		33	
Non-taxable proceeds from revaluation of tax credits in Brazil	(27)		-	
Other differences, effect of different tax rates abroad compared with the theoretical rate in Italy, and other minor items	154		211	
Total	**2,773**		**3,654**	

17. Basic and diluted earnings per share

Both these indicators are calculated on the basis of the average number of ordinary shares for the year, equal to 10,166,679,946, adjusted by the average number of treasury shares held and payments made in the period.

The number of treasury shares, with no par value, held at December 31, 2025 was equal to 133,554,875 (12,079,670 at December 31, 2024).

Millions of euro	2025	2024
Profit for the year attributable to owners of the Parent (basic)	**4,225**	**7,016**
of which from:		
- continuing operations	4,261	7,016
- discontinued operations	(36)	-
Effect of preference rights on dividends (e.g. preference shares)	-	-
Dividends on equity instruments (e.g. hybrid bonds)	(266)	(246)
Other	-	-
Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (basic)	**3,959**	**6,770**
of which from:		
- continuing operations	3,995	6,770
- discontinued operations	(36)	-
Number of shares (units)		
Number of ordinary shares issued at January 1	10,166,679,946	10,166,679,946
Effect of treasury shares held	(46,491,576)	(10,830,775)
Effect of share options exercised	331,476	301,812
Other	-	-
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for basic earnings per share	10,120,519,846	10,156,150,983
Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (basic)	**3,959**	**6,770**
Effect of dilution:		
- interest on convertible bonds	-	-
- other	-	-
Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (diluted)	**3,959**	**6,770**
of which from:		
- continuing operations	3,995	6,770
- discontinued operations	(36)	-
Number of shares (units)		
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for basic earnings per share	10,120,519,846	10,156,150,983
Effect of conversion of convertible notes	-	-
Other	-	-
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for diluted earnings per share	**10,120,519,846**	**10,156,150,983**
Basic earnings per share		
Basic earnings per share	0.39	0.67
Basic earnings per share from continuing operations	0.39	0.67
Basic earnings per share from discontinued operations	-	-
Diluted earnings per share		
Diluted earnings per share	0.39	0.67
Diluted earnings per share from continuing operations	0.39	0.67
Diluted earnings per share from discontinued operations	-	-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Information on the statement of consolidated financial position

18. Property, plant and equipment – *€93,675 million*

The breakdown of and changes in property, plant and equipment for 2025 are as follows.

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leased assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost net of accumulated impairment losses	666	13,671	175,047	610	1,662	4,578	612	11,231	208,077
Accumulated depreciation	-	6,007	103,523	491	1,277	1,750	445	-	113,493
Balance at Dec. 31, 2024	**666**	**7,664**	**71,524**	**119**	**385**	**2,828**	**167**	**11,231**	**94,584**
Capital expenditure	4	55	2,636	26	76	-	7	5,700	8,504
Entry into service	20	1,997	6,848	9	32	17	154	(9,077)	-
Exchange differences	(9)	(391)	(2,277)	(2)	(19)	(97)	-	(400)	(3,195)
Change in the consolidation scope	-	-	1,290	-	-	48	-	18	1,356
Disposals	(4)	(2)	(105)	(1)	(2)	(108)	-	(27)	(249)
Depreciation	-	(315)	(4,336)	(25)	(124)	(514)	(35)	-	(5,349)
Impairment losses	(6)	(302)	(1,503)	-	(1)	(80)	-	(130)	(2,022)
Impairment gains	-	-	38	-	-	-	-	-	38
Leases	-	-	-	-	-	538	-	-	538
Other changes	(1)	(50)	(110)	-	13	189	(3)	109	147
Reclassification from/to assets held for sale	(22)	(38)	(805)	-	(8)	43	-	153	(677)
Total change	**(18)**	**954**	**1,676**	**7**	**(33)**	**36**	**123**	**(3,654)**	**(909)**
Cost net of accumulated impairment losses	648	14,757	179,159	625	1,676	4,861	763	7,577	210,066
Accumulated depreciation	-	6,139	105,959	499	1,324	1,997	473	-	116,391
Balance at Dec. 31, 2025	**648**	**8,618**	**73,200**	**126**	**352**	**2,864**	**290**	**7,577**	**93,675**

For more information on "leases", please see note 20 below.

"Property, plant and equipment" decreased by €909 million, mainly reflecting depreciation, impairment losses, exchange differences and assets reclassified as held for sale, only partly offset by capital expenditure for the period, changes in the scope of consolidation and other changes.

"Exchange differences" had a negative impact of €3,195 million, mainly in North America (€1,443 million), Argentina (€908 million) and Chile (€781 million). "Depreciation" for the period amounted to €5,349 million and related to Italy for €2,059 million, Spain for €1,700 million and the Rest of the World for €1,590 million.

"Impairment losses" recognized in 2025 amounted to €2,022 million and were mainly attributable to Italy for the value adjustments on thermoelectric plants (€1,124 million), charging infrastructures for electric mobility (€26 million) and renewable energy plants (€11 million), North America (€739 million) for energy storage systems (BESS) and wind power plants, Spain (€88 million) mainly for renewable energy plants and Chile (€31 million) for a solar plant under construction.

For more details, see note 11.e "Depreciation, amortization and other impairment losses".

The decrease also reflects the reclassification to assets held for sale of the property, plant and equipment of Enel Green Power México (€672 million) and the Lindahl Wind Project (€99 million, subsequently sold as part of an asset swap agreement in the United States), partially offset by the reclassification of Enel Generación Piura in Peru as "held for use" (€121 million).

Capital expenditure includes €8,504 million for "property, plant and equipment", €1,125 million for "intangible assets" (for more details see note 22), for a total of €9,629 million, broken down by class of asset.

Millions of euro	2025	2024	Change	
Power plants:				
- thermal	373	444	(71)	-16.0%
- hydroelectric	402	402	-	-
- geothermal	323	119	204	-
- nuclear	166	167	(1)	-0.6%
- alternative energy sources	958	1,866	(908)	-48.7%
Total power plants	**2,222**	**2,998**	**(776)**	**-25.9%**
Electricity distribution grids[1]	5,987	5,024	963	19.2%
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	172	231	(59)	-25.5%
Enel X Way (e-Mobility)	67	94	(27)	-28.7%
Retail customers	611	660	(49)	-7.4%
Other	570	970	(400)	-41.2%
Total	**9,629**	**9,977**	**(348)**	**-3.5%**

(1) The figure for 2025 does not include €1,042 million in respect of infrastructure investments within the scope of IFRIC 12 (€844 million in 2024).

The Group's investments mainly focus on distribution grids in order to improve reliability and service quality, ensure greater network resilience to extreme weather events and maximize return on assets. More specifically, capital expenditure increased in Italy, Spain, Brazil, Chile, Argentina and Colombia.

The decrease in investments in plants with alternative energy sources essentially reflects a different approach to growth in the renewables sector, with a greater focus on plants that are already operational (brownfield) in order to reduce development and construction risk and improve the profitability of investments.

Indeed, if we include the acquisition of 34 hydro plants and a portfolio of wind plants in Spain, two wind plants as part of an asset swap agreement in the United States, and two wind plants in Germany, under brownfield investments, the total amount of capital expenditure (in non-current assets and plant-owning vehicles) during the year increased by €746 million on 2024.

"Change in the consolidation scope" amounted to €1,356 million, reflecting the acquisition of hydroelectric and wind plants in Spain (an increase in non-current assets of €983 million), two wind plants in the United States (an increase of €252 million), two wind plants in Germany (an increase of €34 million), and the line-by-line consolidation of Ewiva, following the acquisition of the remaining 50% interest (an increase in property, plant and equipment of €87 million).

"Other changes" increased by €147 million and mainly include the adjustment of plant decommissioning and site restoration costs, in the amount of €73 million, mainly referred to assets in Italy, Colombia and the United States, impairment losses on the property, plant and equipment of the Argentine companies operating in a hyperinflationary economy, in the amount of €481 million, and the effect of capitalizing interest on loans specifically dedicated to capital expenditure on property, plant and equipment of €64 million, broken down in the table below. "Other changes" also include grants received in Italy in the amount of €415 million and reclassifications from property, plant and equipment to inventory in the amount of €53 million.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro	2025	Rate %	2024	Rate %	Change	
EGP North America	1	7.9%	55	7.9%	(54)	-98.2%
EGP México	4	7.7%	12	9.9%	(8)	-66.7%
Enel Américas Group	23	10.6%	32	7.4%	(9)	-28.1%
Enel Chile Group	6	6.5%	(1)	6.0%	7	-
Endesa Group	9	3.3%	11	3.6%	(2)	-18.2%
Enel Italia Group	18	3.7%	49	5.1%	(31)	-63.3%
Nuove Energie	3	2.3%	3	3.0%	-	-
Total	**64**		**161**		**(97)**	**-60.2%**

At December 31, 2025, contractual commitments to purchase property, plant and equipment came to €4,561 million.

The estimated useful life of the main items of property, plant and equipment is as follows.

Civil buildings	10-60 years
Buildings and civil works incorporated in plants	10-100 years
Hydroelectric power plants:	
- penstocks	10-65 years
- mechanical and electrical machinery	10-65 years
- other fixed hydraulic works	10-100 years
Thermoelectric power plants:	
- boilers and auxiliary components	20-40 years
- gas turbine components	10-40 years
- mechanical and electrical machinery	5-40 years
- other fixed hydraulic works	60 years
Nuclear power plants	50 years
Geothermal power plants:	
- cooling towers	20 years
- turbines and generators	10-50 years
- turbine parts in contact with fluid	10 years
- mechanical and electrical machinery	20-40 years
Wind power plants:	
- towers	30-35 years
- turbines and generators	30-35 years
- mechanical and electrical machinery	15-30 years
Solar power plants:	
- mechanical and electrical machinery	15-30 years
Public and artistic lighting systems:	
- public lighting systems	10-20 years
- artistic lighting systems	20 years
Transport lines	10-60 years
Transformer stations	20-55 years
Distribution systems:	
- high-voltage lines	10-60 years
- primary transformer stations	10-50 years
- low- and medium-voltage lines	10-50 years
Meters:	
- electromechanical meters	5-40 years
- energy balance measurement equipment	10-15 years
- electronic meters	15-25 years
Charging stations	7-15 years
Battery Energy Storage Systems (BESS)	10-30 years

The useful life of leasehold improvements coincides with the term of the lease or, if shorter, the duration of the benefits produced by the improvements. Land is not depreciated as it has an indefinite useful life.

19. Service concession arrangements

The following table details service concession arrangements that do not fall within the scope of IFRIC 12 and had a balance as at December 31, 2025.

Millions of euro	Grantor	Assets	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Initial fair value
Endesa Distribución Eléctrica	-	Electricity distribution	Spain	Indefinite	Indefinite	-	5,677	5,677	5,673
Enel Colombia (formerly Codensa)	Republic of Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinite	-	1,143	1,188	1,839
Enel Distribución Chile (formerly Chilectra)	Republic of Chile	Electricity distribution	Chile	Indefinite	Indefinite	-	1,221	1,175	1,667

Assets with an indefinite useful life have a total value of €8,041 million (€8,040 million at December 31, 2024), and refer to the concessions for distribution activities in Spain, Colombia and Chile, for which there is no statutory or currently predictable expiration date. On the basis of the forecasts developed, cash flows for each CGU, with which the concessions are associated, were sufficient to recover the carrying amount. The changes in Chile and Colombia were attributable to changes in exchange rates in these countries.

Service concession arrangements, recognized in accordance with IFRIC 12, regard certain infrastructure serving concessions for electricity distribution and generation, mainly in Brazil and, to a residual extent, Costa Rica.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The following table summarizes the salient details of those concessions.

Millions of euro	Grantor	Assets	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	Amount recognized among contract assets at December 31, 2025 (intangible assets)	Amount recognized among contract assets at December 31, 2025 (financial assets)	Amount recognized among financial assets at December 31, 2025	Amount recognized among intangible assets at December 31, 2025
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1996-2026	1 year	Yes	113	-	1,511	295
Enel Distribuição Ceará	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	3 years	Yes	198	-	1,337	353
Enel Green Power Mourão	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2016-2046	21 years	No	-	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2016-2046	21 years	No	-	-	23	-
Enel Green Power Volta Grande	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2017-2047	22 years	No	-	-	243	-
Enel Distribuição São Paulo	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	3 years	Yes	279	-	1,715	541
Luz de Angra Energia	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2021-2036	11 years	Yes	-	2	-	-
Luz de Jaboatão Energia	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2023-2045	20 years	Yes	-	6	-	-
Luz de Caruaru Energia	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2023-2043	18 years	Yes	-	4	-	-
Luz de Cataguases	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2023-2048	23 years	Yes	-	1	-	-
Luz de Itanhaém	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2024-2037	12 years	Yes	-	-	30	26
Luz de Caxias do Sul	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2024-2048	23 years	Yes	-	3	-	-
Luz de Porto Grossa	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2024-2037	12 years	Yes	-	6	-	-
Luz de Alagoinhas	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2024-2037	12 years	Yes	-	4	-	-
Luz de Maringá	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2024-2037	12 years	Yes	-	2	-	-
PH Chucas	Costa Rican Electricity Institute	Hydroelectric plant	Costa Rica	2012-2031	6 years	No	-	7	-	-
Total							**590**	**35**	**4,865**	**1,215**

The main concession contracts held by the Group are in Brazil where, at the end of each concession term, the contract can be renewed at the discretion of the granting authority. Otherwise, all assets and facilities will be returned to the authority or an entity designated by it. In exchange for this transfer, the Group acquires the unconditional right to receive compensation to cover the investments made, recognized by the regulator and not yet recovered at maturity through the rate remuneration systems.

This compensation, which guarantees the recovery of the invested and not yet amortized capital, is a contractual right to receive cash; therefore, based on IFRIC 12, the related value is included in the Group's financial assets.

Concessions arrangements for electricity distribution activities in Brazil

Following the issuance of Decree 12.068/2024, which defined the guidelines, technical and economic parameters for the renewal of concessions expiring between 2025 and 2030, in March 2025 the Group, acting through its subsidiaries Enel Distribuição Rio, Enel Distribuição Ceará and Enel Distribuição São Paulo, formally applied to the regulatory authority (*Agência Nacional de Energia Elétrica* - ANEEL) for an early 30-year renewal of the concessions of the three Brazilian distribution companies.

As of the date of writing, the renewal process is pending finalization by the Ministry of Mines and Energy (MME), with regard to Enel Distribuição Rio and Enel Distribuição Ceará, having received a favorable opinion from the ANEEL Board on August 19, 2025 and March 24, 2026 respectively.

As regards the early renewal of the concession of Enel Distribuição São Paulo, operating under a concession expiring in 2028 and renewable for 30 years, the process is currently suspended following the precautionary measure issued following the lawsuit filed in August 2025 by the Municipality of São Paulo (see note 56 "Contingent assets and liabilities"), following some disputes regarding the management of emergencies and the methods of restoring service after the extreme weather event that occurred in October 2024. Moreover, ANEEL also evaluated the company response to the emergencies caused by the second and most recent extreme weather event that occurred in December 2025, which hit with particular meteorological violence the metropolitan area of São Paulo, where the company operates the electricity distribution concession.
In particular, the outcome of the investigation and monitoring activities currently under way by ANEEL is a relevant element for the purposes of the evaluation that this Authority is carrying out, also in relation to the formulation of the technical recommendation to be addressed to the Ministry of Mines and Energy in respect of the renewal of the concession, in accordance with the provisions of the applicable legal and regulatory framework. At a public meeting held on April 7, 2026, ANEEL Board considered that the company had not satisfactorily remedied the technical non-compliances identified and resolved to open an administrative proceeding aimed at assessing the existence of grounds for issuing a possible recommendation to the granting authority (MME) to evaluate the revocation of the concession. The company will present its defenses and exercise its rights within the terms and in the ways permitted by applicable law.

Non-current assets in respect of the concession currently operated by Enel Distribuição São Paulo total €3,936 million at December 31, 2025, including the financial and intangible assets commented above for a total of €2,535 million and other intangible assets of €806 million identified at the time of the first acquisition and connected to the valuation of the renewal by the regulator of the concession right for a further period of 30 years, as well as €595 million in respect of goodwill.

In light of the suspension of the concession renewal process, the ongoing investigation by ANEEL after the extreme weather event of December 2025 and taking into account a number of regulatory and legal events and circumstances affecting the company, the Group has already carried out specific testing of the recoverability of the values of the assets relating to Enel Distribuição São Paulo at December 31, 2025.
This test was carried out using the expected cash flow approach, consisting of the development of alternative scenarios of future cash flows and the related probability-weighting of the results in order to reflect regulatory and legal uncertainties as previously described.
A sensitivity analysis was also carried out on the calculation of the recoverable value with respect to reasonably possible variations in the probabilities attributed to the different scenarios for the renewal of the concession in order to verify the robustness of the related value in use.

Based on the analyses performed, the Group concluded that the recoverable amount of this CGU is higher than its carrying amount in the consolidated financial statements at December 31, 2025.

The Group will continue to monitor developments in the regulatory, operational and legal aspects associated with the concession by periodically assessing the appropriateness of the assumptions used in light of available information.

20. Leases

The table below shows changes in right-of-use assets in 2025.

Millions of euro	Leased land	Leased buildings	Leased plants	Other leased assets	Total
Total at Dec. 31, 2024	**1,478**	**612**	**253**	**485**	**2,828**
Increases	155	96	-	287	538
Exchange differences	(91)	(5)	1	(2)	(97)
Depreciation	(184)	(113)	(26)	(191)	(514)
Other changes	66	(23)	62	4	109
Total at Dec. 31, 2025	**1,424**	**567**	**290**	**583**	**2,864**

The estimated average useful life of right-of-use assets is as follows.

	Average residual life (years)
Buildings	7
Ground rights of plants	29
Vehicles and other means of transport	4

Lease liabilities and changes during the year are shown in the table below.

Millions of euro	
Total at Dec. 31, 2024	**2,931**
Increases	535
Payments	(453)
Other changes	(166)
Total at Dec. 31, 2025	**2,847**
of which medium to long term	*2,519*
of which short term	*328*

The following table shows the impact of leased assets on the income statement.

Millions of euro	2025
Depreciation of right-of-use assets	518
Interest expense on lease liabilities	155
Expense relating to short-term leases (included in costs for services and other materials)	34
Variable lease payments (included in costs for services and other materials)	27
Total	**734**

The depreciation of right-of-use assets, detailed in the table at €518 million, includes assets reclassified as held for sale.

21. Investment property – *€29 million*

Millions of euro	
Cost net of accumulated impairment losses	45
Accumulated depreciation	15
Balance at Dec. 31, 2024	**30**
Disposals	(3)
Depreciation	(2)
Other changes	4
Total change	**(1)**
Cost net of accumulated impairment losses	44
Accumulated depreciation	15
Balance at Dec. 31, 2025	**29**

Investment property at December 31, 2025 amounted to €29 million, a decrease of €1 million on 2024.

The Group's investment property consists of properties in Italy, Spain, Brazil and Chile, which are free of restrictions on their sale or the remittance of income and proceeds of disposal. In addition, the Group has no contractual obligations to purchase, construct or develop investment property or for repairs, maintenance or enhancements.

The balance of investment properties is substantially in line with the previous year.

For more information on the valuation of investment property, see notes 51 "Assets and liabilities measured at fair value" and 51.2 "Assets not measured at fair value in the statement of financial position".

22. Intangible assets – *€15,132 million*

A breakdown of and changes in intangible assets for 2025 are shown below.

Millions of euro	Development expenditure	Industrial patents & intellectual property rights	Concessions, licenses, trademarks and similar rights	Service concession arrangements	Other	Leasehold improvements	Assets under development and advances	Contract costs	Total
Cost net of accumulated impairment losses	74	4,332	11,811	4,962	5,896	-	1,236	3,877	32,188
Accumulated amortization	39	3,630	2,051	3,671	4,554	-	-	2,406	16,351
Balance at Dec. 31, 2024	**35**	**702**	**9,760**	**1,291**	**1,342**	**-**	**1,236**	**1,471**	**15,837**
Capital expenditure	-	25	22	-	73	-	515	489	1,125
Assets entering service	11	226	42	-	220	-	(508)	9	-
Exchange differences	(1)	(46)	(15)	(10)	(12)	-	(29)	(13)	(126)
Change in the consolidation scope	-	-	-	-	64	-	-	-	64
Disposals	(6)	-	-	(6)	-	-	(14)	-	(26)
Amortization	(10)	(259)	(198)	(357)	(380)	-	-	(557)	(1,761)
Impairment losses	-	-	(2)	-	(49)	-	(258)	-	(309)
Impairment gains	-	-	-	-	1	-	2	-	3
Other changes	1	24	33	297	(36)	-	-	5	324
Reclassification from/to assets held for sale	-	-	(2)	-	2	-	1	-	1
Total change	**(5)**	**(30)**	**(120)**	**(76)**	**(117)**	**-**	**(290)**	**(67)**	**(705)**
Cost net of accumulated impairment losses	78	4,424	11,850	5,159	6,084	-	946	4,378	32,919
Accumulated amortization	48	3,752	2,210	3,944	4,859	-	-	2,974	17,787
Balance at Dec. 31, 2025	**30**	**672**	**9,640**	**1,215**	**1,225**	**-**	**946**	**1,404**	**15,132**

For more information on capital expenditure, see note 18.

Intangible assets decreased compared with the previous year, mainly reflecting amortization for the period (€1,761 million), related to Italy (€729 million), Spain (€434 million) and the Rest of the World (€598 million), and exceeding capital expenditure (please refer to note 18 "Property, plant and equipment").

"Impairment losses" amounted to €309 million in 2025 and mainly regarded licenses, rights and permits related to renewable energy projects in Spain, the United States, Brazil and Italy and to software platforms in Italy in the Retail segment.

"Exchange rate differences" came to a loss of €126 million in 2025, mainly regarding Chile (€61 million) and Argentina (€45 million), while "change in the consolidation scope" amounted to €64 million, reflecting the acquisition of hydroelectric and wind power plants in Spain and two wind power plants in the United States, resulting in an increase in intangible assets of €23 million and €41 million, respectively.

"Other changes" came to €324 million and mainly included the reclassification from financial assets of a portion of investments falling within the scope of IFRIC 12 in Brazil in the amount of €305 million.

The estimated useful life of the main items of intangible assets with a finite useful life, distinguished between internally generated and acquired, is as follows.

Development expenditure:	
- internally generated	5 years
- acquired	3-26 years
Industrial patents and intellectual property rights:	
- internally generated	3-10 years
- acquired	3-30 years
Concessions, licenses, trademarks and similar rights:	
- internally generated	20 years
- acquired	10-35 years
Other:	
- internally generated	2-28 years
- acquired	3-15 years

23. Goodwill – *€13,051 million*

The breakdown of and changes of goodwill in 2025 are reported below.

Millions of euro		at Dec. 31, 2024	Change in consolidation scope	Exchange differences	Impairment losses	Reclassification from/to assets held for sale	Other changes	at Dec. 31, 2025
		Net carrying amount						Net carrying amount
Iberia	EGP	1,190	144	-	-	-	-	1,334
	Grids	5,788	-	-	-	-	-	5,788
	MKT	1,807	-	-	-	-	-	1,807
Chile	EGP	949	-	-	-	-	-	949
	Grids	152	-	-	-	-	-	152
Argentina	Grids	20	-	-	-	-	-	20
Colombia	EGP	300	-	1	-	-	-	301
	Grids	223	-	1	-	-	-	224
Brazil	EGP	417	-	(3)	-	-	-	414
	Grids	790	-	(2)	-	-	-	788
Peru	Generation	-	-	-	-	25	-	25
Central America	EGP	27	-	(4)	-	-	-	23
North America	EGP	68	-	-	-	-	-	68
	Enel X	44	-	(5)	-	-	-	39
APAC	Enel X	84	-	-	-	-	-	84
Rest of Europe	Enel X	40	-	-	-	-	-	40
	EGP	-	44	-	-	-	-	44
Italy	MKT	581	-	-	-	-	-	581
	EGP	21	-	-	-	-	-	21
	Generation	349	-	-	-	-	-	349
Total		**12,850**	**188**	**(12)**	**-**	**25**	**-**	**13,051**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Goodwill amounted to €13,051 million at December 31, 2025, an increase of €201 million mainly attributable to the completion of the price allocation process for the acquisition of Corporación Acciona Hidráulica SL and Compañía Eólica Tierras Altas SA (Cetasa) in Spain, which resulted in the recognition of goodwill in the amount of €125 million and €19 million, respectively. Moreover, the Enel Group, acting through its subsidiary Enel Green Power Germany, in December 2025 acquired a portfolio of onshore wind power plants in Germany, resulting in the recognition of provisional goodwill of €44 million pending the completion of the purchase price allocation process in the next 12 months.

Other changes mainly refer to the reclassification from assets held for sale to assets held for use of the Peruvian company Enel Generación Piura SA (€25 million).

The increases were partly offset by exchange rate losses in Brazil, North America and Central America (€12 million).

The recoverable amount of goodwill recognized in the financial statements was estimated by determining the value in use of the CGUs/groups of CGUs to which the goodwill is allocated, understood as the present value of future cash flows expected to originate from the asset being measured, including cash flows deriving from disposal. Discounting is performed using a discount rate that reflects market parameters (risk-free rates, beta, market risk premium, country risk premium), reflecting the specific risk profile of each CGU/group of CGUs to which the goodwill is allocated, current market assessments of the time value of money, and specific risks.

In particular, the value in use is determined using the "Discounted Cash Flow" method (DCF), in the "unlevered" version and on post-tax values. The Enterprise Value (hereinafter also "EV") is equal to the algebraic sum of the following two elements:

- present value of the cash flows generated by the CGU over the explicit forecast period;
- present value of the cash flows of operating assets at the end of the explicit forecast period (the "terminal value");
- present value of any cash flows arising from the disposal of assets at the end of their useful life.

Expected future cash flows used to determine the value in use are based on the forecasts contained in the Enel Group's most recent Business Plan, approved by the Parent Company's Board of Directors.

More specifically, cash flows were determined on the basis of the best information available at the time of the estimate, taking account of the specific risks of each CGU, and resulting:

- for the explicit period, from the Business Plan approved by the Board of Directors of the Parent on February 23, 2026, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs, capital expenditure, industrial and commercial aspects as well as the developments in the main macroeconomic variables (inflation, nominal interest rates and exchange rates) and energy commodity prices for the three years following the reporting date in line with the time frame of the Group's Business Plan;
- for years after the explicit period, from assumptions concerning long-term developments in the main variables that determine cash flows.

The terminal value therefore represents the ability to generate future cash flows in perpetuity (hereafter "perpetuity") or over a defined time horizon (hereafter "annuity").

The choice between the two methods is based on the type of business and the useful life prospects of the assets underlying the CGUs undergoing impairment. More specifically, the terminal value is estimated using the cash flow of the last year of the explicit period "normalized" according to the following main developments:

- the variation in net working capital is set equal to zero, assuming that in a situation of operational stability the changes in the quantities that make up the working capital compensate each other;
- capital expenditures beyond the explicit period refer to cash outflows expected to be incurred to maintain current productivity of the assets included in the CGU (i.e. routine maintenance and replacement of discontinued capacity);
- the neutralization of non-recurring cash flows.

Cash flow is then increased over the chosen horizon according to a constant "growth rate" (hereinafter also "g-rate"), based on the specific characteristics of each business and country of operation. The normalization of cash flows is applied to both methods by which the Enel Group estimates the terminal value.

Terminal value was estimated using the perpetuity method in the following cases:

- for the Large Hydro (LH) renewable generation and electricity distribution businesses, where licenses and concessions have long-term expiry dates and/or, in some cases, renewal can be estimated with reasonable certainty;
- for the Enel X and Enel X Way businesses (included in retail), as the residual useful life of the business is considered to be related to the average duration of customer relationships.

The annuity method was used in the following cases:

- for retail businesses (excluding the Enel X and Enel X Way businesses), as it is related to the average duration of customer relationships;

- for the renewable generation business (other than Large Hydro), in view of the average residual useful life of the plants. These assets were attributed a residual value (hereinafter, "salvation value") in the event of their disposal, associated with the concession rights, the competitiveness of the production sites (in terms of natural resources) and the interconnections to the grid;
- for the electricity distribution business when the renewal cannot be estimated with reasonable certainty or there are regulatory limits with respect to the duration of the renewal itself.

The nominal growth rate considered (g-rate) is equal to the long-term growth in inflation for all businesses except the retail business for which the compound annual growth rate of electricity demand in the explicit forecast period is used (depending on the country of origin).

Regarding the assumptions for commodity price developments, the scenarios adopted are consistent with current emissions reductions targets.

More specifically, a steady growth in the price of CO_2 is assumed for 2030, reflecting the gradual reduction in the supply of permits against growing demand, and a stabilization of coal prices, due to decreasing demand. As for gas, price tensions are expected to ease in the coming years in light of a realignment between supply and demand at a global level. Finally, a progressive stabilization of oil prices is expected, with peak demand estimated around 2030.

In order to verify the robustness of the value in use of the CGUs, sensitivity analyses were also conducted on the main value drivers.
In particular, the expected "WACC", "g-rate" and "EBITDA" parameters used in the impairment exercise were "stress tested" according to a generally accepted variation range, to verify the robustness of the value in use in worsening conditions.
Specifically, the sensitivity analysis considered:
- a 5% increase in the WACC;
- a 10% reduction in the g-rate;
- a 10% reduction in the expected EBITDA.

The sensitivity analysis at December 31, 2025 shows stable carrying amounts of CGU and goodwill, even under the worst-case scenarios.

Note also that in testing impairment the Group used sensitivity analysis to take account of the impacts of climate change in the long term. More specifically, considering:
- a perpetual long-term growth rate for cash flows after the explicit period in line with the expected developments in electricity demand over the 2029-2050 period, based on the specific features of the businesses, considering assumptions on the increase in temperature due to climate change and trends connected with the energy transition;
- changes in the hydroelectric, wind and photovoltaic generation potential of our assets, associated with each projection of underlying climate variables (for example, temperature, irradiance, wind speed and precipitation).

To determine the growth rate of electricity demand used for sensitivity analysis to take into account the impacts of climate change, the Enel Group uses integrated energy system models. The types of scenarios used are *Reference*, *Slower Transition* and *Accelerated Transition* and are developed to represent the different speeds of the energy transition and the different levels of electrification. In particular:
- the *Reference* scenario is consistent with achieving carbon neutrality in the long term (base case);
- the *Slower Transition* scenario assumes a more gradual transition, characterized by a lower level of electrification and a less favorable macroeconomic environment, leading to a reduction in electricity demand compared to the baseline scenario;
- the *Accelerated Transition* scenario represents a more ambitious scenario with higher electricity demand than the base case.

For the purposes of the sensitivity analysis, the Enel Group compares the *Slower Transition* scenario to the *Reference scenario* (taken as a reference as the base scenario for the purposes of impairment testing) in terms of impact on the terminal value to reflect potentially worsening impacts on the estimate of the value in use in the results of the impairment test.

The sensitivity analysis carried out on the change in electricity demand at December 31, 2025 did not report any critical elements in terms of recoverability of the considered carrying amounts.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The estimate of the variation in hydroelectric, wind and photovoltaic generation potential due to climate change refers to the climate projections developed by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

The base case, used for the sensitivity analysis, considers the effects on renewable generation related to the climate scenario SSP[1] 1-RCP 2.6 (compatible with global warming below 2 °C by 2100). The sensitivity analysis compares the base case with the worst case, which considers the effects of the climate scenario SSP(1)5-RCP 8.5 (worst case – corresponding to a level of global warming of about +4.4 °C by 2100).

Note that although these effects may also be positive, only negative effects are taken into account for the purposes of the sensitivity analysis.

To calibrate these functions, we used historical data on weather and climate variables and internal data on the observed potential electricity generation of the Enel Group's plant fleet. This resulted in "link" functions that match the specific characteristics of each plant and renewable technology and were used to calculate the effects on future electricity generation.

The sensitivity analysis carried out on the change in renewable generation potential at December 31, 2025 calculated in terms of impact on the operating profit did not show any critical elements in terms of recoverability of the related carrying amounts.

With reference to the Brazil I&N group of CGUs, note that the Group carried out a specific monitoring of the recoverable value of the assets in the CGU relating to the São Paulo area (see note 19 "Service concession arrangements" for further details) and, subsequently, of the Brazil I&N group of CGUs as a whole.

Based on the analyses carried out, both the recoverable value of the CGU relating to the São Paulo distribution area estimated considering different scenarios weighted to reflect regulatory and legal uncertainty and the recoverable value of the Brazil I&N group of CGUs as a whole were higher than the related carrying amount.

The Group will continue to monitor the evolution of the regulatory, legal, and operational aspects associated with the São Paulo concession, periodically assessing the adequacy of the assumptions used in light of available information.

1. SSP: Shared Socioeconomic Pathways.

The composition of the main goodwill balance by country/region to which the CGU belongs, the discount rates adopted, and the time horizon over which the expected cash flows are discounted are reported below.

Area	CGU	Amount	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period	Terminal value[3]	Amount	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period	Terminal value[3]
Millions of euro		at Dec. 31, 2025					at Dec. 31, 2024				
Iberia	EGP	1,334	2.00%	6.85%	3 years	Perpetuity Lhydro/ 19 years EGP	1,190	1.76%	7.13%	3 years	Perpetuity Lhydro/ 23 years EGP
	Grids	5,798	2.00%	5.38%	3 years	Perpetuity	5,788	1.76%	5.68%	3 years	Perpetuity
	MKT	1,807	2.17%	9.63%	3 years	15 years	1,807	4.07%	9.76%	3 years	15 years MKT
Chile	EGP	949	2.30%	8.81%	3 years	Perpetuity Lhydro/ 22 years EGP	949	2.30%	9.39%	3 years	Perpetuity Lhydro/ 27 years EGP
	Grids	152	2.30%	7.48%	3 years	Perpetuity	152	2.30%	8.18%	3 years	Perpetuity
Argentina	Grids	20	16.36%	27.93%	3 years	Perpetuity	20	20.41%	44.88%	3 years	Perpetuity
Colombia	EGP	301	3.18%	11.99%	3 years	Perpetuity Lhydro/ 26 years EGP	300	3.36%	12.59%	3 years	Perpetuity Lhydro/ 26 years EGP
	Grids	224	3.18%	10.59%	3 years	Perpetuity	223	3.37%	11.23%	3 years	Perpetuity
Brazil	EGP	414	3.17%	10.73%	3 years	Perpetuity Lhydro/ 22 years EGP	417	3.36%	11.17%	3 years	Perpetuity Lhydro/ 23 years EGP
	Grids	788	3.17%	12.39%	3 years	30 years Ceará and São Paulo[4]/ 28 years Rio	790	3.36%	10.82%	3 years	Perpetuity
Peru	Generation	25	3.11%	13.19%	3 years	16 years	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Central America	EGP	23	2.30%	11.15%	3 years	11 years	27	2.30%	10.88%	3 years	16 years
North America	EGP	66	2.26%	8.03%	3 years	21 years	68	1.89%	7.79%	3 years	23 years
	Enel X	39	2.30%	10.65%	3 years	Perpetuity	44	2.30%	10.95%	3 years	Perpetuity
APAC	Enel X	84	2.30%	11.50%	3 years	Perpetuity	84	2.30%	12.18%	3 years	Perpetuity
ROE	Enel X	40	2.00%	10.77%	3 years	Perpetuity	40	1.76%	10.86%	3 years	Perpetuity
	EGP	44	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Italy	EGP	21	2.00%	7.45%	3 years	Perpetuity/ 25 years	21	1.76%	7.86%	3 years	Perpetuity/ 27 years
	MKT	581	0.90%	10.25%	3 years	15 years	581	0.90%	10.54%	3 years	15 years
	Generation	349	2.00%	8.08%	3 years	Perpetuity	349	1.61%	7.97%	3 years	Perpetuity Lhydro/ 14 years

(1) Perpetual cash flow growth rate after the explicit period.
(2) Pre-tax WACC calculated with the iterative method: the discount rate that ensures the value in use calculated with the pre-tax cash flows is equal to that calculated with post-tax cash flows discounted with the post-tax WACC.
(3) The terminal value has been estimated on the basis of a perpetuity or an annuity with increasing returns for the years in the column.
(4) The figure for São Paulo is weighted for the probability of a further 30-year renewal of the concession, currently ending in 2028.

24. Deferred tax assets and liabilities – *€8,830 million and €7,813 million*

The following tables detail changes in deferred tax assets and liabilities by type of timing difference and calculated based on the tax rates established by applicable regulations, as well as the amount of deferred tax assets offsettable, where permitted, with deferred tax liabilities.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	Increase/ (Decrease) taken to profit or loss	Increase/ (Decrease) taken to equity	Changes in scope	Exchange differences	Other changes	Reclassifications of assets held for sale	at Dec. 31, 2025
Deferred tax assets:								
- differences in the carrying amount of intangible assets, property, plant and equipment	2,223	239	-	-	(12)	(2)	-	2,448
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses with deferred deductibility	1,995	31	-	-	(19)	59	-	2,066
- tax loss carried forward	945	402	-	7	(57)	-	-	1,297
- measurement of financial instruments	1,069	13	(242)	-	(29)	(19)	-	792
- employee benefits	663	(114)	(54)	1	1	(18)	-	478
- other items	2,130	(206)	5	8	(176)	63	(68)	1,749
Total	**9,025**	**365**	**(291)**	**135**	**(292)**	**83**	**(68)**	**8,830**
Deferred tax liabilities:								
- differences on non-current and financial assets	5,179	(98)	5	-	(377)	165	25	5,034
- measurement of financial instruments	505	-	(114)	1	(15)	(21)	-	355
- other items	2,267	288	(8)	-	(78)	35	(81)	2,424
Total	**7,951**	**190**	**(117)**	**136**	**(470)**	**179**	**(56)**	**7,813**
Non-offsettable deferred tax assets								**5,413**
Non-offsettable deferred tax liabilities								**3,134**
Excess net deferred tax liabilities after any offsetting								**1,262**

Deferred tax assets recognized at December 31, 2025, as their recovery is considered reasonably certain, totaled €8,830 million (€9,025 million at December 31, 2024).
Deferred tax assets decreased by €195 million during the year, essentially due to:

- a decrease in deferred tax assets connected with developments in the fair value of cash flow hedge derivatives;
- the impact of exchange rate differences in Latin America.

These effects were partly offset by hyperinflationary adjustments in Argentina.
Note that deferred tax assets have not been assessed on tax losses carried forward for the year (€1,911 million) in the amount of €547 million, as based on current estimates of future taxable income their recoverability is not considered probable.

Deferred tax liabilities amounted to €7,813 million at December 31, 2025 (€7,951 million at December 31, 2024). They essentially include the determination of the tax effects of the adjustments to assets acquired as part of the final allocation of the cost of acquisitions made in the various years and the deferred taxation in respect of the differences between depreciation charged for tax purposes, including accelerated depreciation, and depreciation based on the estimated useful lives of assets.
Deferred tax liabilities decreased by a total of €138 million, due in particular to:

- the decrease in deferred tax liabilities connected with developments in the fair value of cash flow hedge derivatives;
- the impact of exchange rate differences in Latin America.

These effects were partly offset by hyperinflationary adjustments in Argentina.

25. Equity-accounted investments – *€1,317 million*

The following table shows changes in the main investments in joint ventures and associated companies accounted for using the equity method.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	% held	Impact on profit or loss	Change in cons. scope	Dividends	Reclassifications from/to assets held for sale	Impairment losses	Other changes	at Dec. 31, 2025	% held
Joint ventures										
Gridsportise Srl	313	50.0%	(6)	-	-	-	-	(2)	305	50.0%
Mooney Group SoA	203	50.0%	(31)	(10)	-	-	-	25	187	50.0%
Potentia Energy	142	50.0%	(16)	(12)	-	-	-	96	210	50.0%
Principia Energy SA	245	50.0%	(30)	-	(12)	-	-	10	213	50.0%
Matimba project companies	66	50.0%	1	-	-	-	-	(14)	53	50.0%
Ewiva Srl	36	50.0%	(3)	(33)	-	-	-	-	-	
Drift Sand Wind Project	66	50.0%	1	-	-	-	-	(8)	59	50.0%
Front Marítim del Besòs	30	61.4%	-	-	-	-	-	-	30	61.4%
Elecgas SA	28	50.0%	7	-	-	-	-	1	36	50.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	6	43.8%	8	-	-	-	-	(9)	5	43.8%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	8	33.5%	1	-	(1)	-	-	-	8	33.5%
Energie Electrique de Tahaddart	11	32.0%	1	(11)	-	-	-	(1)	-	
PowerCrop	5	50.0%	(1)	-	-	-	-	1	5	50.0%
Total joint ventures	**1,159**		**(68)**	**(56)**	**(13)**	**-**	**-**	**99**	**1,111**	

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	% held	Impact on profit or loss	Change in cons. scope	Dividends	Reclassifications from/to assets held for sale	Impairment losses	Other changes	at Dec. 31, 2025	% held
Associates										
CESI	58	42.7%	4	-	-	-	-	-	62	42.7%
GNL Chile SA	31	33.3%	13	-	-	-	-	(5)	39	33.3%
Energías Especiales del Bierzo	9	50.0%	-	-	(3)	-	-	(1)	5	50.0%
Gorona del Viento El Hierro SA	6	23.2%	4	-	-	-	-	-	10	23.2%
Compañía Eólica Tierras Altas	7	37.5%	1	(8)	-	-	-	-	-	
Sociedad Eólica El Puntal	5	50.0%	1	-	(1)	-	-	-	5	50.0%
Renovables Broxaes 400 kV	7	64.2%	-	-	-	-	-	(1)	6	64.2%
Cogenio Iberia	5	20.0%	(1)	-	-	-	-	1	5	20.0%
Cogenio Srl	16	20.0%	(1)	-	-	-	(8)	-	7	20.0%
EGPNA Renewable Energy Partners	65	10.0%	2	(19)	-	(47)	-	(1)	-	
Rocky Caney Holding	18	10.0%	1	(12)	-	(6)	-	(1)	-	
Total associates	**227**		**24**	**(39)**	**(4)**	**(53)**	**(8)**	**(8)**	**139**	
Other	**70**		**-**	**6**	**(3)**	**-**	**-**	**(6)**	**67**	
Total	**1,456**		**(44)**	**(99)**	**(20)**	**(53)**	**(8)**	**85**	**1,317**	

The decrease in equity-accounted investments in 2025 came to €139 million and mainly reflected:

- the effects of the reclassification to assets held for sale and changes in the scope of consolidation of the investments in EGPNA Renewable Energy Partners and Rocky Caney, totaling €84 million, related to the closing of the asset swap agreement between Enel Green Power North America (EGPNA) and Gulf Pacific Power, allowing Enel Green Power to increase to 51% its investment in a number of associated companies while disposing of others;
- the negative impact of changes in the scope of consolidation of €52 million related to:
  - the acquisition of the residual 62.5% stake in Compañía Eólica Tierras Alta (Cetasa) from Caja Rural de Soria and Caja Rural de Navarra, which resulted in the acquisition of 100% of the company, previously held at 37.5% and consolidated by the Group under the equity method;
  - the acquisition of the remaining 50% shareholding in Ewiva, which resulted in the acquisition of full control of the company, previously held at 50% and consolidated by the Group under the equity method;
  - the sale of the interest in Energie Electrique de Tahaddar;
- a Group loss of €44 million;
- the distribution of dividends in the amount of €20 million;
- the unfavorable effect of exchange rate development in the amount of €21 million;
- the recognition of the impairment of the investment in Cogenio Srl in the amount of €8 million.

These negative impacts were partially offset by the €122 million capital increase in the Potentia Energy joint venture, which enabled the latter to close the agreement with CVC DIF and Cbus Super to acquire interest in a portfolio of over 1 GW of renewable assets.

	Non-current assets		Current assets		Total assets		Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Equity	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Joint ventures														
Gridspertise Srl	697	720	134	141	831	861	64	82	157	155	221	237	610	624
Mooney Group SpA	1,696	1,684	356	388	2,052	2,072	1,204	1,087	462	576	1,666	1,666	386	406
Potentia Energy	881	645	184	79	1,065	724	479	401	166	39	645	440	420	284
Principia Energy SA	1,178	1,127	106	112	1,284	1,239	654	640	204	109	858	749	426	490
Matimba project companies	2,459	2,177	358	388	2,817	2,565	2,546	2,305	165	128	2,711	2,433	106	132
Associates														
CESI	184	179	108	95	292	274	72	19	117	154	189	173	103	101

	Total revenue		Pre-tax profit		Profit from continuing operations	
Millions of euro	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Joint ventures						
Gridspertise Srl	332	410	(13)	15	(12)	12
Mooney Group SpA	397	410	(62)	(63)	(62)	(63)
Potentia Energy	70	70	(31)	(32)	(32)	(32)
Principia Energy SA	140	142	18	(1)	11	(7)
Matimba project companies	140	133	(2)	(13)	2	(4)
Associates						
CESI	195	181	4	3	2	2

26. Derivatives

	Non-current		Current	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Derivative financial assets	1,170	2,003	2,408	3,512
Derivative financial liabilities	3,314	2,915	2,343	3,584

For more information on derivatives designated as hedging instruments and measured at FVTPL, see note 50 "Derivatives and hedge accounting".

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

27. Current/Non-current contract assets/(liabilities)

	Non-current		Current	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Contract assets	632	523	135	193
Contract liabilities	5,495	5,682	2,833	2,448

Non-current assets deriving from contracts with customers (contract assets) refer mainly to public-to-private service concession arrangements recognized in accordance with IFRIC 12 (€590 million). These cases arise when the concession holder has not yet obtained full right to recognize the asset from the grantor. Note that the amount at December 31, 2025 includes investments for the period of €1,042 million (€844 million at December 31, 2024).

Current contract assets mainly concern construction contracts in progress (€108 million) to be invoiced, payments on which are subject to the fulfillment of a performance obligation.

The value at December 31, 2025 of non-current contract liabilities is mainly attributable to the Grids segment, in Spain (€2,987 million) and in Italy (€2,508 million) as a result of revenue from connections of new customers.

Current contract liabilities mainly include the contractual liabilities related to revenue from connections to the electricity grid expiring within 12 months in the amount of €2,079 million mainly recognized in Italy and Spain, as well as liabilities for construction contracts in progress (€455 million).

As required under IFRS 15, the following table reports the reversal to profit or loss of contract liabilities by time band.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Within 1 year	2,833	2,448
Within 2 years	529	769
Within 3 years	525	534
Within 4 years	524	532
Within 5 years	523	530
More than 5 years	3,394	3,317
Total	**8,328**	**8,130**

28. Other non-current financial assets – *€8,472 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Equity investments in other companies measured at fair value	573	595	(22)	-3.7%
Other non-current financial assets included in net financial debt (see note 28.1)	2,890	2,676	214	8.0%
Service concession arrangements	4,853	4,192	661	15.8%
Financial assets in respect of joint development agreements (JDA)	100	107	(7)	-6.5%
Non-current financial prepayments	56	37	19	51.4%
Total	**8,472**	**7,607**	**865**	**11.4%**

The increase in "other non-current financial assets" mainly reflects:

- the increase in financial assets in respect of service concession arrangements, mainly in Brazilian companies;
- the increase in other non-current financial assets included in net financial debt, as specified in note 28.1.

These positive effects were partially offset by the decrease in equity investments in other companies mainly due to the decrease in the value of the investment held by Enel X International in Zacapa Topco Sàrl in the amount of €22 million.

The following is a breakdown of equity investments in other companies measured at fair value.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	% held	at Dec. 31, 2024	% held	Change
Zacapa Topco Sàrl	355	19.5%	377	19.5%	(22)
Duereti	137	10.0%	137	10.0%	-
European Energy Exchange AG	42	2.4%	42	2.4%	-
Hubject GmbH	7	12.5%	8	12.5%	(1)
Empresa Propietaria de la Red SA	9	11.1%	9	11.1%	-
Termoeléctrica José de San Martin SA	7	5.6%	5	5.6%	2
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	8	6.2%	5	6.2%	3
Other	8		12		(4)
Total	**573**		**595**		**(22)**

28.1 Other non-current financial assets included in net financial debt – *€2,890 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Securities	716	575	141	24.5%
Other financial assets	2,174	2,101	73	3.5%
Total	**2,890**	**2,676**	**214**	**8.0%**

"Securities" mainly include financial instruments at FVOCI in which Enel Reinsurance invests a portion of its liquidity. The item increased mainly reflecting the acquisitions of securities at FVOCI in 2025.

The increase in "other financial assets" is mainly attributable to the increase in medium- and long-term financial assets (€116 million), mainly related to higher receivables from Mooney Group SpA, and unavailable financial deposits (€95 million) mainly from the Endesa Group, partly offset by the decrease in financial assets relating to the deficit of the Spanish electricity system (€135 million).

29. Other current financial assets – *€3,941 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Current financial assets included in net financial debt (see note 29.1)	3,788	4,668	(880)	-18.9%
Financial assets from service concession arrangements (current portion)	12	12	-	-
Financial assets in respect of joint development agreements (JDA)	-	10	(10)	-
Financial accrued income	131	147	(16)	-10.9%
Other	10	17	(7)	-41.2%
Total	**3,941**	**4,854**	**(913)**	**-18.8%**

The decrease in "other current financial assets" mainly refers to the decrease in "current financial assets included in net financial debt", as detailed in note 29.1 below.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

29.1 Other current financial assets included in net financial debt – *€3,788 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Current portion of long-term financial assets	1,372	2,174	(802)	-36.9%
Securities	230	138	92	66.7%
Cash collateral and other financial assets in respect of derivatives transactions	2,033	1,982	51	2.6%
Other short-term financial assets	153	374	(221)	-59.1%
Total	**3,788**	**4,668**	**(880)**	**-18.9%**

The change in the item is mainly attributable to:

- the decrease in the "current portion of long-term financial assets", mainly reflecting the collection of Enel Produzione's financial receivables from Slovenské elektrárne (for €289 million) and Enel Finance International's financial receivables from SPH (for €769 million), partially offset by the increase in the financial assets for the Spanish electricity system deficit mechanism (for €344 million);
- the decrease in "other short-term financial assets" mainly in the Endesa Group.

The effect was partly offset by an increase in securities and cash collateral paid to counterparties in respect of derivatives transactions.

30. Other non-current assets – *€2,064 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Amounts due from institutional market operators	558	391	167	42.7%
Net assets of personnel programs	80	72	8	11.1%
Tax assets >12 months	935	1,114	(179)	-16.1%
Operating security deposits >12 months	375	282	93	33.0%
Other receivables	111	74	37	50.0%
Non-current assets for contingent consideration – Third parties	5	4	1	25.0%
Total	**2,064**	**1,937**	**127**	**6.6%**

"Amounts due from institutional market operators" increased by €167 million on 2024, mainly in respect of distribution activities in Spain (€107 million) and Italy (€60 million).

"Tax assets >12 months" decreased by €179 million, mainly in Chile (€120 million) due to lower investments in fixed assets, which reduced the value of the receivables generated by them. "Operating security deposits >12 months" increased mainly in Italy (€78 million) due to participation in the MACSE (electricity storage capacity procurement mechanism) auctions.

31. Other current assets – *€3,386 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Amounts due from institutional market operators	868	904	(36)	-4.0%
Advances to suppliers	279	356	(77)	-21.6%
Amounts due from employees	20	22	(2)	-9.1%
Non-monetary grants to be received for environmental certificates[1]	43	10	33	-
Amounts due from others	923	1,056	(133)	-12.6%
Sundry tax assets	932	1,272	(340)	-26.7%
Current accrued income and prepayments	321	271	50	18.5%
Total	**3,386**	**3,891**	**(505)**	**-13.0%**

(1) See note 57 "Environmental programs".

Other current assets decreased mainly due to the decrease in "sundry tax assets" of €340 million, mainly in Italy and Spain, and the decrease in "amounts due from others" of €133 million, mainly due to the decrease in receivables for expired energy commodity derivatives in Italy and in sundry receivables mainly in Italy and Spain.

32. Inventories – *€3,301 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Raw and ancillary materials, and consumables:				
- fuels	1,181	1,335	(154)	-11.5%
- materials, equipment and other inventories	1,862	2,013	(151)	-7.5%
Total	**3,043**	**3,348**	**(305)**	**-9.1%**
Environmental certificates:				
- CO_2 pollutant emissions	42	57	(15)	-26.3%
- guarantees of origin	6	72	(66)	-91.7%
- energy efficiency certificates	79	4	75	-
- other environmental certificates	6	6	-	-
Total	**133**	**139**	**(6)**	**-4.3%**
Buildings held for sale	42	43	(1)	-2.3%
Payments on account	83	113	(30)	-26.5%
TOTAL	**3,301**	**3,643**	**(342)**	**-9.4%**

Raw and ancillary materials, and consumables consist of materials and equipment used to operate, maintain, and construct power plants and distribution networks, as well as fuel inventories to cover the requirements of generation companies and trading activities.

The overall decrease in inventories in 2025 (€342 million) is mainly attributable to a decrease in inventories of fuel in Italy and the decrease in guarantees of origin and CO_2 emissions allowances in Italy mainly used for compliance obligations pertaining to the period.

33. Trade receivables – *€14,555 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Customers:				
- electricity sales and transport	8,727	10,263	(1,536)	-15.0%
- distribution and sale of gas	1,327	1,491	(164)	-11.0%
- other assets	4,440	4,008	432	10.8%
Total trade receivables due from customers	**14,494**	**15,762**	**(1,268)**	**-8.0%**
Trade receivables due from associates and joint ventures	61	179	(118)	-65.9%
TOTAL	**14,555**	**15,941**	**(1,386)**	**-8.7%**

Trade receivables due from customers are recognized net of loss allowances, which totaled €3,819 million at the end of the year, compared with a balance of €3,763 million at the end of 2024.

Specifically, the decrease in 2025, totaling €1,386 million, is attributable to a decrease in receivables for both electricity and gas sale and transport recognized in the year.

The change was mainly recognized in Italy (€774 million), Spain (€346 million) and Chile (€514 million), partly offset by increases in Brazil (€358 million).

For more information on trade receivables, see note 47 "Financial instruments by category".

34. Cash and cash equivalents – *€5,065 million*

Cash and cash equivalents, as shown in the table below, decreased by a total of €2,986 million, mainly due to the share buyback programs in Italy, Spain and Chile, as well as the payment of dividends to shareholders.

These transactions generated a reduction in liquidity, which mainly affected investments in liquidity (€2,430 million), as well as bank deposits (€528 million).

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Bank and post office deposits	4,234	4,762	(528)	-11.1%
Cash and cash equivalents on hand	5	33	(28)	-84.8%
Other investments of liquidity	826	3,256	(2,430)	-74.6%
Total	**5,065**	**8,051**	**(2,986)**	**-37.1%**

35. Assets and liabilities included in disposal groups classified as held for sale – *€1,095 million and €756 million*

Changes in assets held for sale in 2025 break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	Reclassification to current and non-current assets	Reclassification from current and non-current assets	Disposals and change in the consolidation scope	Impairment	Exchange differences	Investments	Other changes	at Dec. 31, 2025
Property, plant and equipment	230	(126)	805	(143)	(41)	(35)	2	(16)	674
Investment property	37	-	-	(28)	-	-	-	(1)	8
Intangible assets	7	-	-	-	(3)	(3)	-	(1)	-
Goodwill	25	(25)	-	-	-	-	-	-	-
Deferred tax assets	-	-	68	-	-	(3)	-	7	72
Equity-accounted investments	50	-	53	(33)	(22)	(8)	-	2	42
Non-current financial assets and securities	1	-	15	-	-	(1)	-	-	15
Other non-current assets	7	(5)	-	-	-	(1)	-	-	1
Inventories	15	(15)	33	(1)	-	(2)	-	2	32
Trade receivables	8	(4)	41	(2)	-	(3)	-	2	42
Tax receivables	9	(12)	43	-	-	(2)	-	4	42
Current financial assets and securities	7	-	3	-	-	(1)	-	(4)	5
Other current assets	13	(7)	136	-	-	(6)	-	2	138
Cash and cash equivalents	6	(6)	26	-	-	(1)	-	1	24
Total	**415**	**(204)**	**1,223**	**(207)**	**(66)**	**(66)**	**2**	**(2)**	**1,095**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Developments in liabilities break down as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	Reclassification to current and non-current liabilities	Reclassification from current and non-current liabilities	Disposals and change in the consolidation scope	Exchange differences	Other changes	at Dec. 31, 2025
Long-term borrowings	9	-	383	(37)	(13)	(9)	333
Provisions for risks and charges, non-current portion	7	(2)	8	(2)	(1)	-	10
Deferred tax liabilities	28	(24)	80	-	(4)	(1)	79
Short-term borrowings	63	(60)	-	-	(3)	-	-
Long-term borrowings, current portion	3	-	104	(11)	(4)	1	93
Provisions for risks and charges, current portion	-	-	-	-	-	1	1
Trade payables	12	(4)	54	(1)	(3)	(4)	54
Income tax liabilities	7	(10)	26	-	(1)	2	24
Current contract liabilities	-	-	-	-	-	-	-
Other current financial liabilities	-	(1)	26	-	(1)	1	25
Other current liabilities	21	(5)	106	(1)	(5)	21	137
Total	**150**	**(106)**	**787**	**(52)**	**(35)**	**12**	**756**

The item essentially includes assets measured at the lower of cost, understood as their net carrying amount, and the estimated realizable value, which, due to management decisions, meet the requirements of "IFRS 5 - Non-current assets held for sale and discontinued operations" for their classification in this item.

The balance of net assets held for sale at December 31, 2025 amounted to €339 million, an increase of €74 million compared with the previous year, mainly reflecting the reclassification to net assets held for sale of EGP México and a group of subsidiaries (€309 million).

This increase was partially offset, among others, by the reclassification to "held-for-use" of the net assets of Enel Generación Piura (€98 million), since management no longer considered the sale to be highly probable and the conditions that had determined the previous classification under IFRS 5 no longer applied, the sale of the net assets of Wind Autogeneración SAS, owner of the Windpeshi wind farm in Colombia (€49 million), and the impairment loss on the net assets of EGP India (€38 million).

36. Equity – *€46,805 million*

36.1 Equity attributable to owners of the Parent – *€32,068 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Share capital	**10,167**	**10,167**	**-**
Negative reserve for treasury shares held	**(1,077)**	**(78)**	**(999)**
Other reserves	**7,001**	**5,651**	**1,350**
Share premium reserve	7,496	7,496	-
Reserve for equity instruments - perpetual hybrid bonds	8,219	7,145	1,074
Legal reserve	2,034	2,034	-
Other reserves	3,406	2,363	1,043
Translation reserve	(8,215)	(6,352)	(1,863)
Hedging reserve	(1,797)	(2,228)	431
Hedging costs reserve	159	182	(23)
Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	94	132	(38)
Reserve from equity-accounted investments	(41)	(404)	363
Remeasurement of net liabilities/(assets) for defined-benefit plans	(1,009)	(1,092)	83
Reserve from disposal of equity interests without loss of control	(2,448)	(2,405)	(43)
Reserve from acquisitions of non-controlling interests	(897)	(1,220)	323
Retained earnings	**15,977**	**17,991**	**(2,014)**
Equity attributable to owners of the Parent	**32,068**	**33,731**	**(1,663)**

Share capital – *€10,167 million*

At December 31, 2025 the fully subscribed and paid-up share capital of Enel SpA totaled €10,166,679,946, represented by the same number of ordinary shares with no par value. The share capital is unchanged compared with the amount reported at December 31, 2024.

At December 31, 2025, based on the shareholders register and the notices submitted to CONSOB and received by the Company pursuant to Article 120 of Legislative Decree 58 of February 24, 1998, as well as other available information, shareholders with interests of greater than 3% in the Company's share capital were the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake) and BlackRock Inc. (with a 5.023% stake held for asset management purposes).

Negative reserve for treasury shares held – *€(1,077) million*

At December 31, 2025, treasury shares are represented by 133,554,875 ordinary shares of Enel SpA with no par value (12,079,670 at December 31, 2024), purchased through an authorized intermediary for a total of €1,077 million.

Other reserves – *€7,001 million*

Share premium reserve – *€7,496 million*

Pursuant to Article 2431 of the Italian Civil Code, the share premium reserve contains, in the case of the issue of shares at a price above par, the difference between the issue price of the shares and their par value, including those resulting from conversion from bonds. The reserve, which is a capital reserve, may not be distributed until the legal reserve has reached the threshold established under Article 2430 of the Italian Civil Code.

Reserve for equity instruments – perpetual hybrid bonds – *€8,219 million*

This reserve reports the nominal value, net of transaction costs, of the non-convertible subordinated perpetual hybrid bonds denominated in euros for international investors.

Perpetual hybrid bonds increased by €1,074 million due to two new issues in January 2025 in the amount of €1,974 million, net of transaction costs, partly offset by the repayment of a €900 million bond in February 2025.

During 2025, coupons were paid to holders of perpetual hybrid bonds for €266 million.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Legal reserve – *€2,034 million*

The legal reserve is formed as allocation of part of the net income that, pursuant to Article 2430 of the Italian Civil Code, cannot be distributed as dividends.

Other reserves – *€3,406 million*

These include €2,215 million related to the remaining portion of the value adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.

Pursuant to Article 47 of the Uniform Income Tax Code, this amount does not constitute taxable income when distributed.

The change in the year mainly relates to the recognition by Enel SpA of the treasury shares purchased in the buyback transaction (€1,005 million).

Translation reserve – *€(8,215) million*

The decrease of €1,863 million reflects the net depreciation of the functional currencies used by foreign subsidiaries, especially in the United States and Latin America, against the euro (the Parent's presentation currency).

Hedging reserve – *€(1,797) million*

This includes the net expense recognized in equity from the measurement of hedging derivatives. In 2025, the reserve increased by €431 million, mainly reflecting the fair value adjustment of these derivatives.

Hedging costs reserve – *€159 million*

In application of IFRS 9, this reserve includes the fair value gains and losses on currency basis points and forward points.

Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI – *€94 million*

This includes net unrealized fair value losses on financial assets. The change in 2025 is mainly attributable to the value adjustment of the interest held by Enel X International in Zacapa Topco Sàrl (-€22 million).

Reserve from equity-accounted investments – *€(41) million*

The reserve reports the share of comprehensive income to be recognized directly in equity of equity-accounted investees. The change in the period mainly reflects the sale of Slovak Power Holding BV and the subsequent release of the related reserve in the amount of €364 million.

Actuarial reserve – *€(1,009) million*

This reserve includes actuarial gains and losses in respect of employee benefit liabilities, net of tax effects.

Reserve from disposal of equity interests without loss of control – *€(2,448) million*

This item mainly reports:

- the gain posted on the public offering of Enel Green Power shares, net of expenses associated with the disposal and the related taxation;
- the sale of non-controlling interests recognized as a result of the Enersis (now Enel Américas and Enel Chile) capital increase;
- the capital loss, net of expenses associated with the disposal and the related taxation, from the public offering of 21.92% of Endesa;
- the disposal to third parties of the non-controlling interest in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners;
- the effects of the merger into Enel Américas of Endesa Américas and Chilectra Américas;
- the effects of the disposal of a 49% stake held by Enel Green Power Canada in Pincher Creek LP and Riverview LP;
- the effects of the disposal of a 49% stake in Enel Libra Flexsys Srl, a company operating in Battery Energy Storage Systems (BESS) and owner of a number of Open Cycle Gas Turbines plants (OCGT);
- the effects of the disposal of a 49.99% stake held by Endesa in Enel Green Power España Solar 1 SLU and Enel Green Power España Solar 2 SLU.

The change in the year mainly reflects price adjustments on the sale of the business unit from Enel Produzione to Enel Libra Flexsys Srl and on the sale of Enel Green Power España Solar 1 SLU.

Reserve from acquisitions of non-controlling interests – *€(897) million*

This reserve mainly includes the surplus of acquisition prices with respect to the carrying amount of the equity acquired following the acquisition from third parties of further interests in companies already controlled mainly in Latin America. The change in 2025 is related to the share buyback transactions by Enel Américas and Endesa.

Retained earnings – *€15,977 million*

This reserve reports earnings from previous years that have not been distributed or allocated to other reserves.

The table below shows the changes in gains and losses recognized directly in other comprehensive income, including non-controlling interests, with specific reporting of the related tax effects.

	at Dec. 31, 2024			Change					at Dec. 31, 2025		
Millions of euro	Total	Of which owners of the Parent	Of which non-controlling interests	Gains/(Losses) recognized in equity during the year	Released to profit or loss	Taxes	Total	Of which owners of the Parent	Of which non-controlling interests	Total	Of which owners of the Parent	Of which non-controlling interests
Translation reserve	**(13,257)**	*(7,136)*	*(6,121)*	(2,076)	-	-	**(2,076)**	*(1,690)*	*(386)*	**(15,333)**	*(8,826)*	*(6,507)*
Hedging reserve	**(2,573)**	*(2,312)*	*(261)*	(603)	1,196	(132)	**463**	*428*	*35*	**(2,110)**	*(1,884)*	*(226)*
Hedging costs reserve	**163**	*178*	*(15)*	(28)	(9)	16	**(21)**	*(23)*	*2*	**142**	*155*	*(13)*
Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	**(8)**	*(3)*	*(5)*	(17)	3	2	**(12)**	*(12)*	-	**(20)**	*(15)*	*(5)*
Share of OCI of equity-accounted associates	**(523)**	(539)	*16*	(1)	-	2	**1**	*(1)*	*2*	**(522)**	(540)	*18*
Reserve from measurement of equity investments in other companies	**93**	*92*	*1*	(15)	-	-	**(15)**	*(19)*	*4*	**78**	*73*	*5*
Actuarial reserve	**(1,498)**	*(1,043)*	*(455)*	195	-	(63)	**132**	*113*	*19*	**(1,366)**	*(930)*	*(436)*
Total gains/(losses) recognized in equity	**(17,603)**	***(10,763)***	***(6,840)***	**(2,545)**	**1,192**	**(175)**	**(1,528)**	***(1,204)***	***(324)***	**(19,131)**	***(11,967)***	***(7,164)***

36.2 Dividends

	Amount distributed (millions of euro)	Dividend per share (euro)
Dividends distributed in 2024		
Dividends for 2023	4,367	0.43
Interim dividends for 2024[1]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2024	**4,367**	**0.43**
Dividends distributed in 2025		
Dividends for 2024	4,773	0.47
Interim dividends for 2025[2]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2025	**4,773**	**0.47**

(1) Approved by the Board of Directors on November 6, 2024 and paid as from January 22, 2025 (interim dividend of €0.215 per share for a total of €2,186 million).

(2) Approved by the Board of Directors on November 12, 2025 and paid as from January 21, 2026 (interim dividend of €0.23 per share for a total of €2,338 million).

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Dividends distributed are shown net of the amounts attributable to treasury shares held at the respective record dates. The Company waived collection of dividends on these shares, which were recognized under retained earnings.

The dividend for 2025, equal to €0.49 per share, amounting to a total €4,982 million (of which €0.23 per share for a total €2,338 million already paid as an interim dividend). It was approved by the Shareholders' Meeting of May 12, 2026 at single call.

These financial statements do not reflect the effects of the distribution of the dividend for 2025 to shareholders, with the exception of liabilities due to shareholders for the 2025 interim dividend approved by the Board of Directors on November 13, 2025 in the maximum potential amount of €2,338 million, and paid as from January 21, 2026 net of the amount pertaining to the 133,601,075 treasury shares held as at the record date of January 20, 2026.

During the year, the Company also paid coupons of €266 million to the holders of perpetual hybrid bonds (€246 million in 2024).

Capital management

The Group's objectives for managing capital comprise safeguarding the business as a going concern, creating value for stakeholders and supporting the development of the Group. In particular, the Group seeks to maintain an adequate capitalization that enables it to achieve a satisfactory return for shareholders and ensure access to external sources of financing, in part by maintaining an adequate rating.

In this context, the Group manages its capital structure and adjusts that structure when changes in economic conditions so require. There were no substantive changes in objectives, policies or processes in 2025.

To this end, the Group constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2025 and 2024 is summarized in the following table.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Non-current financial debt	57,147	60,064	(2,917)
Net current financial debt	2,925	(1,621)	4,546
Non-current financial assets and long-term securities	(2,890)	(2,676)	(214)
Net financial debt	**57,182**	**55,767**	**1,415**
Equity attributable to owners of the Parent	32,068	33,731	(1,663)
Non-controlling interests	14,737	15,440	(703)
Equity	**46,805**	**49,171**	**(2,366)**
Debt/equity ratio	**1.22**	**1.13**	**0.09**

The increase in the debt/equity ratio, which measures financial leverage, is substantially attributable to the decrease in equity, mainly due to the effect of the treasury share buyback transactions by Enel SpA, Enel Américas and Endesa, and to the increase in net financial debt, mainly due to the impact of acquisitions during the year.

See note 46 for a breakdown of the individual items in the table.

36.3 Non-controlling interests – *€14,737 million*

The following table presents the composition of non-controlling interests by geographical area.

	Non-controlling interests		Profit for the year attributable to non-controlling interests	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Italy	1,206	1,092	29	10
Iberia	6,447	6,517	645	534
Latin America	6,915	7,587	675	652
Europe	1	1	-	-
North America	46	124	4	9
Africa, Asia and Oceania	122	119	3	8
Total	**14,737**	**15,440**	**1,356**	**1,213**

The change in non-controlling interests is mainly related to dividends distributed (€956 million) and the decrease resulting from the purchase of treasury shares by Enel Américas and Endesa (€1,040 million), partially offset by the profit for the year (€1,356 million).

The financial disclosure requirements of IFRS 12 for subsidiaries with significant non-controlling interests are reported below.

	Non-current assets		Current assets		Total assets	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Subsidiaries						
Enel Américas	27,479	26,771	5,235	5,954	32,714	32,725
Enel Chile	9,995	10,858	1,732	1,939	11,727	12,797
Endesa	43,773	42,964	3,146	3,930	46,919	46,894

	Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Equity		Equity attributable to owners of the Parent		Non-controlling interests	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Subsidiaries												
Enel Américas	8,757	9,292	6,208	5,654	14,965	14,946	17,749	17,779	13,124	12,627	4,625	5,152
Enel Chile	3,127	3,637	2,656	2,843	5,783	6,480	5,944	6,317	3,654	3,681	2,290	2,636
Endesa	15,412	15,816	7,677	7,683	23,089	23,501	23,830	23,393	17,384	16,878	6,446	6,517

	Total revenue		Pre-tax profit		Profit from continuing operations		Profit attributable to owners of the Parent		Profit attributable to non-controlling interests	
Millions of euro	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Subsidiaries										
Enel Américas	12,629	15,202	1,619	3,108	1,148	2,056	678	1,495	470	561
Enel Chile	4,097	3,852	697	214	513	182	308	90	205	92
Endesa	21,436	21,315	2,760	2,430	2,120	1,773	1,475	1,238	645	535

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

37. Borrowings

	Non-current		Current	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Long-term borrowings	56,983	60,000	8,803	7,439
Short-term borrowings	-	-	2,975	3,645
Total	**56,983**	**60,000**	**11,778**	**11,084**

For more information on the nature of borrowings, see note 47.2 "Financial liabilities by category".

38. Employee benefits – *€1,127 million*

The Group provides its employees with a variety of benefits, including deferred compensation benefits, additional months' pay for having reached age limits or eligibility for old-age pension, loyalty bonuses for achievement of seniority milestones, supplemental retirement and healthcare plans, residential electricity discounts and similar benefits. Namely:

- for Italy, the item "pension benefits" regards estimated accruals made to cover benefits due under the supplemental retirement schemes of retired executives and the benefits due to personnel under law or contract at the time the employment relationship is terminated. For the foreign companies, the item refers to post-employment benefits, of which the most material regard the pension benefit schemes of Endesa in Spain, which break down into three types that differ on the basis of employee seniority and company. In general, under the framework agreement of October 25, 2000, employees participate in a specific defined-contribution pension plan and, in cases of disability or death of employees in service, a defined-benefit plan which is covered by appropriate insurance policies. In addition, the group has two other limited-enrollment plans (i) for current and retired Endesa employees covered by the electricity industry collective bargaining agreement prior to the changes introduced with the framework agreement noted earlier and (ii) for employees of the Catalan companies merged in the past (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Both are defined-benefit plans and benefits are fully insured, with the exception of the former plan for benefits in the event of the death of a retired employee. Finally, the Brazilian companies have also established defined-benefit plans;
- the item "electricity discount" comprises benefits regarding electricity supply associated in particular with foreign companies;
- the item "health insurance" refers to benefits for current or retired employees covering medical expenses;
- "other benefits" mainly regard the loyalty bonus, which is adopted in various countries and for Italy is represented by the estimated liability for the benefit entitling employees covered by the electricity workers national collective bargaining agreement to a bonus for achievement of seniority milestones (25th and 35th year of service). It also includes other incentive plans, which provide for the award to certain Company managers of a monetary bonus subject to specified conditions.

The following table reports changes in the defined-benefit obligation for post-employment and other long-term employee benefits at December 31, 2025 and December 31, 2024, respectively, as well as a reconciliation of that obligation with the actuarial liability.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025					at Dec. 31, 2024				
	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Total	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION										
Change in actuarial obligation previous year	-	-	-	-	-	6	1	(2)	(3)	2
Actuarial obligation at the start of the year	3,191	213	151	86	3,641	4,085	216	178	102	4,579
Current service cost	8	1	4	40	53	9	1	4	4	18
Financial expense	320	8	8	3	339	318	7	9	5	340
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	(12)	-	-	-	(12)	(3)	-	-	-	(3)
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	(4)	(15)	(7)	(2)	(28)	(481)	(15)	(8)	(1)	(505)
Experience adjustments	(237)	23	45	2	(167)	283	17	(6)	(6)	288
Past service cost	(2)	-	(10)	-	(12)	4	-	-	-	4
(Gains)/Losses arising from settlements	(1)	-	-	-	(1)	(114)	-	-	-	(114)
Exchange differences	(35)	-	(1)	(1)	(17)	(497)	(1)	(8)	(1)	(507)
Benefits paid	(354)	(13)	(12)	(12)	(391)	(451)	(13)	(14)	(13)	(491)
Other changes	-	-	-	(1)	(1)	-	-	-	(2)	(2)
Reclassification to balance sheet assets	8	-	-	-	8	30	-	-	-	30
Changes in the consolidation scope/liabilities classified as held for sale	3	2	-	-	5	2	-	-	-	2
Actuarial obligation at year-end (A)	2,905	219	178	115	3,417	3,191	213	151	86	3,641
CHANGES IN PLAN ASSETS										
Fair value of plan assets at the start of the year	2,155	-	-	-	2,155	2,299	-	-	-	2,299
Financial income	272	-	-	-	272	204	-	-	-	204
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	(48)	-	-	-	(48)	66	-	-	-	66
Exchange differences	(17)	-	-	-	(17)	(332)	-	-	-	(332)
Employer contributions	387	13	12	8	420	483	13	14	11	521
Benefits paid	(354)	(13)	(12)	(8)	(387)	(451)	(13)	(14)	(11)	(489)
Other payments	-	-	-	-	-	(114)	-	-	-	(114)
Fair value of plan assets at year-end (B)	2,396	-	-	-	2,396	2,155	-	-	-	2,155
EFFECT OF ASSET CEILING										
Asset ceiling at the start of the year	128	-	-	-	128	40	-	-	-	40
Financial income	15	-	-	-	15	4	-	-	-	4
Changes in asset ceiling	(38)	-	-	-	(38)	99	-	-	-	99
Exchange differences	-	-	-	-	-	(13)	-	-	-	(15)
Asset ceiling at year-end (C)	105	-	-	-	105	128	-	-	-	128
Net liability in statement of financial position (A-B+C)	615	219	178	115	1,127	1,164	213	151	86	1,614

The liability recognized stands at €1,127 million for 2025, a decrease of €487 million compared to 2024, mainly reflecting experience adjustments and the increase in the fair value of plan assets, partially offset by financial expenses for the year.
In Spain, the value of the assets of a plan of a number of Endesa Group companies exceeded the actuarial obligation giving rise to a surplus that was reclassified as an asset in the balance sheet.

The liability recognized at year-end is shown net of the fair value of assets serving the plans (€2,395 million as at 31 December 2025).

The table shows main changes in profit or loss in the year.

Millions of euro	2025	2024
(Gains)/Losses taken to profit or loss		
Service cost and past service cost	5	22
Net interest expense	82	140
(Gains)/Losses arising from settlements	1	2
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	36	-
Other changes	(1)	(7)
Total	**123**	**157**

The cost recognized in profit or loss decreased by €34 million, mainly reflecting the decrease in net interest expense, partly offset by the impact of other long-term benefits.

The following table shows changes recognized in the period in OCI.

Millions of euro	2025	2024
Change in (gains)/losses in OCI		
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	48	(66)
Actuarial (gains)/losses on defined-benefit plans	(207)	(213)
Changes in asset ceiling excluding amounts included in interest income	(38)	99
Other changes	2	3
Total	**(195)**	**(177)**

Those assets, which are entirely in Spain and Brazil, break down as follows.

%	2025	2024
Investments quoted in active markets		
Equity instruments	1	4
Fixed-income securities	85	76
Investment property	1	2
Other	11	14
Unquoted investments		
Assets held by insurance undertakings	-	-
Other	2	4
Total	**100**	**100**

The main actuarial assumptions used to calculate the liabilities in respect of employee benefits and the plan assets, which are consistent with those used the previous year, are set out in the following table.

	Italy	Iberia	Latin America	Other countries	Italy	Iberia	Latin America	Other countries
	2025				2024			
Discount rate	2.80%-3.37%	3.26%-4.15%	5.33%-12.94%	6.25%-6.60%	2.75%-3.20%	3.04%-3.50%	5.10%-12.95%	6.75%-6.80%
Inflation rate	2.00%	2.05%	3.00%-5.20%	-	2.00%	2.09%	3.00%-5.17%	
Rate of wage increases	2.00%-4.00%	1.55%	4.00%-5.55%	13%-10%	2.00%-4.00%	1.59%	3.80%-5.55%	13%-10%
Rate of increase in healthcare costs	3.00%	4.10%	7.63%-11.20%	-	3.00%	4.18%	7.63%-10.00%	
Expected rate of return on plan assets	-	3.88%	5.33%-12.94%	-	-	3.30%-3.47%	5.10%-12.95%	

The following table reports the outcome of a sensitivity analysis that demonstrates the effects on the defined-benefit obligation of changes reasonably possible at the end of the year in the actuarial assumptions used in estimating the obligation.

Millions of euro	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits
	at Dec. 31, 2025				at Dec. 31, 2024			
Decrease of 0.5% in discount rate	115	12	12	3	(5)	11	8	(3)
Increase of 0.5% in discount rate	(114)	(11)	(6)	(3)	(88)	(13)	(8)	(9)
Decrease of 0.5% in inflation rate	(6)	-	(6)	(3)	(56)	(2)	(9)	(8)
Increase of 0.5% in inflation rate	6	-	7	3	(36)	(2)	5	(3)
Increase of 0.5% in remuneration	3	-	-	3	(137)	(2)	(2)	(3)
Increase of 0.5% in pensions currently being paid	1	-	-	-	(56)	(2)	(2)	(6)
Increase of 1% in healthcare costs	-	-	21	-	-	-	17	-
Increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees	288	6	19	-	(297)	3	(1)	(6)

The sensitivity analysis used an approach that extrapolates the effect on the defined-benefit obligation of reasonable changes in an individual actuarial assumption, leaving the other assumptions unchanged.

The contributions expected to be paid into defined-benefit plans in the subsequent year amount to €367 million.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The following table reports expected benefit payments in the coming years for defined-benefit plans.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Within 1 year	370	351
In 1-2 years	320	308
In 2-5 years	946	921
More than 5 years	1,462	1,716

39. Provisions for risks and charges – *€7,549 million*

	at Dec. 31, 2025			at Dec. 31, 2024		
Millions of euro	Non-current	Current	Total	Non-current	Current	Total
Provision for litigation and other risks and charges:						
- nuclear decommissioning	699	-	699	688	-	688
- site retirement, removal and restoration	2,169	303	2,472	2,447	270	2,717
- litigation	617	53	670	643	53	696
- environmental certificates	-	176	176	-	200	200
- taxes and duties	218	12	230	234	18	252
- insurance	446	154	600	457	132	589
- other	1,362	327	1,689	1,134	324	1,458
Total	**5,511**	**1,025**	**6,536**	**5,603**	**997**	**6,600**
Provision for early retirement incentives and other restructuring plans	17	4	21	130	90	220
Provision for restructuring programs connected with the energy transition	745	247	992	768	246	1,014
TOTAL	**6,273**	**1,276**	**7,549**	**6,501**	**1,333**	**7,834**

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	Accruals	Reversals	Uses	Discounting	Provisions for site retirement and restoration	Change in consolidation scope	Exchange differences	Other changes	Reclassifications of liabilities included in disposal groups held for sale	at Dec. 31, 2025
Provision for litigation and other risks and charges:											
- nuclear decommissioning	688	-	-	-	18	(5)	-	-	(2)	-	699
- site retirement, removal and restoration	2,717	32	(207)	(138)	81	39	9	(40)	(1)	(20)	2,472
- litigation	696	218	(158)	(148)	71	-	5	(13)	(1)	-	670
- environmental certificates	200	180	(102)	(101)	-	-	-	-	(1)	-	176
- taxes and duties	252	35	(57)	(11)	(21)	-	-	(1)	33	-	230
- insurance	589	238	-	(164)	(48)	-	-	(15)	-	-	600
- other	1,458	626	(92)	(358)	41	39	10	(5)	(30)	-	1,689
Total	**6,600**	**1,329**	**(616)**	**(920)**	**142**	**73**	**24**	**(74)**	**(2)**	**(20)**	**6,536**
Provision for early retirement incentives and other restructuring plans	220	12	(2)	(18)	-	-	-	-	(190)	(1)	21
Provision for restructuring programs connected with the energy transition	1,014	108	(51)	(294)	27	-	-	-	188	-	992
TOTAL	**7,834**	**1,449**	**(669)**	**(1,232)**	**169**	**73**	**24**	**(74)**	**(4)**	**(21)**	**7,549**

Nuclear decommissioning provision

At December 31, 2025 the provision reflected solely the costs that would be incurred at the time of decommissioning of nuclear plants by Enresa, a Spanish public entity responsible for such activities in accordance with Royal Decree 1349/03 and Law 24/05. In general, the costs are quantified on the basis of a standard contract between Enresa and the electricity companies approved by the Ministry for the Economy, which regulates the retirement and closing of nuclear power plants. The time horizon envisaged, three years, corresponds to the period from the termination of power generation to the transfer of plant management to Enresa (so-called post-operational costs) and takes account, among the various assumptions used to estimate the amount, of the quantity of unused nuclear fuel expected at the date of closure of each of the Spanish nuclear plants on the basis of the provisions of the concession agreement.

Site retirement, removal and restoration provision

This provision represents the present value of the estimated cost for the retirement and removal of non-nuclear plants where there is a legal or constructive obligation to do so. The provision mainly regarded the Endesa Group, subsidiaries owned by the Parent company Enel Chile and Enel Produzione.
The retirement, removal and restoration charges in the provision are quantified using an Activity Based Costing (ABC) process, which identifies and quantifies the costs of each activity necessary for the retirement, removal and restoration of the site.

The following table summarizes the temporal breakdown of payments connected with the site retirement, removal and restoration provision.

Millions of euro	Payments by time bracket (nominal value)	Discounted amount
Within 1 year	306	308
In 1-5 years	1,104	930
More than 5 years	2,077	1,234
Total	**3,487**	**2,472**

Litigation provision

The litigation provision covers contingent liabilities in respect of pending litigation and other disputes. It includes an estimate of the potential liability relating to disputes that arose during the year, as well as revised estimates of the potential costs associated with disputes initiated in prior years, based on the indications of internal and external consultants. The balance for litigation mainly regards the companies in Latin America (€364 million), Spain (€130 million) and Italy (€79 million).
The amount of the fund is in line with the previous year.

The balance of the provision also includes the provision for current and potential disputes concerning local property tax (whether the *imposta Comunale sugli Immobili* - ICI or the *imposta Municipale Unica* - IMU) in Italy.

Insurance claims provision

This fund includes provisions attributable to Enel Reinsurance for accruals for insurance claims; the change is mainly attributable to new accruals in the year in the amount of €238 million.

Provision for environmental certificates

See note 57 "Environmental programs".

Provision for taxes and duties

The provision for taxes and duties covers the estimated liability deriving from tax disputes concerning direct and indirect taxes.

Other provisions

Other provisions cover various risks and charges, mainly in connection with regulatory disputes and disputes with local authorities regarding various duties and fees or other charges.
The increase in the period is mainly attributable to accruals for regulatory measures, atmospheric events and faults.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Provision for early retirement incentives and other restructuring plans

The provision for early retirement incentives and other restructuring plans includes the estimated charges related to binding agreements for the voluntary termination of employment contracts in response to organizational needs. The reduction of €199 million for the year mainly reflects uses of provisions for incentives established in previous period in Spain and Italy to cover the early termination of employment for certain employees.

Provision for restructuring programs connected with the energy transition

Enel, in its role as a leader of the energy transition, has placed decarbonization and growth of renewables around the world at the center of its strategy.
In this context, Enel has begun restructuring the activities associated with the energy transition process, which involves thermal generation plants in all the geographical areas in which the Group operates. The consequent revision of processes and operating models will require changes in the roles and skills of employees, which the Group intends to implement with highly sustainable plans based on redeployment programs, with major upskilling and reskilling plans and voluntary individual early retirement agreements. The energy transition is also based on the progressive and expansive development of digital tools, as digitization is essential to responding to multiple external forces and making informed and well-considered decisions at every level within the Group.
A provision was therefore established in 2020 for restructuring programs, which at December 31, 2025 amounted to €992 million, which is mainly attributable to Spain and Italy, and represents the estimated costs that the Group will incur following the acceleration of the energy transition, for all direct and indirect activities related to the review of processes and operating models and the roles and skills of employees. During 2025, new allocations of €108 million were made, mainly in Italy for programs ex Article 4 and in Spain for the provision for the AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*) plan.

40. Trade payables – *€11,827 million*

The item amounted to €11,827 million (€13,693 million at December 31, 2024) and includes payables in respect of electricity supplies, fuel, materials, equipment associated with tenders, and other services.

More specifically, trade payables falling due in less than 12 months amounted to €10,946 million (€12,721 million at December 31, 2024) while those falling due in more than 12 months amounted to €881 million (€927 million at December 31, 2024). The decrease was mainly related to Italy, for lower payables to third parties for energy purchases and for material supplies, contracts and services, to Spain, for the payment of CO_2 emission rights, and Chile, for lower payables to third parties for energy purchases and positive exchange rate differences.

40.1 Financing arrangements with suppliers

The Group has entered into supplier finance agreements with the primary purpose of optimizing the processing of invoice payments to suppliers, who participate in the agreements on a voluntary basis.

The agreements entered into by the Group provides for the following main terms and conditions:

- suppliers may choose to receive advance payment of their invoices from banks, which agree to pay the amounts due by the Group before the original invoice due date;
- banks agree to pay the amounts due to participating suppliers in relation to invoices owed by the Group before the invoice due date and the Group pays the bank providing the payment service.

The agreements do not significantly extend payment terms beyond the normal terms agreed with other suppliers choosing to not participate in the agreement. Furthermore, the Group does not incur any additional interest from the bank on amounts owed to suppliers.

Since entering these agreements does not implies any legal release nor any material modification of the original liabilities, the original trade payables relating to the agreements have not been written off or otherwise reclassified by the Group. Therefore, the Group recognizes the amounts under the agreements among trade payables because the nature and function of these debts remain the same as those of other trade payables.

The table below provides more information on supplier finance agreements of the Group.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Value of trade payables under SFA		
Presented within trade payables:	**566**	**358**
- of which suppliers have received payment by financial institutions	502	326
- of which buyers received payment extension	64	32
Presented within finance payables:	**-**	**-**
- of which suppliers have received payment by financial institutions	-	-
- of which buyers received payment extension	-	-

41. Other non-current financial liabilities – *€565 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Other non-current financial liabilities included in net financial debt	164	64	100	-
Non-current financial accrued expenses	149	141	8	5.7%
Payables to shareholders	252	-	252	-
Total	**565**	**205**	**360**	**-**

The change in "other non-current financial liabilities" was mainly attributable to the increase in "other non-current financial liabilities included in net financial debt", which included the liabilities for the Spanish electricity system deficit, and to the recognition of "payables to shareholders" in North America, related to the closing of the asset swap transaction of Enel Green Power North America with Gulf Pacific Power.

42. Other current financial liabilities – *€910 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Accrued financial expenses and deferred financial income	689	678	11	1.6%
Other current financial liabilities included in net financial debt	-	14	(14)	-
Payables to shareholders	26	-	26	-
Other liabilities	195	153	42	27.5%
Total	**910**	**845**	**65**	**7.7%**

The increase in "other current financial liabilities" is mainly attributable to the increase in financial payables for past due derivatives to be settled (€43 million) included under "other liabilities".

"Other non-current financial liabilities included in net financial debt" comprise liabilities in respect of the Spanish electrical system deficit.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

43. Other non-current liabilities – *€3,219 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Accrued operating expenses and deferred income	399	401	(2)	-0.5%
Liabilities with equalization funds/market and energy services operators	228	297	(69)	-23.2%
Liabilities for tax partnerships >12 months	659	1,001	(342)	-34.2%
Sundry non-current payments on account	477	424	53	12.5%
Other items	1,426	1,125	301	26.8%
Non-current liabilities for contingent consideration - Third parties	30	39	(9)	-23.1%
Total	**3,219**	**3,287**	**(68)**	**-2.1%**

Other non-current liabilities decreased by €68 million, mainly reflecting the decrease in liabilities for tax partnership agreements (€342 million) in the United States and in liabilities to market and energy services operators, mainly in the distribution business in Latin America, only partially offset by the increase in "other items" (€301 million), mainly in Italy for the debt related to ancillary charges for the renewal of geothermal concessions.

44. Other current liabilities – *€14,799 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Amounts due to customers	1,844	1,679	165	9.8%
Amounts due to institutional market operators	5,290	5,281	9	0.2%
Amounts due to employees	474	514	(40)	-7.8%
Other tax liabilities	888	1,289	(401)	-31.1%
Amounts due to social security institutions	245	244	1	0.4%
Contingent considerations	8	21	(13)	-61.9%
Current accrued expenses and deferred income	524	537	(13)	-2.4%
Liabilities for expired energy commodity derivatives <12 months	227	246	(19)	-7.7%
Dividends	2,558	2,523	35	1.4%
Liabilities for tax partnerships <12 months	286	362	(76)	-21.0%
Sundry current payments on account	640	635	5	0.8%
Other liabilities	1,815	1,756	59	3.4%
Total	**14,799**	**15,087**	**(288)**	**-1.9%**

The decrease in "other current liabilities" mainly reflects the decrease in other tax liabilities, in Italy and Spain due to the decrease in liabilities in respect of value added tax compared with 2024, and the decrease in liabilities for tax partnerships in the North American companies due to the entry into production of a number of plants.

Information on the consolidated statement of cash flows

45. Cash flows

Millions of euro	2025	2024	Change
Cash and cash equivalents at the beginning of the year[1]	**8,195**	**7,143**	**1,052**
Cash flows from/(used in) operating activities	13,926	13,223	703
of which discontinued operations	-	-	
Cash flows used in investing activities	(11,072)	(4,108)	(6,964)
of which discontinued operations	-	-	
Cash flows from/(used in) financing activities	(5,448)	(7,989)	2,541
of which discontinued operations	-	-	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents	(282)	(74)	(208)
Cash and cash equivalents at the end of the year[2]	**5,319**	**8,195**	**(2,876)**

(1) Of which cash and cash equivalents equal to €8,051 million at January 1, 2025 (€6,801 million at January 1, 2024), short-term securities equal to €138 million at January 1, 2025 (€81 million at January 1, 2024) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets classified as held for sale" in the amount of €6 million at January 1, 2025 (€261 million at January 1, 2024).

(2) Of which cash and cash equivalents equal to €5,064 million at December 31, 2025 (€8,051 million at December 31, 2024), short-term securities equal to €231 million at December 31, 2025 (€138 million at December 31, 2024) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets classified as held for sale" in the amount of €24 million at December 31, 2025 (€6 million at December 31, 2024).

Cash flows from operating activities in 2025 was a positive €13,926 million, up by €703 million from 2024, mainly attributable to lower cash requirements connected with the payment of taxes and financial expense, despite higher cash requirements connected with changes in net working capital.

Cash flows used in investing activities in 2025 absorbed cash in the amount of €11,072 million, compared with €4,108 million in 2024, mainly due to the net negative balance between cash flows received for the disposal of businesses and business units, down €5,569 million, and cash paid for acquisitions of businesses, up €1,089 million.
More specifically, disposal of businesses or business units in 2025 generated cash flows of €53 million, compared with €5,622 million in 2024 and included the price adjustment related to the sale in 2024 of 90% of Duereti Srl to A2A SpA (€24 million), the sale of Wind Autogeneración in Colombia (€13 million), the sale of Arroyo Solar in the United States (€14 million) and the price adjustment of €2 million for the sale of 50% of Enel Green Power Australia.
In 2024, disposal of businesses and business units mainly referred to:

- the sale by Enel Green Power North America (EGPNA) of the entire stake held in a number of renewable companies for €249 million net of cash and cash equivalents sold of €4 million;
- the sale of all interest held by Enel Perú SAC in electricity generation companies Enel Generación Perú SAA and Compañía Energética Veracruz SAC to Niagara Energy SAC for a total €1,100 million net of cash and cash equivalents sold of €98 million;
- the sale by Enel Perú SAC of equity held in Enel Distribución Perú SAA and Enel X Perú SAC to North Lima Power Grid Holding SAC, for €2,865 million net of cash and cash equivalents sold of €15 million;
- the sale of equity held in a number of US and Canadian companies owning storage plants for €159 million net of cash and cash equivalents sold of €1 million;
- the sale by the subsidiary e-distribuzione SpA (e-distribuzione) to A2A SpA (A2A), of 90% of the share capital of Duereti Srl (Duereti), for about €1,229 million.

Furthermore, in 2025 cash flows paid for the acquisition of businesses or business lines amounted to €1,089 million, compared with zero in 2024, and mainly included:

- the acquisition of the entire share capital of Corporación Acciona Hidráulica SL by Endesa Generación net of cash and cash equivalents of €10 million (€949 million);
- the acquisition of 62.5% of Compañía Eólica Tierras Altas SA by Enel Green Power España, net of cash and cash equivalents of €14 million (€29 million);
- the acquisition of 50% of Ewiva by Enel X Srl (€30 million);
- the acquisition of two wind power plants in Germany by Enel Green Power Germany GmbH (€44 million);
- an asset swap in the United States (€37 million).

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Cash flows from financing activities in 2025 absorbed cash flows in the amount of €5,448 million (compared with €7,989 million in 2024) mainly reflecting:

- the increase in net financial debt (as the net balance between repayments, new borrowings and other changes) of €1,302 million;
- distribution of dividends in the amount of €5,794 million, plus €266 million paid to holders of perpetual hybrid bonds;
- the issue of hybrid bonds in the amount of €1,974 million with repayments in the amount of €900 million;
- the purchase of treasury shares by Enel SpA (€1,005 million), Endesa (€525 million) and Enel Américas (€417 million).
- the sale to Masdar of a 49.99% interest in the share capital of Enel Green Power España Solar 2 SLU for €182 million.

In 2025, cash flows used in investing activities of €11,072 million and financing activities of €5,448 million entirely absorbed cash flows from operating activities of €13,926 million.
The difference is reflected in a €2,876 million decrease in cash and cash equivalents at December 31, 2025 (including €282 million associated with developments in the exchange rates of local currencies against the euro).

46. Net financial position and long-term financial assets and securities – *€57,182 million*

The following table shows the net financial position and long-term financial assets and securities on the basis of the items on the statement of consolidated financial position.

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Long-term borrowings	37	56,983	60,000	(3,017)	-5.0%
Other non-current financial borrowings included in net financial debt[1]	41	164	64	100	-
Short-term borrowings	37	2,975	3,645	(670)	-18.4%
Other current financial borrowings included in net financial debt[2]	42	-	14	(14)	-
Current portion of long-term borrowings	37	8,803	7,439	1,364	18.3%
Other non-current financial assets included in net financial debt	28.1	(2,890)	(2,676)	(214)	-8.0%
Other current financial assets included in net financial debt	29.1	(3,788)	(4,668)	880	18.9%
Cash and cash equivalents	34	(5,065)	(8,051)	2,986	37.1%
Total		**57,182**	**55,767**	**1,415**	**2.5%**

(1) The item "Other non-current financial borrowings included in net financial debt" is represented by "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.
(2) The item "Other current financial borrowings included in net financial debt" is included under "Other current financial liabilities" in the statement of financial position.

The financial position is reported in compliance with Guideline 39, issued on March 4, 2021 by ESMA and applicable as from May 5, 2021, and with warning notice no. 5/2021 issued by CONSOB on April 29, 2021, which replaced the references to the CESR Recommendations and the references in Communication no. DEM/6064293 of July 28, 2006 regarding the net financial position.

The net financial debt of the Enel Group at December 31, 2025 and December 31, 2024, is reconciled with net financial debt as provided for in the presentation methods of the Enel Group.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	
Liquidity				
Cash and cash equivalents on hand	5	33	(28)	-84.8%
Bank and post office deposits	4,234	4,762	(528)	-11.1%
Liquid assets	**4,239**	**4,795**	**(556)**	**-11.6%**
Cash equivalents	**826**	**3,256**	**(2,430)**	**-74.6%**
Securities	230	138	92	66.7%
Short-term loan assets	2,186	2,356	(170)	-7.2%
Current portion of long-term loan assets	1,372	2,174	(802)	-36.9%
Other current financial assets	**3,788**	**4,668**	**(880)**	**-18.9%**
Liquidity	**8,853**	**12,719**	**(3,866)**	**-30.4%**
Current financial debt				
Bank debt	(192)	(344)	152	44.2%
Commercial paper	(2,342)	(2,406)	64	2.7%
Other current financial borrowings[1]	(441)	(909)	468	51.5%
Current financial debt (including debt instruments)	**(2,975)**	**(3,659)**	**684**	**18.7%**
Current portion of long-term bank borrowings	(3,017)	(1,742)	(1,275)	-73.2%
Bonds issued (current portion)	(5,419)	(5,318)	(101)	-1.9%
Other borrowings (current portion)	(367)	(379)	12	3.2%
Non-current financial debt (current portion)	**(8,803)**	**(7,439)**	**(1,364)**	**-18.3%**
Current financial debt	**(11,778)**	**(11,098)**	**(680)**	**-6.1%**
Net current financial debt	**(2,925)**	**1,621**	**(4,546)**	**-**
Non-current financial debt				
Bank borrowings	(13,528)	(14,755)	1,227	8.3%
Other borrowings[2]	(2,883)	(3,027)	144	4.8%
Non-current financial debt (excluding current portion and debt instruments)	**(16,411)**	**(17,782)**	**1,371**	**7.7%**
Bonds	**(40,736)**	**(42,282)**	**1,546**	**3.7%**
Trade payables and other non-interest-bearing non-current liabilities with a significant financing component	**-**	**-**	**-**	**-**
Non-current financial position	**(57,147)**	**(60,064)**	**2,917**	**4.9%**
Financial assets in respect of "Assets classified as held for sale"	**44**	**14**	**30**	**-**
Financial liabilities in respect of "Liabilities included in disposal groups classified as held for sale"	**(426)**	**(75)**	**(351)**	**-**
Net financial position as per CONSOB instructions	**(60,454)**	**(58,504)**	**(1,950)**	**-3.3%**
Long-term financial receivables and securities	**2,890**	**2,676**	**214**	**8.0%**
(-) Financial assets in respect of "Assets classified as held for sale"	**(44)**	**(14)**	**(30)**	**-**
(-) Financial liabilities in respect of "Liabilities included in disposal groups classified as held for sale"	**426**	**75**	**351**	**-**
NET FINANCIAL DEBT	**(57,182)**	**(55,767)**	**(1,415)**	**-2.5%**

(1) Includes "Other current financial liabilities included in net financial debt" presented under "Other current financial liabilities" in the statement of financial position.
(2) Includes "Other non-current financial liabilities included in net financial debt" presented under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The net position as per CONSOB instructions does not include derivatives designated as qualifying for hedge accounting or trading derivatives held for hedging purposes. At December 31, 2025 those financial assets and liabilities are reported separately in the statement of financial position under the following items: "Non-current financial derivative assets" in the amount of €1,170 million (€2,003 million at December 31, 2024), "Current financial derivative assets" in the amount of €2,408 million (€3,512 million at December 31, 2024), "Non-current financial derivative liabilities" in the amount of €3,314 million (€2,915 million at December 31, 2024), and "Current financial derivative liabilities" in the amount of €2,343 million (€3,584 million at December 31, 2024).

Financial instruments

47. Financial instruments by category

This note provides disclosures necessary for users to assess the significance of financial instruments for the Group's financial position and performance.

47.1 Financial assets by category

The table below shows the carrying amount for each category of financial assets provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial assets, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

		Non-current		Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Financial assets at amortized cost	47.1.1	**5,203**	**5,100**	**21,567**	**27,321**
Financial assets at FVOCI	47.1.2	**1,261**	**1,159**	**230**	**138**
Financial assets at fair value through profit or loss					
Derivative financial assets at FVTPL	47.1.3	180	126	2,039	2,793
Other financial assets at FVTPL	47.1.3	4,688	4,036	609	200
Total financial assets at fair value through profit or loss		**4,868**	**4,162**	**2,648**	**2,993**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	47.1.4	63	103	49	18
Cash flow hedge derivatives	47.1.4	927	1,774	320	701
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**990**	**1,877**	**369**	**719**
Total		**12,342**	**12,298**	**24,814**	**31,171**

For more information on recognition and classification of current and non-current derivative financial assets, please see note 50 "Derivatives and hedge accounting".

For more information on fair value measurement, see note 51 "Assets and liabilities measured at fair value".

47.1.1 Financial assets measured at amortized cost

The table below reports financial assets measured at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial assets.

		Non-current			Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Cash and cash equivalents		-	-	34	4,507	8,022
Trade receivables	33	2,196	2,333	33	12,359	13,608
Current portion of long-term loan assets		-	-	29.1	1,372	2,174
Cash collateral		-	-	29.1	2,033	1,982
Financial assets	28.1	2,174	2,101	29.1	102	203
Financial assets from service concession arrangements at amortized cost	28	260	262	29	12	12
Financial assets in respect of joint development agreements (JDA) at amortized cost	28	13	12	29	-	10
Other financial assets at amortized cost		560	392		1,182	1,310
Total		**5,203**	**5,100**		**21,567**	**27,321**

Impairment of financial assets measured at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost amounted to €26,770 million at December 31, 2025 (€32,421 million at December 31, 2024) and are recognized net of allowances for expected credit losses totaling €4,250 million at December 31, 2025 (€4,152 million at the end of the previous year).

The Group mainly has the following types of financial assets measured at amortized cost subject to impairment testing:

- cash and cash equivalents;
- trade receivables and contract assets;
- loan assets;
- other financial assets.

While cash and cash equivalents are also subject to the impairment requirements of IFRS 9, the identified impairment loss was immaterial.

The expected credit loss (ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (i.e. all shortfalls) discounted at the original effective interest rate.

For calculating ECL, the Group applies two different approaches:

- the general approach, for financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables. This approach, based on an assessment of any significant increase in credit risk since initial recognition, is performed comparing PD at origination with PD at the reporting date.

Based on the results of the assessment, a loss allowance is recognized based on 12-month ECL or lifetime ECL (i.e. staging). In particular, the fund is based on the calculation of

- 12-month ECL, for financial assets for which there has not been a significant increase in credit risk since initial recognition;
- lifetime ECL, for financial assets for which there has been a significant increase in credit risk or which are credit impaired (i.e. defaulted based on past due information);
- the simplified approach, for trade receivables, contract assets and lease receivables with or without a significant financing component, based on lifetime ECL without tracking changes in credit risk.

A forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect future events and macroeconomic developments that could impact the risk associated with the portfolio or financial instrument.

Depending on the nature of the financial assets and the credit risk information available, the assessment of a significant increase in credit risk may be performed on:

- an individual basis, if the receivables are individually significant and for all receivables which have been individually identified for impairment based on reasonable and supportable information;
- a collective basis, if no reasonable and supportable information is available without undue cost or effort to measure expected credit losses on an individual instrument basis.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

When there is no reasonable expectation of recovering a financial asset in its entirety or a portion thereof, the gross carrying amount of the financial asset shall be reduced.
A write-off represents a derecognition event (e.g. the right to cash flows is legally or contractually extinguished, transferred or expired).

The following table reports expected credit losses on financial assets measured at amortized cost on the basis of the general simplified approach.

	at Dec. 31, 2025			at Dec. 31, 2024		
Millions of euro	Gross amount	Expected credit loss allowance	Total	Gross amount	Expected credit loss allowance	Total
Cash and cash equivalents	4,507	-	4,507	8,022	-	8,022
Trade receivables	18,374	3,819	14,555	19,704	3,763	15,941
Loan assets	6,033	339	5,694	6,799	317	6,482
Other financial assets at amortized cost	2,106	92	2,014	2,048	72	1,976
Total	**31,020**	**4,250**	**26,770**	**36,573**	**4,152**	**32,421**

To measure expected losses, the Group assesses trade receivables and contract assets with the simplified approach, both on an individual basis (e.g. government entities, authorities, financial counterparties, wholesale sellers, traders and large companies, etc.) and a collective basis (e.g. retail customers).
In the case of individual assessments, PD is generally obtained from external providers.
Otherwise, in the case of collective assessments, trade receivables are grouped on the basis of their shared credit risk characteristics and information on past due positions, considering a specific definition of default.
Based on each business and local regulatory framework, as well as differences between customer portfolios, including their default and recovery rates (comprising expectations for recovery beyond 90 days):

- the Group mainly defines a defaulted position as one that is 180 days past due. Accordingly, beyond this time limit, trade receivables are presumed to be credit impaired); and
- specific clusters are defined on the basis of specific markets, business and risk characteristics.

Contract assets substantially have the same risk characteristics as trade receivables for the same types of contracts.
In order to measure the ECL for trade receivables on a collective basis, as well as for contract assets, the Group uses the following assumptions regarding the ECL parameters:

- PD, assumed equal to the average default rate, is calculated by cluster and considering historical data from at least 24 months;
- LGD is a function of the recovery rates for each cluster, discounted using the effective interest rate; and
- EAD is estimated as equal to the carrying amount at the reporting date net of cash deposits, including invoices issued but not past due and invoices to be issued.

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on loan assets in accordance with the general approach.

Millions of euro	ECL 12-month allowance	ECL lifetime allowance
Opening balance at Jan. 1, 2024	**42**	**269**
Provisions	28	59
Uses	-	(22)
Reversals to profit or loss	(9)	(6)
Other changes	58	(102)
Closing balance at Dec. 31, 2024	**119**	**198**
Opening balance at Jan. 1, 2025	**119**	**198**
Provisions	4	45
Uses	-	(30)
Reversals to profit or loss	(2)	(5)
Other changes	(3)	13
Closing balance at Dec. 31, 2025	**118**	**221**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on trade receivables in accordance with the simplified approach.

Millions of euro	ECL lifetime allowance
Opening balance at Jan. 1, 2024	**3,775**
Provisions	1,337
Uses	(937)
Reversals to profit or loss	(244)
Other changes	(168)
Closing balance at Dec. 31, 2024	**3,763**
Opening balance at Jan. 1, 2025	**3,763**
Provisions	1,176
Uses	(830)
Reversals to profit or loss	(262)
Other changes	(28)
Closing balance at Dec. 31, 2025	**3,819**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on other financial assets at amortized cost in accordance with the simplified approach.

Millions of euro	ECL lifetime allowance
Opening balance at Jan. 1, 2024	**12**
Provisions	227
Uses	-
Reversals to profit or loss	(4)
Other changes	(163)
Closing balance at Dec. 31, 2024	**72**
Opening balance at Jan. 1, 2025	**72**
Provisions	155
Uses	2
Reversals to profit or loss	(7)
Other changes	(130)
Closing balance at Dec. 31, 2025	**92**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Note 48 "Risk management" provides additional information on the exposure to credit risk and expected losses.

47.1.2 Financial assets at fair value through other comprehensive income

The following table reports financial assets at fair value through other comprehensive income by nature, broken down into current and non-current financial assets.

		Non-current			Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Investments in other companies at FVOCI	28	567	587		-	-
Securities	28.1	714	572	29.1	230	138
Total		**1,281**	**1,159**		**230**	**138**

Changes in financial assets at FVOCI

Investments in other companies

Millions of euro	Non-current
Opening balance at Jan. 1, 2025	**587**
Purchases	9
Sales	-
Changes in fair value through OCI	(24)
Other changes	(5)
Closing balance at Dec. 31, 2025	**567**

Securities and other receivables at FVOCI

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2025	**572**	**138**
Purchases	374	97
Sales	(38)	(199)
Changes in fair value through OCI	(12)	(1)
Reclassifications	(193)	193
Other changes	11	2
Closing balance at Dec. 31, 2025	**714**	**230**

47.1.3 Financial assets at fair value through profit or loss

The following table shows financial assets at fair value through profit or loss by nature, broken down into current and non-current financial assets.

		Non-current			Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Derivatives at FVTPL	50	180	126	50	2,039	2,793
Investments in liquid assets		-	-	34	558	29
Securities and financial investments in funds or asset management at FVTPL	28.1	2	3		-	-
Equity investments in other companies at FVTPL	28	6	8		-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	28	4,593	3,930		-	-
Financial assets in respect of joint development agreements (JDA) at FVTPL	28	87	95		-	-
Other financial assets at FVTPL		-	-		51	171
Total		**4,868**	**4,162**		**2,648**	**2,993**

47.1.4 Derivative financial assets designated as hedging instruments

For more information on derivative financial assets, see note 50 "Derivatives and hedge accounting".

47.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liabilities provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial liabilities, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

		Non-current		Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Financial liabilities at amortized cost	47.2.1	**58,508**	**61,333**	**32,863**	**33,702**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	47.4	138	133	1,910	2,848
Total financial liabilities at fair value through profit or loss		**138**	**133**	**1,910**	**2,848**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	47.4	23	28	1	-
Cash flow hedge derivatives	47.4	3,153	2,754	432	736
Total derivative financial liabilities designated as hedging instruments		**3,176**	**2,782**	**433**	**736**
TOTAL		**61,822**	**64,248**	**35,206**	**37,286**

For more information on recognition and classification of current and non-current derivative financial assets, please see note 50 "Derivatives and hedge accounting".
For more information on fair value measurement, please see note 51 "Assets and liabilities measured at fair value".

47.2.1 Financial liabilities measured at amortized cost

The following table reports financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

		Non-current			Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Long-term borrowings	47.3	56,983	60,000	47.3	8,803	7,439
Short-term borrowings		-	-	47.3	2,975	3,645
Trade payables	40	881	972	40	10,946	12,721
Other financial liabilities		644	361		10,139	9,897
Total		**58,508**	**61,333**		**32,863**	**33,702**

47.3 Borrowings

47.3.1 Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) – *€65,786 million*

The following table reports the nominal value, carrying amount and fair value of long-term borrowing including the portion falling due within 12 months.

Long-term borrowings by category and type of interest rate

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Changes in carrying amount
	at Dec. 31, 2025					at Dec. 31, 2024					
Bonds:											
- listed, fixed rate	24,998	24,608	3,678	20,930	24,025	26,885	26,632	3,456	23,174	25,670	(1,824)
- listed, floating rate	1,927	1,911	379	1,532	1,950	1,770	1,756	315	1,441	1,758	155
- unlisted, fixed rate	19,413	19,202	1,065	18,137	19,358	19,077	18,881	1,448	17,433	18,451	321
- unlisted, floating rate	234	234	97	137	240	331	331	97	234	339	(97)
Total	**46,572**	**46,155**	**5,419**	**40,736**	**45,573**	**48,063**	**47,600**	**5,318**	**42,282**	**46,218**	**(1,445)**
Bank borrowings:											
- fixed rate	3,318	3,305	428	2,877	3,313	3,485	3,465	234	3,231	3,444	(160)
- floating rate	13,303	13,231	2,589	10,642	13,699	13,058	13,014	1,508	11,506	13,142	217
- use of revolving credit lines	9	9	-	9	13	18	18	-	18	22	(9)
Total bank borrowings	**16,630**	**16,545**	**3,017**	**13,528**	**17,025**	**16,561**	**16,497**	**1,742**	**14,755**	**16,608**	**48**
Leases:											
- fixed rate	2,819	2,819	319	2,500	2,819	2,892	2,892	306	2,586	2,892	(73)
- floating rate	28	28	9	19	28	39	39	12	27	39	(11)
Total leases	**2,847**	**2,847**	**328**	**2,519**	**2,847**	**2,931**	**2,931**	**318**	**2,613**	**2,931**	**(84)**
Other non-bank borrowings:											
- fixed rate	236	236	39	197	236	411	411	61	350	411	(175)
- floating rate	3	3	-	3	2	-	-	-	-	-	3
Total other non-bank borrowings	**239**	**239**	**39**	**200**	**238**	**411**	**411**	**61**	**350**	**411**	**(172)**
Total fixed-rate borrowings	**50,784**	**50,370**	**5,729**	**44,641**	**49,751**	**52,750**	**52,281**	**5,507**	**46,774**	**50,868**	**(1,911)**
Total floating-rate borrowings	**15,504**	**15,416**	**3,074**	**12,342**	**15,932**	**15,216**	**15,158**	**1,932**	**13,226**	**15,300**	**258**
TOTAL	**66,288**	**65,786**	**8,803**	**56,983**	**65,683**	**67,966**	**67,439**	**7,439**	**60,000**	**66,168**	**(1,653)**

The table below reports long-term financial debt by currency and interest rate.

Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) by currency and interest rate

Millions of euro	Carrying amount at Dec. 31, 2025	Nominal value at Dec. 31, 2025	Carrying amount at Dec. 31, 2024	Nominal value at Dec. 31, 2024	Current average nominal interest rate at Dec. 31, 2025	Current effective interest rate at Dec. 31, 2025	Current average nominal interest rate at Dec. 31, 2024	Current effective interest rate at Dec. 31, 2024
Euro	**32,684**	**32,829**	**34,349**	**34,512**	**2.4%**	**2.6%**	**2.6%**	**2.8%**
US dollar	24,407	24,670	25,103	25,343	4.9%	5.1%	5.0%	5.1%
Pound sterling	3,646	3,711	3,819	3,919	4.3%	4.5%	4.3%	4.5%
Colombian peso	2,210	2,213	2,005	2,009	10.6%	10.6%	11.8%	11.8%
Brazilian real	2,082	2,104	1,465	1,482	10.7%	10.8%	9.8%	9.9%
Swiss franc	140	140	138	138	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
Chilean peso/UF	462	464	465	467	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%
Other currencies	155	157	95	96				
Total non-euro currencies	**33,102**	**33,459**	**33,090**	**33,454**				
TOTAL	**65,786**	**66,288**	**67,439**	**67,966**				

Long-term loans denominated in currencies other than the euro increased by €12 million.

Change in the nominal value of long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months)

Millions of euro	Nominal value at Dec. 31, 2024	Repayments	Change in the consolidation scope	New borrowings	Exchange differences	Nominal value at Dec. 31, 2025
Bonds	48,063	(5,226)	-	6,289	(2,554)	46,572
Borrowings	19,903	(2,428)	(333)	3,067	(493)	19,716
- of which leases	*2,931*	*(453)*	*(29)*	*535*	*(137)*	*2,847*
Total long-term financial debt	**67,966**	**(7,654)**	**(333)**	**9,356**	**(3,047)**	**66,288**

The nominal value of long-term debt amounted to €66,288 million at December 31, 2025, a decrease of €1,678 million on December 31, 2024, reflecting repayments in the amount of €7,654 million against new borrowings of €9,356 million, positive exchange differences of €3,047 million and changes in the consolidation scope for €333 million, mainly connected with the reclassification of the financial liabilities of EGP México under "assets and liabilities held for sale".
Repayments in 2025 involved bonds in the amount of €5,226 million and loans in the amount of €2,428 million.

Specifically, repayments of bonds in 2025 included:
- €985 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in January 2025;
- €50 million in respect of a floating-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in April 2025;
- €180 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in April 2025;
- €51 million in respect of a floating-rate bond issued by Enel, maturing in May 2025;
- R$350 million (equivalent to €54 million at December 31, 2025), in respect of a floating-rate bond issued by Enel Distribuição São Paulo, maturing in May 2025;
- $750 million (equivalent to €647 million at December 31, 2025) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in June 2025;
- €1,000 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in July 2025;
- 295,000 million Colombian pesos (equivalent to €66 million at December 31, 2025) in respect of a floating-rate bond issued by Enel Colombia, maturing in September 2025;
- $750 million (equivalent to €647 million at December 31, 2025) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in October 2025;
- €1,250 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in November 2025.

The main repayments of loans made during the year included:
- $349 million (equivalent to €297 million at December 31, 2025) in respect of a floating-rate facility of Enel SpA maturing in October 2025;
- €425 million in respect of loans to Italian Group companies, of which €403 million in sustainable loans;
- €517 million in respect of Endesa loans, of which €505 million in sustainable loans;

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

- the equivalent of €563 million in respect of bank loans to South American companies, of which €197 million in respect of sustainable loans;
- the equivalent of €70 million in respect of sustainable financing of Enel Finance America.

Issues in 2025 regard bonds in the amount of €6,289 million and loans for €3,067 million.

The table below shows the main characteristics of financial transactions carried out in 2025 and translated into euros at the exchange rate prevailing at December 31, 2025.

Issuer/Borrower	Issue/Grant date	Amount in millions of euro	Currency	Interest rate	Interest rate type	Maturity
Bonds						
Enel Finance International	24/02/2025	500	EUR	3.50%	Fixed rate	24/02/2036
Enel Finance International	24/02/2025	750	EUR	3.00%	Fixed rate	24/02/2031
Enel Finance International	24/02/2025	750	EUR	2.63%	Fixed rate	24/02/2028
Enel Finance International	30/09/2025	851	USD	5.75%	Fixed rate	30/09/2055
Enel Finance International	30/09/2025	1,064	USD	5.00%	Fixed rate	30/09/2035
Enel Finance International	30/09/2025	1,064	USD	4.38%	Fixed rate	30/09/2030
Enel Finance International	30/09/2025	851	USD	4.13%	Fixed rate	30/09/2028
Enel Distribuição Ceará	27/05/2025	78	BRL	CDI + 1.10%	Floating rate	15/05/2029
Enel Distribuição Ceará	27/05/2025	78	BRL	IPCA + 7.9%	Floating rate	15/05/2030
Enel Distribuição São Paulo	29/05/2025	151	BRL	CDI + 1.10%	Floating rate	15/05/2028
Enel Distribuição São Paulo	29/05/2025	58	BRL	IPCA + 8.3%	Floating rate	15/06/2029
Enel Distribuição São Paulo	07/10/2025	78	BRL	IPCA + 7.5%	Floating rate	15/09/2035
Total bonds		**6,273**				
Bank borrowings						
Enel Finance International	24/07/2025	426	USD	SOFR 6M + 0.75%	Floating rate	31/01/2038
e-distribuzione	11/02/2025	250	EUR	Euribor 6M + 0.747%	Floating rate	13/02/2040
e-distribuzione	12/12/2025	200	EUR	Euribor 6M + 0.89%	Floating rate	12/12/2040
e-distribuzione	22/10/2025	230	EUR	Euribor 6M + 0.43%	Floating rate	29/01/2038
Enel Sole	04/11/2025	70	EUR	Euribor 6M + 0.43%	Floating rate	29/01/2038
Edesur	23/06/2025	70	ARS	TAMCORI + 6.75%	Floating rate	23/06/2028
Enel Distribuição São Paulo	26/11/2025	137	EUR	3.31%	Fixed rate	26/11/2027
Emgesa	26/11/2025	175	COP	IBR 3M + 1.69%	Floating rate	26/11/2032
Emgesa	26/11/2025	68	COP	IBR 3M + 1.70%	Floating rate	26/11/2029
Emgesa	22/12/2025	149	COP	IBR 3M + 1.75%	Floating rate	22/12/2030
Total bank borrowings		**1,775**				

Long-term debt structure after hedging

The following table reports the impact on gross long-term debt of hedges to mitigate currency risk.

	at Dec. 31, 2025						at Dec. 31, 2024					
Millions of euro	Carrying amount	Nominal value pre-hedge		Impact of hedge	Nominal value post-hedge		Carrying amount	Nominal value pre-hedge		Impact of hedge	Nominal value post-hedge	
Euro	**32,684**	**32,829**	**49.5%**	**22,585**	**55,414**	**83.6%**	**34,349**	**34,512**	**50.8%**	**22,443**	**56,955**	**83.8%**
US dollar	24,407	24,670	37.3%	(19,288)	5,382	8.2%	25,103	25,343	37.3%	(19,122)	6,221	9.2%
Pound sterling	3,646	3,711	5.6%	(3,711)	-	-	3,819	3,919	5.8%	(3,919)	-	-
Colombian peso	2,210	2,213	3.3%	-	2,213	3.3%	2,005	2,009	3.0%	-	2,009	3.0%
Brazilian real	2,082	2,104	3.2%	685	2,789	4.2%	1,465	1,482	2.2%	870	2,352	3.5%
Swiss franc	140	140	0.2%	(140)	-	-	138	138	0.1%	(138)	-	-
Chilean peso/UF	462	464	0.7%	(160)	304	0.5%	465	467	0.7%	(170)	297	0.4%
Other currencies	155	157	0.2%	29	186	0.2%	95	96	0.1%	36	132	0.1%
Total non-euro currencies	**33,102**	**33,459**	**50.5%**	**(22,585)**	**10,874**	**16.4%**	**33,090**	**33,454**	**49.2%**	**(22,443)**	**11,011**	**16.2%**
TOTAL	**65,786**	**66,288**	**100.0%**	**-**	**66,288**	**100.0%**	**67,439**	**67,966**	**100.0%**	**-**	**67,966**	**100.0%**

The amount of floating-rate debt that is not hedged against interest rate risk is the main risk factor that could adversely impact profit or loss (raising borrowing costs), in the event of an increase in market interest rates.

The following table shows the impact on the nominal value structure of long-term loans after hedges against interest rate risk.

	2025				2024			
Millions of euro	Nominal amount pre-hedge	%	Nominal value post-hedge	%	Nominal amount pre-hedge	%	Nominal amount post-hedge	%
Floating	15,504	23.4%	11,827	17.8%	15,216	22.4%	10,732	15.8%
Fixed rate	50,784	76.6%	54,461	82.2%	52,750	77.6%	57,234	84.2%
Total	**66,288**		**66,288**		**67,966**		**67,966**	

At December 31, 2025, 23.4% of the nominal value of long-term loans was floating rate (22.4% at December 31, 2024). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IFRS, 17.8% of the nominal value of long-term financial debt was exposed to interest rate risk at December 31, 2025 (15.8% at December 31, 2024).

The exposure of nominal value of long-term loans to exchange rate risk and interest rate risk after hedge is in line with the limits established in the risk management policy.

Long-term debt – Main covenants

The Group's main long-term financial liabilities are governed by covenants that are commonly adopted in international business practice. They include, in particular, bond issues under the Global/Euro Medium-Term Notes program, issues of subordinated non-convertible hybrid bonds (so-called "hybrid bonds") and loans granted by banks and other financial institutions (including the European Investment Bank and Cassa Depositi e Prestiti SpA).

The main covenants regarding bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium-Term Notes program of Enel and Enel Finance International NV (including the green bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, which are used to finance the Group's so-called eligible green projects) and those regarding bonds issued by Enel Finance International NV on the US market guaranteed by Enel SpA can be summarized as follows:

- negative pledge clauses under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets or revenue to secure certain financial liabilities, unless the same encumbrances are extended equally or pro rata to the bonds in question;
- *pari passu clauses*, under which the bonds and the associated security constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and the guarantor and are issued without preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or, in some cases, "significant" subsidiaries, constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable.

Since 2019, Enel Finance International NV has issued a number of "sustainable" bonds on the European market (as part of the Euro Medium-Term Notes - EMTN bond issue program) and on the American market, both guaranteed by Enel SpA, linked to the achievement of a number of the Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations that contain the same covenants as other bonds of the same type.
Moreover, Enel Finance America LLC holds a sustainability-linked bond of the same type on the American market, guaranteed by Enel SpA.
The main covenants covering Enel's hybrid bonds, including the perpetual hybrid bond issues, which will only be repaid in the event of the dissolution or liquidation of the Company, can be summarized as follows:

- subordination clauses, under which each hybrid bond is subordinate to all other bonds issued by the company and has the same seniority with all other hybrid financial instruments issued, being senior only to equity instruments;
- prohibition on mergers with other companies, the sale or leasing of all or a substantial part of the company's assets to another company, unless the latter succeeds in all obligations of the issuer.

The main covenants envisaged in the loan contracts of Enel SpA and Enel Finance International NV and the other Group companies, including the sustainability-linked loan facility agreements obtained by Enel SpA, can be summarized as follows:

- negative pledge clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor are subject to limitations on the establishment of mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their respective assets, with the exception of expressly permitted encumbrances;
- disposals clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor may not dispose of their assets or operations, with the exception of expressly permitted disposals;
- *pari passu clauses*, under which the payment undertakings of the borrower have the same seniority as its other unsecured and unsubordinated payment obligations;
- change of control clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor could be required to renegotiate the terms and conditions of the financing or make compulsory early repayment of the loans granted;
- rating clauses, which provide for the borrower or the guarantor to maintain their rating above a certain specified level;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer or, in some cases, the guarantor constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable.

In September 2022, Enel Finance America LLC entered into a loan (with Enel SpA acting as guarantor) with EKF Denmark's Export Credit Agency (later merged into Export and Investment Fund of Denmark, "EIFO") and Citibank for an amount of up to $800 million (the "EIFO 2022 loan").
In addition, in July 2025 Enel SpA entered into a framework financing agreement with Citibank and EIFO for a maximum amount of $800 million, equal to €756 million. Based on this framework agreement, three financing agreements were entered into (the "EIFO 2025 Financing" and, jointly with the "EIFO 2022 Loan", the "EIFO Financing"), which are secured by Enel's guarantee. More specifically, the loans were entered into by Citibank, acting as lender, and EIFO, as further guarantor, with Enel SpA (as guarantor), EFI (in July 2025), e-distribuzione SpA ("e-distribuzione") and Enel Sole Srl (in October 2025).
EIFO Financing contains covenants typical of international business practice and financing supported by export credit agencies.

In December 2025, some Mexican companies of the Enel Group entered into a bridge loan with BNP Paribas, divided into three contracts, backed by a guarantee from Enel SpA, for a total amount of $510 million.

In some cases, the covenants are also binding for the significant companies or subsidiaries of the obligated parties. All the borrowings considered specify "events of default" typical of international business practice, such as, for example, insolvency, bankruptcy proceedings or the entity ceases trading.

In addition, the guarantees issued by Enel in the interest of e-distribuzione SpA for certain loans to e-distribuzione SpA from Cassa Depositi e Prestiti SpA require that at the end of each six-month measurement period Enel's net consolidated financial debt shall not exceed 4.5 times annual consolidated EBITDA.

Finally, the debt of Endesa SA, Enel Américas SA, Enel Chile SA and the other Spanish and Latin American subsidiaries (notably Enel Generación Chile SA) contains covenants and events of default typical of international business practice.

47.3.2 Short-term borrowings – *€2,975 million*

At December 31, 2025, short-term borrowings totaled €2,975 million, a decrease of €670 million compared with December 31, 2024, and break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Short-term bank borrowings	192	344	(152)
Commercial paper	2,342	2,406	(64)
Cash collateral and other financing on derivatives	289	732	(443)
Other short-term borrowings	152	163	(11)
Short-term borrowings	**2,975**	**3,645**	**(670)**

Commercial paper liabilities totaling €2,342 million concerned issues by Enel Finance International Endesa, Enel Finance America and the Enersis Américas Group.
The main commercial paper programs include:

- €8,000 million of Enel Finance International;
- €5,000 million of Endesa;
- $5,000 million, equal to €4,257 million at December 31, 2025, of Enel Finance America.

At December 31, 2025, the whole amount of commercial paper issues was linked to sustainability objectives.

Financing from development banks and export credit agencies (ECAs)

Sustainable finance is characterized by the synergy between public and private capital. The integration of these two sources of financing allows the development of scalable solutions capable of generating significant economic value, especially in developing countries and emerging markets.
Enel has secured new forms of financing with development banks and export credit agencies (ECAs) through transactions that aim to channel private capital into sustainable development, for a total value of about €10.8 billion. More specifically, in 2025 the Group entered into loans of this nature for a total of about €2.2 billion. The main transactions include the General Corporate Purpose and Sustainability-Linked financing for a total of €756 million, entered into with the Danish export credit agency, EIFO, in favor of a number of subsidiaries of the Enel Group.

Green finance

In the 2017-2019 period, the Enel Group issued Green Bonds for a total notional value of €3,500 million, of which €1,250 million outstanding as of December 31, 2025.

47.4 Derivative financial liabilities

For more information on derivative financial liabilities, please see note 50 "Derivatives and hedge accounting".

47.5 Net gains and losses

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives.

	2025		2024	
Millions of euro	Net gain/(loss)	*of which: Impairment loss/ gain*	Net gain/(loss)	*of which: Impairment loss/ gain*
Financial assets at amortized cost	**(808)**	***(1,104)***	**(1,128)**	***(1,386)***
Financial assets at FVOCI				
Equity investments at FVOCI	1	-	2	-
Other financial assets at FVOCI	19	-	17	-
Total financial assets at FVOCI	**20**	**-**	**19**	**-**
Financial assets at FVTPL				
Financial assets at FVTPL	5	-	(23)	-
Total financial assets at FVTPL	**5**	**-**	**(23)**	**-**
Financial liabilities at amortized cost	**(740)**	**-**	**(4,891)**	**-**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 12 "Net results from commodity contracts" and note 13 "Net financial income/(expense) from derivatives".

48. Risk management

Financial risk management governance and objectives

As part of its operations, the Enel Group is exposed to a variety of financial risks, notably interest rate risk, commodity risk, currency risk, credit and counterparty risk and liquidity risk.
As noted in the section "Risk management" in the Report on Operations, the Group's governance arrangements for financial risks include risk committees and the establishment of dedicated policies, measurement metrics and operational limits. Enel's primary objective is to mitigate financial risks appropriately so that they do not give rise to unexpected changes in results.
The following sections detail the above financial risks.

Interest rate risk

Interest rate risk derives primarily from the use of financial instruments and manifests itself as unexpected changes in charges on financial liabilities, if indexed to floating rates and/or exposed to the uncertainty of financial terms and conditions in negotiating new debt instruments, or as an unexpected change in the value of financial instruments measured at fair value (such as fixed-rate debt).
The main financial liabilities held by the Group include bonds, bank borrowings, borrowings from other lenders, commercial paper, derivatives, cash deposits received to secure commercial or derivative contracts (guarantees, cash collateral).
The Enel Group mainly manages interest rate risk through the definition of an optimal financial structure, with the dual goal of stabilizing borrowing costs and containing the cost of funds.
This goal is pursued through the diversification of the portfolio of financial liabilities by contract type, maturity and interest rate, and modifying the risk profile of specific exposures using OTC derivatives, mainly interest rate swaps and interest rate options. The term of such derivatives does not exceed the maturity of the underlying financial liability, so that any change in the fair value and/or expected cash flows of such contracts is offset by a corresponding change in the fair value and/or cash flows of the hedged position.
Proxy hedging techniques can be used in a number of residual circumstances, when the hedging instruments for the risk factors are not available on the market or are not sufficiently liquid.
Using interest rate swaps, the Enel Group agrees with the counterparty to periodically exchange floating-rate interest flows with fixed-rate flows, both calculated on the same notional principal amount.

The following table reports the notional amount of interest rate derivatives at December 31, 2025 and December 31, 2024 broken down by type of contract.

	Notional amount	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Floating-to-fixed interest rate swaps	5,919	6,875
Fixed-to-floating interest rate swaps	798	828
Floating-to-floating interest rate swaps	833	556
Total	**7,550**	**8,259**

For more details on interest rate derivatives, please see note 50 "Derivatives and hedge accounting".

At December 31, 2025, 23.4% of long-term financial debt was floating rate (22.4% at December 31, 2024). Taking account of effective cash flow hedges of interest rate risk (in accordance with the provisions of the IFRS-EU), 17.8% of the nominal value of long-term loans was exposed to interest-rate risk at December 31, 2025 (15.8% at December 31, 2024).

Taking account of cash flow hedges of interest rate risk not eligible for hedge accounting, the percentage of the nominal value of long-term loans exposed to a change in interest rates remains unchanged.
These figures are in line with the limits established in the risk management policy.

Interest rate risk sensitivity analysis

Enel analyzes the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in interest rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact on profit or loss and on equity of market scenarios that would cause a change in the fair value of derivatives or in the financial expense associated with unhedged gross debt.

These market scenarios are obtained by simulating parallel increases and decreases by 25 basis points in the yield curve as at the reporting date.

There were no changes in the methods or assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the Group's pre-tax profit would be affected by a change in the level of interest rates as follows.

	2025				
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
Millions of euro	Basis points	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt after hedging	25	30	(30)		
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	3	(3)		
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	25			42	(42)
Fair value hedges	25	(2)	2		

Currency risk

Currency risk mainly manifests itself as unexpected changes in the financial statement items associated with transactions denominated in a currency other than the presentation currency. The Group's consolidated financial statements are also exposed to translation risk as a result of the conversion of the financial statements of foreign subsidiaries, which are denominated in local currencies, into euros as the Group's presentation currency.

The Group's exposure to currency risk is connected with the purchase or sale of fuels and power, investments (cash flows for capitalized costs), dividends and the purchase or sale of equity investments, commercial transactions and financial assets and liabilities.

The Group policies for managing currency risk provide for the mitigation of the effects on profit or loss of changes in the level of exchange rates, with the exception of the translation effects connected with consolidation.

In order to minimize the exposure to currency risk, Enel implements diversified revenue and cost sources geographically, and uses indexing mechanisms in commercial contracts. Enel also uses various types of derivatives, typically on the OTC market.

The derivatives in the Group's portfolio of financial instruments include cross currency interest rate swaps, currency forwards and currency swaps. The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying instrument, so that any change in the fair value and/or expected cash flows of such instruments offsets the corresponding change in the fair value and/or cash flows of the hedged position.

Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term financial liability denominated in currency other than the presentation currency into an equivalent liability in the presentation currency.

Currency forwards are contracts in which the counterparties agree to exchange principal amounts denominated in different currencies at a specified future date and exchange rate (the strike). Such contracts may call for the actual exchange of the two principal amounts (deliverable forwards) or payment of the difference generated by differences between the strike exchange rate and the prevailing exchange rate at maturity (non-deliverable forwards). In the latter case, the strike rate and/or the spot rate can be determined as averages of the rates observed in a given period.

Currency swaps are contracts in which the counterparties enter into two transactions of the opposite sign at different future dates (normally one spot, the other forward) that provide for the exchange of principal denominated in different currencies.

The following table reports the notional amount of transactions outstanding at December 31, 2025 and at December 31, 2024, broken down by type of hedged item.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro	Notional amount at Dec. 31, 2025	Notional amount at Dec. 31, 2024
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs) hedging debt denominated in currencies other than the euro	25,252	25,720
Currency forwards hedging currency risk on commodities	1,957	3,795
Currency forwards/CCIRSs hedging future cash flows in currencies other than the euro	1,222	1,818
Other currency forwards	107	292
Total	**28,538**	**31,625**

More specifically, these include:

- CCIRSs with a notional amount of €25,252 million to hedge the currency risk on debt denominated in currencies other than the euro (€25,720 million at December 31, 2024);
- currency forwards and cross currency swaps with a total notional amount of €3,179 million used to hedge the currency risk associated with purchases of energy and metal commodities and expected cash flows in currencies other than the euro (€5,613 million at December 31, 2024).

"Other currency forwards" include OTC derivatives transactions carried out to mitigate currency risk on expected cash flows in currencies other than the presentation currency. These contracts include transactions connected with the purchase of investment goods mainly in the sector of generation and infrastructure and grids (latest generation digital meters), and operating costs for the supply of cloud services.

At December 31, 2025, 50.5% (49.2% at December 31, 2024) of the Group long-term debt was denominated in currencies other than the euro.

Taking account of hedges of currency risk, the percentage of debt not hedged against that risk amounted to 16.4% at December 31, 2025 (16.2% at December 31, 2024).

These figures are in line with the limits established in the risk management policy.

Currency risk sensitivity analysis

The Group analyzes the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in exchange rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact on profit or loss and equity of market scenarios that would cause a change in the fair value of derivatives or in the financial expense associated with unhedged gross medium/long-term debt.

These scenarios are obtained by simulating a 10% appreciation/depreciation of the euro against the US dollar compared with the value observed as at the reporting date.

There were no changes in the methods or assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the pre-tax profit would be affected by changes in exchange rates as follows.

	2025				
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
Millions of euro	Incr./Decr. EUR/US Dollar	EUR appr.	EUR depr.	EUR appr.	EUR depr.
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	62	(75)		
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%			(2,357)	2,881
Fair value hedges	10%	(47)	58		

Commodity price risk

The risk of fluctuations in the price of energy commodities such as electricity, gas, oil, CO_2, and raw materials such as minerals and metals, is generated by the volatility of prices and structural correlations between them, which create uncertainty in the margin on purchases and sales of electricity and fuels and materials at variable prices (e.g. indexed bilateral contracts, transactions on the spot market, etc.).

Power and gas markets in Europe reported a gradual decrease in prices and volatility during 2025 due to a gradual

easing in geopolitical tensions and market fundamentals: attempts to formalize peace agreements between Russia and Ukraine, lower tension in the Middle East and a significant increase in US liquefaction capacity (increased gas supply in Europe). The adoption of global and local strategies for risk management, such as forward contracts, flexibility in contractual clauses and proxy hedging techniques (in case the hedging derivatives are not available on the market or are not sufficiently liquid), has allowed to optimize the results even in a highly dynamic market context.
At the beginning of the year, risk limits for energy commodities were exceeded in the Group portfolio, which were promptly contained thanks to careful risk management and mitigation activities.

The exposures on indexed contracts are quantified by breaking down the contracts that generate exposure into the underlying risk factors.

To contain the effects of fluctuations and stabilize margins, in accordance with the policies and operating limits determined by the Group's governance and leaving an appropriate margin of flexibility to seize any short-term opportunities that may present themselves, Enel develops and plans strategies that impact the various phases of the industrial process linked to the production and sale of electricity and gas (such as forward procurement and long-term commercial agreements), as well as risk mitigation plans and techniques using derivative contracts (hedging).
As regards electricity sold, the Group mainly uses fixed-price contracts in the form of bilateral physical contracts (Purchase Power Agreements, or PPAs) and financial contracts (e.g. contracts for differences, Virtual Power Purchase Agreements or VPPAs, etc.) in which differences are paid to the counterparty if the market electricity price exceeds the strike price and to Enel in the opposite case.

The table below shows the main characteristics of PPA and VPPA contracts at December 31, 2025.

At December 31, 2025						
Country	Type of contract	Sell/Buy	Price terms	Volume of power contracted (GWh)	Duration (years)	Accounting treatment
Italy	PPA	Buy	fixed price	100.3	1	FVTPL
Italy	PPA	Buy	fixed price	500.0	5	FVTPL
Italy	PPA	Buy	fixed price	290.1	8	Own Use Exemption
Italy	PPA	Buy	floating price	1,393.5	1	FVTPL
Italy	VPPA	Sell	fixed price	1,300.0	2	CFH
Iberia	VPPA	Buy	fixed price	20,330.0	15	CFH
Iberia	VPPA	Buy	fixed price	1,360.0	16	FVTPL
Iberia	VPPA	Sell	fixed price	14,803.0	18	CFH
Germany	PPA	Buy	fixed price	39.4	1	FVTPL
Germany	PPA	Buy	floating price	50.5	1-2	FVTPL
Germany	VPPA	Buy	floating price	119.2	1-2	FVTPL
Brazil	PPA	Buy	fixed price	14.5	0-3	FVTPL
Brazil	PPA	Buy	fixed price	10,197.0	0-3	Own Use Exemption
Brazil	PPA	Buy	fixed price	3,720.0	10-15	Own Use Exemption
Brazil	PPA	Sell	fixed price	58.3	0-3	FVTPL
Brazil	PPA	Sell	fixed price	33,735.0	10-15	Own Use Exemption
Brazil	PPA	Sell	fixed price	90,659.0	15>	Own Use Exemption
Brazil	PPA	Sell	fixed price	55,061.0	4-6	Own Use Exemption
Brazil	PPA	Sell	fixed price	12,676.0	7-9	Own Use Exemption
Chile	PPA	Sell	fixed price	304,756.0	1-22	Own Use Exemption
Chile	PPA	Sell	floating price	21.0	1-22	Own Use Exemption
Chile	PPA	Buy	fixed price	35,018.0	1-16	Own Use Exemption
Chile	PPA	Sell	fixed price	22,794.0	1-18	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Buy	fixed price	1,747.2	11-15	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Buy	fixed price	8,055.3	6-10	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Buy	fixed price	6,756.2	1-5	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Buy	fixed price	46,193.1	11-16	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Sell	fixed price	11,515.7	11-15	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Sell	fixed price	16,531.8	6-10	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Sell	fixed price	30,829.8	1-5	Own Use Exemption
Costa Rica	PPA	Sell	fixed price	312.5	2-5	Own Use Exemption
Guatemala	PPA	Sell	fixed price	856.1	1-3	Own Use Exemption
Guatemala	PPA	Sell	floating price	2.3	1-3	Own Use Exemption
Panama	PPA	Buy	fixed price	1,394.5	3-7	Own Use Exemption
Panama	PPA	Sell	fixed price	4,189.7	3-7	Own Use Exemption
South Africa	PPA	Sell	fixed price	1.5	10-21	Own Use Exemption
United States	VPPA	Sell	fixed price	84,648.0	11-20	CFH
United States	VPPA	Sell	fixed price	3,117.8	10-15	FVTPL
United States	PPA	Sell	fixed price	547.4	12	CFH
United States	PPA	Sell	fixed price	134,977.3	10-30	Own Use Exemption
United States	PPA	Sell	floating price	6,797.7	20	Own Use Exemption

The residual exposure in respect of the sale of energy on the spot market not hedged with such contracts is aggregated by uniform risk factors that can be managed with hedging transactions on the market. Proxy hedging techniques can be used for the industrial portfolios when the hedging instruments for the specific risk factors generating the exposure are not available on the market or are not sufficiently liquid. In addition, Enel uses portfolio hedging techniques to assess opportunities for netting intercompany exposures.
The Group mainly uses plain vanilla derivatives for hedging (more specifically, forwards, swaps, options on commodities, futures, contracts for differences).
Some of these products can be indexed to a variety of underlyings (mainly electricity, gas, oil and CO_2) and the approaches can be assessed and adapted to specific needs. Enel also engages in proprietary trading in order to maintain a presence in the Group's reference energy commodity markets. These operations consist in taking on exposures in energy commodities (oil products, gas, coal, CO_2 certificates and electricity) using financial derivatives and physical contracts traded on regulated and over-the-counter markets, optimizing profits through transactions carried out on the basis of expected market developments while always complying with the limits set on the basis of portfolio risk analysis.

The following table reports the notional amount of outstanding transactions at December 31, 2025 and December 31, 2024, broken down by type of instrument.

	Notional amount	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Forward and futures contracts	38,085	48,608
Swaps	3,239	6,024
Options	3,962	1,464
Total	**45,286**	**56,096**

For more details, please see note 50 "Derivatives and hedge accounting".

Commodity price risk sensitivity analysis

The following table presents the results of the analysis of sensitivity to a reasonably possible change in the commodity prices underlying the valuation model used in the scenario at the same date, with all other variables held constant.

The impact on pre-tax profit of shifts of +15% and -15% in the price curve for the main commodities that make up the fuel scenario and the basket of formulas used in the contracts is mainly attributable to the change in the price of electricity, oil products and gas. The impact on equity of the same shifts in the price curve is primarily due to changes in the price of electricity and gas. The Group's exposure to changes in the prices of other commodities is not material.

	2025				
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
Millions of euro	Commodity price	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in the fair value of trading derivatives on commodities	15%	109	51	-	-
Change in the fair value of derivatives on commodities designated as hedging instruments	15%	(7)	2	(254)	263

Credit risk

The Group's commercial, commodity and financial transactions expose it to credit risk, i.e. the possibility that a deterioration in the creditworthiness of a counterparty or the failure to discharge contractual payment obligations could lead to the interruption of incoming cash flows and an increase in collection costs (settlement risk), as well as lower revenue flows due to the replacement of the original transactions with similar transactions negotiated on unfavorable market conditions (replacement risk). Other risks include the reputational and financial risks associated with significant exposures to a single counterparty or groups of related customers, or to counterparties operating in the same sector or in the same geographical area.

Accordingly, the exposure to credit risk is attributable to the following types of transactions:

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

- the sale and distribution of electricity and gas in free and regulated markets and the supply of goods and services (trade receivables in respect of non-Group debtors);
- trading activities that involve the physical exchange of assets or transactions in financial instruments (the commodity portfolio);
- trading in derivatives, bank deposits and, more generally, financial instruments (the financial portfolio).

In order to minimize credit risk, credit exposures are managed at the region/country/global business line level by different units, thereby ensuring the necessary segregation of risk management and control activities. Monitoring of the consolidated exposure is carried out by Enel SpA.

In addition, at the Group level the policy provides for the use of uniform criteria – in all the main regions/countries/global business lines and at the consolidated level – in measuring, monitoring and controlling commercial credit exposures in order to promptly identify any deterioration in the quality of outstanding receivables and any mitigation actions to be taken.

The policy for managing credit risk associated with commercial activities provides for a preliminary assessment of the creditworthiness of counterparties and the adoption of mitigation instruments, such as obtaining collateral or unsecured guarantees.

In addition, the Group undertakes transactions to factor receivables without recourse, which results in the complete derecognition of the corresponding assets involved in the factoring, as the risks and rewards associated with them have been transferred.

Finally, with regard to financial and commodity transactions, risk mitigation is pursued with a uniform system for assessing counterparties at the Group level, including implementation at the level of regions/countries/global business lines, as well as with the adoption of specific standardized contractual frameworks that contain risk mitigation clauses (e.g. netting arrangements) and possibly the exchange of cash collateral.

In 2025, the trend in collection curves remained stable overall compared with the previous year in the countries of the European region, despite a temporary slowdown in the early months of the year in some customer segments in the Spanish market. This slowdown was gradually recovered with a gradual realignment to 2024 levels.

In the Latam portfolio, collection curves recorded an upward trend in 2025 compared with 2024, with particularly significant increases in Argentina and Chile. The potentially negative impacts of the deteriorating macroeconomic environment, rate increases and climate emergencies were partly mitigated with the implementation of action plans aimed at optimizing debt collection strategies.

All in all, the Group's portfolio displayed a good resilience to the macroeconomic context in 2025, supported by the ongoing strengthening of collection processes (in particular through digital collection channels and notifications and the activation of targeted recovery plans), as well as the increasing diversification of the customer base.

Loan assets

Millions of euro	at Dec. 31, 2025				
Staging	**Basis for recognition of expected credit loss allowance**	**Average loss rate (PD*LGD)**	**Gross carrying amount**	**Expected credit loss allowance**	**Carrying amount**
Performing	12-month ECL	2.1%	5,565	118	5,447
Underperforming	Lifetime ECL	8.0%	200	16	184
Non-performing	Lifetime ECL	76.5%	268	205	63
Total			**6,033**	**339**	**5,694**

Millions of euro	at Dec. 31, 2024				
Staging	**Basis for recognizing expected credit loss allowance**	**Average loss rate (PD*LGD)**	**Gross carrying amount**	**Expected credit loss allowance**	**Carrying amount**
Performing	12-month ECL	4.66%	6,262	292	5,970
Underperforming	Lifetime ECL	1.20%	166	2	164
Non-performing	Lifetime ECL	6.20%	371	23	348
Total			**6,799**	**317**	**6,482**

Contract assets, trade receivables and other financial assets: individual measurement

Millions of euro	at Dec. 31, 2025 Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	-	**107**	-	**107**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	0.5%	7,494	35	7,459
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	1.1%	701	8	693
- 31-60 days	25.6%	43	11	32
- 61-90 days	15.6%	32	5	27
- 91-120 days	-	27	(1)	28
- 121-150 days	-	19	4	15
- 151-180 days	26.1%	23	6	17
- more than 180 days (credit impaired)	90.2%	1,481	1,336	145
Total trade receivables		**9,820**	**1,404**	**8,416**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	2.3%	1,821	42	1,779
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	-	5	-	5
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	27.2%	151	41	110
Total other financial assets		**1,977**	**83**	**1,894**
TOTAL		**11,904**	**1,487**	**10,417**

Millions of euro	at Dec. 31, 2024 Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	-	**97**	-	**97**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	0.5%	6,627	31	6,596
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	1.4%	217	3	214
- 31-60 days	12.7%	63	8	55
- 61-90 days	2.2%	45	1	44
- 91-120 days	4.4%	45	2	43
- 121-150 days	7.4%	27	2	25
- 151-180 days	12.1%	33	4	29
- more than 180 days (credit impaired)	87.1%	1,419	1,236	183
Total trade receivables		**8,476**	**1,287**	**7,189**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	2.3%	1,644	38	1,606
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	-	2	-	2
- 31-60 days	-	1	-	1
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	7	2	5
- more than 180 days (credit impaired)	28.2%	103	29	74
Total other financial assets		**1,757**	**69**	**1,688**
TOTAL		**10,330**	**1,356**	**8,974**

Contract assets, trade receivables and other financial assets: collective measurement

Millions of euro	at Dec. 31, 2025 Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	**5.4%**	**74**	**4**	**70**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	2.5%	4,299	108	4,191
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	3.6%	718	26	692
- 31-60 days	16.0%	212	34	178
- 61-90 days	27.3%	121	33	88
- 91-120 days	27.5%	102	28	74
- 121-150 days	48.3%	89	43	46
- 151-180 days	32.8%	67	22	45
- more than 180 days (credit impaired)	72.0%	2,946	2,121	825
Total trade receivables		**8,554**	**2,415**	**6,139**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	7.5%	93	7	86
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	8.7%	23	2	21
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	-	13	-	13
Total other financial assets		**129**	**9**	**120**
TOTAL		**8,757**	**2,428**	**6,329**

Millions of euro	at Dec. 31, 2024 Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	**2.2%**	**139**	**3**	**136**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	2.7%	7,063	191	6,872
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	4.1%	798	33	765
- 31-60 days	22.6%	186	42	144
- 61-90 days	36.0%	114	41	73
- 91-120 days	41.0%	117	48	69
- 121-150 days	30.6%	85	26	59
- 151-180 days	48.4%	95	46	49
- more than 180 days (credit impaired)	74.0%	2,770	2,049	721
Total trade receivables		**11,228**	**2,476**	**8,752**
Other receivables				
Other financial assets not past due	0.4%	258	1	257
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	3.1%	32	1	31
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	100.0%	1	1	-
Total other financial assets		**291**	**3**	**288**
TOTAL		**11,658**	**2,482**	**9,176**

Liquidity risk

Liquidity risk manifests itself as uncertainty about the Group's ability to discharge its obligations associated with financial liabilities that are settled by delivering cash or another financial asset.

Enel manages liquidity risk by implementing measures to ensure an appropriate level of liquid financial resources to meet expected commitments over a given time horizon without resorting to additional sources of financing, also retaining a prudential liquidity reserve, sufficient to meet any unexpected commitments.

Furthermore, in order to meet its medium- and long-term commitments, Enel pursues a borrowing strategy that provides for a diversified structure of funding sources, which it uses to meet its financial needs, and a balanced maturity profile.

In the short term, liquidity risk is mitigated by maintaining an appropriate level of unconditionally available resources, including liquidity on hand and short-term deposits, available committed credit lines and a portfolio of highly liquid assets.

In the long term, liquidity risk is mitigated by maintaining a balanced maturity profile for our debt, access to a range of sources of funding on different markets, in different currencies and with diverse counterparties.

The mitigation of liquidity risk enables the Group to maintain a credit rating that ensures access to the capital market and limits the cost of funds, with a positive impact on its financial position and performance. In 2025, Enel's risk profile did not change compared with December 2024 confirming the following ratings: Moody's "Baa1" with stable outlook; Fitch "BBB+" with stable outlook and Standard & Poor's "BBB" with stable outlook.

In order to manage liquidity efficiently, treasury activities have largely been centralized at the holding company level, meeting liquidity requirements primarily by drawing on the cash generated by ordinary operations and managing any cash surpluses appropriately.

The Group holds the following undrawn lines of credit and commercial paper programs.

	at Dec. 31, 2025		at Dec. 31, 2024	
Millions of euro	Expiring within one year	Expiring beyond one year	Expiring within one year	Expiring beyond one year
Committed credit lines	136	17,999	374	19,386
Uncommitted credit lines	679	-	941	-
Commercial paper	15,195	-	15,423	-
Total	**16,010**	**17,999**	**16,738**	**19,386**

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the repayment plans of the Group's gross long- and short-term financial debt at December 31, 2025.

	Maturing in						
Millions of euro	Less than 3 months	From 3 months to 1 year	2027	2028	2029	2030	Beyond
Gross long-term financial debt							
Bonds:							
- listed, fixed rate	-	3,878	3,799	2,387	2,859	1,310	10,575
- listed, floating rate	148	231	205	256	431	281	359
- unlisted, fixed rate	-	1,065	1,464	2,761	1,734	1,055	11,123
- unlisted, floating rate	-	97	97	-	-	-	40
Total	**148**	**5,271**	**5,565**	**5,404**	**5,024**	**2,646**	**22,097**
Bank borrowings:							
- fixed rate	8	420	888	1,017	124	116	732
- floating rate	182	2,407	1,497	1,616	978	1,148	5,403
- use of revolving credit lines	-	-	-	9	-	-	-
Total bank borrowings	**190**	**2,827**	**2,385**	**2,642**	**1,102**	**1,264**	**6,135**
Leases:							
- fixed rate	89	230	300	246	168	124	1,662
- floating rate	4	5	4	4	4	4	3
Total leases	**93**	**235**	**304**	**250**	**172**	**128**	**1,665**
Other non-bank borrowings[1]:							
- fixed rate	11	28	39	10	10	10	128
- floating rate	-	-	-	164	-	-	3
Total other non-bank borrowings	**11**	**28**	**39**	**174**	**10**	**10**	**131**
Total gross long-term financial debt	**442**	**8,361**	**8,293**	**8,470**	**6,308**	**4,048**	**30,028**
Gross short-term financial debt							
Short-term bank borrowings	133	59	-	-	-	-	-
Commercial paper	1,853	489	-	-	-	-	-
Cash collateral on derivatives and other financing	289	-	-	-	-	-	-
Other short-term financial borrowings[2]	146	6	-	-	-	-	-
Total gross short-term financial debt	**2,421**	**554**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL GROSS FINANCIAL DEBT	**2,863**	**8,915**	**8,293**	**8,470**	**6,308**	**4,048**	**30,028**

(1) Includes "Other non-current financial borrowings included in net financial debt" presented under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.
(2) Includes "Other current financial borrowings included in net financial debt" included in "Other current financial liabilities" in the statement of financial position.

Commitments to purchase commodities

In conducting its business, the Enel Group has entered into contracts to purchase specified quantities of commodities at a certain future date for its own use, which qualify for the own use exemption provided for under IFRS 9.

The following table reports the undiscounted cash flows associated with outstanding commitments at December 31, 2025.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	2025-2029	2030-2034	2035-2039	Beyond
Commitments to purchase commodities:					
- electricity	54,617	19,491	14,026	11,592	9,508
- fuels	30,614	18,938	8,529	2,589	558
Total	**85,231**	**38,429**	**22,555**	**14,181**	**10,066**

49. Offsetting financial assets and financial liabilities

At December 31, 2025 the Group did not hold offset positions in assets and liabilities, as it is not the Enel Group's policy to settle financial assets and liabilities on a net basis.

50. Derivatives and hedge accounting

The following tables show the notional amount and the fair value of derivative financial assets and derivative financial liabilities eligible for hedge accounting or measured a FVTPL, classified on the basis of the type of hedge relationship and the hedged risk, broken down into current and non-current instruments.

The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are translated at the closing year exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.

	Non-current				Current			
	Notional amount		Fair value		Notional amount		Fair value	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
DERIVATIVE ASSETS								
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	555	468	33	54	124	-	47	-
- on exchange rates	315	374	30	49	38	162	2	18
Total	**870**	**842**	**63**	**103**	**162**	**162**	**49**	**18**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	2,724	3,236	81	107	866	765	6	3
- on exchange rates	1,277	13,903	572	1,331	9,762	3,971	3	246
- on commodities	1,434	1,348	274	336	3,064	3,902	311	452
Total	**5,435**	**18,487**	**927**	**1,774**	**13,592**	**8,638**	**320**	**701**
Trading derivatives:								
- on interest rates	8	10	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	-	-	-	-	261	713	2	23
- on commodities	887	817	180	124	16,897	20,202	2,030	2,770
- other	-	137	-	2	137	-	7	-
Total	**895**	**964**	**180**	**126**	**17,295**	**20,915**	**2,039**	**2,793**
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**7,200**	**20,293**	**1,170**	**2,003**	**31,149**	**29,715**	**2,408**	**3,512**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

	Non-current				Current			
	Notional amount		Fair value		Notional amount		Fair value	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
DERIVATIVE LIABILITIES								
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	740	675	8	16	-	-	-	-
- on exchange rates	675	605	15	12	27	-	1	-
Total	**1,415**	**1,280**	**23**	**28**	**27**	**-**	**1**	**-**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	2,393	2,955	58	116	40	50	-	-
- on exchange rates	14,043	9,126	1,964	1,607	1,302	1,456	69	105
- on commodities	3,037	3,738	1,131	1,031	2,927	4,056	363	631
Total	**19,473**	**15,819**	**3,153**	**2,754**	**4,269**	**5,562**	**432**	**736**
Trading derivatives:								
- on interest rates	-	-	-	-	100	100	20	29
- on exchange rates	17	4	-	-	821	1,311	9	36
- on commodities	714	760	138	133	16,326	21,273	1,881	2,783
Total	**731**	**764**	**138**	**133**	**17,247**	**22,684**	**1,910**	**2,848**
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**21,619**	**17,863**	**3,314**	**2,915**	**21,543**	**28,246**	**2,343**	**3,584**

50.1 Derivatives designated as hedging instruments

Derivatives are recognized both initially on the trade date of the contract and subsequently at fair value. The method of recognizing the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item being hedged.
Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, currency risk and commodity price risk (including Virtual PPAs) when all the criteria provided by IFRS 9 are met.
At the date of designation (inception), the Group documents the hedging relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. In addition, the Group regularly assesses and documents the effectiveness of the hedge, ensuring that, at the date of designation and on an ongoing basis thereafter, the hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair value and cash flows of the hedged items.
For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, the Group assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.

Depending on the nature of the risk exposure, the Group designates derivatives as either:
- fair value hedges;
- cash flow hedges.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Group is exposed, please refer to note 48 "Risk management".
To be effective a hedge relationship shall meet all of the following criteria:
- existence of an economic relationship between hedging instrument and hedged item;
- the effect of credit risk does not dominate the value changes resulting from the economic relationship;
- the hedge ratio defined at designation is equal to the one used for risk management purposes (i.e. same quantity of the hedged item that the Group actually hedges and the quantity of the hedging instrument actually used to hedge the hedged item).

According to the requirements of IFRS 9, the Group verifies the existence of an economic relationship through:
- a qualitative analysis, if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is the same;
- a quantitative method (i.e. linear regression), in addition to the qualitative analysis, of the nature of the economic

relationship, if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item are not the same.

In order to demonstrate that the behavior of the hedging instrument is in line with that of the hedged item, different scenarios will be analyzed.
For hedging the commodity price risk, the existence of an economic relationship is deduced from a ranking matrix that defines, for each possible risk component, a set of all standard derivatives available in the market ranked based on their effectiveness in hedging the considered risk.
In order to evaluate the credit risk effects, the Group considers the existence of risk mitigating measures (collateral, mutual break-up clauses, netting agreements, etc.)
In order to minimize hedge ineffectiveness, the Company has established a hedge ratio of 1:1 for all hedging relationships where the risk underlying the derivative coincides with that of the hedged item (including commodity price risk hedges).
The hedge ineffectiveness will be evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- the hedging relationship is considered fully effective through a qualitative analysis, if the critical terms of the hedged item and the hedging instrument (e.g. nominal amount, maturity and underlying) match and no additional sources of ineffectiveness, including credit risk adjustment on the hedging derivative, are identified;
- the ineffectiveness of the hedge is assessed through a quantitative analysis, applying the cumulative dollar offset method, using the hypothetical derivative, if the critical terms of the hedged item and the hedging instrument do not match or at least one source of ineffectiveness is detected. This method compares changes in fair values of the hedging instrument and the hypothetical derivative between the reporting date and the designation date.

The main causes of hedge ineffectiveness include:

- the counterparty credit risk if it differently impacts the changes in the fair value of the hedging instruments and hedged items;
- the index related to the hedged risk, if different in the hedged item than in the hedging instrument;
- timing differences in the cash flows of hedged items and hedging instruments;
- quantity or notional amount differences (i.e. changes in the expected amount of cash flows of hedged items and hedging instruments);
- other risks (i.e. changes in the fair value or cash flows of a hedging instrument or hedged item relate to risks other than the specific risk being hedged).

Fair value hedges

Fair value hedges are mainly used to protect the Group against exposures to changes in the fair value of financial liabilities or firm commitment attributable to a particular risk that could affect profit or loss.
Changes in the fair value of derivatives that qualify and are designated as hedging instruments are recognized in the income statement, together with changes in the fair value of the hedged item that are attributable to the hedged risk.
If the hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item, for which the effective interest rate method is used, is amortized to profit or loss over the residual life.

Cash flow hedges

Cash flow hedges are applied in order to hedge the Group exposure to changes in future cash flows attributable to a specific risk associated with an asset, liability or highly probable forecast transaction that could affect profit or loss.
The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges is recognized in other comprehensive income. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognized immediately in the income statement.
Amounts accumulated in equity are reclassified to profit or loss in the period when the hedged item affects profit or loss (for example, when the hedged forecast sale takes place).
If the hedged item is a non-financial asset or liability, the amount accumulated in equity is included in the carrying amount of the asset or the liability hedged (i.e. "basis adjustment").
When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, any cumulative gain or loss existing in equity at that time remains in equity and is recognized when the forecast transaction is ultimately recognized in the income statement. When a forecast transaction is no longer expected to occur, the cumulative gain or loss that was reported in equity is immediately transferred to the income statement.
For hedging relationships using forwards as a hedging instrument, where only the change in the value of the spot element is designated as the hedging instrument, accounting for the forward element (profit or loss vs OCI) is defined case by case. In particular, the Group only designates the change in value of the spot element as a hedging instrument, recognizing the forward points in OCI, as hedging costs, to hedge the exchange rate risk on the investments of the companies operating in the renewable energy business.
Conversely, for hedging relationships using cross currency interest rate swaps as hedging instruments, the Group separates foreign currency basis spreads, in designating the hedging derivative, and presents them in other comprehensive income (OCI) in the hedging costs reserve.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

With specific regard to cash flow hedges of commodity price risk, in order to improve their consistency with the risk management strategy, the Group applies a dynamic hedge accounting approach based on specific liquidity requirements (the so-called liquidity-based approach).
This approach requires the designation of hedges through the use of the most liquid derivatives available on the market and replacing them with others that are more effective in covering the risk in question.
Consistent with the risk management strategy, the liquidity-based approach allows the roll-over of a derivative by replacing it with a new derivative, not only in the event of expiry but also during the hedging relationship, if and only if the new derivative meets both of the following requirements:

- it represents a better proxy than the old derivative in terms of ranking;
- it meets specific liquidity requirements.

This verification is carried out quarterly.
At the roll-over date, the hedging relationship is not discontinued. Therefore, starting from that date, changes in the effective fair value of the new derivative will be recognized in equity (the hedging reserve), while changes in the fair value of the old derivative are recognized through profit or loss.

50.1.1 Hedge relationships by type of risk hedged

Interest rate risk

The following table shows the notional amount and the average interest rate of instruments hedging the interest rate risk on the main currencies of transactions outstanding at December 31, 2025 and December 31, 2024, broken down by maturity.

	Maturity						
Millions of euro	2026	2027	2028	2029	2030	Beyond	Total
At Dec. 31, 2025							
Interest rate swaps							
Total notional amount	1,031	1,896	12	256	355	3,892	7,442
Notional amount related to IRS in euro	543	1,478	12	198	278	3,037	5,546
Average IRS rate in US dollars	1.91	2.49	0.86	4.34	0.74	2.30	
Notional amount related to IRS in US dollars	-	417	-	-	-	355	772
Average IRS rate in US dollars		3.28				4.22	

	Maturity						
Millions of euro	2025	2026	2027	2028	2029	Beyond	Total
At Dec. 31, 2024							
Interest rate swaps							
Total notional amount	816	802	1,978	15	212	4,326	8,149
Notional amount related to IRS in euro	550	590	1,505	15	212	3,546	6,418
Average IRS rate in US dollars	1.93	2.02	3.26	0.86	4.12	2.13	
Notional amount related to IRS in US dollars	-	-	473	-	-	416	889
Average IRS rate in US dollars			3.28			4.35	

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on the interest rate risk of transactions outstanding as at December 31, 2025 and December 31, 2024, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
Hedging instrument	Hedged item	Assets	Liabilities		Assets	Liabilities	
		at Dec. 31, 2025			at Dec. 31, 2024		
Fair value hedges							
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings/bonds	78	–	732	52	–	456
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings/bonds	2	(8)	687	2	(16)	687
Cash flow hedges							
Interest rate swaps	Floating-rate bonds	3	(32)	890	5	(45)	940
Interest rate swaps	Floating-rate loan assets	–	(3)	111	–	(8)	141
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	84	(23)	5,022	105	(63)	5,925
Total		**167**	**(66)**	**7,442**	**164**	**(132)**	**8,149**

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2025 and December 31, 2024, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Fair value hedges								
Interest rate swaps	679	463	80	54	740	675	(8)	(16)
Total	**679**	**463**	**80**	**54**	**740**	**675**	**(8)**	**(16)**
Cash flow hedges								
Interest rate swaps	3,590	4,001	87	110	2,433	3,005	(58)	(116)
Total	**3,590**	**4,001**	**87**	**110**	**2,433**	**3,005**	**(58)**	**(116)**
TOTAL INTEREST RATE DERIVATIVES	**4,269**	**4,469**	**167**	**164**	**3,173**	**3,680**	**(66)**	**(132)**

The notional amount of derivatives classified as hedging instruments at December 31, 2025 came to €7,442 million, with a corresponding positive fair value of €101 million.

Compared with December 31, 2024, the notional amount decreased by €707 million, mainly reflecting:

- the expiry of interest rate swaps amounting to €815 million;
- new interest rate swaps amounting to €552 million;
- the reduction in the notional amount of amortizing interest rate swaps in the amount of €443 million.

The fair value of interest rate derivatives improved over the previous year by €69 million. The development of the euro area yield curve, while showing a decrease in the short-term segment due to the progressive easing of restrictive monetary policies in 2025, showed a significant increase in the medium-long term segment, where the maturities of interest rate hedging derivatives are concentrated.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Fair value hedge derivatives

The following table reports net gains and losses recognized through profit or loss in respect of fair value hedge derivatives and the hedged item that are attributable to interest rate risk both in 2024 and the previous year.

	2025	2024
Millions of euro	Net gains/(losses)	Net gains/(losses)
Interest rate hedging instruments	33	(5)
Hedged item	(34)	15
Ineffective portion	**(1)**	**10**

The following table shows the impact of fair value hedges of interest rate risk in the statement of financial position at December 31, 2025 and at December 31, 2024.

	at Dec. 31, 2025			at Dec. 31, 2024		
Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Interest rate swaps	1,419	72	72	1,143	38	38

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the statement of financial position at December 31, 2025 and December 31, 2024.

	at Dec. 31, 2025			at Dec. 31, 2024		
Millions of euro	Carrying amount	*of which: Cumulative adjustment of fair value of hedged item*	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Carrying amount	*of which: Cumulative adjustment of fair value of hedged item*	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Fixed-rate borrowings	667	(8)	8	661	(14)	14
Fixed-rate bonds	14	2	(2)	14	2	(2)
Floating-rate bonds	749	(27)	(72)	522	(31)	(53)
Total	**1,430**	**(33)**	**(66)**	**1,197**	**(43)**	**(41)**

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on interest rate risk.

Millions of euro	Fair value at Dec. 31, 2025	Distribution of expected cash flows 2026	2027	2028	2029	2030	Beyond
Cash flow hedge derivatives on interest rates							
Positive fair value	87	28	15	14	13	10	19
Negative fair value	(58)	(26)	(21)	(14)	(13)	(5)	8

The following table shows the impact of cash flow hedges of interest rate risk in the statement of financial position at December 31, 2025 and December 31, 2024.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025 Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	at Dec. 31, 2024 Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Interest rate swaps	6,023	29	29	7,006	(6)	(6)

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2025 and December 31, 2024.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025 Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Fair value through P&L of CFH derivatives designated after initial recognition	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	at Dec. 31, 2024 Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Fair value through P&L of CFH derivatives designated after initial recognition	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Floating-rate bonds	30	-	(30)	-	-	40	-	(40)	-	-
Floating-rate loan assets	3	-	(3)	-	-	8	-	(8)	-	-
Floating-rate borrowings	(70)	(7)	70	-	(1)	(54)	(14)	54	-	2
Total	**(37)**	**(7)**	**37**	**-**	**(1)**	**(6)**	**(14)**	**6**	**-**	**2**

Currency risk

The following table reports the maturity profile of the notional amount and associated average contractual exchange rate for the instruments hedging currency risk on the main currencies of transactions outstanding at December 31, 2025 and December 31, 2024:

	Maturity						
Millions of euro	2026	2027	2028	2029	2030	Beyond	Total
At Dec. 31, 2025							
Cross currency interest rate swaps							
Total notional amount of CCIRSs	1,177	2,888	3,133	2,772	1,064	14,218	25,252
Notional amount for CCIRSs EUR/USD	1,064	1,997	3,108	1,749	1,064	10,856	19,838
Average exchange rate EUR/USD	1.18	1.09	1.17	1.11	1.18	1.15	
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP	-	573	-	859	-	2,279	3,711
Average exchange rate EUR/GBP		0.90		0.84		0.81	
Notional amount for CCIRSs EUR/CHF	-	140	-	-	-	-	140
Average exchange rate EUR/CHF		1.21					
Notional value for CCIRSs USD/BRL	85	-	-	-	-	394	479
Average exchange rate USD/BRL	5.29					4.41	
Notional value for CCIRSs EUR/BRL	27	178	-	-	-	-	205
Average exchange rate EUR/BRL	6.57	5.68					
Currency forwards							
Total notional amount of forwards	1,467	704	16	-	-	-	2,187
Notional amount - currency forwards EUR/USD	1,198	700	16	-	-	-	1,914
Average currency forward rate - EUR/USD	1.12	1.18	1.20				
Notional amount - currency forwards USD/COP	107	-	-	-	-	-	107
Average currency forward rate - USD/COP	5.93						
Notional amount - currency forwards USD/MXN	48	3	-	-	-	-	51
Average currency forward rate - USD/MXN	3,982.87	4,492.0507					
Notional amount - currency forwards CLF/USD	13	-	-	-	-	-	13
Average currency forward rate - CLF/USD	8.22						
Notional amount - currency forwards EUR/CNY	4	-	-	-	-	-	4
Average currency forward rate - EUR/CNY	43.75						

	Maturity						
Millions of euro	2025	2026	2027	2028	2029	Beyond	Total
At Dec. 31, 2024							
Cross currency interest rate swaps							
Total notional amount of CCIRSs	2.699	1.304	3.215	2.173	3.097	13.264	25.752
Notional amount for CCIRSs EUR/USD	2.171	1.207	2.421	2.173	1.984	9.658	19.614
Average exchange rate EUR/USD	1.07	1.18	1.09	1.18	1.11	1.14	
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP	-	-	605	-	907	2.406	3.918
Average exchange rate EUR/GBP			0.90		0.84	0.81	
Notional amount for CCIRSs EUR/CHF	-	-	-	139	-	-	139
Average exchange rate EUR/CHF				1.21			
Notional value for CCIRSs USD/BRL	246	97	-	-	-	479	822
Average exchange rate USD/BRL	5.22	5.30				4.27	
Notional value for CCIRSs EUR/BRL	216	-	50	-	-	-	266
Average exchange rate EUR/BRL	6.05		3.92				
Currency forwards							
Total notional amount of forwards	2.890	920	35	-	-	-	3.845
Notional amount - currency forwards EUR/USD	2.602	920	35	-	-	-	3.557
Average currency forward rate - EUR/USD	1.10	1.12	1.12				
Notional amount - currency forwards USD/COP	200	-	-	-	-	-	200
Average currency forward rate - USD/COP	4,243.18						
Notional amount - currency forwards USD/MXN	47	-	-	-	-	-	47
Average currency forward rate - USD/MXN	21.13						
Notional amount - currency forwards CLF/USD	12	-	-	-	-	-	12
Average currency forward rate - CLF/USD	39.59						
Notional amount - currency forwards EUR/CNY	11	-	-	-	-	-	11
Average currency forward rate - EUR/CNY	7.70						

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on the currency risk of transactions outstanding as at December 31, 2025 and December 31, 2024 broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
		Assets	Liabilities		Assets	Liabilities	
Hedging instrument	**Hedged item**	**at Dec. 31, 2025**			**at Dec. 31, 2024**		
Fair value hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Fixed-rate borrowings/bonds in foreign currencies	32	(16)	1,055	67	(12)	1,141
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Floating-rate borrowings in foreign currency	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Floating-rate borrowings/ financial assets in foreign currencies	53	(3)	581	115	(4)	612
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Fixed-rate borrowings/ financial assets in foreign currencies	75	-	947	39	(70)	1,455
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Floating-rate bonds in foreign currencies	16	-	160	8	(2)	202
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Fixed-rate bonds in foreign currencies	428	(1,949)	22,509	1,223	(1,625)	22,310
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Future cash flows denominated in foreign currencies	-	-	-	-	(7)	32
Currency forwards	Future cash flows denominated in foreign currencies	-	(1)	216	1	-	39
Currency forwards	Future commodity purchases denominated in foreign currencies	3	(75)	1,896	181	(3)	3,527
Currency forwards	Purchases of investment goods and other in foreign currencies	-	(5)	75	10	(1)	279
Total		**607**	**(2,049)**	**27,439**	**1,644**	**(1,724)**	**29,597**

Cash flow hedges and fair value hedges include:

- CCIRSs with a notional amount of €24,511 million used to hedge the currency risk on fixed-rate debt denominated in currencies other than the euro with a negative fair value of €1,430 million;
- CCIRSs with a notional amount of €741 million used to hedge the currency risk on floating-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a positive fair value of €66 million;
- currency forwards with a notional amount of €1,896 million used to hedge the currency risk associated with purchases of energy and metal commodities, with a total negative fair value of €72 million;
- currency forwards with a notional amount of €291 million and a positive fair value of €10 million, in respect of OTC transactions to mitigate the currency risk on expected cash flows in currencies other than the presentation currency connected with the purchase of investment goods in the energy generation, infrastructure and grid sectors (last generation digital meters), and operating costs for the supply of cloud services.

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives on currency risk at December 31, 2025 and December 31, 2024, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	**at Dec. 31, 2025**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2025**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2025**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2025**	**at Dec. 31, 2024**
Fair value hedges								
CCIRSs	353	536	32	67	702	605	(16)	(12)
Total	**353**	**536**	**32**	**67**	**702**	**605**	**(16)**	**(12)**
Cash flow hedges								
Currency forwards	495	3,809	3	192	1,692	236	(80)	(4)
CCIRSs	10,544	14,265	572	1,385	13,653	10,346	(1,953)	(1,708)
Total	**11,039**	**17,874**	**575**	**1,577**	**15,345**	**10,582**	**(2,033)**	**(1,712)**
TOTAL EXCHANGE RATE DERIVATIVES	**11,392**	**18,410**	**607**	**1,644**	**16,047**	**11,187**	**(2,049)**	**(1,724)**

The notional amount of CCIRSs at December 31, 2025 amounted to €25,252 million, a decrease of €500 million from €25,752 million at December 31, 2024. Namely:

- CCIRSs with a total amount of €2,313 million expired;
- new derivatives were entered into for a total countervalue of €4,448 million. Of particular note was the negotiation in September 2025 of CCIRS against the issue of a multi-tranche bond for a total amount of $4,500 million;
- the notional amount decreased by €2,635 million, reflecting developments in the exchange rate of the euro against the main other currencies, slightly offset by the effect of amortization.

The notional amount of currency forwards at December 31, 2025 amounted to €2,187 million (€3,845 million at December 31, 2024), a decrease of €1,658 million. The exposure to currency risk, especially that associated with the US dollar, is mainly due to purchases of energy and metal commodities and cash flows in respect of investments.

The decrease in the notional amounts of these derivatives in 2025 is mainly due to the decrease in currency hedges on the purchase of fossil fuel. The deterioration of net fair value of €265 million reflected unfavorable developments in exchange rates, in particular the euro/US dollar rate.

Fair value hedge derivatives

The following table reports net gains and losses recognized through profit or loss, reflecting changes in the fair value of fair value hedge derivatives and the hedged item that are attributable to currency risk for 2024 and the previous year.

	2025	2024
Millions of euro	**Net gains/(losses)**	**Net gains/(losses)**
Interest rate hedging instruments	(37)	129
Hedged item	8	(135)
Ineffective portion	**(29)**	**(6)**

The following table shows the impact of fair value hedges of currency risk in the statement of financial position at December 31, 2025 and December 31, 2024.

	at Dec. 31, 2025			at Dec. 31, 2024		
Millions of euro	**Notional amount**	**Carrying amount**	**Fair value used to measure ineffectiveness in the year**	**Notional amount**	**Carrying amount**	**Fair value used to measure ineffectiveness in the year**
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	1,055	16	15	1,141	55	53

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the statement of financial position at December 31, 2025 and December 31, 2024.

	at Dec. 31, 2025			at Dec. 31, 2024		
Millions of euro	Carrying amount	*of which: Cumulative adjustment of fair value of hedged item*	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Carrying amount	*of which: Cumulative adjustment of fair value of hedged item*	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Fixed-rate bonds in foreign currencies	533	(40)	15	534	(71)	14
Fixed-rate borrowings in foreign currency	339	(9)	(24)	515	(22)	(72)
Total	**872**	**(49)**	**(9)**	**1,049**	**(93)**	**(58)**

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on currency risk.

	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	2026	2027	2028	2029	2030	Beyond
Cash flow hedge derivatives on exchange rates							
Positive fair value	575	136	197	154	73	71	794
Negative fair value	(2,033)	3	(56)	46	(92)	31	(373)

The following table shows the impact of cash flow hedges of currency risk in the statement of financial position at December 31, 2025 and December 31, 2024.

	at Dec. 31, 2025			at Dec. 31, 2024		
Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	24,197	(1,380)	(1,590)	24,611	(323)	(586)
Currency forwards	2,187	(78)	(78)	3,845	188	194
Total	**26,384**	**(1,458)**	**(1,668)**	**28,456**	**(135)**	**(392)**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2025 and December 31, 2024.

	at Dec. 31, 2025					at Dec. 31, 2024				
Millions of euro	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Other effects[1]	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Other effects[1]
Floating-rate borrowings in foreign currency	(45)	45	5	-	-	(112)	112	-	(1)	-
Fixed-rate borrowings in foreign currency	(76)	76	(1)	-	-	31	(31)	(1)	1	-
Floating-rate bonds in foreign currencies	(16)	16	-	-	-	(6)	6	-	-	-
Fixed-rate bonds in foreign currencies	1,840	(1,840)	206	-	113	797	(797)	264	2	128
Future cash flows denominated in foreign currencies (hedged with CCIRSs)	-	-	-	-	-	7	(7)	-	-	-
Future cash flows denominated in foreign currencies (hedged with forwards)	1	(1)	-	-	-	(1)	1	-	-	-
Future commodity purchases denominated in foreign currencies	72	(72)	-	-	-	(170)	170	-	-	-
Purchases of investment goods and other in foreign currencies	5	(5)	-	-	-	(14)	14	(5)	-	-
Total	**1,761**	**(1,761)**	**210**	**-**	**113**	**523**	**(523)**	**258**	**2**	**128**

(1) Impact connected with the change in spot exchange rates between the date the CCIRSs to hedge bonds in foreign currencies were obtained and the actual disbursement of the loan.

Commodity price risk

Millions of euro	Maturity 2026	2027	2028	2029	2030	Beyond	Total
At Dec. 31, 2025							
Commodity swaps							
Notional value on power	292	148	99	97	96	199	931
Average commodity swap price on power (€/MWh)	60.0	52.5	33.0	33.0	33.0	32.0	
Notional value on gas	366	76	50	20	10	17	539
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	21.5	18.5	16.5	7.0	7.0	6.0	
Notional value on oil	284	130	-	-	-	-	414
Average commodity swap price on oil ($/bbl)	68.0	67.0					
Commodity forwards/futures							
Notional value on power	1,086	402	247	238	202	879	3,054
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	64.0	20.0	19.0	18.0	20.0	21.0	
Notional value on gas	2,003	457	-	-	-	-	2,460
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	32.0	27.0					
Notional value on CO_2	441	6	-	-	-	-	447
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/ton)	76.0	71.0					
Notional value on oil	-	-	-	-	-	-	-
Average commodity forward/future price on oil ($/bbl)							
Commodity options							
Notional value on power	52	45	45	53	52	290	537
Average commodity option price on power (€/MWh)	18.5	33.0	33.0	32.0	32.0	33.0	
Notional value on gas	309	-	-	-	-	-	309
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	24.0						
Notional value on CO_2	599	-	-	-	-	-	599
Average commodity option price on CO_2 (€/ton)	100						
Notional value on oil	1,172	-	-	-	-	-	1,172
Average commodity swap price on oil ($/bbl)	69						

Millions of euro	Maturity 2025	2026	2027	2028	2029	Beyond	Total
At Dec. 31, 2024							
Commodity swaps							
Notional value on power	285	207	201	150	148	600	1,591
Average commodity swap price on power (€/MWh)	62.7	55.5	53.6	33.5	33.2	32.8	
Notional value on gas	1,718	453	25	22	21	28	2,267
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	35.1	39.5	4.3	4.1	3.9	3.4	
Notional value on oil	555	12	-	-	-	-	567
Average commodity swap price on oil ($/bbl)	37.6	28.2	26.8	-	-	-	
Commodity forwards/futures							
Notional value on power	2,607	431	283	169	162	490	4,142
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	79.1	23.9	17.8	16.2	15.6	16.5	
Notional value on coal/shipping	-	-	-	-	-	-	-
Average commodity forward/future price on coal/shipping ($/ton)	-	-	-	-	-	-	
Notional value on gas	2,538	992	1	-	-	-	3,531
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	36.9	31.0	27.4	-	-	-	
Notional value on CO_2	495	47	-	-	-	-	542
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/ton)	82.5	69.3	-	-	-	-	
Notional amount on oil	357	-	-	-	-	-	357
Average commodity forward/future price on oil ($/bbl)	71.0	-	-	-	-	-	
Commodity options							
Notional value on power	6	6	-	-	-	35	47
Average commodity option price on power (€/MWh)	3.7	3.7	-	-	-	13.4	

The following table reports the notional amount and fair value of instruments hedging commodity price risk on transactions outstanding at December 31, 2025 and December 31, 2024 broken down by type of commodity and contract.

	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Derivatives								
Cash flow hedges								
Derivatives on power:								
- swaps	343	477	147	210	588	1,114	(120)	(156)
- forwards/futures	891	1,399	32	62	2,163	2,743	(975)	(748)
- options	436	47	39	25	101	-	(18)	(5)
Total derivatives on power	**1,670**	**1,923**	**218**	**297**	**2,852**	**3,857**	**(1,113)**	**(919)**
Derivatives on coal/shipping:								
- forwards/futures	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal/shipping	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	157	512	33	53	796	2,322	(110)	(421)
- forwards/futures	1,197	2,395	243	361	1,263	1,493	(197)	(299)
- options	771	-	53	-	710	-	(34)	-
Total derivatives on gas and oil	**2,125**	**2,907**	**329**	**414**	**2,769**	**3,815**	**(341)**	**(720)**
CO_2 derivatives:								
- forwards/futures	284	420	37	77	163	122	(32)	(23)
- options	419	-	1	-	180	-	(8)	-
Total derivatives on CO_2	**703**	**420**	**38**	**77**	**343**	**122**	**(40)**	**(23)**
TOTAL COMMODITY DERIVATIVES	**4,498**	**5,250**	**585**	**788**	**5,964**	**7,794**	**(1,494)**	**(1,662)**

Hedges mainly cover the price risk of power and gas. The power category mainly includes long-term hedging transactions, especially in Spain and North America. The gas category primarily includes hedges of fluctuations in the price of natural gas, for both purchases and sales, carried out for oil commodities and gas products.

To a smaller extent, the CO_2 category mainly includes hedging transactions undertaken for Enel Group compliance purposes.

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on commodity price risk.

	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	2026	2027	2028	2029	2030	Beyond
Cash flow hedge derivatives on commodities							
Positive fair value	585	505	82	42	36	37	86
Negative fair value	(1,494)	(764)	(337)	(211)	(114)	(89)	(147)

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The following table shows the impact of cash flow hedges of commodity price risk in the statement of financial position at December 31, 2025 and December 31, 2024.

	at Dec. 31, 2025			at Dec. 31, 2024		
Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Power swaps	931	27	27	1,591	44	42
Gas and oil swaps	953	(77)	(77)	2,834	(368)	(368)
Power forwards/futures	3,054	(943)	(958)	4,142	(686)	(724)
Coal/shipping forwards/futures	-	-	-	-	-	-
Gas and oil forwards/futures	2,460	46	46	3,886	62	74
Power forwards/futures	447	5	5	542	54	54
Power options	537	21	21	47	20	20
Total	**10,462**	**(909)**	**(924)**	**13,044**	**(874)**	**(902)**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2025 and December 31, 2024.

	at Dec. 31, 2025				at Dec. 31, 2024			
Millions of euro	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Future transactions in power	966	(966)	14	(1)	689	(689)	17	50
Future transactions in coal/shipping	-	-	-	-	-	-	-	-
Future transactions in gas and oil	(26)	26	-	17	317	(317)	-	(17)
Future transactions in CO_2	14	(14)	-	-	(54)	54	-	-
Total	**954**	**(954)**	**14**	**16**	**952**	**(952)**	**17**	**33**

Cash flow hedges mainly cover future sales of power and purchase and sale of gas. The power category mainly includes long-term hedging transactions on the generation of plants in North America and Spain. The gas category includes short/medium-term hedging transactions mainly in Italy and Spain.

The ineffectiveness recognized in 2025 on future transactions in gas is mainly related to proxy hedging operations in Spain, while ineffectiveness on future transactions in power is mainly related to proxy hedging operations in North America.

50.2 Derivatives at fair value through profit or loss

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives at FVTPL as at December 31, 2025 and December 31, 2024.

	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Derivatives at FVTPL								
on interest rates:								
- interest rate swaps	8	10	-	-	100	100	(20)	(29)
on exchange rates:								
- currency forwards	261	713	2	23	838	1,315	(9)	(36)
on commodities								
Derivatives on power:								
- swaps	47	159	6	4	43	36	(2)	(2)
- forwards/futures	6,591	6,904	590	679	6,648	5,888	(539)	(591)
- options	28	4	3	2	11	84	(10)	(51)
Total derivatives on power	**6,666**	**7,067**	**599**	**685**	**6,702**	**6,008**	**(551)**	**(644)**
Derivatives on coal:								
- forwards/futures	45	168	6	13	51	158	(5)	(12)
Total derivatives on coal	**45**	**168**	**6**	**13**	**51**	**158**	**(5)**	**(12)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	1,124	746	115	66	138	651	(30)	(86)
- forwards/futures	8,330	11,395	1,086	1,828	8,794	13,604	(1,126)	(1,827)
- options	566	376	225	172	577	768	(215)	(271)
Total derivatives on gas and oil	**10,020**	**12,517**	**1,426**	**2,066**	**9,509**	**15,023**	**(1,371)**	**(2,184)**
CO_2 derivatives:								
- forwards/futures	956	1,066	156	113	637	788	(61)	(60)
- options	64	164	8	14	99	20	(8)	(13)
Total derivatives on CO_2	**1,030**	**1,230**	**164**	**127**	**736**	**808**	**(69)**	**(73)**
Derivatives on other:								
- swaps	2	1	1	-	1	6	-	-
- forwards/futures	21	35	14	3	41	30	(23)	(3)
- options	-	1	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on other	**23**	**37**	**15**	**3**	**42**	**36**	**(23)**	**(3)**
Total derivatives on commodity prices	**17,784**	**21,019**	**2,210**	**2,894**	**17,040**	**22,033**	**(2,019)**	**(2,916)**
Derivatives on other:								
- options	137	137	7	2	-	-	-	-
TOTAL	**18,190**	**21,679**	**2,219**	**2,919**	**17,978**	**23,448**	**(2,048)**	**(2,981)**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

At December 31, 2025 the notional amount of trading derivatives on interest rates came to €108 million. The fair value showed an improvement over the previous year of €9 million. The yield curve showed a significant upward shift compared with 2024 in the segment coinciding with the maturity of the interest rate swap, despite the resumption of expansionary monetary policies during 2025, which, however, only affected the short-term segment of the curve.

At December 31, 2025 the notional amount of derivatives on exchange rates came to €1,099 million, an overall decrease of €929 million compared with 2024, in particular for the purchase of energy commodities. The improvement of net fair value of €6 million reflects normal exchange rate fluctuations.
At December 31, 2025 the notional amount of derivatives on commodity prices came to €34,824 million. These amounts include transactions managed within the trading portfolios and transactions that, although established for hedging purposes, did not meet the requirements for hedge accounting.
The total net fair value amounted to €191 million, an improvement over the previous year in spite of an absolute decrease in the positive and negative amounts of fair value. This change is mainly attributable to the lower volatility observed in power and gas prices in Europe, mainly reflecting a perceived greater stability of the supply and demand balance in energy markets, despite persisting geopolitical tensions.
Derivatives on other commodities mainly refer to hedges on guarantees of origin, i.e. incentive mechanisms for renewable generation.
Other derivatives refer to the fair value of the put/call option mechanism on the remaining 10% stake in Duereti held by e-distribuzione.

Fair value measurement

51. Assets and liabilities measured at fair value

The Group determines fair value in accordance with IFRS 13 whenever such measurement is required by the IFRS as a recognition or measurement criterion.
Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).
The best proxy of fair value is market price, i.e. the current publicly available price actually used on a liquid and active market.
The fair value of assets and liabilities is classified in accordance with the three-level hierarchy described below, depending on the inputs and valuation techniques used in determining their fair value:

- Level 1: quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities to which the Company has access at the measurement date;
- Level 2: inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (that is, as prices) or indirectly (that is, derived from prices);
- Level 3: inputs for the asset or liability that are not based on observable market data (that is, unobservable inputs).

This note also provides detailed disclosures concerning the valuation techniques and inputs used to perform these measurements.
For this purpose:

- recurring fair value measurements of assets or liabilities are those required or permitted by the IFRS in the statement of financial position at the close of each period;
- non-recurring fair value measurements are those required or permitted by the IFRS in the statement of financial position in particular circumstances.

For general information or specific disclosures on the accounting treatment of these circumstances, please see note 2 "Accounting policies".

51.1 Assets measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those assets are classified.

Millions of euro	Notes	Non-current assets: Fair value at Dec. 31, 2025	Non-current assets: Level 1	Non-current assets: Level 2	Non-current assets: Level 3	Current assets: Fair value at Dec. 31, 2025	Current assets: Level 1	Current assets: Level 2	Current assets: Level 3
Financial assets at FVOCI									
Equity investments in other companies at FVOCI	28	567	3	58	506	-	-	-	-
Securities at FVOCI	28.1, 29.1	714	714	-	-	230	230	-	-
Derivatives									
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	50	33	-	33	-	47	-	47	-
- on exchange rates	50	30	-	30	-	2	-	2	-
Cash flow hedge derivatives									
- on interest rates	50	81	-	81	-	6	-	6	-
- on exchange rates	50	572	-	572	-	3	-	3	-
- on commodities	50	274	54	51	169	311	230	81	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	50	-	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	50	-	-	-	-	2	-	2	-
- on commodities	50	180	42	138	-	2,030	1,353	677	-
- other	50	-	-	-	-	7	-	-	7
Financial assets at FVTPL									
Securities and financial investments in funds or asset management at FVTPL	28.1	2	-	2	-	-	-	-	-
Equity investments in other companies at FVTPL	28	6	-	-	6	-	-	-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	28	4,593	-	4,593	-	-	-	-	-
Financial assets from JDA at FVTPL	28	87	-	-	87	-	-	-	-
Investments in liquid assets at FVTPL		-	-	-	-	558	-	558	-
Loan assets and other financial assets at FVTPL		-	-	-	-	51	51	-	-
Contingent consideration	30	5	-	-	5	-	-	-	-
Other assets at fair value									
Non-monetary grants in respect of environmental certificates	31	-	-	-	-	43	-	2	41
Inventories measured at fair value		-	-	-	-	57	57	-	-
Assets (or disposal groups) classified as held for sale and discontinued operations[1]	35	812	-	-	812	283	-	-	283

(1) More details on assets (or disposal groups) classified as held for sale can be found in note 35.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The fair value of "equity investments in other companies at FVOCI" is determined for listed companies on the basis of the quoted price at the close of the year, while that for unlisted companies is based on a reliable valuation of the relevant assets and liabilities.
"Financial assets from service concession arrangements at FVTPL" concern electricity distribution operations in Brazil, by Enel Distribuição São Paulo, Enel Distribuição Rio and Enel Distribuição Ceará and are accounted for in accordance with IFRIC 12.
The fair value was determined as the net replacement cost, using the latest available tariff data and updated details on electricity distribution concessions in Brazil. For more information, see note 19 "Service concession arrangements".

The current portion of "loan assets and other financial assets at FVTPL" includes mainly under Level 1 financial deposits held by Latin American companies.

The fair value of derivative contracts is determined using the official prices for instruments traded on regulated markets. The fair value of instruments not listed on a regulated market is determined using valuation methods appropriate for each type of financial instrument and market data as of the end of the reporting period (such as interest rates, exchange rates, volatility), discounting expected future cash flows on the basis of the market yield curve and translating amounts in currencies other than the euro using exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.
Derivatives on interest rates and exchange rates are all measured using Level 2 inputs.
The fair value of derivatives on commodities is almost always measured using Level 1 or Level 2 inputs, as the determination is based on market inputs as these contracts are entered into with exchange counterparties, leading sector operators or financial institutions.
Certain long-term financial contracts in Spain (Virtual Power Purchase Agreements, or VPPAs), for which internal measurement models were also used in part in order to measure these instruments over longer time horizons, given the illiquidity of the underlying variables) fall within Level 3.
In accordance with the IFRS, the Group assesses credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk where necessary. More specifically, the Group measures CVA/DVA using a Potential Future Exposure valuation technique for the net exposure of the position and subsequently allocating the adjustment to the individual financial instruments that make up the overall portfolio. All of the inputs used in this technique are observable on the market.

Derivatives on other include the fair value of the put/call options on the residual 10% stake in Duereti, held by e-distribuzione and classified under Level 3.

51.2 Assets not measured at fair value in the statement of financial position

For each class of assets not measured at fair value on a recurring basis but whose fair value must be reported, the following table reports the fair value at the end of the year and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those assets are classified.

		Non-current assets				Current assets			
		Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025				at Dec. 31, 2025			
Investment property	21	81	14	-	67	-	-	-	-
Inventories	32	-	-	-	-	42	-	-	42

The table reports the fair value of investment property and inventories of real estate not used in the business in the amount of €81 million and €42 million respectively. The amounts were calculated with the assistance of appraisals conducted by independent experts, who used different methods depending on the specific assets involved.

51.3 Liabilities measured at fair value in the statement of financial position

The following table reports for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are classified.

		Non-current liabilities				Current liabilities			
		Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025				at Dec. 31, 2025			
Fair value measurement									
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	50	8	-	8	-	-	-	-	-
- on exchange rates	50	15	-	15	-	1	-	1	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	50	58	-	58	-	-	-	-	-
- on exchange rates	50	1,964	-	1,964	-	69	-	69	-
- on commodities	50	1,131	15	1,027	89	363	155	208	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	50	-	-	-	-	20	-	20	-
- on exchange rates	50	-	-	-	-	9	-	9	-
- on commodities	50	138	29	104	5	1,881	1,343	538	-
Financial liabilities at FVTPL									
Contingent consideration	43, 44	30	-	-	30	8	-	8	-
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale[1]	35	423	-	-	423	333	-	-	333

(1) More details on liabilities (or disposal groups) classified as held for sale can be found in note 35.

Contingent consideration mainly regards a number of equity investments held by the Group in North America, whose fair value was determined on the basis of the contractual terms and conditions.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

51.4 Liabilities not measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of liabilities not measured at fair value in the statement of financial position but for which the fair value shall be disclosed, the fair value at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro	Fair value at Dec. 31, 2025	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:				
- fixed rate	43,383	41,545	1,838	-
- floating rate	2,190	71	2,119	-
Bank borrowings:				
- fixed rate	3,313	-	3,313	-
- floating rate	13,708	-	13,708	-
Non-bank borrowings:				
- fixed rate	3,055	-	3,055	-
- floating rate	31	-	31	-
Total	**65,680**	**41,616**	**24,064**	**-**

For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted instruments the fair value is determined using appropriate valuation techniques for each category of financial instrument and market data at the close of the year, including the credit spreads of Enel.

Other information

52. Share-based payments

As of the 2019 financial year, the Shareholders' Meeting of Enel SpA ("Enel" or the "Company") has each year approved the adoption of long-term share-based incentive plans for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code. Each of the incentive plans approved (the 2019 Long-Term Incentive Plan, the 2020 Long-Term Incentive Plan, the 2021 Long-Term Incentive Plan, the 2022 Long-Term Incentive Plan, the 2023 Long-Term Incentive Plan, the 2024 Long-Term Incentive Plan, and the 2025 Long-Term Incentive Plan referred to hereinafter, respectively, the "2019 LTI Plan", the "2020 LTI Plan", the "2021 LTI Plan", the "2022 LTI Plan", the "2023 LTI Plan", the "2024 LTI Plan", the "2025 LTI Plan" and, jointly, the "Plans") provides for the grant of ordinary Company shares ("Shares") to the respective beneficiaries subject to the achievement of specific performance targets.

Plan beneficiaries are the Chief Executive Officer/General Manager of Enel and Enel Group managers in the positions most directly responsible for company performance or considered to be of strategic interest. The Plans provide for the award to the beneficiaries of an incentive consisting of a monetary component and an equity component. This incentive – determined, at the time of the award, as a base value calculated in relation to the fixed remuneration of the individual beneficiary – may vary depending on the degree of achievement of each of the three-year performance targets by the Plans, ranging from zero up to a maximum of 280% or 180% of the base value in the case, respectively, of the Chief Executive Officer/General Manager or the other beneficiaries.

These Plans also provide that, with respect to the total incentive actually accrued, the premium is entirely paid in Shares: (a) for the 2019, 2020, 2021 and 2022 LTI Plans (i) up to 100% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager (up to 130% for the 2022 LTI Plan), and (ii) up to 50% of the base value for the other beneficiaries (up to 65% for the 2022 LTI Plan); (b) for the 2023, 2024 and the 2025 LTI Plans (i) up to 150% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager, (ii) up to 100% of the base value for officers reporting directly to the Chief Executive Officer/General Manager, including key management personnel, and (iii) up to 65% of the base value for the other beneficiaries, other than those indicated under (i) and (ii) above.

The actual award of the bonus under the Plans is subject to the achievement of specific performance targets during the three year performance period.

If these targets are achieved, 30% of both the stock and

cash components of the incentive will be paid in the first year following the end of the performance period and the remaining 70% will be paid in the second year following the end of the performance period. The payment of a substantial portion of long-term variable remuneration (70% of the total) is therefore deferred to the second year following the end of the performance period of the individual Plans.

For more information on the characteristics of the Plans, please see the information documents prepared pursuant to Article 84-*bis* of the CONSOB Regulation issued with Resolution no. 11971 of May 14, 1999 (the Issuers Regulation), which are available to the public in the section of Enel's website (www.enel.com) dedicated to the Shareholders' Meetings held respectively on May 16, 2019, May 14, 2020, May 20, 2021, May 19, 2022, May 10, 2023, May 23, 2024 and May 22, 2025.

In implementation of the authorizations granted by the Shareholders' Meetings held on the dates indicated above and in compliance with the associated terms and conditions, the Board of Directors approved – at its meetings of September 19, 2019, July 29, 2020 June 17, 2021, June 16, 2022, October 5, 2023, July 25, 2024 and July 31, 2025 – the launch of share buyback programs to serve the Plans. The number of Shares whose purchase was authorized by the Board of Directors for each Plan, the actual number of Shares purchased as of December 31, 2025, the associated weighted average price and total value are shown below.

	Purchases authorized by the Board of Directors	Actual purchases		
	Number of shares	Number of shares	Weighted average price (euros per share)	Total value (euros)
2019 LTI Plan	No more than 2,500,000 for a maximum consideration of €10,500,000 million	1,549,152[2]	6.7779	10,499,999
2020 LTI Plan	1,720,000	1,720,000[3]	7.4366	12,790,870
2021 LTI Plan	1,620,000	1,620,000[4]	7.8737	12,755,459
2022 LTI Plan	2,700,000	2,700,000[5]	5.1951	14,026,715
2023 LTI Plan	4,200,000	4,200,000[6]	6.3145	26,520,849
2024 LTI Plan	2,900,000	2,900,000[7]	7.0210	20,360,977
2025 LTI Plan[8]	3,200,000	-	-	-

The table below shows information relating to the Plans whose three-year performance period is in progress in 2025 or for which the accrued incentive was paid to the beneficiaries in 2025.[9]

2. Shares purchased in the period between September 23 and December 2, 2019, equal to about 0.015% of share capital.
3. Shares purchased in the period between September 3 and October 28, 2020, equal to about 0.017% of share capital.
4. Shares purchased in the period between June 18 and July 21, 2021, equal to about 0.016% of share capital.
5. Shares purchased in the period between June 17 and July 20, 2022, equal to about 0.026% of share capital.
6. Shares purchased in the period between October 16, 2023 and January 18, 2024, equal to about 0.041% of share capital.
7. Shares purchased in the period between September 16 and November 8, 2024, equal to about 0.026% of share capital.
8. The share buyback program serving the 2025 LTI Plan was launched on January 12, 2026.
9. No information relating to the 2019 and 2020 LTI Plans is provided since the award of the incentives ended in 2023 and 2024, respectively.

	Grant date	Performance period	Verification of achievement of targets	Payout
2021 LTI Plan	16/09/2021[10]	2021-2023	2024[11]	2024-2025[12]
2022 LTI Plan	21/09/2022[13]	2022-2024	2025[14]	2025-2026[15]
2023 LTI Plan	05/10/2023[16]	2023-2025	2026[17]	2026-2027
2024 LTI Plan	19/09/2024[18]	2024-2026	2027[19]	2027-2028
2025 LTI Plan	16/10/2025[20]	2025-2027	2028[21]	2028-2029

The table below shows more information relating to the Plans whose three-year performance period is in progress or for which the accrued incentive was paid to the beneficiaries in 2025.

			2025		2024	
	Number of shares granted at the grant date	Fair value per share at the grant date	Number of shares potentially available for award	Number of shares awarded	Number of shares potentially available for award	Number of shares awarded
2021 LTI Plan	1,577,773	7.0010	-	420,060[22]	443,608	196,980[22]
2022 LTI Plan	2,398,143	4.8495	1,354,130	574,368[24]	1,858,051	-
2023 LTI Plan	4,040,820	5.5540	3,566,126	-	3,804,244	-
2024 LTI Plan	2,877,714	6.9730	2,722,050	-	2,877,714	-
2025 LTI Plan	2,337,929	8.539	2,337,929	-	-	-

10. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2021 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 9, 2021).
11. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2023, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2021 LTI Plan.
12. On September 5, 2024 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2021 LTI Plan, in accordance with the Plan rules. The remaining portion of the equity component of the bonus was paid on September 4, 2025.
13. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2022 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 8, 2022).
14. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2024, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2022 LTI Plan.
15. On September 4, 2025 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2022 LTI Plan, in accordance with the Plan rules.
16. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2023 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of October 4, 2023).
17. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2025, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2023 LTI Plan.
18. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2024 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of July 24, 2024).
19. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2026, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2024 LTI Plan.
20. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2025 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of July 30, 2025).
21. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2027, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2025 LTI Plan.
22. The table shows the number of Shares awarded on September 4, 2025, to the beneficiaries of the 2021 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan.
23. The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2024, to the beneficiaries of the 2021 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. The remaining portion of the equity component of the bonus, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2021 LTI Plan, was paid on September 4, 2025.
24. The table shows the number of Shares awarded on September 4, 2025, to the beneficiaries of the 2022 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. The remaining portion of the equity component of the bonus, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2022 LTI Plan, is deferred to 2026.

The fair value of those equity instruments is measured on the basis of the market price of Enel Shares at the grant date.[25]

The cost of the equity component is determined on the basis of the fair value of the equity instruments granted and is recognized over the duration of the vesting period through an equity reserve.
The total costs recognized by the Group through profit or loss amounted to €16 million in 2025 (€10 million in 2024).
There have been no terminations or amendments involving the approved Plans.

53. Related parties

Related parties have been identified on the basis of the provisions of the IFRS and the applicable CONSOB measures.

As an operator in the field of generation, distribution, transport and sale of electricity and the sale of natural gas, Enel carries out transactions with a number of companies directly or indirectly controlled by the Italian State, the Group's controlling shareholder.

The table below summarizes the main types of transactions carried out with such counterparties.

Related party	Relationship	Nature of main transactions
Single Buyer	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of electricity for the enhanced protection market
Cassa Depositi e Prestiti Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Ancillary Services Market (Terna) Sale of electricity transport services (Eni Group) Purchase of transport, dispatching and metering services (Terna) Purchase of postal services (Poste Italiane) Purchase of fuels for generation plants and natural gas storage and distribution services (Eni Group)
ESO - Energy Services Operator	Fully controlled (directly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of subsidized electricity Payment of A3 component for renewable resource incentives
EMO - Energy Markets Operator	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Power Exchange (EMO) Purchase of electricity on the Power Exchange for pumping and plant planning (EMO)
Leonardo Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of IT services and supply of goods

25. For the 2019 LTI Plan, the grant date is November 12, 2019, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2019 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2020 LTI Plan, the grant date is September 17, 2020, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2020 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2021 LTI Plan, the grant date is September 16, 2021, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2021 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2022 LTI Plan, the grant date is September 21, 2022, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2022 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2023 LTI Plan, the grant date is October 5, 2023, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2023 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2024 LTI Plan, the grant date is September 19, 2024, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2024 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2025 LTI Plan, the grant date is October 16, 2025, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2025 LTI Plan to the beneficiaries.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The main types of transactions mandatorily carried out with these counterparties include:

- purchases of electricity from the Single Buyer for resale to customers in the regulated market. In Italy, electricity sold in the regulated market by all suppliers (including Enel) must mandatorily be purchased from the Single Buyer, an entity entirely controlled (indirectly) by the Ministry for Economy and Finance;
- purchases and sales of electricity to be mandatorily made on the Italian Power Exchange, managed by the Energy Markets Operator (EMO);
- operations carried out by Enel with the transmission grid operator Terna, on a mandatory basis, such as the sale of energy on the Ancillary Services Market and the purchase of services related to the transport, dispatching and metering of electricity.

In addition, the Group conducts essentially commercial transactions with associated companies or companies in which it holds non-controlling interests.

Finally, Enel also maintains relationships with the pension funds FOPEN and FONDENEL, as well as Fondazione Enel and Enel Cuore, an Enel non-profit company devoted to providing social and healthcare assistance, maintaining institutional relations and social projects.

All transactions with related parties were carried out on normal market terms and conditions, which in some cases are determined by the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment.

In view of the above information, the tables below also report the amounts of transactions that must be carried out with companies directly or indirectly controlled by the Ministry for the Economy and Finance (referred to as "non-eligible related parties").

The following tables summarize transactions with related parties, associated companies and joint ventures outstanding at December 31, 2025 and December 31, 2024 and carried out during the period.

Millions of euro	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group[1]	Other
Income statement					
Revenue from sales and services	-	2,890	68	2,640	233
Other income	-	-	-	2	3
Other financial income	-	-	-	2	-
Electricity, gas and fuel purchases	316	5,972	39	1,316	1
Costs for services and other materials	-	29	3	3,642	55
Other expenses	10	152	-	68	5
Net results from commodity contracts	-	-	-	14	-
Other financial expense	-	-	-	19	-

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group[1]	Other
Statement of financial position					
Other non-current financial assets	-	-	-	3	-
Other non-current assets	-	-	-	108	-
Trade receivables	-	84	6	830	37
Other current financial assets	-	-	-	784	-
Other current assets	-	5	18	10	2
Long-term borrowings	-	-	-	489	1
Non-current contract liabilities	-	-	-	10	9
Non-current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-
Short-term borrowings	-	-	-	-	-
Long-term borrowings, current portion	-	-	-	96	-
Trade payables	152	127	81	977	9
Other current financial liabilities	-	-	-	2	-
Current contract liabilities	-	-	-	32	27
Other current liabilities	-	-	-	-	32
Other information					
Guarantees issued	-	-	-	10	20
Guarantees received	-	-	-	158	-
Commitments	-	-	-	26	-

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

Total 2025	Associates and joint ventures	Overall total 2025	Total in financial statements	% of total	*Of which non eligible related parties*
5,831	136	5,967	78,057	7.6%	*5,063*
5	2	7	2,289	0.3%	-
2	101	103	4,169	2.5%	*2*
7,644	210	7,854	33,869	23.2%	*6,709*
3,729	240	3,969	19,455	20.4%	*3,331*
235	1	236	4,215	5.6%	*227*
14	(1)	13	747	1.7%	*14*
19	69	88	5,180	1.7%	-

Total at Dec. 31, 2025	Associates and joint ventures	Overall total at Dec. 31, 2025	Total in financial statements	% of total
3	1,100	1,103	8,472	13.0%
108	-	108	2,064	5.2%
957	61	1,018	14,555	7.0%
784	174	958	3,941	24.3%
35	3	38	3,386	1.1%
490	257	747	56,983	1.3%
19	-	19	5,495	0.3%
-	3	3	3,314	0.1%
-	9	9	2,975	0.3%
96	23	119	8,603	1.4%
1,346	156	1,502	11,827	12.7%
2	1	3	910	0.3%
59	-	59	2,833	2.1%
32	4	36	14,799	0.2%
30	-	30		
158	-	158		
26	-	26		

Millions of euro	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group[1]	Other
Income statement					
Revenue from sales and services	-	2,726	78	2,079	256
Other income	-	-	47	18	3
Other financial income	-	-	-	-	-
Electricity, gas and fuel purchases	1,052	6,275	40	1,210	1
Costs for services and other materials	-	44	3	3,375	64
Other expenses	10	144	4	51	1
Net results from commodity contracts	-	-	-	2	-
Other financial expense	1	1	-	18	-

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

Millions of euro	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group[1]	Other
Statement of financial position					
Other non-current financial assets	-	-	-	3	1
Current financial derivative assets	-	-	-	-	-
Other non-current assets	-	-	-	3	-
Trade receivables	-	133	5	1,144	38
Other current financial assets	-	-	-	783	2
Other current assets	-	-	59	19	2
Long-term borrowings	-	-	-	369	-
Non-current contract liabilities	-	-	-	11	6
Non-current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-
Short-term borrowings	-	-	-	2	-
Long-term borrowings, current portion	-	-	-	89	-
Trade payables	254	298	381	1,701	6
Other current financial liabilities	-	-	-	-	-
Current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-
Current contract liabilities	-	-	-	25	12
Other current liabilities	-	-	-	-	39
Other information					
Guarantees issued	-	-	-	10	26
Guarantees received	-	-	-	136	-
Commitments	-	-	-	25	-

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

Total 2024	Associates and joint ventures	Overall total 2024	Total in financial statements	% of total	*Of which non eligible related parties*
5,139	189	5,328	73,914	7.2%	*4,461*
68	14	82	5,033	1.6%	*64*
-	209	209	2,409	8.7%	-
8,578	136	8,714	30,262	28.8%	*7,635*
3,486	334	3,820	19,240	19.9%	*3,086*
210	2	212	3,940	5.4%	*207*
2	1	3	477	0.6%	*2*
20	80	100	7,828	1.3%	*2*

Total at Dec. 31, 2024	Associates and joint ventures	Overall total at Dec. 31, 2024	Total in financial statements	% of total
4	860	864	7,607	11.4%
-	2	2	2,003	0.1%
3	-	3	1,937	0.2%
1,320	166	1,486	15,941	9.3%
785	1,179	1,964	4,854	40.5%
80	22	102	3,891	2.6%
369	282	651	60,000	1.1%
17	-	17	5,662	0.3%
-	8	8	2,915	0.3%
2	7	9	3,645	0.2%
89	22	111	7,439	1.5%
2,640	96	2,736	13,693	20.0%
-	1	1	845	0.1%
-	6	6	3,584	0.2%
37	-	37	2,448	1.5%
39	3	42	15,087	0.3%
36	-	36		
136	-	136		
25	-	25		

With regard to disclosures on the remuneration of members of the Board of Directors, members of the Board of Statutory Auditors and key management personnel, provided for under IAS 24, please see the following tables.

Millions of euro	2025	2024	Change	
Remuneration of members of the Board of Directors, Board of Statutory Auditors and General Manager				
Short-term benefits	8	5	3	60.0%
Share-based payments	2	1	1	-
Total	**10**	**6**	**4**	**66.7%**

Millions of euro	2025	2024	Change	
Remuneration of key management personnel				
Short-term benefits	9	7	2	28.6%
Share-based payments	3	1	2	-
Total	**12**	**8**	**4**	**50.0%**

Note that the corporate governance rules adopted by the Enel Group and described in detail in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure available on the Company's website (www.enel.com) sets out rules designed to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties.
In November 2010, the Board of Directors of Enel SpA approved a procedure governing the approval and execution of transactions with related parties carried out by Enel SpA directly or through subsidiaries (Enel Procedure for Transactions with Related Parties), most recently updated in June 2021. The procedure (available at https://www.enel.com/investors/governance/bylaws-rules-policies) sets out rules designed to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties. It was adopted in implementation of the provisions of Article 2391-*bis* of the Italian Civil Code and the implementing regulations issued by CONSOB with Resolution no. 17221 of March 12, 2010, as amended ("CONSOB Regulation"). No related-party transactions requiring disclosure in the financial statements pursuant to the CONSOB Regulation were carried out in 2025.

54. Government grants – Disclosure pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017

Pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017 as amended, the following provides information on grants received from Italian public agencies and bodies, as well as donations by Enel SpA and the fully consolidated subsidiaries to companies, individuals and public and private entities. The disclosure takes into account: The disclosure comprises: (i) grants received from Italian public entities/State entities; and (ii) donations made by Enel SpA and Group subsidiaries to public or private parties resident or established in Italy.

The following disclosure includes payments in excess of €10,000 made by the same grantor/donor during 2025, even if made in multiple financial transactions. They are recognized on a cash basis.
Pursuant to the provisions of Article 3-*quater* of Decree Law 135 of December 14, 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019, for grants received, please refer to the information contained in the National Register of State Aid referred to in Article 52 of Law 234 of December 24, 2012.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Grants received in millions of euro

Financial institution/ Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
MIMIT	3SUN Srl	13.28	Instalment of grant, 2nd progress payment TANGO ITaliAN PV Giga factOry, for the construction of the gigafactory for the production of innovative photovoltaic modules in the Catania plant
MIMIT	Enel X Srl	0.40	Instalment of grant from the IPCEI Summer project 3rd progress payment. Project financed under the IPCEI Fund, Public Notice MISE Decree of July 7, 2021
MIMIT	Enel X Srl	0.22	Instalment of grant from the ISMI project for the 1st progress payment. Project financed under the Decree of the Minister for Economic Development of June 1, 2016, containing the interventions of the National Operational Program "Enterprise and Competitiveness" 2014-2020 ERDF for large research and development projects in the field of information and electronic communications and for the implementation of the Italian Digital Agenda and in the context of specific topics relevant to the "sustainable industry", to be carried out in the less developed regions of the country
MIMIT	Enel X Srl	0.13	Instalment of grant from the ISMI project for the final progress payment. Project financed under the Decree of the Minister for Economic Development of 1 June 2016, containing the interventions of the National Operational Program "Enterprise and Competitiveness" 2014-2020 ERDF in favor of large research and development projects in the field of information technology and electronic communications and for the implementation of the Italian Digital Agenda and in the context of specific topics relevant to the "sustainable industry", to be carried out in the less developed regions of the national territory
MASE	e-distribuzione SpA	254.12	NRRP projects "Smart Grid Strengthening" and "Increasing Resilience"
MASE	e-distribuzione SpA	2.55	RepowerEU projects - Resilience Lazio and Resilience Marche
MASE	e-distribuzione SpA	110.14	RepowerEU Projects - Strengthening Smart Grid Centre North and Strengthening Smart Grid South
MASE	e-distribuzione SpA	0.52	RepowerEU projects - Resilience Lazio and Resilience Marche
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.13	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Serra San Bruno Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.09	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Tricarico Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.18	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Girifalco Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.07	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Senise Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.91	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Pontelandolfo Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.30	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Corigliano Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.05	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Pontelandolfo Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.91	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Scanzano Jonico Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.03	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Marsico Nuovo Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.16	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Villapiana Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.01	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Campagna Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.48	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Chiaravalle Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.56	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Lacedonia Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.15	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Campagna Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.78	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Calitri Primary Substation

Continues >>

>> Continued

Financial institution/ Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.71	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Montefalcone Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.67	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Cole Sannita Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.02	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Birgi Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.14	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Santa Caterina Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.37	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Scordia Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.13	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Pantano d'Arci Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.59	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Grottafumata Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.26	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Santa Croce Camerina Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.48	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Valguarnera Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.87	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Ribera Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.41	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Sulo Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.25	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Colfesano Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.12	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Caltavuturo Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.40	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Molinara Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.50	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2017 - Sulo Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.01	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2019 - Tito Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.01	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2019 - Ragusa 2 Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.07	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2019 - Rossano Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.02	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2019 - Melfi Industriale Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.02	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2019 - Avellino Nord Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.79	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2019 - Sciacca Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	1.99	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2019 - Rossano Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	4.42	PON I&C Projects 2014-2020 - Call for Proposals 2019 - Sciacca Primary Substation
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0.50	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020 Projects - Augusta Primary Substation
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0.20	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020 Projects - Barrafranca Primary Substation
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0.89	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020 Projects - Comiso Primary Substation
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0.66	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020 Projects - Dirillo Primary Substation
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0.80	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020 Projects - Francofonte Primary Substation
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0.20	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020 Projects - Guadalami Primary Substation
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	1.34	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020 Projects - San Carlo Primary Substation

Continues >>

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

>> Continued

Financial institution/ Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0.53	POR SICILIA PO ERDF 2014/2020 Projects - Santa Ninfa Primary Substation
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	0.27	POR Projects SICILY PO FESR 2014/2020 - Troina Primary Substation
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.15	ISMI
MIMIT	e-distribuzione SpA	0.60	ISMI
Municipality of LAquila	e-distribuzione SpA	7.94	L'AQUILA SMART CITY
MUR	e-distribuzione SpA	0.02	COMESTO
MUR	e-distribuzione SpA	0.07	Living Grid
Ministry of Economy and Finance	Enel Grids Srl	0.03	SALII-IX Project ComESto
MIMIT	Enel Green Power SpA	0.07	Instalment of grant from the ISMI project for the 1st progress payment. Project financed under the Decree of the Minister for Economic Development of June 1, 2016, containing the interventions of the National Operational Program "Enterprise and Competitiveness" 2014-2020 ERDF for large research and development projects in the field of information and electronic communications and for the implementation of the Italian Digital Agenda and in the context of specific topics relevant to the "sustainable industry", to be carried out in the less developed regions of the country
MUR	Enel Green Power SpA	0.46	Instalment of grant of the National Biodiversity Future Centre project for the 1st reporting SAL. Project financed within the framework of the I Directorial Decree 16 December 2021, no. 3138, amended by Directorial Decree 18 December 2021, no. 3175, of issuing a Public Notice for the submission of Proposals for intervention for the Strengthening of research structures and creation of R&D "national champions" on certain Key Enabling Technologies to be financed within the framework of the National Recovery and Resilience Plan, Mission 4 Component 2 Investment 1.4 "Strengthening of research structures and creation of 'national R&D champions' on some Key Enabling Technologies" financed by the European Union - NextGenerationEU"
MIMIT	Enel Green Power SpA	0.07	Grant tranche from the ISMI project for the final progress payment. Project funded under the decree of the Minister for Economic Development of June 1, 2016, for interventions of the National Operational Program "Enterprises and Competitiveness" 2014-2020 ERDF for large research and development projects in the information and electronic communications technology sector and for the implementation of the Italian Digital Agenda and within specific themes relevant to "sustainable industry", to be implemented in the less developed regions of the country
MASE	Enel Green Power Italia Srl	0.11	Instalment of grant as an advance for the district heating project in the municipality of Arcidosso for progress payment no. 1. Project funded under Public Notice July 28, 2022, no. 94 of the Energy Incentives Directorate, aimed at the selection of project proposals for the development of district heating systems to be financed under the Italian Recovery and Resilience Plan, Mission 2 "Green Revolution and Ecological Transition", Component 3 "Energy Efficiency and Renovation of Buildings", Investment 3.1 "Development of District Heating Systems"
MIT	Enel Green Power Italia Srl	11.10	Instalment of grant for the Pozzillo Dam project for the 1st progress payment. Project financed by the decree of the Minister of Infrastructure and Sustainable Mobility no. 517 of December 16, 2021, for the implementation of the measure NRRF M2C4 – I.4.1 "Investments in primary water infrastructures for the security of water supply".
		431.46	**Total**

Grants made in millions of euro

Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
Enel Global Trading SpA	Enel Foundation	1.21	Contribution 2024
Enel Global Trading SpA	Enel Foundation	0.37	Advance payment 50 % EGTR share Enel Foundation 2025
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	1.01	Contribution 2024
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0.31	Advance payment 50% - year 2025
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0.04	Contribution 2025
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	1.38	Balance extraordinary contribution 2024
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.88	Advance payment 20% - year 2025
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.20	"Nel Cuore dello Spazio Enel" project 2024
Enel Energia SpA	Enel Foundation	1.04	Balance of contribution 2024
Enel Energia SpA	Enel Foundation	1.05	Advance payment 50% - year 2025
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	1.03	80% of the voluntary contribution balance 2024
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.91	50% of the liberal contribution 2025
e-distribuzione SpA	Enel Foundation	0.78	50% of the voluntary contribution balance 2024
e-distribuzione SpA	Enel Foundation	1.09	50% of the liberal contribution 2025
e-distribuzione SpA	Regione Sicilia	0.17	Refund of excess amounts Licata Primary Substation - POR SICILIA "PO FESR 2014/2020" projects
e-distribuzione SpA	MIMIT	0.12	Refund of sums following cancellation Palazzolo Acreide Primary Substation - Projects PON I&C 2014-2020 call 2019
Enel SpA	MAXXI	0.60	Grant to promote art, research and innovation in the artistic field
Enel SpA	Enel Foundation	0.15	Donations 2023 and 2024
Enel Produzione SpA	Enel Foundation	0.48	First tranche disbursement 2025
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.40	First tranche disbursement 2025
Enel Produzione SpA	Enel Foundation	0.59	Second tranche disbursement 2024
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.78	Second tranche disbursement 2024
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	Association due 2024
Enel Produzione SpA	Municipality of Civitavecchia	0.17	Transfer free of charge of the air quality control instrumentation in Piazza C. Garbieri in Santa Severa
Enel Green Power Italia Srl	Municipality of Fossombrone	0.05	Tourist enhancement of the 'Marmitte dei Giganti' site near the Enel dam in San Lazzaro, through the donation of an e-bike recharging station and a redeveloped container intended as a rest stop and toilet facilities
Enel Italia SpA	Fondazione Nazionale Accademia Santa Cecilia	0.60	Enel Italia modal donation year 2025 to support the cultural activities of the Foundation
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala di Milano	0.60	Donation year 2025 to support the promotion and development of the culture and musical education of the community
Enel Italia SpA	Spazio Teatro No.hma Teresa Pomodoro	0.03	Liberal donation to support cultural activities promoted by the theatre
Enel Italia SpA	Fondazione per la scuola italiana	0.23	Liberal donation to support the Foundation's planned investments in youth education
Enel Italia SpA	Fondazione Banco dell'Energia Ente Filantropico	0.05	Donation to support the Foundation's initiatives aimed at lowering energy costs for poor households
Enel Italia SpA	Fondazione Fratelli Tutti	0.01	Contribution in support of the Foundation's aims
Enel Italia SpA	Municipality of Campotosto	0.04	Donation of a planning guidance document for the "Natural Amphitheatre" project
Enel Italia SpA	Municipality of Capitignano	0.04	Donation of a planning guidance document for the project called "The Park on the Water"
Enel Italia SpA	Traffic Police - Department of Public Security	0.13	Donation of a set of useful tools under the Memorandum of Understanding between the Ministry of the Interior - Department of Public Safety and Enel Italia SpA, aimed at fostering joint initiatives in the fields of training and information, road safety education and accident prevention

Continues >>

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

>> Continued

Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
Enel Italia SpA	Traffic Police – Icarus Project	0.01	Donation of transport services for the winners of the competition combined with the Icarus Project aimed at schools with the aim of promoting respect for rules and road safety through a series of educational meetings in schools
Enel Italia SpA	Fondazione Mai ("Fondazione Giuseppina Mai per la promozione della ricerca pubblica e privata")	0.01	Provision of three scholarships as part of the "Women in STEM" project, a call for applications launched by the Foundation with the aim of encouraging and promoting women in STEM disciplines
		16.58	**Total**

55. Contractual commitments and guarantees

The commitments entered into by the Enel Group and the guarantees given to third parties are shown below.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Guarantees given:			
- sureties and other guarantees granted to third parties	2,876	3,300	(424)
Commitments to suppliers for:			
- electricity purchases	54,617	56,438	(1,821)
- fuel purchases	30,614	44,008	(13,394)
- various supplies	3,826	3,614	212
- tenders	5,888	5,608	280
- other	6,935	6,757	178
Total	**101,880**	**116,425**	**(14,545)**
TOTAL	**104,756**	**119,725**	**(14,969)**

As of December 31, 2025, commitments undertaken by the Enel Group and guarantees granted to third parties totaled €104,756 million, a decrease of €14,969 million compared with 2024, reflecting the decrease in commitments for "fuel purchases" in the amount of €13,394 million in Italy and Spain. In Italy, the progress on existing contracts and the development of market scenarios pointed to lower prices for natural gas. In Spain, on the other hand, the evolution of the contract portfolio had an overall reducing effect on commitments. Commitments for "electricity purchases" decreased by €1,821 million, mainly due to progress on contracts and electricity price developments in Chile.

For more details on the expiry of commitments and guarantees, see the section "Commitments to purchase commodities" in note 48.

56. Contingent assets and liabilities

The following reports the main contingent assets and liabilities at December 31, 2025. A provision is recognized in the consolidated financial statements for the part of liabilities for which defeat in court is deemed probable, according to requirements provided for in IAS 37.

Hydroelectric concessions Sardinia – Italy

In October 2018, the Autonomous Region of Sardinia (RAS), with three resolutions of the Council (and related provisions), ordered that the management of the three concessions for large hydroelectric diversions in Sardinia, Coghinas, Flumendosa and Taloro (power plants, dams and pipelines) belonging to Enel Produzione (EP) expiring in 2029, be entrusted to Enas, the public body of the Region of Sardinia, as from 1 January 2019.
EP challenged before the Superior Public Water Resources Court (TSAP) these provisions affecting EP's hydroelectric concessions and plants in Sardinia, including dams, reservoirs and pipelines; in particular, EP considers them illegitimate and seriously damaging to EP's acquired rights, as they are clearly in conflict, among other things, with Legislative Decree 79/1999 (so-called Bersani Decree), as well as they are in open violation of Article 117 of the Constitution and of various fundamental principles

protected by the Italian Constitution, the European Convention on Human Rights and the Charter of Fundamental Rights of the EU, such as the protection of private property, competition, legal certainty and freedom of private economic initiative.
During the proceedings, the TSAP first ordered the suspension of the contested provisions until the conclusion of the proceeding (more specifically, the TSAP granted EP the right to continue operating the facilities until the appeal was decided).
In its ruling of May 12, 2023, it voided the resolutions of the Region of Sardinia due to a procedural defect (failure to communicate the start of the proceedings) and upheld EP's appeals including the other grounds of appeal.
The Region of Sarcinia challenged the decision (i) before the Court of Cassation and (ii) with an appeal to the Constitutional Court for conflict of attribution. EP appeared in both proceedings.
With an order dated December 28, 2024, the Court of Cassation upheld the appeal of the Region of Sardinia and quashed the TSAP decision, remitting to the latter the examination of all the remaining grounds of appeal that were not originally examined by the TSAP. EP resumed the proceedings before the TSAP for the continuation and examination of the remaining grounds of appeal, simultaneously promoting a request for suspension of the contested provisions.
With a decision of May 21, 2025 the TSAP upheld the suspension request, setting the preliminary hearing on September 17, 2025 for the clarification of the conclusions. At that hearing, the conclusions were clarified as per the documents filed in court and the judge referred the case back to the court for a decision on a hearing on April 8, 2026.
The proceedings before the Constitutional Court were finalized with ruling no. 42/2025, published on April 11, 2025, declaring that the appeal for conflict of attribution was inadmissible, given the annulment of the TSAP ruling.

Antitrust proceeding 12461 – EE – Contract renewals – Italy

On December 13, 2022, the Competition Authority (AGCM) notified Enel Energia SpA ("the Company" or EE) and six other companies (Hera, A2A, Acea, Eni Plenitude, Engie, Edison) that it had initiated a proceeding for unfair commercial practices (violation of certain provisions of the Consumer Code and Article 3 of Legislative Decree 115/2022, the second "Aid Decree").
In particular, AGCM, among other thing, argued that EE had sent its customers, in the period from May to October 2022, notices of price changes that were allegedly generic and omissive to the extent that they did not specify the expiry date of the financial conditions subject to renewal and represented an unwarranted exercise of *ius variandi* in modification of the financial conditions of the supply relationship, in violation of the aforementioned Article 3 of the second Aid Decree.
With the measure initiating the procedure, the Competition Authority simultaneously prohibited on a precautionary basis the sending of new price change notices and ordered the correction of those already sent.
All the operators subject to the order, including EE, challenged the provision, which was based on the assumption that any price change had been prohibited to suppliers in the period indicated by the second Aid Decree (August 10 - April 30, then extended until June 30, 2023 by Legislative Decree 198/2022, the "Milleproroghe Decree").
Following the pronouncement of the Council of State of December 22, 2022 and the Milleproroghe Decree of December 29, 2022, which excluded the applicability of Article 3 of the Decree to contract renewals (of expiring offers) in compliance with the contractual terms of notice and without prejudice to the right of withdrawal of the counterparty, thus distinguishing them from those covered by the *ius variandi*, the Competition Authority, with a precautionary measure on December 29, 2022, ordered the partial upholding of the original precautionary measure and confirmed the prohibition on changes or renewals of the financial conditions of expiring contracts for which the expiry date was not specifically identified or in any case predeterminable in the associated notice sent to the customer. EE filed an appeal for additional reasons against this measure.
With a ruling published on May 19, 2023, the Lazio Regional Administrative Court (TAR) accepted the arguments of EE and voided the two precautionary measures of the AGCM on December 12, 2022 and December 29, 2022. Both AGCM and EE challenged the Court decision before the Council of State which, on December 10, 2024, rejected AGCM appeal, considering that the precautionary measures it issued had been overcome by the sanctioning measure adopted by the same AGCM.
In the meantime, the proceeding for unfair commercial practices concluded with the issue of a measure notified on November 15, 2023 with which the Competition Authority found a violation of Articles 24 and 25 of the Consumer Code, levying a fine of €10 million on EE, which was paid by EE on December 15, 2023. On January 15, 2024, EE appealed to void the fine before the Lazio Regional Administrative Court, which was then voided by the TAR with a decision published on November 18, 2024. On February 11, 2025, the AGCM challenged this decision before the Council of State and EE appeared in this proceeding. The hearing is scheduled for March 12, 2026.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Criminal proceeding against e-distribuzione concerning an accident – Italy

On July 1, 2021, e-distribuzione SpA was notified of a proceeding against a number of its employees and managers and e-distribuzione SpA itself pursuant to Legislative Decree 231/2001, initiated by the Public Prosecutor's Office of Taranto, following the accident that occurred on the night between June 27 and 28, 2021 in which an employee of a contractor was injured and subsequently died.
During the investigative phase, an unrepeatable technical assessment was ordered and the report of the Technical Consultant of the Public Prosecutor, dated December 15, 2021, was filed and incorporated in the Public Prosecutor's case.
A notice of dismissal of charges was subsequently sent to some of the defendants and the subcontractor with whom the deceased worker was employed. A notice of conclusion of the preliminary investigation pursuant to Article 415-*bis* of the Code of Criminal Procedure was sent to the remaining defendants and the company and on April 17, 2023, a notice was served scheduling the preliminary hearing before the Court of Taranto for May 23, 2023.
Following adjournments, the preliminary hearing was scheduled to continue on February 20, 2024, when the parties were heard, including the request for a plea deal from one of the defendants. At the following hearing on May 21, 2024, the Court accepted the plea deal from one of the defendants, ordering referral to trial for all the other defendants.
The trial began on October 1, 2024. The Public Prosecutor's consultant is currently being examined, with the next hearing scheduled for February 24, 2026.
In agreement with the insurance company, the procedure for reaching a settlement with the heirs of the deceased was defined to settle the compensation claims formulated by the injured parties without admission of liability.

Arbitration Enel Produzione SpA Italy

In the 4th Quarter of 2023 a coal supplier initiated an arbitration proceeding against Enel Produzione requesting the fulfillment by the latter of certain coal supply contracts stipulated between the parties during 2021, performance of which was suspended by Enel Produzione in March 2022 due to the sanctions imposed with EU Regulations no. 269/2014 and no. 833/2014. A claim of about $11.2 million was filed for supplies already executed and about $52.9 million for expected supplies, plus interest. By award issued on December 12, 2025, the Arbitration Council rejected the counterparty's claims in their entirety, both with respect to the expected supplies and with respect to the supplies already performed, for which the Council confirmed that Enel Produzione could not make payments as long as the sanctions regime is in place, and also ordered the counterparty to pay the legal costs.

Green Network litigation – Italy

With summons dated May 8, 2019, Green Network SpA (GN) sued Enel Energia SpA (EE) before the Court of Rome to ascertain alleged anti-competitive conduct (including illegal win-back practices) that EE carried out in an attempt to recover customers who would have moved to the competing trader and, as a result, order EE to pay damages quantified at €116,049,056, plus interest and monetary revaluation, in addition to the publication of the sentence. EE formally appeared in court, contesting the validity of the opposing party's claim in fact and law and requesting the complete denial of the claims, as well as an order for the plaintiff to pay damages for frivolous litigation. On March 20, 2025, the Court of Rome – Specialist Business Section – completely denied the claims of GN, and ordered the plaintiff to pay legal costs. GN appealed the sentence and EE appeared in the related proceedings within the legal time limits. The first hearing was held on October 7, 2025, and the Rome Court of Appeal adjourned the hearing for a decision pursuant to Article 281-*sexies* of the Italian Code of Civil Procedure to October 13, 2026, granting time limits for early closing briefs and for memoranda of only motions and conclusions.

Penalty proceeding of the Personal Data Protection Authority against Enel Energia – Italy

On February 29, 2024, the Personal Data Protection Authority (DPA) announced that it was levying a fine of €79,107,101 on Enel Energia SpA (the "Company"), in addition to a number of prescriptive measures.
The action originates with a proceeding undertaken by the DPA in July 2023, during which the Company was accused of failing to adopt an adequate system for monitoring and controlling the operation of its agencies, which, in the period from 2015 to 2022, also made use of operators who were not officially appointed, for the sole purpose of maximizing their profits even to the detriment of the Company itself.
In the meantime, the Company, acting for its own protection, had already taken all the contractually established measures against the agencies involved in the circumstances addressed by the penalty measure and had also

filed criminal complaints against the operators who had acted abusively.
The Company, considering the objections raised by the DPA to be unfounded, challenged the provision before the Civil Court of Rome, which, in a ruling dated September 18, 2025, rejected the appeal. Enel Energia appealed this ruling before the Court of Cassation and, with a precautionary appeal filed before the Court of Rome, requested its suspension pending the Court's ruling. Both proceedings are pending.

BEG litigation – Italy, France, Luxembourg

Following an arbitration proceeding initiated by BEG SpA (BEG) in Italy, Enelpower SpA (Enelpower) obtained a ruling in its favor in 2002, which was upheld by the Court of Cassation in 2010, which entirely rejected the petition for damages with regard to alleged breach by Enelpower of an agreement concerning the assessment of the possible construction of a hydroelectric power station in Albania. Subsequently, BEG, acting through its subsidiary Albania BEG Ambient Shpk (ABA), a company incorporated under Albanian law, brought proceedings against Enelpower and Enel SpA (Enel) in Albania concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana on March 24, 2009, upheld by the Albanian Court of Cassation, ordering Enelpower and Enel to pay tortious damages of about €25 million for 2004 as well as an unspecified amount of tortious damages for subsequent years. Following the ruling, Albania BEG Ambient demanded payment of more than €430 million.
In November 2016, Enel and Enelpower filed a petition with the Albanian Court of Cassation, asking for the ruling issued by the District Court of Tirana on March 24, 2009 to be voided. At the hearing of November 6, 2024 the Court rejected the petition.
With a ruling of the Court of Appeal of Rome of March 7, 2022, the further proceedings undertaken by Enel and Enelpower before the Court of Rome were concluded, having sought recognition of BEG's liability for having circumvented the arbitration award rendered in Italy in favor of Enelpower through the aforementioned initiatives undertaken by the subsidiary ABA. With the ruling, the Court of Appeal of Rome upheld the ruling of first instance issued by the Court of Rome on June 16, 2015, which had denied the petition in the proceeding.
On May 20, 2021, the European Court of Human Rights (ECHR) issued a ruling with which it decided the appeal brought by BEG against the Italian State for violation of Article 6.1 of the European Convention on Human Rights. With this decision, the Court denied BEG's request to reopen the above arbitration proceedings, and also rejected BEG's claim for pecuniary damages amounting to about €1.2 billion due to the absence of a causal link with the disputed conduct, granting it €15,000 in non-pecuniary damages.
Nonetheless, on December 29, 2021, BEG, with an action that the company and its legal counsel deemed unfounded and specious, also decided to sue the Italian State before the Court of Milan, to demand damages for tortious liability in an amount of about €1.8 billion, as a consequence of the ECHR ruling. In this case, BEG also involved Enel and Enelpower by way of a claim of joint and several liability. With an order of June 14, 2022, the Court of Milan accepted the objection of territorial incompetence raised by the State Attorney and declared its incompetence to hear the dispute in favor of the Court of Rome, the court exclusively competent to hear the causes in which the Italian State is involved, ordering BEG to pay the costs of the proceedings in favor of the defendants. BEG did not resume the judgment before the Court of Rome within the legal term of October 14, 2022 and therefore the proceeding was extinguished.
A short time later, on November 3, 2022, BEG resubmitted the same claims for damages of the terminated proceeding, serving a new writ of summons before the Court of Milan against the same defendants, with the exception of the Italian State, which BEG declared not to wishing to agree to this judgement. Enel and Enelpower are preparing their defenses to proceed with the appearance in court in order to contest the claim, which is considered entirely specious and unfounded, like the previous similar initiative. Following the hearing for admission of evidence, the Court issued an order on October 26, 2023 denying the preliminary requests of the plaintiff and scheduled final arguments for October 17, 2024 when the parties exchanged their final briefs. In a ruling dated April 7, 2025, the Court of Milan dismissed the plaintiff's claims in their entirety. Specifically, the judge deemed the claim against Enel inadmissible, dismissing the claim against Enelpower on the merits, and ordering BEG to reimburse all defendants for their legal fees. On May 9, 2025, BEG appealed this decision before the Milan Court of Appeal. On September 30, 2025, Enel and Enelpower filed an appeal.
On January 20, 2026, the Milan Court of Appeal dismissed BEG's appeal, upholding the first instance ruling in its entirety and ordering it to pay the legal fees.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk (ABA) to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

Italy

With an appeal notified on September 11, 2023, Albania BEG Ambient Shpk (ABA) initiated a proceeding before the Court of Appeal of Rome against Enel SpA and Enelpower Srl, in order to obtain, pursuant to Article 67 of Law 218/1995, enforcement of the ruling of the Court of Tirana of March 24, 2009. The two companies are preparing their defense to contest the claim for execution in Italy as well. Following the initial hearing, the Court of Appeal adjourned the proceeding until September 18, 2025 for oral arguments. Following this hearing, the Court of Appeal retained the case for decision.

France

In 2012, ABA filed suit against Enel and Enelpower with the *Tribunal de Grande Instance* in Paris in order to render the ruling of the Albanian court enforceable in France.

On January 29, 2018, the *Tribunal de Grande Instance* rejected ABA's claim. Among other issues, the Tribunal de Grande Instance ruled that: (i) the Albanian ruling conflicted with an existing decision (the arbitration ruling of 2002) and that (ii) the fact that BEG sought to obtain in Albania what it was not able to obtain in the Italian arbitration proceeding, resubmitting the same claim through ABA, represented fraud.

Subsequently, with a ruling of May 4, 2021, the Paris Court of Appeal denied the appeal by ABA, in full, upholding the ruling at first instance and, in particular, fully upholding the non-compatibility of the Albanian ruling with the arbitration award of 2002, ordering it to reimburse Enel and Enelpower €200,000 each for legal costs.

With a ruling of May 17, 2023 the French *Cour de Cassation* rejected ABA's appeal, thereby definitively denying the ABA's petition for execution.

Following the favorable ruling of the Court of Appeal, Enel initiated a separate proceeding to obtain release of the precautionary attachments granted to ABA of any receivables of Enel in respect of Enel France. With an order of June 16, 2022, the Court of Paris ordered the release of the precautionary attachments while also ordering ABA to pay Enel a total of about €146,000 in damages and legal costs. ABA challenged the aforementioned release order and the appeal was granted by the Paris Court of Appeal with a decision of May 17, 2023. On June 16, 2023 Enel filed a petition and on December 15, 2023 formally appealed that ruling before the French *Cour de Cassation*. On April 18, 2024, ABA appeared in court, communicating the release of the precautionary attachments and requesting the *Cour de Cassation* to terminate the proceedings due to the cessation of the subject matter of the dispute. Enel opposed the request for termination of the proceedings; the Court's decision on the matter is pending.

The Netherlands

In 2014, ABA filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands.

Following an initial ruling of June 29, 2016 in favor of ABA, in a ruling of July 17, 2018, the Amsterdam Court of Appeal upheld the appeal filed by Enel and Enelpower, ruling that the Albanian judgment cannot be recognized and enforced in the Netherlands, as it was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. Subsequently, the proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by ABA with which it asked the Dutch court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged tortious liability of Enel and Enelpower in the failure to build the power plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a definitive ruling in which it rejected any claim made by ABA, thereby confirming the denial of recognition and enforcement of the Albanian ruling in the Netherlands. Moreover, having re-analyzed the merits of the case under Albanian law, the Court found no tortious liability on the part of Enel and Enelpower and ordered ABA to reimburse the companies for the losses incurred in illegitimate conservative seizures, to be quantified as part of a specific procedure, and the costs of the trial and appeal proceedings.

On July 16, 2021 the Supreme Court completely rejected ABA's appeals, ordering it to reimburse court costs.

Luxembourg

In Luxembourg, again at the initiative of ABA, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an order for a number of precautionary seizures of any receivables of both Enel Group companies in respect of the bank.

Simultaneously, ABA filed a claim to obtain enforcement of the ruling of the Court of Tirana in Luxembourg. Owing to a number of procedural delays, the proceeding is still in the initial stages and no ruling has been issued. In particular, after several legal representatives appointed by ABA withdrew from the cause, on September 2023 the court suspended the proceeding.

United States and Ireland

In 2014, ABA had initiated two proceedings requesting execution of the Albanian sentence before the courts of the State of New York and Ireland, which both ruled in favor of Enel and Enelpower, respectively, on February 23 and February 26, 2018, respectively. Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

Municipality of Alfedena – COSAP and CUP fees

On September 26, 2024, the Municipality of Alfedena notified Enel Produzione of: (i) an assessment of €207 million for fees for the use of public areas in respect of a hydroelectric catchment area named "Montagna Spaccata" and the associated structures (COSAP) and the single land usage fee (CUP) for the years from 2007 to 2024; and (ii) a notice of a fine of about €75.5 million for alleged illegitimate use of those areas.
The notice of assessment and the fine issued by the municipality are based on the argument that the land occupied by the catchment area and the associated structures fall within those belonging to the municipality's public use assets not available for civic use and therefore subject to the COSAP fee, and, more recently, the single land usage fee (CUP). Enel Produzione challenged the assessment in court, while filing a petition for suspension of enforcement, and presented written defenses against the fine. At the hearing of January 22, 2025, the Court of Sulmona ordered the suspension of the enforcement of the assessment. The trial on the merits continues with hearing set for April 16, 2026.

GNL Endesa Generación SAU arbitration proceeding III – Spain

In January 2025, a liquefied natural gas (LNG) producer initiated an arbitration proceeding for the revision of the price of a long-term supply contract for LNG against Endesa Generación SAU (Endesa). The counterparty is demanding a price adjustment from Endesa of about $200 million, including interest until December 31, 2025. This amount may change in the course of the proceedings, which are not expected to be concluded before the last quarter of 2026.

Appeal against the single and environmental authorizations of the wind farms "Peña del Gato" and "Valdesamario" – Spain

On February 2 and 7, 2024, respectively, the association *Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica* filed two appeals to the Administrative Court of León, to challenge the administrative authorization and Environmental Impact Assessment for the construction and operation of the wind farms "Valdesamario" and "Peña del Gato", obtained by the company Energías Especiales del Alto Ulla SAU (a wholly-owned subsidiary of Enel Green Power España SLU, hereinafter the "Company"). The *Junta de Castilla y León* and the Company filed their opposition to the appeal filed by the association. With regard to the appeal concerning the "Peña del Gato" wind farm, on October 8, 2025, the appeal was partially upheld in a ruling issued by the Administrative Court of León, which voided the Environmental Impact Assessment and the administrative authorization for the wind farm (the request to dismantle the wind farm was not upheld). The Company and the *Junta de Castilla y León* appealed the ruling before the High Court of Justice of Castilla y León. The appeal proceedings are pending. As for the appeal relating to the "Valdesamario" wind farm, the first instance judgment is in the decision phase.

Tractebel litigation – Brazil

In 1998 the Brazilian company CIEN (now Enel CIEN) signed an agreement with Tractebel (now Engie Brasil Energia SA) for the delivery of electricity from Argentina through its Argentina-Brazil interconnection line. As a result of Argentine regulatory changes introduced as a consequence of the economic crisis in 2002, Enel CIEN was unable to make the electricity available to Tractebel. In October 2009, Tractebel sued Enel CIEN for alleged breach of contract. Enel CIEN submitted its defense citing force majeure as a result of the Argentine crisis as the main argument. Out of court, Tractebel indicated that it plans to acquire 30% of the interconnection line involved in the dispute. With a ruling of February 16, 2023, the court of first instance denied the grounds of the claim submitted by Tractebel against Enel CIEN. The ruling was appealed by Tractebel on March 20, 2023, but on February 29, 2024 the Court of Appeal upheld the decision at first instance in favor of Enel CIEN. On March 21, 2024, Tractebel filed a petition for clarification of the decision of the Court of Appeal, to which Enel CIEN replied. On May 10, 2024, the Court of Appeal denied the motion submitted by Tractebel and Tractebel challenged the rejection before the Superior Court. Enel CIEN appeared in the proceedings which are currently pending. The amount involved in the dispute is estimated at about R$855.3 million (about €133 million), plus damages to be quantified.
For similar reasons, the company Furnas, in May 2010, had also presented a sue against Enel CIEN for the failure to deliver electricity, requesting payment of about R$571.6 million (about €91 million), plus damages to be quantified, with a claim to acquire 70% of the interconnection line. The trial concluded in favor of Enel CIEN with a sentence issued by the *Tribunal de Justiça*, which became final on October 18, 2019, which rejected all of Furnas' claims.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Cibran litigation – Brazil

Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) has filed six suits against the Enel Group company Ampla Energia e Serviços SA (today Enel Distribuição Rio) to obtain damages for alleged losses incurred as a result of the interruption of electricity service by the Brazilian distribution company between 1987 and 2002, in addition to non-pecuniary damages. The Court ordered a unified technical appraisal for those cases, the findings of which were partly unfavorable to Enel Distribuição Rio. The latter challenged the findings, asking for a new study, which led to the denial of part of Cibran's petitions. Cibran subsequently challenged the findings of the new study, but without success. The first suit, regarding the years from 1995 to 1999, was denied in full with a ruling that became definitive on August 24, 2020.

With regard to the second case, filed in 2006 and regarding the years from 1987 to 1994, on June 1, 2015, the courts issued a ruling ordering Enel Distribuição Rio to pay R$96 million (about €23 million) plus interest in pecuniary damages and R$80,000 (about €19,000) in non-pecuniary damages. On November 6, 2019, the *Tribunal de Justiça* of Rio de Janeiro issued a ruling granting Enel Distribuição Rio's petition, and denying all of Cibran's claims. Subsequently, all the appeals submitted by Cibran between 2019 and 2022 were denied in full and, accordingly, the decision of November 6, 2019 in favor of Enel Distribuição Rio became final on March 24, 2023.

The remaining four suits for the years 2001 and 2002, in which the claim has not yet been quantified with expert opinion, were initially suspended pending the decision concerning the petition and are now waiting to be taken up again. The value of all the disputes is undetermined.

Litigation with cooperatives – Brazil

As part of the project to expand the grid in rural areas of Brazil, in 1982 Coelce Companhia Energética do Ceará SA (today Enel Distribuição Ceará, "ED Ceará"), then owned by the Brazilian government and now an Enel Group company, had entered into contracts for the use of the grids of a number of cooperatives established specifically to pursue the expansion project. The contracts provided for the payment of a monthly fee by ED Ceará, which was also required to maintain the grids.

Those contracts, between cooperatives established in special circumstances, did not specifically identify the grids governed by the agreements, which prompted a number of the cooperatives to sue ED Ceará asking for, among other things, a revision of the fees agreed in the contracts.

These proceedings include: (a) the suit filed by Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (COPERVA) with a value of about R$602 million (about €92.5 million); in the suit COPERVA requested a revision of the fee agreed in the contract for the use of the distribution grids which could amount to 1.5% of the value of the leased asset. ED Ceará obtained favorable decisions in the first and second instance (which also set a favorable precedent for the other cases in the strand described); there followed numerous appeals: the last of these, relating to a specific period of time during which the lease agreement was in force, for a value of about €40.9 million, was resolved in favor of ED Ceará by a judgment of June 12, 2025, which has become final; the settlement of the action for the remainder of the claim value, amounting to about €51.6 million, is pending; and (b) the action by Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda (COERCE) with a value of approximately R$341.3 million (about €55 million), which was settled on August 26, 2025 with a first instance ruling in favor of ED Ceará that has become final.

ANEEL litigation – Brazil

In 2014, Eletropaulo (today Enel Distribuição São Paulo, the "Company") initiated an action before the Brazilian Federal Court seeking to void the administrative measure of the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL, the national electricity agency), which in 2012 retroactively introduced a negative coefficient to be applied in determining rates for the following regulatory period (2011-2015). With this provision, ANEEL ordered the restitution of the value of some components of the network previously included in rates because they were considered non-existent and denied Enel Distribuição São Paulo's request to include additional components in rates. The administrative measure of ANEEL was challenged and on September 9, 2014, it was suspended on a precautionary basis. The first-instance proceeding was concluded with a decision of April 10, 2024 which rejected the requests of Enel Distribuição São Paulo. Against this decision, the company filed an appeal also asking the Court of Appeal to confirm the precautionary suspension already ordered, which was granted on June 21, 2024, until the second degree decision on the merits. On August 5, 2024, ANEEL challenged this last decision suspending the enforceability of the provision and on September 9, 2024 Enel Distribuição São Paulo filed a counter-appeal. The value of the suit is about R$1,4 billion (about €215.4 million).

Endicon – Brazil

On October 17, 2021 Endicon (former Enel service provider in Brazil) filed a lawsuit against Enel Distribuição Rio and Enel Distribuição Ceará in which it seeks total damages of approximately R$654.2 million (about €101.6 million) for pecuniary and non-pecuniary damages incurred in connection with certain events allegedly attributable to Group companies, which occurred during the execution of the contracts and from the abusive exercise of contractual rights by the latter, which is alleged to have produced a loss on the management of the contracts. Following the revocation on May 10, 2022 of the precautionary measure that had been previously notified to the companies, appeals against the same measure are continuing. On December 2, 2021, Enel Distribuição Rio and Enel Distribuição Ceará presented their defenses in the proceedings on the merits, including preliminary objections on procedural aspects which were rejected by the Court in both the first and second instance. At the same time, a sub-proceeding is underway to challenge the territorial jurisdiction of the Court before which the case was brought.
On the merits, the trial continues in the first instance in the investigation phase. On March 19, 2024, the Group companies requested the Court to file accounting reports and additional documentary evidence.

Socrel – Brazil

Enel Distribuição São Paulo has been sued by Serviços de Eletricidade and Telecomunicações Ltda (Socrel) for damages for losses caused by an alleged unlawful termination of contract by the Group company that involved a series of contracts between the parties, which would have caused Socrel's liquidity crisis. Following an expert report issued during the proceedings, Socrel's request was quantified at R$263 million (about €41 million). With the ruling of March 27, 2023, the *Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo* denied the entire substance of the Socrel claim. Socrel challenged the ruling on May 15, 2023 which was overturned with a ruling of November 8, 2023 and remanded for trial at first instance to hear oral evidence not allowed in the first proceeding. On November 24, 2023, Enel Distribuição São Paulo filed a request for clarification against the provision that annulled the first-instance judgment, rejected by the Court of Appeal on December 19, 2023. On February 26, 2024, Enel Distribuição São Paulo filed an appeal with the Supreme Court against this last decision, and Socrel filed a counter-appeal on March 27, 2024; the proceedings are pending. On March 13, 2025, Enel Distribuição São Paulo's appeal was dismissed. The case therefore returned to the first instance court for the taking of Socrel's evidence, which had initially been rejected, at the hearing on August 26, 2025. On November 5, 2025, the first instance court concluded with a ruling in favor of Enel Distribuição São Paulo, which was appealed by Socrel. The appeal is pending.

CTEEP – Brazil

On March 16, 2021 Enel Distribuição São Paulo (formerly Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA – Eletropaulo) filed a debt collection action before the *Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo* in the amount of about R$1.5 billion (about €250 million) against the transmission system operator ISA CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica (CTEEP) as the original debtor for a liability arising prior to the privatization of Eletropaulo, against Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobras), which had initially been paid by Eletropaulo to the latter as part of a settlement agreement.
With a decision of September 26, 2023, the competent Court of Appeal upheld the ruling at first instance, which had denied Enel Distribuição São Paulo's claim, also quantifying the defense's legal costs due at 13% of the present value of the claim, for an amount of about R$303.5 million (about €47.1 million) at December 2025. By decision of January 12, 2024, the Court of Appeal rejected the appeal filed against this decision by Enel Distribuição São Paulo. On February 23, 2024 the company also appealed the latter ruling before the higher courts, and on March 25, 2024 CTEEP presented its defense in this regard. Subsequently, the judgement was suspended pending the ruling of the Higher Federal Court on how to quantify the legal fees to be awarded in cases of particular relevance. Following the resumption of proceedings, the extraordinary appeal filed by Enel Distribuição São Paulo is currently pending, alleging the potential unconstitutionality of the proportionality of costs, while on April 1, 2025, the special appeal was rejected, alleging, among other things, the potential violation of federal regulations regarding the quantification of costs. On April 29, 2025, Enel Distribuição São Paulo appealed the decision rejecting the special appeal; the appeal proceedings are currently pending.

Black-out November 2023 São Paulo – Brazil

Following the severe weather events that on November 3, 2023 hit the concession area of Enel Distribuição São Paulo (ED SP), at December 31, 2025, 398 individual actions and 6 collective actions are pending, filed by representatives of municipalities, unions, political parties, the

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

public prosecutor and the public defender's office requesting the grant of precautionary measures, the provision of assistance by ED SP, the provision of information/documentation, the maintenance of distribution service levels and the payment of individual and collective pecuniary and non-pecuniary damages to be determined in court. Two class actions ended with final decisions in favor of ED SP. At December 31, 2025 the overall value of the individual actions was about R$19.2 million (about €2.9 million) while the value of the collective actions was undetermined.

Black-out November 2023 Rio de Janeiro – Brazil

Following the severe weather events that on November 18, 2023 hit the concession area of Enel Distribuição Rio de Janeiro (EDR), at December 31, 2025, 1,207 individual actions and 18 collective actions are pending, filed by representatives of municipalities, the public prosecutor and the public defender's office requesting the grant of precautionary measures, the provision of assistance by EDR, the provision of information/documentation, the maintenance of assistance measures and the payment of individual and collective pecuniary and non-pecuniary damages to be determined in court. Two class actions ended with final decisions in favor of EDR. At December 31, 2025 the overall value of the individual actions was about R$31.7 million (about €4.9 million) while the value of the collective actions was undetermined.

Black-out October 2024 São Paulo – Brazil

Following the severe weather events that on October 11, 2024 hit the concession area of Enel Distribuição São Paulo (ED SP), at December 31, 2025, 758 individual actions and 9 collective action are pending, filed by representatives of municipalities, the public prosecutor, associations, political parties, the Federal government, the São Paulo State and, in one instance, a private individual, requesting the grant of precautionary measures to improve the quality of service and the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) intervention on the concession. On the merits, the plaintiffs are seeking the payment of individual and collective pecuniary and non-pecuniary damages and to obtain the annulment of the concession contract and the imposition of sanctions against ED SP. Two class actions ended with final decisions in favor of ED SP. At December 31, 2025, the overall value of the individual actions was about R$175 million (about €2.8 million) while the value of the collective actions was undetermined.

Blackout December 2025 São Paulo – Brazil

Following the severe weather events that on December 10, 2025 hit the concession area of Enel Distribuição São Paulo's (ED SP), at December 31, 2025, 305 individual actions and 4 collective actions are pending, filed by the Public Prosecutor of São Paulo and by three municipalities, in relation to which precautionary measures have been issued for the adoption of measures relating to the quality of the service, the reconnection of customers and the provision of information and/or documents, with the application of pecuniary sanctions in case of non-compliance. On the merits, the request was for confirmation of the precautionary measures, compensation for pecuniary and non-pecuniary damages to be determined, and the fulfilment of certain performance obligations. As of December 31, 2025, the total value of the individual actions is approximately R$4.4 million (approximately €696,000), while the value of the class actions is undetermined.

IPDEC litigation – Brazil

The *Instituto de Defensa de los Consumidores* (IPDEC) filed a suit against Enel Distribuição Ceará (ED Ceará) and the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) to contest the inclusion in the tariff of costs related to energy theft such as "non-technical losses". In January 2024, ED Ceará challenged the ruling with which the court of first instance had partially accepted the opposing claim by declaring that the inclusion of such costs among non-technical losses was illegitimate but without retroactive effects, only starting from the moment the decision became final. The appeal proceedings concluded with a ruling in favor of ED Ceará on November 4, 2025, appealed by IPDEC. The value of the dispute is undetermined.

Rate revision for Enel Distribuição São Paulo – Brazil

As part of a class action brought against Eletropaulo (now Enel Distribuição São Paulo, "ED SP") and against the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), in which ANEEL was asked to include a negative component in rate revisions carried out as from 2003 accounting for the alleged tax benefit that ED SP would have benefited from in respect of the interest paid on equity and for ED SP to reimburse double the amounts charged to consumers due to the failure to incorporate the effect of the aforementioned benefit in rates, the court of first instance issued a ruling in favor of ED SP. However, on April 3, 2024 the Court of Appeal issued a ruling against the latter. On April

10, 2024, ED SP filed a request for clarification of the decision before the same court, which was rejected on August 27, 2024. On September 19, 2024, ED SP filed both a special appeal for violation of law and an extraordinary appeal for violation of constitutional principles against this decision. On April 4, 2025, the appeals filed by ED SP and ANEEL were rejected. Both parties have appealed these decisions and the cases are currently pending. The value of the dispute is undetermined.

Public civil action Municipality of Paraty Enel Distribuição Rio – Brazil

The Municipality of Paraty initiated a proceeding against Ampla (now Enel Distribuição Rio, "EDR") for the enforcement of a final judgment ordering EDR to promote the modernization of the grid in the municipality until the expiration of the concession contract. The judge has appointed a technical consultant for the quantification and the proceeding is currently suspended for negotiations. The amount involved is currently undetermined.

Collective action Municipality of Fortaleza – Brazil

In April 2025, a city councilor of the Municipality of Fortaleza started a lawsuit against Enel Distribuição Ceará (ED Ceará), the Municipality of Fortaleza and the State of Ceará aimed at obtaining the burial of power lines in the Municipality of Fortaleza (State of Ceará), compensation for collective moral damages to be awarded to customers and, as a precautionary measure, improvement works on the current distribution grid. The precautionary measure was denied with ruling dated April 21, 2025. ED Ceará and the Municipality of Fortaleza filed their defenses on the merits in May 2025, and the proceeding is pending. The value of the proceeding is undetermined.

Collective action State of Ceará – Brazil

Collective action filed by a representative of the State of Ceará in April 2025 against Enel Distribuição Ceará (ED Ceará) and the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), aimed at challenging the renewal of ED Ceará's concession contract due to issues related to service quality and requesting, as a precautionary measure, the suspension of the ongoing renewal procedure. ED Ceará filed its defense in June 2025 and the judgment is pending. The value of the proceeding is undetermined.

São Paulo Municipality - Renewal of the São Paulo – Brazil concession

On August 8, 2025, the Municipality of São Paulo initiated an action against Enel Distribuição São Paulo (ED SP), the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) and the Federal Government, requesting – also as a precautionary measure – the suspension of the procedure for the renewal of ED SP's concession and the assessment of compliance with specific criteria for the renewal, due to the alleged poor quality of the service. On October 9, 2025, the Court issued a precautionary order suspending the early renewal procedure of ED SP's concession until the conclusion of an ongoing administrative proceeding against ED SP (referred to in Notification no. 0049/2024-SFT (TI)) and asked ANEEL and the Federal Government to verify compliance with specific criteria and carry out further analyses for the renewal. ED SP was notified the order on October 13, 2025, which is being challenged by ED SP, ANEEL and the Federal Government. The appeal proceedings are pending. The value of the dispute is undetermined.

Federal Prosecution action – Renewal of the Rio de Janeiro concession – Brazil

On September 9, 2025, the Federal Prosecutor's Office initiated proceedings against the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), Enel Distribuição Rio de Janeiro (EDR) and the Federal Government aimed at preventing the extension, without a tender, of EDR's concession contract due to the alleged inadequate quality of the service and requesting, as a precautionary measure, the suspension of the ongoing renewal procedure. The state court declined jurisdiction over the case in favor of the federal court. The proceeding is pending. The value of the proceeding is undetermined.

GasAtacama – Chile

In January 2020, the appeal proceeding was completed for the administrative fine levied in August 2016 by the *Superintendencia de Electricidad y Combustibles* (SEC) against GasAtacama Chile (now Enel Generación Chile) concerning some alleged erroneous information provided to the CDEC-SING (*Centro de Despacho Económico de Carga*) in relation to the variables of the Technical Minimum and the Minimum Operation Time at the Atacama power station (parameters relating to the operation of power plants). Upon completion of the proceeding, the amount of the fine was reduced from approximately €6 million to about $432,000 and the amount was paid by the company.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

In relation to the issue mentioned above, a number of operators of the *Sistema Interconectado del Norte Grande* (SING), including Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA and Engie Energía Chile SA, sued GasAtacama Chile in 2017 seeking damages for a total actual amount of about €128.8 million. On October 17, 2023, the Civil Court of Santiago issued a ruling partially upholding the plaintiffs petitions in an amount to be quantified at a subsequent stage of the proceeding. On October 31, 2023 the ruling was challenged by all the defendants. The hearing was held on October 9, 2025, and on February 4, 2026, the Court of Appeal of Santiago issued a ruling in favor of GasAtacama Chile, annulling the first-instance ruling and dismissing the plaintiffs' claims in their entirety. The ruling is not yet final.

Compañía Minera Arbiodo – Chile

In 2016, Compañía Minera Arbiodo and Ingenieros Asesores Limitada filed a suit against the *Ministerio de Bienes Nacionales*, the *Ministerio de Energía*, the *Ministerio de Minería* (together, the "Ministry"), the *Servicio Nacional de Geología y Minería* (Sernageomin), Enel Green Power Chile (EGP Chile) and Parque Eólico Taltal SA (Taltal and, jointly, with EGP Chile, the "Companies") seeking damages for alleged losses incurred as a result of presumed violations of mining rights to the soil underneath the land on which the Taltal wind farm, which was built under a ministerial concession granted in 2012, is located.
With decision of December 6, 2023, the Civil Court of Santiago ordered Taltal and EGP Chile, jointly and severally with Sernageomin, to pay an amount of about 346 billion Chilean pesos (equal to about €326.8 million) in favor of the plaintiffs.
The decision was challenged by the Companies, the Ministry, Sernageomin, as well as Arbiodo. On June 18, 2024, the appeal proceeding was suspended following the appeal lodged with the Constitutional Court by the Companies, against some legal assumptions forming the basis of the first-instance ruling. At the hearing on March 5, 2025, the Constitutional Court rejected the Companies' appeal and the second instance proceedings were restarted. The Companies and its external legal counsel feel that the likelihood of the plaintiffs' claim being upheld on appeal is remote.

El Quimbo – Colombia

A number of legal actions ("*acciones de grupo*" and "*acciones populares*") brought by residents and fishermen in the affected area are pending with regard to the El Quimbo project for the construction by Emgesa of a 400 MW hydroelectric plant in the region of Huila (Colombia). More specifically, the first collective action, currently in the preliminary stage, was brought by around 1,900 residents of the municipality of Garzón, who claim that the construction of the plant would reduce their business revenue by 30%. A second action was brought by residents and businesses/associations of five municipalities of Huila claiming damages related to the closing of a bridge (Paso El Colegio) between August 2011 and December 2012, which ended with a favorable ruling, confirmed on appeal on March 26, 2025. With regard to *acciones populares*, or class action lawsuits, in 2008 a suit was filed by a number of residents of the area demanding, among other things, that the environmental permit be suspended. As part of this action, on September 11, 2020, the Huila Court issued a partially unfavorable ruling against Emgesa, sentencing it to fulfill the obligations provided for in the environmental license. Both the *Autoridad Nacional de Licencias Ambientales* (ANLA) and Emgesa challenged this decision before the Council of State. The proceeding continues in relation to Emgesa's appeal. Meanwhile, in a different proceeding, during the last quarter of 2024, the Council of State definitively confirmed the validity of the environmental license of the El Quimbo project, ordering ANLA to re-determine some performance obligations provided for therein that the Council of State recognized as unenforceable due to a fact not attributable to Emgesa. ANLA and Emgesa are taking all measures to comply with the Council of State's ruling.
Another *acción popular* was brought by a number of fish farming companies over the alleged environmental impact that filling the El Quimbo basin would have on fishing in the Betania basin downstream from El Quimbo. After a number of precautionary rulings, on February 22, 2016, the Huila Court issued a ruling allowing generation to continue for six months. The court ordered Emgesa to prepare a technical design that would ensure compliance with oxygen level requirements and to provide collateral of about 20,000,000,000 Colombian pesos (about €5.5 million). The Huila Court subsequently extended the six-month time limit, and therefore, in the absence of contrary court rulings the El Quimbo plant is continuing to generate electricity as the oxygenation system installed by Emgesa has so far demonstrated that it can maintain the oxygen levels required by the court. On March 22, 2018, ANLA and CAM jointly presented the final report on the monitoring of water quality downstream of the dam of the El Quimbo hydroelectric plant. Both authorities confirmed the compliance of Emgesa with the oxygen level requirements. On January 12, 2021, it was learned that the ruling of first instance of the Court of Huila had been issued. The ruling, while acknowledging that the oxygenation system

implemented by Emgesa had mitigated the risks associated with the protection of fauna in the Bethany basin, imposed a series of obligations on the environmental authorities involved, as well as on Emgesa itself. In particular, the latter is required to implement a decontamination project to ensure that the water in the basin does not generate risks for the flora and fauna of the river, which will be subject to verification by ANLA, and to make permanent the operation of the oxygenation system, adapting it to comply with the parameters established by ANLA. On March 4, 2021, Emgesa challenged the appeal ruling before the Council of State. On December 31, 2021, the Council of State ruled that Emgesa's appeal was admissible. The proceeding is continuing at the appeal level.

Nivel de Tensión Uno proceedings – Colombia

This dispute involves an "*acción de grupo*" brought by Centro Médico de la Sabana hospital and other parties against Codensa (now Enel Colombia) seeking restitution of allegedly excess rates. The action is based upon the alleged failure of Codensa to apply a subsidized rate that they claim the users should have paid as Tensión Uno category users (voltage of less than 1 kV) and owners of infrastructure, as established in Resolution no. 82/2002, as amended by Resolution no. 97/2006. In a ruling dated February 11, 2026, the first-instance judge rejected the plaintiffs' claim because it was deemed inadmissible due to the lack of procedural requirements. The estimated value of the proceeding is about 337 billion Colombian pesos (about €76.3 million).

Group actions for flooding in Bosa and Kennedy neighborhoods of Bogotá – Colombia

Emgesa SA (now Enel Colombia SA) was sued with an "*acción de grupo*" brought by the residents of the Bosa and Kennedy neighborhoods of Bogotá (Colombia) seeking damages for flooding that occurred in 2010 and 2011 after the Bogotá overflowed its banks. The proceeding is at the preliminary stage. The estimated value of the proceeding is about 2.2 billion Colombian pesos (about €503.7 million).

Reimbursement for public lighting services in 1998-2004 – Colombia

Following a dispute between the Colombian Public Services Authority (UAESP) and Codensa (now Enel Colombia) that ended with a ruling unfavorable to the latter in 2011, UAESP initiated a forced collection procedure to recover the receivable for over-invoicing reimbursements from Enel Colombia. The administrative collection order was challenged in court and the proceeding is currently pending on appeal. With a further administrative order dated April 19, 2024, the UAESP revived the collection procedure, updating the quantification of the receivable to about €82.2 million, including discounting and late-payment interest. On July 10, 2024, Enel Colombia challenged this order as well before the UAESP. As a result, on September 4, 2024, the UAESP reduced the receivable to approximately €74.3 million. Enel Colombia contested this additional order on December 23, 2024, filing a request for conciliation. On March 18, 2025, an out-of-court conciliation hearing was held, which was unsuccessful. Subsequently, Enel Colombia challenged the UAESP's order of September 4, 2024, requesting suspension of the collection proceedings. At the same time, it filed a revocation petition with the UAESP, requesting a review of the settlement of the receivable being collected. This petition was subsequently withdrawn because, on April 11, 2025, the UAESP granted Enel Colombia's request for review and issued a new resolution reducing the receivable to approximately €58 million. With ruling no. 237 of April 29, 2025, the UAESP approved Enel Colombia's proposal to pay the total amount in installments, accepting an initial payment of 30%. Following the payment agreement, Enel Colombia challenged the resolutions in respect of both the redetermination of the amount of the claim and the calculation of interest in administrative proceedings before the UAESP. Since the UAESP rejected these appeals, most recently on September 15, 2025, Enel Colombia initiated conciliation proceedings as a preliminary step to challenging the decisions in court. The value of the receivable at December 31, 2025, amounts to approximately €51.7 million.

Kino arbitration – Mexico

At the outcome of the arbitration initiated by Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv and Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (together, the "Project Companies") against Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) and Enel SpA (Enel), in which the Project Companies claimed the breach (i) by Kino Contractor of certain provisions of the EPC Contract and (ii) by Kino Facilities of certain provisions of the Asset Management Agreement, both contracts relating to the solar projects owned by the three plaintiff companies, on August 4, 2023, the final award was notified whereby the arbitral board declared that it did not have jurisdiction against Enel SpA and, in partially

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

granting the claim of the Project Companies, ordered Kino Contractor and Kino Facilities (now Enel Services México SA de Cv, "Enel Services") to pay penalties totaling about $77 million, plus interest at an annual rate of 6%. Subsequently, Kino Contractor and Enel Services filed a petition to void the award before the Mexican courts. Project Companies have requested the recognition and enforcement of the arbitration award. The proceeding is pending. On June 27, 2025, the request for precautionary measures to seize the bank accounts of Enel Services and Kino Contractor presented by the opposing party was rejected.
In December 2023, the Project Companies filed a suit before the Supreme Court of the State of New York against Enel, in its capacity as guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor, to request payment due by the latter under the provisions of the arbitration award. This proceeding concluded with a favorable decision on December 3, 2024, which fully recognized Enel's defenses. Following the appeal filed by the Project Companies in December 2024, on December 9, 2025, the Court of Appeal referred the case back to the court of first instance. The proceeding is pending.

Allianz – North America

On May 18, 2022, High Lonesome Wind Project LLC was sued in New York Supreme Court by Allianz Risk Transfer Ltd for about $203 million, plus interest, concerning an alleged liability accrued by the company, as of February 2021 in connection with a Proxy Revenue Swap (PRS). The claim is being contested in its entirety. The proceedings are currently pending before the Southern District Court of New York, which in 2024 has established that the claims subject to its jurisdiction under the PRS should be heard before an independent expert, while providing for the continuation of the proceedings for the remaining claims. Proceedings before the independent expert are ongoing.

Osage Wind – North America

In the context of a proceeding commenced by the United States of America (as trustee of the Osage Nation) and by the Osage Mineral Council against Enel Green Power North America, Enel Kansas LLC and Osage Wind LLC, whose subject matter is the need for the defendants to request a previous authorization from the Osage to do certain excavation activities for the construction of the wind plant Osage Wind (consisting of 84 wind turbines for a total capacity of 150 MW), on December 18, 2024 the Federal District Court of North Oklahoma issued a decision of first instance by which it has confirmed the order of removal of the plant as provided in the order of December 20, 2023, setting a deadline to this end to December 1, 2025, and ordered the companies to pay an overall damages compensation limited to around $300,000 and related legal fees. Such decision has been appealed by the companies and by the United States of America and the companies also filed a motion to stay before the Court that issued the decision, which was upheld on March 3, 2025. The appeal proceedings have been completed and a ruling is pending.

Gastalsa – Peru

In 2011, Empresa de Gas de Talara SA (Gastalsa) filed a suit before the Civil Court of Talara against the Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) and the Ministry of Energy and Mines requesting to revoke the measure that canceled the concession granted to Gastalsa to supply natural gas to the whole province of Talara and ordered the transfer of the pipeline owned by Enel Generación Piura SA (EGPIURA) to Gastalsa, calling for the application of a regulation according to which gas supply concession holders can, under certain conditions, request ownership of existing gas pipelines in the concession area. EGPIURA was not summoned to participate in this proceeding.
In 2017, Gastalsa obtained a favorable first-instance decision which was challenged by EGPIURA for violation of the adversarial procedure. In a new ruling issued on January 6, 2022 the Civil Court of Talara (i) denied the claim of forfeit advanced by an affected third party (Gasnorp) and (ii) partially granted the claim filed by Gastalsa, issuing a precautionary measure ordering the affected public entities to (a) restore the natural gas concession in favor of Gastalsa, and (b) proceed with the upgrade and transfer of the pipeline owned by EGPIURA to Gastalsa. EGPIURA challenged the ruling and on August 2, 2022, the Court of Appeal ruled against Gastalsa, referring the case to the court of first instance for a new decision. As a result of that decision, the precautionary measure issued earlier was revoked.
In the meantime, in March 2020 Gasnorp challenged before the Constitutional Court the decision by which the Civil Court had denied the claim of forfeit against Gastalsa. In July 2022, the Constitutional Court acknowledged that the original petition of Gastalsa had been filed after the time limit and the forfeiture of the latter from the right. This decision has become final. Following the ruling of the Court of Appeal which decided differently from the ruling of the Constitutional Court, on July 11, 2024, the Constitutional Court, in the new judgment promoted by Gasnorp, ordered the Court of Appeal to issue a new ruling accept-

ing the claim of forfeiture of the original appeal. On December 16, 2025, the Court of Appeal, in compliance with the Constitutional Court's ruling, upheld the forfeiture claim raised by EGPIURA and Gasnorp regarding the lateness of Gastalsa's application. On January 6, 2026, Gastalsa filed an appeal to the Supreme Court of Cassation against this ruling; therefore, the first instance proceedings on the merits are suspended pending the conclusion of this phase.

Tax litigation in Brazil

PIS/COFINS/ICMS - Enel Distribuição São Paulo

In March 2017, the Federal Supreme Court of Brazil (STF) ruled on the calculation of the PIS and COFINS taxes, confirming the argument that the ICMS tax (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, tax on the circulation of goods and services) was not included in the calculation basis of the PIS and COFINS.

In May 2021, the STF established that the ruling would have effect from the judgment of March 2017, except for taxpayers who had filed an appeal before that date.

The Group's Brazilian companies affected by the STF ruling had already initiated legal action in their respective federal regional courts. Subsequently, the latter notified them of the final decision, recognizing the right to deduct the ICMS applied to their operations from the calculation basis of the PIS and COFINS. Since the excess payment of the PIS and COFINS taxes had been transferred to final customers, at the same time as the recognition of these recoverable taxes, a liability in respect of those customers was recognized in the same amount, net of any costs incurred or to be incurred in the legal proceedings. These liabilities represent an obligation to reimburse the recovered taxes to final customers.

In this regard, Enel Distribuição São Paulo initiated two proceedings that led to rulings in its favor. These regarded the periods from December 2003 to December 2014 and from January 2015 onwards. With regard to the second proceeding, the Federal Union filed an action of rescission against the company, disputing the fact that part of the period in question (prior to March 2017) would be adversely impacted by the STF ruling of May 2021.

In May 2022, the company challenged this action and will defend its actions through the various levels of the court system. During 2023, following an adverse ruling at the appeal level, the company filed a new appeal seeking clarification of the ruling. In 2024, the case was suspended pending the Supreme Court's judgment on the matter.

The estimated amount involved in the proceeding at December 31, 2025 was about €217 million.

IRPJ/CSLL - Enel Distribuição São Paulo

On October 5, 2021, Enel Distribuição São Paulo received an assessment notice from the Brazilian tax authorities contesting the deductibility for income tax purposes (*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas - IRPJ* and *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL*) of the amortization of the increased values generated by extraordinary corporate transactions carried out before the acquisition of the company by the Enel Group. The contested period runs from 2017 to 2019.

The company, following an unfavorable decision in the first administrative instance, filed an appeal in the second instance, requesting its annulment due to errors in the procedure. The judges of the administrative first instance ruled again only on the penalty, reducing it from 150% to 100% to comply with a favorable regulatory change that had taken place in the meantime. The company appealed the partially unfavorable decision.

In December 2025, for the same case, a new tax assessment notice was served for the years 2020 and 2021. The company challenged the assessment, arguing that its actions were correct.

The amount involved in the dispute at December 31, 2025 was about €199 million.

PIS - Enel Distribuição São Paulo

In July 2000, Enel Distribuição São Paulo filed suit seeking a tax credit for PIS (*Programa Integração Social*) paid in application of regulations (Decree Laws 2.445/1988 and 2.449/1988) that were subsequently declared unconstitutional by the *Supremo Tribunal Federal* (STF). In May 2012, *the Superior Tribunal de Justiça* (STJ) issued a final ruling in favor of the company that recognized the right to the credit.

In 2002, before the issue of that favorable final ruling, the company had offset its credit against other federal taxes. This behavior was contested by the federal tax authorities but the company, claiming it had acted correctly, challenged in court the assessments issued by the federal tax authorities. Following defeat at the initial level of adjudication, the company appealed.

The amount involved in the dispute at December 31, 2025 was about €119 million.

ICMS - Enel Distribuição Ceará

The State of Ceará has filed various tax assessments against Enel Distribuição São Paulo over the years (for tax periods 2015-2020), as well as against all other energy distributors in Brazil, demanding the ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, tax on the circulation of goods and services) on the subsidies paid by the Federal Government against the regulatory discounts granted to certain consumers.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The company has appealed the individual assessments, and is defending its actions in the various levels of jurisdiction.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2025 was about €108 million.

Withholding Tax - Enel Distribuição Rio

In 1998, Ampla Energia e Serviços SA, now Enel Distribuição Rio, financed the acquisition of Coelce, now Enel Distribuição Ceará, with the issue of bonds in the amount of $350 million ("Fixed Rate Notes" - FRN) subscribed by its Panamanian subsidiary, which had been established to raise funds abroad. Under the special rules then in force, subject to maintaining the bond until 2008, the interest paid by Enel Distribuição Rio to its subsidiary was not subject to withholding tax in Brazil.
However, the financial crisis of 1998 forced the Panamanian company to refinance itself with its Brazilian parent, which for that purpose obtained loans from local banks. The tax authorities considered this financing to be the equivalent of the early extinguishment of the bond, with the consequent loss of entitlement to the exemption from withholding tax.
In December 2005, Enel Distribuição Rio carried out a spin-off that involved the transfer of the residual FRN debt and the associated rights and obligations to Ampla Investimentos e Serviços SA.
On November 6, 2012, the *Câmara Superior de Recursos Fiscais* (the highest level of administrative courts) issued a ruling against Enel Distribuição Rio, for which the company promptly asked that body for clarifications. On October 15, 2013, Enel Distribuição Rio was notified of the denial of the request for clarification (*embargo de declaração*), thereby upholding the previous adverse decision. The company provided security for the debt and on June 27, 2014 continued litigation before the ordinary courts (*Tribunal de Justiça*).
In December 2017, the court appointed an expert to examine the issue in greater detail in support of the future ruling. In September 2018, the expert submitted a report, requesting additional documentation.
In December 2018, the company provided the additional documentation and, in view of the conclusions presented by the expert, requested a further expert opinion. The case has been referred to the expert for clarifications regarding the position expressed by the company.
In July 2021, the supplementary report was filed by the expert in which the existence of the loan agreements was acknowledged and the bond loan was terminated, both for the principal amount and for interest, mainly through a capital increase. The company, called to pronounce on the report filed, requests the full cancellation of the tax debt.
In March 2024, the company filed a request for review of the value involved in the litigation following the approval of a new law which requires, in federal administrative proceedings, the cancellation of penalties (and related interest) for disputes with outcomes unfavorable to taxpayers as a result of the application of the rule that gives the decisive vote to the tax authority in the event of a tie.
Following the grant of the petition, the company obtained a reduction of penalties and interest and will also request a reduction of the corresponding guarantees.
In December 2025, the company obtained a first instance court ruling confirming the reduction of penalties, while litigation on the main dispute continues.
The amount involved in the dispute at December 31, 2025 was about €107 million.

IRPJ/CSLL tax credits - Enel Brasil, Enel Distribuição São Paulo and Enel Green Power Volta Grande

The Federal Tax Authority served Enel Brasil, Eletropaulo and Enel Green Power Volta Grande a number of tax assessments contesting the offsetting of tax credits relating to IRPJ (*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas*) and CSLL (*Contribuição Social sobre o Lucro Líquido*) arising from taxes paid in excess in previous years in monthly advance payments.
As regards Enel Brasil, the Federal Tax Authority contests the offsetting of IRPJ and CSLL tax credits in the 2020 tax period since, due to a formal error in completing the certifications for withholdings operated on financial revenue, it considered the calculation on the company's income tax to be incorrect. Enel Brasil filed an appeal against the tax assessment, since it is based on a mere formal error, defending in the various levels of jurisdiction the validity of the offsets claimed.
As regards Enel Green Power Volta Grande, the Tax Authority is contesting the IRPJ and CSLL tax credit offsetting for the 2019 tax period, essentially due to a difference between the statement filed to the Tax Authority and the amounts the company was actually entitled to offset. The company maintains that the right to the tax credit exists and can be demonstrated through the relevant accounting records and further supporting documentation.
As regards Eletropaulo, the assessments relate to tax credits offset in the 2000 and 2002 tax periods, as they concerned unapproved credits, arising from excess advances paid in 1998. Following unfavorable decisions in the first and second administrative instances, the company has filed a request for clarification to the same Court in order to take into consideration the established jurisprudence regarding the possibility of using credits deriving from excess payments of IRPJ or CSLL as compensation, even if not approved or awaiting approval.
The amounts involved in the dispute at December 31, 2025 was about €105 million.

ICMS - Enel Distribuição Rio, Enel Distribuição Ceará and Enel Distribuição São Paulo

The States of Rio de Janeiro, Ceará and São Paulo issued a number of tax assessments against Enel Distribuição Rio (for the years 1996-1999 and 2007-2017), Enel Distribuição Ceará (2003, 2004, 2006-2012, 2015, 2016 and 2018) and Enel Distribuição São Paulo (2008-2021), challenging the deduction of ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, tax on the circulation of goods and services) in relation to the purchase of certain non-current assets. The companies challenged the assessments, arguing that they correctly deducted the tax and asserting that the assets, the purchase of which generated the ICMS, are intended for use in their electricity distribution activities.

The companies are continuing to defend their actions at the various levels of adjudication.

The amount involved in the dispute at December 31, 2025 was about €92 million.

PIS/COFINS - Enel Green Power Cachoeira Dourada

In March 2024, the Brazilian tax authorities served a tax assessment notice, for the 2020 tax period, against Enel Green Power Cachoeira Dourada, in respect of the PIS and COFINS taxes. More specifically, the company offset PIC and COFINS tax credits for the purchase of electricity imported from Argentina with similar liabilities connected with the sale of electricity on the market.

The tax authorities argue that this offsetting was unwarranted, since the credit to be offset is that resulting from the import declaration.

For physical goods, this import declaration is concurrent with customs clearance and entry of the goods into the country, while for electricity it is made approximately two months after receipt of the invoice and registration of the purchase in the accounts.

However, the regulations do not include a specific exception for energy purchases and the company has taken steps to offset the credit in the first month of payment of PIS and COFINS (due on the proceeds of the sale).

The company has appealed the tax assessment, arguing the validity of the offsets claimed.

At the end of 2025, the administrative court of second instance issued an unfavorable decision for Enel Green Power Cachoeira Dourada against which the company promptly submitted a request for clarification.

The amount involved in the dispute at December 31, 2025 was about €78 million.

PIS/COFINS - Enel Distribuição São Paulo

Starting from June 2017, the Federal Tax Authority served a number of tax assessment notices against Enel Distribuição São Paulo (for the 2013-2018 tax periods) contesting the offsetting of tax credits relating to social security contributions (PIS and COFINS), requesting the payment of those contributions.

The tax authorities argue that the company has claimed PIS and COFINS credits for the purchase of goods and services that cannot be considered fiscally relevant since they are not essential for the distribution of electricity. Furthermore, the authority disputes the claim of a tax credit associated with "non-technical" losses on the electricity purchased.

The company has promptly defended the accuracy of its calculations in the various levels of jurisdiction and argued the validity of the offsets claimed.

In 2025, the company obtained a positive outcome from the administrative authorities regarding the PIS and COFINS credits claimed for the purchase of electricity and is awaiting the corresponding reduction in the amount of the assessment from the tax authorities.

The overall amount involved in the dispute at December 31, 2025 was about €54 million.

Tax litigation in Spain

Income tax - Enel Iberia, Endesa and subsidiaries

In 2018, the Spanish tax authorities completed a general audit involving the companies of the Group participating in the Spanish tax consolidation mechanism. This audit, which began in 2016, involved corporate income tax, value added tax and withholding taxes (mainly for the years 2011 to 2014).

With reference to the main claims, the companies involved have challenged the related assessments at the first administrative level (*Tribunal Económico-Administrativo Central* - TEAC), defending the correctness of their actions.

On April 4, 2022, the TEAC rejected the appeal and the companies are continuing to defend their actions in court (*Audiencia Nacional*).

With regard to the disputes concerning corporate income tax, the issues for which an unfavorable outcome is considered possible amounted to about €128 million at December 31, 2025:

(i) Enel Iberia is defending the appropriateness of the criterion adopted for determining the deductibility of capital losses deriving from stock sales (around €88 million) and certain financial expense (around €15 million);

(ii) Endesa and its subsidiaries are mainly defending the appropriateness of the criteria adopted for the deductibility of certain financial expense (about €20 million) and costs for decommissioning nuclear power plants (about €5 million).

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

In 2021, the Spanish tax authorities completed a new general audit for the years 2015 to 2018.
On October 3, 2024, the TEAC rejected the appeal and the companies continue to defend the correctness of their action in court (*Audiencia Nacional*). With reference to the main claims concerning corporate tax and regarding the deductibility of certain financial expense, the dispute that could produce an adverse ruling amounts to about €213 million at December 31, 2025 (Enel Iberia €201 million; Endesa SA €12 million).

57. Environmental programs

Some Group companies are affected by national or supranational environmental regulatory standards designed to develop the use of environmental protection mechanisms in accordance with the environmental policies of the European Union and global international agreements.

57.1 Terms and nature of environmental programs

The main environmental programs affecting Group companies are summarized in the following table.

Program	Terms of the mechanism	Nature
EU ETS[26]	The scheme, which applies in all EU countries, sets an annual cap on emissions that is being progressively reduced to bring down the total emissions in Europe. The fourth trading period (20212030) has been tightened up as part of the EU's contribution to the Paris Climate Agreement. At the annual cap correspond a specific number of emission allowances (for each authorized industrial plant) that are granted, through participation in auctions or for free, by the competent local authority, freely transferable and traded between operators. The obliged companies shall surrender several allowances equivalent to their polluting emissions for each reporting period.	Mandatory by law "cap and trade" scheme. Within the Group, emission allowances are applicable to the thermal power generation companies operating in Italy and Spain. In those countries in which the Group is engaged in thermal power generation activity, European regulations have required that European Allowances (EUAs) are assigned via auction, and they are not granted for free.
Energy efficiency certificates	The scheme has the objective to reduce the energy consumption by end-users through various measures developed in application of European Union Directives and by national laws. These marketable certificates are issued, over a period of several years, by the competent local authorities to companies that carry out directly or indirectly initiatives/projects to improve energy efficiency. At the end of the period, obliged companies are required to present certificates corresponding to their obligatory energy savings.	Mandatory by law. The Group currently holds energy efficiency certificates in Italy and Spain where the obliged companies are, respectively, electricity distribution and sale companies.
Guarantees of origin (GoOs)	This European scheme has the objective to encourage use of energy produced from renewable sources. These certificates are issued by the competent local authorities to renewable generation plants that meet specific standards. They are marketable and traded, also separately from the electricity to which they refer, during their term of validity until they are cancelled by the issuer at the request of the user of the certificates.	This mechanism currently affects the Group Italian and Spanish sale companies that have an obligation to surrender a certain volume of GoOs depending on the level of sales to customers.
Renewable Energy Certification Systems (RECs)	These certificates are granted in countries outside Europe to renewable energy generation companies to prove that consumed electricity has been generated in a renewable way. The functioning of this scheme is analogous to European GoOs.	This mechanism is voluntary and currently affects some Group companies in North and Latin America.

57.2 Accounting policies

For the purposes of accounting for charges arising from such regulatory requirements, the Group uses the "net liability approach".

Under this accounting policy:

- any environmental certificates received free of charge and those self-produced as a result of Group's operations that will be used for compliance purposes are recognized at nominal value (nil);
- charges incurred for obtaining (in the market or in some other transaction for consideration) any missing certificates to fulfil compliance requirements for the reporting period are recognized through profit or loss under other operating costs, as they represent "system charges" consequent to compliance with a regulatory requirement;
- if the number of environmental certificates available at the reporting date is not sufficient to fulfill the related obligation (a certificate "deficit"), a provision is accrued under "provisions for risks and charges". Conversely, any "surplus" of certificates purchased at the reporting date is recognized in "inventories" in accordance with the general principles referred to in note 2.2 "Material accounting policies".

Some types of environmental certificates accrue in proportion to:

- electricity generated by plants that use renewable resources (for example, guarantees of origin and renewable energy certificates);
- energy savings certified by the competent authority (energy efficiency certificates).

In these cases, the right to obtain such certificates can be treated as a non-monetary government operating grant and, as such, the Group recognizes that right at fair value under "other non-current/current non-financial assets". When the certificates are credited to the ownership account, they are reclassified from other assets to inventories.

26. European Emissions Trading System.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The corresponding income is recognized under other operating profit.

For Group companies involved in trading activities, environmental certificates represent goods exchanged as part of their normal business activity and, as such, the purchased certificates are recognized under "services and other materials". Revenue from the sale of such certificates is recognized under revenue, with a corresponding decrease in inventories.

Revenue for the sale of these certificates are recognized under "Revenue", with a corresponding decrease in inventories.
Contracts for the purchase or sale of environmental certificates settled at a future date (for example, forward contracts, etc.) that comply with the definition of derivative are recognized and measured in accordance with the "own use exemption", at fair value through profit or loss, or with hedge accounting rules based on specific circumstances. For further details, please see note 50 "Derivatives and hedge accounting".

57.3 Financial impact

Environmental certificates

The following table reports system charges recognized by obligated Group companies in respect of the certificates necessary to meet compliance obligations for the year based on national and supranational regulations.

Millions of euro	2025	2024	Change	
Charges for environmental certificates				
System charges – Emissions allowances	1,126	1,127	(1)	-0.1%
System charges – Energy efficiency certificates	178	210	(32)	-15.2%
System charges – Guarantees of origin	16	112	(96)	-85.7%
System charges – Other environmental certificates	5	-	5	-
Total	**1,325**	**1,449**	**(124)**	**-8.6%**

The decrease in costs for environmental certificates compared with the previous year is mainly attributable to:

- the decrease in charges for guarantees of origin in Italy (€89 million) and Spain (€7 million), reflecting the reduction in the average price of these certificates and the quantity of green electricity sold to customers;
- the decrease in charges for energy efficiency certificates in Italy (€24 million) and Spain (€8 million), mainly due to the decrease in the quantity of certificates acquired in 2025 and their average price.

The following table reports changes in the quantities of environmental certificates used by Group companies to meet compliance obligations under national and supranational regulations.

	2025	2024	2025	2024	2025	2024
	Emissions allowances (thousands of metric tons)		Guarantees of origin (GWh)		Energy efficiency certificates (TOE)	
Opening balance at January 1	**14,537**	**31,237**	**42,041**	**38,466**	**688,631**	**619,729**
Self-produced certificates	-	-	26,196	34,468	49,317	45,731
Purchases of certificates	13,879	10,024	34,001	29,534	816,614	843,435
Sales of certificates	-	(1,150)	-	-	(1,377)	-
Certificates delivered for compliance[1]	(14,696)	(25,574)	(56,775)	(60,427)	(716,727)	(820,264)
Closing balance at December 31	**13,720**	**14,537**	**45,463**	**42,041**	**836,458**	**688,631**

(1) Certificates delivered in 2025 and 2024 regard:
- emissions allowances and guarantees of origin for compliance in previous periods, in line with the timeframes set by the relevant regulations;
- energy efficiency certificates regarding compliance for the current and previous financial years, in line with the timeframes set by the relevant regulations.

Provisions for environmental certificates

Provisions for risks and charges for environmental certificates include charges in respect of the certificate shortfall for fulfillment of compliance obligations for the year under national and supranational regulations.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Provisions for risk and charges for environmental certifcates – current portion		
Emissions allowances	72	23
Energy efficiency certificates	7	7
Guarantees of origin	97	170
Total	**176**	**200**

The decrease in the provisions for risks and charges for environmental certificates of €24 million refers to:
- the decline of the provision for guarantees of origin by €73 million, in Italy (€69 million) and Spain (€4 million), mainly due to uses and releases for the period net of provisions;
- the increase of the provision for emission allowances by €49 million in Italy.

Changes in provisions for risks and charges for environmental certificates in 2025 are detailed below:

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	Provisions	Uses	Releases	Other changes	at Dec. 31, 2025
Provisions for risk and charges for environmental certificates – current portion						
Emissions allowances	23	81	(31)	-	(1)	72
Energy efficiency certificates	7	-	-	-	-	7
Guarantees of origin	170	99	(70)	(102)	-	97
Total	**200**	**180**	**(101)**	**(102)**	**(1)**	**176**

Income from government grants for environmental certificates

The table reports non-monetary government grants for environmental certificates accrued during the year and certified by the competent authorities. They mainly regard guarantees of origin accrued in proportion to electricity generated by renewable resource plants.

Monetary government grants for energy efficiency certificates are paid by the Energy and Environmental Service Fund (CSEA) to e-distribuzione for energy efficiency certificates purchased in the year.

Millions of euro	2025	2024	Change	
Grants for environmental certificates				
Non-monetary grants - Guarantees of origin	53	97	(44)	-45.4%
Non-monetary grants - Other environmental certificates	1	3	(2)	-66.7%
Total non-monetary grants for environmental certificates	**54**	**100**	**(46)**	**-46.0%**
Monetary grants - Energy efficiency certificates	171	194	(23)	-11.9%
TOTAL	**225**	**294**	**(69)**	**-23.5%**

The decrease in income from grants for environmental certificates compared with the previous year mainly reflects:

- a decrease in non-monetary grants for guarantees of origin in Italy (by €33 million) and Spain (by €11 million), reflecting the decrease in the average price of these certificates and the quantity of energy generated from renewable sources;
- a decrease in monetary grants for energy efficiency certificates in Italy, mainly due to the decrease in the volume of certificates in 2025 purchased compared with the previous year, as well a slight decrease in rates.

Non-monetary grants to be received for environmental certificates

The following table reports environmental certificates accrued at the end of the year but not yet accredited by the competent authorities to the Group companies. They are recognized under "other current assets" and regard guarantees of origin.

	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Millions of euro	Current	Current
Non-monetary grants to be received for environmental certificates		
Guarantees of origin	43	10

The increase of €33 million refers to Italy (€34 million), slightly offset by the decrease in non-monetary grants to be received in Spain (€1 million).

Other items

With regard to the impacts of environmental certificates on the other items of the income statement and statement of financial position, please see:

- note 10.a "Revenue from sales and services" for revenue from the sale of environmental certificates;
- note 11.b "Services and other materials" for purchases of environmental certificates not used to meet the year's compliance obligation;
- note 32 "Inventories" for inventories of certificates not used to meet the year's compliance obligation.

58. Future accounting standards

The following provides a list of accounting standards, amendments and interpretations that will take effect for the Group after December 31, 2025.

- "IFRS 18 – Presentation and Disclosure in Financial Statements", issued in April 2024. The new standard, regarding the presentation and disclosure in the financial statements, will replace "IAS 1 – Presentation of Financial Statements", introducing new requirements in order to provide users with more relevant and transparent information. In detail, the key concepts introduced by IFRS 18 are related to:
  - the structure of the income statement, requiring new and specific subtotals;
  - the requirement to determine the most functional

grouping for the presentation of expenses in the income statement;
- the presentation in a single note within the financial statements of disclosure on the management-defined performance measures, corresponding to subtotals of revenue and costs used in public communications reported outside the financial statements; and
- improved principles of aggregation and disaggregation of information.

The standard is effective, subject to endorsement, retrospectively for annual periods beginning on or after January 1, 2027. Earlier application is permitted.

- *"IFRS 19 – Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures"*, issued in May 2024. The new voluntary standard allows eligible subsidiaries to apply reduced disclosures. Subsidiaries are eligible to apply the standard if:
  - they do not have public accountability; and
  - its ultimate or intermediate parent prepares consolidated financial statements available for public use that comply with IFRS Accounting Standards.

  The standard applies, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2027. Earlier application is permitted.
- *"Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture"*, issued in September 2014. The amendments clarify the accounting treatment for sales or contribution of assets between an investor and its associates or joint ventures. They confirm that the accounting treatment depends on whether the assets sold or contributed to an associate or joint venture constitute a "business" (as defined in IFRS 3). The IASB has deferred the effective date of these amendments indefinitely.
- *"Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 – Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments"*, issued in May 2024. The amendments include new requirements intended to:
  - clarify the date of recognition and derecognition of some financial assets and liabilities, with a new exception for some financial liabilities settled through an electronic cash transfer system;
  - clarify and add further guidance for assessing whether a financial asset meets the solely payments of principal and interest (SPPI) criterion;
  - add new disclosures for certain instruments with contractual terms that can change cash flows (such as some instruments with features linked to the achievement of environment, social and governance (ESG) targets); and
  - update the disclosures for equity instruments designated at fair value through other comprehensive income (FVOCI).

  The amendments will apply, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2026.
- *"Annual Improvements Volume 11"*, issued in July 2024. The document contains formal amendments and clarification for existing standards. In detail, the following standards have been modified:
  - *"IAS 7 – Cost method"*; the amendment eliminates the term "cost method", no longer defined in IFRS accounting principles;
  - *"IFRS 9 - Lessee derecognition of lease liabilities"*; the amendment addresses a potential lack of clarity regarding how a lessee accounts for the derecognition of a lease liability by clarifying that any resulting gain or loss should be recognized in profit or loss;
  - *"IFRS 9 - Transaction price"*; the amendment removes the reference in Appendix A of IFRS 9 to the definition of "transaction price" in IFRS 15, since the term is used in a number of paragraphs of IFRS 9 with a meaning that is not necessarily consistent with the definition of that term in IFRS 15;
  - *"IFRS 7 - Gain or loss on derecognition"*; the amendment aims to improve the interaction between standards by removing an obsolete reference to a paragraph that was removed from the standard when "IFRS 13 - Fair Value Measurement" was issued;
  - *"IFRS 7 - Disclosure of deferred difference between fair value and transaction price"*; the amendment clarifies an inconsistency between the standard and the related implementation guidelines, which emerged when an amendment, consequent to the issuance of IFRS 13, was made to the standard, but not to the corresponding paragraph of the implementation guidelines;
  - *"IFRS 7 - Introduction and credit risk disclosures"*; the amendment addresses potential confusion by clarifying how to apply the relevant application guidance and simplifying some explanations;
  - *"IFRS 10 - Determination of a 'de facto agent'"*; the amendment clarifies how an investor must determine whether another person is acting on their behalf;
  - *"IFRS 1 - Hedge accounting by a first-time adopter"*; the amendment improves consistency between hedge accounting requirements in IFRS 9 and IFRS 1.

  Each amendment applies for annual periods beginning on or after January 1, 2026.
- *"Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - Contracts Referencing Nature-dependent Electricity"*, issued in December 2024. The amendments aim to better represent the financial effects arising from certain contracts for the purchase or sale of electricity from renewable sources (e.g. wind and solar). Such contracts involve exposure to the volatility of the underlying quantity of electricity because the source of its generation depends on un-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

controllable natural conditions (e.g. weather conditions). Examples provided include both contracts for the purchase or sale of electricity from renewable sources, often structured as long-term agreements (i.e. physical Power Purchase Agreements, PPAs), and financial instruments that refer to this type of electricity (i.e. Virtual Power Purchase Agreements, VPPAs).
The amendments are as follows:

- the application of the "own use exception" to physical PPAs is permitted if the company has been, and plans to be, a net purchaser of electricity in the contract period (i.e. purchases of renewable electricity sufficiently offset any sales of unused electricity within the same market);
- the application of hedge accounting is permitted to Virtual PPAs (i.e. contracts that do not provide for the physical delivery of energy and whose settlement is based on the difference between the market price of energy and the strike price provided for in the contract) or to PPAs for which it is not possible to apply the own use exemption. In particular, the amendments allow a variable nominal amount of future electricity transactions to be designated as the hedged item, provided that this is aligned with the estimated output of the specific generation plant to which the hedging instrument refers. Moreover, if the cash flows of the hedging instrument depend on the occurrence of a designated forecast transaction, the latter is assumed to be highly probable;
- additional disclosure requirements have been introduced to clarify the effects of such contracts on cash flows and financial performance. In addition, specific disclosures are required in the event of adoption of the own-use exception.

The amendments apply for annual periods beginning on or after January 1, 2026.

- *"Amendments to IAS 21 - Translation to a Hyperinflationary Presentation Currency"*, issued in November 2025. The amendments aim to define translation procedures in the event that the presentation currency is the currency of a hyperinflationary economy. These amendments apply if:
  - the functional currency is the currency of a non-hyperinflationary economy and financial statement amounts have to be translated into the currency of a hyperinflationary economy; or
  - the financial statement amounts of a foreign operation, whose functional currency is the currency of a non-hyperinflationary economy, must be translated into the currency of a hyperinflationary economy.

The amendments, subject to approval, shall apply from annual reporting periods beginning on or after January 1, 2027. Earlier application is permitted.

The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

59. Events after the reporting period

Enel places new €2 billion perpetual hybrid bonds

On January 7, 2026, Enel SpA has successfully launched on the European market new non-convertible, subordinated perpetual hybrid bonds for institutional investors, denominated in euros, for an aggregate amount of €2 billion.
The new issue is structured in two series, has no fixed maturity, and is due and payable only in the event of the winding up or liquidation of the Company:

- €1,250 million bond with a fixed annual coupon of 4.125%;
- €750 million bond with a fixed annual coupon of 4.500%.

The securities will be listed on the regulated market of the Irish Stock Exchange (Euronext Dublin).

Enel launches a share buyback program serving its 2025 Long-Term Incentive Plan

On January 12, 2026, implementing the authorization granted by the Shareholders' Meeting held on May 22, 2025 and the subsequent resolution of the Board of Directors, Enel SpA launched a share buyback program for 3.2 million shares, equal to approximately 0.0315% of Enel's share capital.
The program was designed to serve the 2025 Long-Term Incentive Plan for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code, which was also approved by the Shareholders' Meeting on May 22, 2025.

Decree Law 21 of February 20, 2026 ("Energy bills Decree")

On 20 February 2026, Decree Law 21 introduced a package of measures to keep energy costs down for households and businesses. The main provisions affecting the energy sector concern:

- support to end customers: enhancement of the social electricity bonus for 2026 and introduction of a mechanism of voluntary contributions by sellers in favor of households not benefiting from the bonus;
- system charges and taxation: reduction of the Asos component for some non-domestic users. This is partly financed through the rescheduling of incentives for large photovoltaic plants under the Conto Energia (Energy Account), the realignment of the timing of system charges payment, and a temporary (2026-2027) 2% increase in IRAP for companies in the energy sector;
- wholesale markets and generation: introduction of mechanisms for the reduction of the wholesale price of electricity and gas, including targeted refunds for thermal generation (subject to European authorization), the optimization of the sale of stored gas and the introduction of a cap on the number of hours of minimum guaranteed prices for bioenergy;
- infrastructures and grids: new provisions to mitigate virtual saturation of the transmission grid, with procedural simplifications and new capacity allocation rules to favor the integration of renewable sources.

The decree is currently undergoing the parliamentary process for conversion into law, which must be completed by April 21, 2026. The Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment is charged to define the relevant implementation rules for the areas under its jurisdiction.
Based on preliminary assessments carried out by the Group, the measures provided for in the decree, excluding the mitigation response to be undertaken by management, will have an overall estimated negative impact on Group profit of about €300 million, on an annual basis. The Business Plan for 2026-2028, approved by the Board of Directors on February 22, 2026, reflects these assessments.

Agreements for the acquisition of an 830 MW portfolio of wind and solar power plants in the United States

On February 21, 2026, Enel SpA, acting through its wholly-owned subsidiaries Enel Green Power North America and EGPNA Project HoldCo 2, signed agreements with Excelsior Energy Capital to acquire a portfolio of wind and solar power plants, located in the United States, with a total installed capacity of 830 MW and an expected average annual generation of about 2.1 TWh, for $1 billion (equal to about €850 million) subject to customary adjustments for these types of transactions. The enterprise value on a 100% basis of the portfolio is equal to around $1.3 billion. The transaction is expected to close in the third quarter of 2026.

Enel launches a new buyback program of up to €1 billion

On February 22, 2026, the Company's Board of Directors approved the launch of a new share buyback program for a maximum total outlay of up to €1 billion and a maximum number of shares in any case not exceeding 150 million, equal to approximately 1.48% of Enel's share capital.
The program, ending no later than July 31, 2026, is aimed at providing shareholders an additional remuneration with respect to the distribution of dividends as a result of the cancellation of treasury shares purchased for this purpose.

Enel's Board of Directors authorizes Group financing operations

On February 22, 2026, the Board of Directors of Enel SpA authorized the issuance of bonds and the subscription and/or renewal of bank loans by Enel and/or Enel Finance International NV and/or Enel Finance America LLC (in the latter two cases, with a guarantee issued by Enel), for a maximum total amount of €12 billion, to be carried out by March 31, 2027.

Exercise of purchase option on 10% interest in Duereti Srl

In the second half of March 2026, after having expressed its irrevocable intention to purchase a 10% interest in the share capital of Duereti Srl held by e-distribuzione SpA, A2A SpA has exercised the purchase option, consistent with the agreement signed between A2A SpA and e-distribuzione SpA on December 30, 2024.

60. Fees of the Audit Firm pursuant to Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation

Fees pertaining to 2025 paid by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2025 to the Audit Firm and entities belonging to its network for services are summarized in the following table, pursuant to the provisions of Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation.

Millions of euro

Type of service	Entity providing the service	Fees
Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	0.6
	- entities of the KPMG network	-
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.8
	- entities of the KPMG network	-
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of the KPMG network	-
Total		**2.4**
Subsidiaries of Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	4.8
	- entities of the KPMG network	6.5
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.1
	- entities of the KPMG network	1.9
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of the KPMG network	-
Total		**14.3**
TOTAL		**16.7**

Separate financial statements

Income Statement

Euro	Notes	2025	of which with related parties	2024	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	4.a	109,772,832	*109,469,462*	110,210,076	*108,726,988*
Other income	4.b	12,510,222	*11,972,240*	10,931,376	*10,005,541*
	(Subtotal)	**122,283,054**		**121,141,452**	
Costs					
Purchase of consumables	5.a	253,987	*187,951*	472,230	*333,332*
Services, leases and rentals	5.b	176,598,197	*109,599,610*	176,611,642	*123,843,455*
Personnel expenses	5.c	205,485,542		145,853,420	
Depreciation, amortization and impairment losses	5.d	994,932,163		3,585,062,116	
Other operating costs	5.e	20,751,004	*414,164*	13,717,203	*321,670*
	(Subtotal)	**1,398,020,893**		**3,921,716,611**	
Operating profit/(loss)		**(1,275,737,839)**		**(3,800,575,159)**	
Income from equity investments	6	4,528,395,573	*4,527,544,304*	6,562,676,857	*6,562,253,256*
Financial income from derivatives	7	423,352,348	*215,428,670*	550,480,785	*151,027,831*
Other financial income	8	381,711,639	*267,495,924*	547,379,094	*463,709,232*
Financial expense from derivatives	7	485,822,104	*133,247,422*	454,096,754	*247,184,252*
Other financial expense	8	652,604,828	*436,252,503*	951,712,079	*594,980,195*
	(Subtotal)	**4,195,032,628**		**6,254,727,903**	
Pre-tax profit		**2,919,294,789**		**2,454,152,744**	
Income taxes	9	(149,010,648)		(143,822,837)	
PROFIT FOR THE YEAR		**3,068,305,437**		**2,597,975,581**	

Statement of Comprehensive Income

Euro	Notes	2025	2024
Profit for the year		**3,068,305,437**	**2,597,975,581**
Other comprehensive income/(expense) that may be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		38,563,984	(69,687,626)
Change in the fair value of hedging costs		(5,013,930)	5,691,741
Other comprehensive income/(expense) that may not be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Remeasurement of net liabilities/(assets) for defined-benefit plans		(4,984,505)	1,025,912
Change in the fair value of equity investments in other companies		(1,296,607)	543,665
Total other comprehensive income/(expense)	22	**27,266,942**	**(62,426,308)**
Comprehensive income/(expense) for the year		**3,095,572,379**	**2,535,549,273**

Statement of Financial Position

Euro					
ASSETS	**Notes**	**at Dec. 31, 2025**		**at Dec. 31, 2024**	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Non-current assets					
Property, plant and equipment	10	9.653.665		11.040.700	
Intangible assets	11	66.560.635		76.038.873	
Deferred tax assets	12	91.765.434		111.027.875	
Equity investments	13	59.303.447.808		58.477.671.111	
Non-current financial derivative assets	14	132.130.045	*6.329.581*	179.012.959	*38.744.498*
Other non-current financial assets	15	21.082.995		4.063.517	
Other non-current assets	16	64.527.708	*52.783.997*	67.781.550	*56.322.369*
	(Total)	**59,689,168,290**		**58,926,636,585**	
Current assets					
Trade receivables	17	174.079.837	*173.906.070*	196.776.243	*196.137.183*
Income tax assets	18	182.949.848		189.187.706	
Current financial derivative assets	14	26.836.707	*23.562.010*	107.413.717	*3.497.352*
Other current financial assets	19	3.870.774.844	*3.423.021.098*	2.677.499.947	*2.164.987799*
Other current assets	20	1.150.281.360	*1.019.905.572*	1.181.303.651	*1.144.532.311*
Cash and cash equivalents	21	53.880.800		2.120.979.729	
	(Total)	**5,458,803,396**		**6,473,160,993**	
TOTAL ASSETS		**65,147,971,686**		**65,399,797,578**	

Euro					
LIABILITIES AND EQUITY	**Notes**	**at Dec. 31, 2025**		**at Dec. 31, 2024**	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Equity					
Share capital		10,166,679,946		10,166,679,946	
Negative reserve for treasury share		(1,077,154,633)		(78,488,831)	
Equity instruments - perpetual hybrid bonds		8,218,859,752		7,145,440,752	
Other reserves		12,810,341,534		11,744,653,163	
Retained earnings/(loss carried forward)		3,554,302,759		6,995,391,684	
Profit for the year[1]		729,969,049		412,139,393	
TOTAL EQUITY	22	**34,402,998,407**		**36,385,816,107**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	23	19,078,685,508	*17,009,321,819*	17,345,071,030	*14,141,712,688*
Employee benefits	24	124,362,548		112,028,460	
Provisions for risks and charges (non-current portion)	25	18,955,806		14,817,397	
Deferred tax liabilities	12	22,472,458		32,568,605	
Non-current financial derivative liabilities	14	509,675,453	*81,233,926*	581,486,286	*90,727,164*
Other non-current liabilities	26	17,106,428	*6,552,255*	17,207,167	*8,532,511*
	(Subtotal)	**19,771,258,201**		**18,103,178,945**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	23	4,102,314,091	*3,991,771,868*	6,410,053,437	*6,305,554,497*
Current portion of long-term borrowings	23	3,231,061,184	*2,132,390,869*	567,396,256	*132,390,869*
Provisions for risks and charges (current portion)	25	9,840,257		13,889,336	
Trade payables	27	128,501,235	*77,515,105*	131,515,810	*81,350,389*
Current financial derivative liabilities	14	44,839,654	*787,939*	101,826,471	*66,420,147*
Other current financial liabilities	28	221,444,128	*142,731,367*	178,340,384	*98,154,930*
Other current liabilities	30	3,235,714,529	*632,415,006*	3,507,780,832	*551,024,280*
	(Subtotal)	**10,973,715,078**		**10,910,802,526**	
TOTAL LIABILITIES		**30,744,973,279**		**29,013,981,471**	
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY		**65,147,971,686**		**65,399,797,578**	

(1) Profit for the year of €3,068 million (€2,598 million in 2024) is reported net of the interim dividend of €2,338 million (€2,186 million in 2024).

Statement of Changes in Equity (note 22)

Euro	Share capital	Share premium reserve	Negative reserve for treasury share	Equity instruments reserve - perpetual hybrid bonds	Legal reserve	Reserve pursuant to Law 292/1993
At January 1, 2024	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(59,391,451)**	**6,553,164,779**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**
Purchase of treasury shares	-	-	(25,916,845)	-	-	-
Reserve for share-based payments (LTI)	-	-	-	-	-	-
Issue of own shares	-	-	6,819,465	-	-	-
Equity instruments - perpetual hybrid bonds	-	-	-	592,275,973	-	-
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-
Allocation of 2023 profit						
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-
Retaining earnings	-	-	-	-	-	-
2024 interim dividend[1]	-	-	-	-	-	-
Comprehensive income for the year						
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
Profit for the year	-	-	-	-	-	-
At December 31, 2024	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(78,488,831)**	**7,145,440,752**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**
Purchase of treasury shares	-	-	(1,004,999,995)	-	-	-
Reserve for share-based payments (LTI)	-	-	-	-	-	-
Issue of own shares	-	-	6,334,193	-	-	-
Equity instruments - perpetual hybrid bonds	-	-	-	1,073,419,000	-	-
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-
Allocation of 2024 profit						
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-
Retaining earnings	-	-	-	-	-	-
2025 interim dividend[2]	-	-	-	-	-	-
Comprehensive income for the year						
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
Profit for the year	-	-	-	-	-	-
At December 31, 2025	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(1,077,154,633)**	**8,218,859,752**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**

(1) Approved by the Board of Directors on November 6, 2024 and paid as from January 22, 2025.
(2) Approved by the Board of Directors on November 13, 2025 and paid as from January 21, 2026.

Other reserves	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Reserve from measurement of financial assets at FVOCI	Actuarial reserve	Retained earnings/(loss carried forward)	Profit for the year	Total equity
146,443,648	**(79,149,025)**	**(3,455,023)**	**3,072,177**	**(26,663,055)**	**8,591,640,579**	**845,973,667**	**37,883,112,793**
25,916,845	-	-	-	-	(21,347,147)	-	**(21,347,147)**
2,936,818	-	-	-	-	-	-	**2,936,818**
(6,819,465)	-	-	-	-	6,607,463	-	**6,607,463**
-	-	-	-	-	-	-	**592,275,973**
-	-	-	-	-	(246,412,117)	-	**(246,412,117)**
-	-	-	-	-	(1,525,001,992)	(660,834,196)	**(2,185,836,188)**
-	-	-	-	-	181,768,696	(181,768,696)	-
-	-	-	-	-	5,539,073	(3,370,775)	**2,168,298**
-	-	-	-	-	2,597,129	(2,185,836,188)	**(2,183,239,059)**
-	(69,687,626)	5,691,741	543,665	1,025,912	-	-	**(62,426,308)**
-	-	-	-	-	-	2,597,975,581	**2,597,975,581**
168,477,846	**(148,836,651)**	**2,236,718**	**3,615,842**	**(25,637,143)**	**6,995,391,684**	**412,139,393**	**36,385,816,107**
1,034,667,195	-	-	-	-	(1,034,667,195)	-	**(1,004,999,995)**
10,088,427	-	-	-	-	-	-	**10,088,427**
(6,334,193)	-	-	-	-	5,726,237	-	**5,726,237**
-	-	-	-	-	-	-	**1,073,419,000**
-	-	-	-	-	(265,581,910)	-	**(265,581,910)**
-	-	-	-	-	(2,429,836,507)	(162,666,879)	**(2,592,503,386)**
-	-	-	-	-	246,412,117	(246,412,117)	-
-	-	-	-	-	6,140,712	(3,060,397)	**3,080,315**
-	-	-	-	-	30,717,621	(2,338,336,388)	**(2,307,618,767)**
-	38,563,984	(5,013,930)	(1,298,607)	(4,984,505)	-	-	**27,266,942**
-	-	-	-	-	-	3,068,305,437	**3,068,305,437**
1,206,899,275	**(110,272,667)**	**(2,777,212)**	**2,317,235**	**(30,621,648)**	**3,554,302,759**	**729,969,049**	**34,402,998,407**

Statement of Cash Flows

Euro	Notes	2025	of which with related parties	2024	of which with related parties
Pre-tax profit		**2,919,294,789**		**2,454,152,744**	
Adjustments for:					
Depreciation, amortization and impairment losses	5.d	994,932,163		3,585,112,792	
Exchange gains/(losses) on foreign currency assets and liabilities		(30,791,358)		48,827,769	
Accruals to provisions		42,803,961		22,606,923	
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	(4,528,395,573)	*(4,527,544,304)*	(6,562,676,857)	*(6,562,253,256)*
Net financial (income)/expense		331,325,076	*86,621,968*	247,790,219	*227,474,681*
Cash flows used in operating activities before changes in net working capital		**(270,630,942)**		**(204,186,390)**	
Increase/(Decrease) in provisions		(30,380,543)		(32,513,866)	
(Increase)/Decrease in trade receivables	17	22,725,510	*21,730,932*	(31,037,710)	*(29,093,337)*
(Increase)/Decrease in other financial and non-financial assets/liabilities		872,230,112	*108,499,769*	1,760,348,827	*468,923,364*
Increase/(Decrease) in trade payables	27	(3,014,576)	*(3,635,285)*	(3,016,550)	*(5,499,877)*
Interest income and other financial income collected		584,995,354	*370,680,580*	812,527,191	*552,991,209*
Interest expense and other financial expense paid		(850,381,172)	*(469,526,315)*	(1,144,314,285)	*(682,834,924)*
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	4,394,801,027	*4,393,949,758*	6,325,067,380	*6,324,645,491*
Income taxes paid		(906,213,021)		(1,792,730,598)	
Cash flows from operating activities (a)		**3,813,931,749**		**5,690,143,999**	
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	10-11	(29,805,000)		(34,558,947)	
Investments in equity investments	13	(1,765,020,052)	*(1,765,020,052)*	(1,050,537,331)	*(1,050,537,331)*
Cash flows used in investing activities (b)		**(1,794,825,052)**		**(1,085,096,278)**	
New issues and long-term borrowings	23	5,000,000,000	*5,000,000,000*	-	
Repayments of long-term borrowings	23	(530,184,070)	*(132,390,869)*	(1,179,394,903)	*(132,390,869)*
Net change in long-term borrowings/(loan assets)		(2,753,220,930)	*(2,000,000,000)*	674,968,967	
Repayments of short-term borrowings		(3,000,000,000)	*(3,000,000,000)*	(4,500,000,000)	*(4,500,000,000)*
Use of short-term borrowings		2,500,000,000	*2,500,000,000*	3,000,000,000	*3,000,000,000*
Net change in short-term borrowings/(loans assets)		(332,955,853)	*(1,027,239,491)*	2,446,048,810	*3,117,881,919*
Dividends and interim dividends paid	22	(4,772,681,868)		(4,366,954,626)	
Issue of perpetual hybrid bonds	22	1,973,420,000		889,699,972	
Redemption of perpetual hybrid bonds	22	(900,001,000)		(297,424,000)	
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	22	(265,581,910)		(246,412,117)	
Purchase of treasury shares	22	(1,004,999,995)		(26,755,710)	
Cash flows used in financing activities (c)		**(4,086,205,626)**		**(3,606,223,607)**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c)		**(2,067,098,929)**		**998,824,114**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	21	2,120,979,729		1,122,155,615	
Cash and cash equivalents at the end of the year	21	53,880,800		2,120,979,729	

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Notes to the separate financial statements

1. Form and content of the separate financial statements

Enel SpA has its registered office in Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy, and since 1999 has been listed on the Mercato Telematico Azionario (Electronic Stock Exchange) organized and operated by Borsa Italiana SpA.
There were no changes in the company name in 2025.
Enel is an energy multinational and is one of the world's leading integrated operators in the electricity and gas industries, with a special focus on Europe and Latin America.
As the Parent, Enel SpA has prepared the consolidated financial statements of the Enel Group as at and for the year ended December 31, 2025, which are published in a separate document.
The publication of these financial statements was authorized by the Board of Directors on March 19, 2026.
These separate financial statements have been audited by KPMG SpA.

Basis of presentation

These separate financial statements for the year ended December 31, 2025 represent the separate financial statements of the Parent, Enel SpA, and have been prepared in accordance with international accounting standards (International Accounting Standards - IAS and International Financial Reporting Standards - IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB), the interpretations of the IFRS Interpretations Committee (IFRSIC) and the Standing Interpretations Committee (SIC), recognized in the European Union pursuant to Regulation (EC) 1606/2002 and in effect as of the close of the year. All of these standards and interpretations are hereinafter referred to as the "IFRS-EU".
These separate financial statements have also been prepared in conformity with measures issued in implementation of Article 9, paragraph 3, of Legislative Decree 38 of February 28, 2005.
The separate financial statements consist of the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of financial position, the statement of changes in equity and the statement of cash flows and the related notes.
The assets and liabilities reported in the statement of financial position are classified on a "current/non-current basis", with separate reporting of assets held for sale and liabilities included in disposal groups classified as held for sale. Current assets, which include cash and cash equivalents, are assets that are intended to be realized, sold or consumed during the normal operating cycle of the Company; current liabilities are liabilities that are expected to be settled during the normal operating cycle of the Company.
The income statement classifies costs on the basis of their nature.
The statement of cash flows is prepared using the indirect method, with separate reporting of any cash flows by operating, investing and financing activities. More specifically, the statement of cash flows is presented on a gross basis and does not include non-cash transactions.
For more information on cash flows in the statement of cash flows, please see the section "Cash flows" in the Report on Operations.
The separate financial statements have been prepared on a going concern basis using the cost method, with the exception of items measured at fair value in accordance with IFRS-EU, as explained in the measurement criteria for the individual items, and non-current assets and disposal groups classified as held for sale, which are measured at the lower between their carrying amount and the fair value less costs to sell.
The separate financial statements are presented in euro, the functional currency of the Company, and the figures shown in the notes are reported in millions of euro unless stated otherwise.
The separate financial statements provide comparative information in respect of the previous year.

2. Accounting policies

2.1 Use of estimates and management judgment

Preparing these separate financial statements under IFRS-EU requires management to take decisions and make estimates and assumptions that may impact the carrying amounts of revenue, costs, assets and liabilities and the related disclosures concerning the items involved as well as contingent assets and liabilities. The estimates and management's judgments are based on previous experience and other factors considered reasonable in the circumstances. They are formulated when the carrying amount of assets and liabilities is not easily determined from other sources. The actual results may therefore differ from these estimates. The estimates and assumptions are periodically revised and the effects of any changes are reflected through profit or loss if they only involve that period. If the revision involves both the current and future periods, the change is recognized in the year in which the revision is made and in the related future periods.

In order to enhance understanding of the separate financial statements, the following sections examine the main items affected by the use of estimates and the cases that reflect management judgments to a significant degree, underscoring the main assumptions used by management in measuring these items in compliance with the IFRS-EU. The critical element of such valuations is the use of assumptions and professional judgments concerning issues that are by their very nature uncertain.

Changes in the conditions underlying the assumptions and judgments could have a substantial impact on future results.

The information included in the financial statements is selected on the basis of a materiality analysis carried out in accordance with the requirements of Practice Statement 2 "Making Materiality Judgments", issued by the International Accounting Standards Board (IASB).

With regard to the effects of climate-related issues, the Company considers climate change to be an implicit element in the application of the methodologies and models used to make estimates in the valuation and/or measurement of certain accounting items. Furthermore, the Company has also taken account of the impact of climate change in the significant judgments made by management.

Use of estimates

Recoverability of equity investments

The Company assesses the presence of evidence of impairment of each equity investment at least once a year, consistent with its strategy for managing the legal entities within the Group. If such evidence is found, the assets involved undergo impairment testing. The processes and procedures for determining the recoverable amount of each equity investment are based on assumptions that can be complex and whose nature requires management to use its judgment, especially as regards the identification of evidence of impairment, the forecasting of future profitability over the horizon of the Group Business Plan, the determination of the normalized cash flows underlying the estimation of terminal value and the determination of long-term growth rates and discount rates applied to forecasts of future cash flows.

Impairment of non-financial assets

Assets such as property, plant and equipment and intangible assets are adjusted for impairment when their carrying amount exceeds their recoverable amount, represented by the higher of their fair value less costs to sell and their value in use.

The recoverable amount is assessed in accordance with the criteria established by IAS 36, which are discussed in greater detail in the appropriate notes to the separate financial statements.

In determining the recoverable amount, the Company generally applies the value in use criterion, i.e. the present value of the future cash flows that are expected to be derived from the asset, including those deriving from a disposal, discounted using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessments and the time value of money and the risks specific to the asset.

Future cash flows used to determine value in use are based on the most recent Business Plan, approved by the management, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs and investments. These projections cover the next three years. For subsequent years, account is taken of:

- assumptions concerning the long-term evolution of the main variables considered in the calculation of cash flows, as well as the average residual useful life of the assets or the duration of the concessions, based on the specific characteristics of the businesses;
- a long-term growth rate equal to the growth of inflation and/or electricity demand (depending on the country and business) that does not in any case exceed the average long-term growth rate of the market involved.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The recoverable amount is sensitive to the estimates and assumptions used in the calculation of cash flows and the discount rates applied. Nevertheless, possible changes in the underlying assumptions of such amounts could generate different recoverable amounts. The analysis of each group of non-financial assets is unique and requires management to use estimates and assumptions considered prudent and reasonable in the specific circumstances.
Furthermore, in line with its business model and in the context of the energy transition process, the Company has also carefully assessed whether climate change issues have affected the reasonable and supportable assumption used to estimate expected cash flows. In this regard, with specific reference to the long-term impacts of climate change and the energy transition, where necessary, the Company has also taken into account a long-term growth rate in line with the change in electricity demand determined using energy models for each country in the estimation of the terminal value.
Information on the main assumptions used to estimate the recoverable amount of assets with reference to the impacts relating to climate change, as well as information on changes in these assumptions, is provided in the applicable notes.

Expected credit losses on financial assets

At each reporting date, the Company recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income, contract assets and all other assets in the scope.
Loss allowances for financial assets are based on assumptions about risk of default and on the measurement of expected credit losses. Management uses judgement in making these assumptions and selecting the inputs for the impairment calculation, based on the Company's past history, existing market conditions as well as forward-looking estimates at the end of each reporting period.
The expected credit loss (ECL), determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD), is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (including all shortfalls) discounted at the original effective interest rate (EIR).
For additional details on the general and simplified approach used to determine expected credit losses, please see note 31 "Financial instruments".
Based on the specific reference market and the regulatory context of the sector, as well as expectations of recovery after 90 days, for such assets, the Company mainly applies a default definition of 180 days past due to determine expected credit losses, as this is considered an effective indication of a significant increase in credit risk. Accordingly, financial assets that are more than 90 days past due are generally not considered to be in default, except for some specific regulated markets.
For trade receivables and contract assets the Company mainly applies a collective approach based on grouping the receivables into specific clusters. Only if the trade receivables are deemed to be individually significant by management and there is specific information about any significant increase in credit risk does the Company apply an analytical approach.
Based on specific management evaluations, the forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect possible future events and macroeconomic scenarios, which may affect the risk of the portfolio or the financial instrument.
For additional details on the key assumptions and inputs used please see note 31 "Financial instruments".

Determining the fair value of financial instruments

The fair value of financial instruments is determined on the basis of prices directly observable in the market, where available, or, for unlisted financial instruments, using specific valuation techniques (mainly based on present value) that maximize the use of observable market inputs. In rare circumstances where this is not possible, the inputs are estimated by management taking due account of the characteristics of the instruments being measured.
In accordance with IFRS 13, the Company includes a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk, applying the method indicated in note 34 "Fair value measurement". Changes in the assumptions made in estimating the input data could have an impact on the fair value recognized for those instruments.

Pensions and other post-employment benefits

Some of the Company's employees participate in pension plans offering benefits based on their wage history and years of service. Certain employees are also eligible for other post-employment benefit schemes.

The expenses and liabilities of such plans are calculated on the basis of estimates carried out by consulting actuaries, who use a combination of statistical and actuarial elements in their calculations, including statistical data on past years and forecasts of future costs. Other components of the estimation that are considered include mortality and retirement rates as well as assumptions concerning future developments in discount rates, the rate of wage increases, the inflation rate and trends in healthcare costs.
These estimates can differ significantly from actual developments owing to changes in economic and market conditions, increases or decreases in retirement rates and the lifespan of participants, as well as changes in the effective cost of healthcare.
Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.
For further details on the main actuarial assumptions, please refer to note 24 "Employee benefits".

Provisions for risks and charges

For more details on provisions for risks and charges, please see note 25 "Provisions for risks and charges".
Note 39 "Contingent assets and liabilities" also provides information regarding the most significant contingent liabilities for the Company.

Litigation

The Company is involved in various civil, administrative and tax disputes connected with the normal pursuit of its activities that could give rise to significant liabilities. It is not always objectively possible to predict the outcome of these disputes. The assessment of the risks associated with this litigation is based on complex factors whose very nature requires recourse to management judgments, even when taking account of the contribution of external advisors assisting the Company, about whether to classify them as contingent liabilities or liabilities.
Provisions have been recognized to cover all significant liabilities for cases in which legal counsel feels an adverse outcome is more likely than not and a reasonable estimate of the amount of the loss can be made.

Leases

When the interest rate implicit in the lease cannot be readily determined, the Company uses the incremental borrowing rate (IBR) at the lease commencement date to calculate the present value of the lease payments. This is the interest rate that the lessee would have to pay to borrow over a similar term, and with similar security, the funds necessary to obtain an asset of a similar value to the right-of-use asset in a similar economic environment. When no observable inputs are available, the Company estimates the IBR making assumptions to reflect the terms and conditions of the lease and certain entity-specific estimates.
One of the most significant judgments for the Company is determining this IBR necessary to calculate the present value of the lease payments required to be paid to the lessor. The Company's approach to determining an IBR is based on the assessment of the following three key components:

- the risk-free rate, which considers the cash flows of the lease payments, the economic environment where the lease contract has been negotiated and the lease term;
- the credit spread adjustment, in order to calculate an IBR that is specific for the lessee considering any underlying parent or other guarantee;
- the lease-related adjustments, in order to reflect in the IBR calculation the fact that the discount rate is directly linked to the type of the underlying asset, rather than being a general incremental borrowing rate. In particular, the risk of default is mitigated for the lessors as they have the right to reclaim the underlying asset itself.

Income taxes

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2025, the separate financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses or tax credits to be reversed in subsequent years and income components whose deductibility is deferred in an amount whose recovery is considered by management to be highly probable.
The recoverability of such assets is subject to the achievement of future income sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.
Significant management judgment is required to determine the probability of recovering deferred tax assets, considering all negative and positive evidence, and to determine the amount that can be recognized, based upon the likely timing and the level of future taxable income together with future tax planning strategies and the tax rates applicable at the date of reversal. However, where the Company should become aware that it is unable to recover all or part of recognized tax assets in future years, the consequent adjustment would be taken to the income statement in the year in which this circumstance arises.
The recoverability of deferred tax assets is reviewed at the end of each period. Deferred tax assets not recognized are reassessed at each reporting date in order to verify the conditions for their recognition.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

For more detail on deferred tax assets recognized or not recognized, please see note 12 "Deferred tax assets and liabilities".

Management judgment

Determining the useful life of non-financial assets

In determining the useful life of property, plant and equipment and intangible assets with a finite useful life, the Company considers not only the future economic benefits – contained in the assets – obtained through their use, but also many other factors, such as physical wear and tear, the technical, commercial or other obsolescence of the product or service produced with the asset, legal or similar limits (e.g. safety, environmental or other restrictions) on the use of the asset, if the useful life of the asset depends on the useful life of other assets.
Furthermore, in estimating the useful lives of the assets concerned, the Company has taken account of its commitment under the Paris Agreement.

Determination of the existence of control

Under the provisions of IFRS 10, control is achieved when the Company is exposed, or has rights, to variable returns from its involvement with the investee and has the ability to affect those returns through its power over the investee. Power is defined as the current ability to direct the relevant activities of the investee based on existing substantive rights.
The existence of control does not depend solely on ownership of a majority investment, but rather it arises from substantive rights that each investor holds over the investee. Consequently, management must use its judgment in assessing whether specific situations determine substantive rights that give the Company the power to direct the relevant activities of the investee in order to affect its returns.
For the purpose of assessing control, management analyzes all facts and circumstances including any agreements with other investors also in respect of voting or appointing directors, rights arising from other contractual arrangements and potential voting rights (call options, warrants, put options granted to non-controlling shareholders, etc.) and other legal provisions.[4] These other facts and circumstances could be especially significant in such assessment when the Company holds less than a majority of voting rights, or similar rights, in the investee.
Furthermore, even if it holds more than half of the voting rights in another entity, the Company considers all the relevant facts and circumstances in assessing whether it controls the investee.
The Company reassesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of control.
Finally, the assessment of the existence of control did not find any situations of *de facto* control.

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of IFRS 11, a joint arrangement is an agreement where two or more parties have joint control. Joint control exists only when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of all the parties that share control.
A joint arrangement can be configured as a joint venture or a joint operation. Joint ventures are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the net assets of the arrangement. Conversely, joint operations are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement.
In order to determine the existence of the joint control and the type of joint arrangement, management must apply judgment and assess its rights and obligations arising from the arrangement. For this purpose, the management considers the structure and legal form of the arrangement, the terms agreed by the parties in the contractual arrangement and, when relevant, other facts and circumstances.
The Company reassesses whether or not it has joint control if facts and circumstances indicate that changes have occurred in one or more of the elements considered in verifying the existence of joint control and the type of the joint arrangement.

Determination of the existence of significant influence over an associate

Associates are those in which the Company exercises significant influence, i.e. the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee but

4. Public Statement ESMA 24 October 2024 - Priority 2: Accounting policies, judgements, significant estimates (ESMA 32-193237008-8369 of October 24, 2024).

not exercise control or joint control over those policies. In general, it is presumed that the Company has a significant influence when it has an ownership interest of 20% or more.
In order to determine the existence of significant influence, management must apply judgment and consider all facts and circumstances.
The Company reassesses whether or not it has significant influence if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of significant influence.

Determination of non-current assets (or disposal groups) held for sale and discontinued operations

An asset is classified as "held for sale" when its sale is highly probable.
To determine whether a sale is highly probable, the Company considers whether:

- management has committed to a plan to sell the asset (or disposal group), and an active program to locate a buyer and complete the plan has been initiated;
- the sale should be expected to qualify for recognition as a completed sale within one year from the date of classification, except where the delay is caused by events or circumstances beyond the Company's control and there is sufficient evidence that the Company remains committed to its plan to sell the asset;
- the actions required to complete the plan should indicate that it is unlikely that significant changes to the plan will be made or that the plan will be withdrawn.

Classification and measurement of financial assets

At initial recognition, in order to classify financial assets as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, management assesses both the contractual cash-flow characteristics of the instrument and the business model for managing financial assets in order to generate cash flows.
In order to evaluate the contractual cash flow characteristics of the instrument, management performs the SPPI test at an instrument level, in order to determine if it gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding, performing specific assessment on the contractual clauses of the financial instruments, as well as quantitative analysis, if required.
The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.
For more details, please see note 31 "Financial instruments".

Hedge accounting

Hedge accounting is applied to derivatives in order to reflect into the financial statements the effect of risk management strategies of the Company.
Accordingly, at the inception of the transaction the Company documents the hedge relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Company also assesses, both at hedge inception and on an ongoing basis, whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items.
On the basis of management's judgment, the effectiveness assessment based on the existence of an economic relationship between the hedging instruments and the hedged items, the dominance of credit risk in the changes in fair value and the hedge ratio, as well as the measurement of the ineffectiveness, are evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the specific facts and circumstances and on the characteristics of the hedged items and the hedging instruments.
For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, management assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.
For more details on the key assumptions used in assessing effectiveness and measuring the ineffective portion of hedges, see note 31.1 "Hedge accounting".

Leases

The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long-term expiring date, requires a strong professional judgment for the IFRS 16 application. In particular, for:

- the application of the definition of a lease to the cases typical of the sectors in which the Company operates;
- the identification of the non-lease component in the lease;
- the evaluation of any renewable and termination options included in the lease in order to determine the term of leases, also considering the probability of their exercise and any significant leasehold improvements on the underlying asset;
- the identification of any variable lease payments that depend on an index or a rate to determine whether the

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

changes of the latter impact the future lease payments and also the amount of the right-of-use asset;
- the estimate of the discount rate to calculate the present value of the lease payments; further details on assumptions about this rate are provided in the paragraph "Use of estimates".

Uncertainty over income tax treatments

The Company determines whether to consider each uncertain income tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments as well as whether to reflect the effect of uncertainty by using the most likely amount or the expected value method, based on which approach better predicts the resolution of the uncertainty for each uncertain tax treatment.
The Company makes significant use of professional judgment in identifying uncertainties about income tax treatments and reviews the judgments and estimates made in the event of a change in facts and circumstances that could change its assessment of the acceptability of a specific tax treatment or the estimate of the effects of uncertainty, or both.

2.2 Material accounting policies

Related parties

Pursuant to IAS 24, related parties are mainly those that share the same controlling entity with Enel SpA, the companies that directly or indirectly are controlled by Enel SpA, the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of Enel SpA, or the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of any Group company.
Related parties also include entities that operate post-employment benefit plans for employees of Enel SpA or its associates (specifically, the FOPEN and FONDENEL pension funds), as well as the members of the boards of statutory auditors, and their immediate family, and the key management personnel, and their immediate family, of Enel SpA and its subsidiaries. Key management personnel comprise management personnel who have the power and direct or indirect responsibility for the planning, management and control of the activities of the Company. They include directors (whether executive or not).

Subsidiaries, associates and joint ventures

The Company controls an entity when it is exposed to or has rights to variable returns deriving from its involvement, regardless of the nature of their formal relationship, and has the ability, through the exercise of its power over the investee, to affect its returns. For more information on the definition of control, please see the section "Determination of the existence of control" in note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
Associates comprise those entities in which the Company has a significant influence. Significant influence is the power to participate in the financial and operating policy decisions of investees but not exercise control or joint control over those entities.
Joint ventures are joint arrangements through which the Company exercises joint control and has rights to the net assets of the arrangement. Joint control means sharing control of an arrangement, which only exists when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of all the parties that share control.
Equity investments in subsidiaries, associates and joint ventures are measured at cost. Cost is adjusted for any impairment losses, which are reversed where the reasons for their recognition no longer obtain. The carrying amount resulting from the reversal may not exceed the original cost.
Where the loss pertaining to Enel SpA exceeds the carrying amount of the investment and the Company is obligated to perform the legal or constructive obligations of the investee or in any event to cover its losses, the excess with respect to the carrying amount is recognized in liabilities in the provision for risks and charges.
In the case of a disposal, without economic substance, of an investment to an entity under common control, any difference between the consideration received and the carrying amount of the investment is recognized in equity.

Translation of foreign currency items

Pursuant to "IAS 21 - The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates", transactions in currencies other than the functional currency are initially recognized at the spot exchange rate prevailing on the date of the transaction.
Monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency other than the functional currency are subsequently translated using the closing exchange rate (i.e. the spot exchange rate prevailing at the reporting date).
Non-monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency that are recognized at historical cost are translated using the exchange rate at the date of the in-

itial recognition of the transaction. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency measured at fair value are translated using the exchange rate at the date that the fair value was determined.
Any exchange differences are recognized through profit or loss.
In determining the spot exchange rate to use on initial recognition of the related asset, expense or income (or part of it) on the derecognition of a non-monetary asset or non-monetary liability relating to advance consideration in foreign currency paid or received, the date of the transaction is the date on which the Company initially recognizes the non-monetary asset or non-monetary liability associated with the advance consideration.

Fair value measurement

For all fair value measurements and disclosures of fair value, that are either required or permitted by the IFRS, the Company applies IFRS 13.
Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).
The fair value measurement assumes that the transaction to sell an asset or transfer a liability takes place in the principal market, i.e. the market with the greatest volume and level of activity for the asset or liability. In the absence of a principal market, it is assumed that the transaction takes place in the most advantageous market to which the Company has access, i.e. the market that maximizes the amount that would be received to sell the asset or minimizes the amount that would be paid to transfer the liability.
The fair value of an asset or a liability is measured using the assumptions that market participants would use when pricing the asset or liability, assuming that market participants act in their economic best interest. Market participants are independent, knowledgeable sellers and buyers who are able to enter into a transaction for the asset or the liability and who are interested but not forced or otherwise compelled to do so.
When measuring fair value, the Company considers the characteristics of the asset or liability, in particular:

- for a non-financial asset, a fair value measurement takes into account a market participant's ability to generate economic benefits by using the asset in its highest and best use or by selling it to another market participant that would use the asset in its highest and best use;
- for liabilities and own equity instruments, the fair value reflects the effect of non-performance risk, i.e. the risk that an entity will not fulfill an obligation, including among others the credit risk of the Company itself;
- for groups of financial assets and financial liabilities with offsetting positions in market risk or credit risk, managed on the basis of an entity's net exposure to such risks, see note 34.1 "Assets measured at fair value in the statement of financial position" and note 34.2 "Liabilities measured at fair value in the statement of financial position", for more details.

In measuring the fair value of assets and liabilities, the Company uses valuation techniques that are appropriate in the circumstances and for which sufficient data are available, maximizing the use of relevant observable inputs and minimizing the use of unobservable inputs.

Property, plant and equipment

Pursuant to IAS 16, property, plant and equipment is stated at cost, net of accumulated depreciation and accumulated impairment losses, if any. Such cost includes expenses directly attributable to bringing the asset to the location and condition necessary for its intended use.
Subsequent costs are recognized as an increase in the carrying amount of the asset when it is probable that future economic benefits associated with the cost incurred for a part of the asset will flow to the Company and the cost of the item can be measured reliably. All other costs are recognized in profit or loss as incurred.
Property, plant and equipment, net of its residual value, is depreciated on a straight-line basis over its estimated useful life, which is reviewed annually and, if appropriate, adjusted prospectively. Depreciation begins when the asset is available for use.
The estimated useful life of the main items of property, plant and equipment is as follows:

	Depreciation period
Leasehold improvements	Shorter of the term of the contract and residual useful life
Civil buildings	40 years
Other assets	7 years

Land is not depreciated as it has an indefinite useful life.
Assets recognized under property, plant and equipment are derecognized either upon their disposal (i.e. at the date the recipient obtains controll or when no future economic benefit is expected from their use or disposal. Any gain or loss, recognized through profit or loss, is calculated as the difference between the net disposal proceeds, determined in accordance with the transaction price requirements of IFRS 15, and the carrying amount of the derecognized assets.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Leases

At inception of a contract, the Company assesses whether a contract is, or contains, a lease applying the definition of a lease under IFRS 16, that is met if the contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration.
The Company recognizes a right-of-use asset and a lease liability at the commencement date of the lease (i.e. the date the underlying asset is available for use).
The right-of-use asset represents a lessee's right to use an underlying asset for the lease term; it is initially measured at cost, which includes the initial amount of lease liability adjusted for any lease payments made at or before the commencement date less any lease incentives received, plus any initial direct costs incurred and an estimate of costs to dismantle and remove the underlying asset and to restore the underlying asset or the site on which it is located.
Right-of-use assets are subsequently depreciated on a straight-line basis over the shorter of the lease term and the estimated useful lives of the right-of-use assets.
If the lease transfers ownership of the underlying asset to the Company at the end of the lease term or if the cost of the right-of-use asset reflects the fact that the Company will exercise a purchase option, depreciation is calculated using the estimated useful life of the underlying asset.
The lease liability is initially measured at the present value of lease payments to be made over the lease term. In calculating the present value of lease payments, the Company uses the lessee's incremental borrowing rate at the lease commencement date when the interest rate implicit in the lease is not readily determinable.
Variable lease payments that do not depend on an index or a rate are recognized as expenses in the year in which the event or condition that triggers the payment occurs.
After the commencement date, the lease liability is measured at amortized cost using the effective interest method and is remeasured upon the occurrence of certain events.
The Company applies the short-term lease recognition exemption to its lease contracts that have a lease term of 12 months or less from the commencement date. It also applies the low-value assets recognition exemption to lease contracts for which the underlying asset is of low value and whose amount is estimated not material. As an example, the Company has leases of certain office equipment (i.e. personal computers, printing and photocopying machines) that are considered of low value. Lease payments on short-term leases and leases of low-value assets are recognized as an expense on a straight-line basis over the lease term.

Intangible assets

Pursuant to IAS 38, intangible assets are identifiable assets without physical substance controlled by the Company, when it is probable that the use of such assets will generate future economic benefits and the related cost can be reliably determined.
They are measured at purchase or internal development cost and are recognized as an intangible asset only when the Company can demonstrate the technical feasibility of completing the intangible asset and that it has intention, ability and resources to complete the asset in order to use or sell it.
The cost includes any directly attributable expenses necessary to make the assets ready for their intended use.
Intangible assets with a finite useful life are recognized net of accumulated amortization and any impairment losses.
Amortization is calculated on a straight-line basis over the asset's estimated useful life, which is reassessed at least annually; any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis. For more information on the estimation of useful life, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
Amortization commences when the asset is ready for use. Consequently, intangible assets not yet available for use are not amortized but are tested for impairment at least annually.
The Company's intangible assets have a finite useful life.
Intangible assets comprise application software owned by the Company with an expected useful life of between three and five years.

Impairment of non-financial assets

Pursuant to "IAS 36 - Impairment of Assets", at each reporting date property, plant and equipment, investment property recognized at cost, intangible assets, right-of-use assets, goodwill and equity investments in associates/joint ventures are reviewed to determine whether there is evidence of impairment (using internal and external sources of information).
Intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use are tested for impairment annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets may be impaired.
If such evidence exists, the recoverable amount of each asset involved is estimated on the basis of the use of the asset and its future disposal, in accordance with the most recent Group Business Plan. For more on the estimation of the recoverable amount, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
The recoverable amount is calculated for an individual

asset unless that asset is not capable of generating incoming cash flows that are largely independent of those generated by other assets or groups of assets.
If the carrying amount of an asset is greater than its recoverable amount, an impairment loss is recognized in profit or loss under "Depreciation, amortization and impairment losses".
If the reasons for a previously recognized impairment loss no longer obtain, the carrying amount of the asset is restored through profit or loss, under "Depreciation, amortization and impairment losses", in an amount that shall not exceed the carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized and depreciation or amortization had been performed.

Financial instruments

Financial instruments are recognized and measured in accordance with "IAS 32 - Financial Instruments: Presentation" and "IFRS 9 - Financial Instruments".
A financial asset or liability is recognized when, and only when, the Company becomes party to the contractual provision of the instrument (i.e. trade date).
Trade receivables arising from contracts with customers, in the scope of IFRS 15, are initially measured at their transaction price (as defined in IFRS 15) if such receivables do not contain a significant financing component or when the Company applies the practical expedient allowed by IFRS 15.
Conversely, the Company initially measures financial assets other than the trade receivables noted above at their fair value plus, in the case of a financial asset not recognized at fair value through profit or loss, transaction costs.
Financial assets are classified at initial recognition as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, on the basis of both:

- the Company's business model for managing financial assets, that is how it manages its financial assets in order to generate cash flows (whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both); and
- the contractual cash flow characteristics of the instrument, to determine whether the instrument gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) based on the SPPI test.

For purposes of subsequent measurement, financial assets are classified in three categories:

- financial assets measured at amortized cost (debt instruments);
- financial assets designated at fair value through OCI with no reclassification of cumulative gains and losses upon derecognition (equity instruments); and
- financial assets at fair value through profit or loss.

Financial assets measured at amortized cost

This category mainly includes trade receivables, other financial assets and loan assets.
Financial assets at amortized cost are held within a business model whose objective is to hold financial assets in order to collect contractual cash flows and whose contractual terms give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.
Such assets are initially recognized at fair value, adjusted for any transaction costs, and subsequently measured at amortized cost using the effective interest method and are subject to impairment.
Gains and losses are recognized in profit or loss when the asset is derecognized, modified or impaired.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) - Equity instruments

This category includes mainly equity investments in other entities irrevocably designated as such upon initial recognition.
Gains and losses on these financial assets are never reclassified to profit or loss. The Company may transfer the cumulative gain or loss within equity.
Equity instruments designated at fair value through OCI are not subject to impairment testing.
Dividends on such investments are recognized in profit or loss unless they clearly represent a recovery of a part of the cost of the investment.

Financial assets at fair value through profit or loss

This category mainly includes:

- financial assets with cash flows that are not solely payments of principal and interest, irrespective of the business model;
- financial assets held for trading because acquired or incurred principally for the purpose of selling or repurchasing in short term (i.e. securities, financial investments in funds, etc.);
- derivatives, including separated embedded derivatives,

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

held for trading or not designated as effective hedging instruments;
- contingent considerations.

Such financial assets are initially recognized at fair value with subsequent gains and losses from changes in their fair value recognized through profit or loss.
This category also includes listed equity investments which the Company had not irrevocably elected to classify at fair value through OCI. Dividends on equity investments are also recognized as other income in the income statement when the right of payment has been established.

Impairment of financial assets

At each reporting date, the Company recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income (FVOCI), contract assets and all other assets within the scope of IFRS 9.
The Company has adopted an impairment model, developed in compliance with IFRS 9, which is based on the determination of expected credit losses (ECL) using a forward-looking approach.
For trade receivables, contract assets and lease receivables, including those with a significant financial component, the Company adopts the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the entire life of the receivable, generally equal to 12 months.
For all financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables, the Company applies the general approach under IFRS 9, based on the assessment of a significant increase in credit risk since initial recognition.
The Company recognizes in profit or loss, as an impairment gain or loss, the amount of expected credit losses (or reversal) that is required to adjust the loss allowance at the reporting date.
For more information on the impairment of financial assets, please see note 31 "Financial instruments".

Cash and cash equivalents

This category includes deposits that are available on demand or at very short term, as well as highly liquid financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value.
For the purposes of the statement of cash flows, cash and cash equivalents do not include bank overdrafts at the reporting date.[5]

Financial liabilities at amortized cost

This category mainly includes borrowings, trade payables, lease liabilities and debt instruments.
Financial liabilities, other than derivatives, are recognized when the Company becomes a party to the contractual clauses of the instrument and are initially measured at fair value adjusted for directly attributable transaction costs.
Financial liabilities are subsequently measured at amortized cost using the effective interest rate method. The effective interest rate is the rate that exactly discounts the estimated future cash payments or receipts over the expected life of the financial instrument or a shorter period, where appropriate, to the carrying amount of the financial asset or liability.

Financial liabilities at fair value through profit or loss

Financial liabilities at fair value through profit or loss mainly include:
- financial liabilities held for trading, if they are incurred for the purpose of repurchasing in the near term;
- derivative financial instruments entered into by the Company that are not designated as hedging instruments as defined by IFRS 9;
- contingent considerations.

Derecognition of financial assets and liabilities

Financial assets are derecognized whenever one of the following conditions is met:
- the contractual right to receive the cash flows associated with the asset expires;
- the Company has transferred substantially all the risks and rewards associated with the asset, transferring its rights to receive the cash flows of the asset or assuming a contractual obligation to pay such cash flows to one or more beneficiaries under a contract that meets the requirements provided by IFRS 9 (the "pass through test");

5. Public Statement ESMA October 24, 2024 - Priority 1: Liquidity considerations (ESMA 32-193237008-8369 of October 24, 2024).

- the Company has not transferred or retained substantially all the risks and rewards associated with the asset but has transferred control over the asset.

On derecognition of a financial asset, the Company recognizes the difference between the carrying amount (measured at the date of derecognition) and the consideration received through profit or loss.
Financial liabilities are derecognized when they are extinguished, i.e. when the contractual obligation has been discharged, cancelled or expired.
When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as the derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. The difference in the respective carrying amounts is recognized in profit or loss.

Derivative financial instruments

Derivative instruments are classified as financial assets or liabilities depending on the positive or negative fair value and they are classified as "held for trading" within "Other business models" and measured at fair value through profit or loss, except for those designated as effective hedging instruments.
All derivatives held for trading are classified as current assets or liabilities.
Derivatives not held for trading purpose but measured at fair value through profit or loss since they do not qualify for hedge accounting and derivatives designated as effective hedging instruments are classified as current or not current on the basis of their maturity date and the Company's intention to hold the financial instrument until maturity or not.
For more details about derivatives and hedge accounting, please see note 33.1 "Hedge accounting".

Embedded derivatives

An embedded derivative is a derivative included in a "combined" contract (the so-called "hybrid instrument") that contains another non-derivative contract (the so-called "host contract") and gives rise to some or all of the combined contract's cash flows. Embedded derivatives are separated from the host contract and accounted for as derivatives when:

- the host contract is not a financial instrument measured at fair value through profit or loss;
- the economic risks and characteristics of the embedded derivative are not closely related to those of the host contract;
- a separate contract with the same terms as the embedded derivative would meet the definition of a derivative.

Embedded derivatives that are separated from the host contract are recognized in the separate financial statements at fair value with changes recognized in profit or loss (except when the embedded derivative is part of a designated hedge relationship).
Contracts that do not represent financial instruments to be measured at fair value are analyzed in order to identify any embedded derivatives, which are to be separated and measured at fair value. This analysis is performed when the Group becomes party to the contract or when the contract is renegotiated in a manner that significantly changes the original associated cash flows.

Offsetting financial assets and financial liabilities

The Company offsets financial assets and liabilities when:

- there is a legally enforceable right to set off the recognized amounts; and
- there is the intention of either to settle on a net basis, or to realize the asset and settle the liability simultaneously.

Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale and discontinued operations

In compliance with IFRS 5, non-current assets (or disposal groups) are classified as held for sale if their carrying amount will be recovered principally through a sale transaction, rather than through continuing use.
This classification criterion is applicable only when non-current assets (or disposal groups) are available in their present condition for immediate sale and the sale is highly probable.
For more details on the requirements for determining whether a sale is highly probable, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Employee benefits

Post-employment and other long-term benefits

In compliance with IAS 19, the Company determines, separately for each plan, the liabilities related to em-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

ployee benefits paid upon or after ceasing employment and other long-term benefits accrued during the employment period. The Company uses actuarial assumptions to estimate the amount of future benefits that employees have accrued at the reporting date (using the projected unit credit method) and calculates the present value of the plans using an appropriate discount rate.
The liability, net of any plan assets, is recognized on an accruals basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.
If the plan assets exceed the present value of the related defined-benefit obligation, the surplus (up to the limit of any cap) is recognized as an asset.
As regards the liabilities/(assets) of defined-benefit plans, the cumulative actuarial gains and losses from the actuarial measurement of the liabilities, the return on the plan assets (net of the associated interest income) and the effect of the asset ceiling (net of the associated interest) are recognized by the Company in other comprehensive income when they occur. For other long-term benefits, the related actuarial gains and losses are recognized through profit or loss.
The Company is also involved in defined-contribution plans under which it pays fixed contributions to a separate entity (a fund) and has no legal or constructive obligation to pay further contributions if the fund does not hold sufficient assets to pay all employee benefits relating to employee service in the current and prior periods. Such plans are usually aimed at supplementing pension benefits due to employees post-employment. The related costs are recognized in profit or loss on the basis of the amount of contributions paid in the year.

Termination benefits

In compliance with IAS 19, liabilities for benefits due to employees for the early termination of employee service arise out of the Company's decision to terminate an employee's employment before the normal retirement date or an employee's decision to accept an offer of benefits in exchange for the termination of employment.
Termination benefits are recognized at the earlier of the following dates:

- when the Company can no longer withdraw its offer of benefits; and
- when the Company recognizes a cost for a restructuring that is within the scope of IAS 37 and involves the payment of termination benefits.

The liabilities are measured on the basis of the nature of the employee benefits.

Share-based payments

The Company undertakes share-based payment transactions settled with equity instruments as part of the remuneration policy adopted for the Chief Executive Officer and General Manager and for key management personnel. The most recent long-term incentive plans provide for the grant to recipients of an incentive represented by an equity component (settled with equity instruments) and a monetary component (paid in cash), which will accrue if specific conditions are met. In compliance with IFRS 2, the monetary component is classified as a cash-settled transaction if it is based on the price (or value) of the equity instruments of the company that issued the plan or, in other cases, as another long-term employee benefit. In order to settle the equity component through the bonus award of Enel shares, a program for the purchase of treasury shares to support these plans was approved. For more details on share-based incentive plans, please see note 35 "Share-based payments".
For the equity component, the Company recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the period in which the conditions for remaining in service and for achieving certain results must be satisfied (vesting period) and indirectly estimates their value, and the corresponding increase in equity, on the basis of the fair value of the equity instruments (i.e. the issuer shares) at the grant date.
The overall expense recognized is adjusted at each reporting date until the vesting date to reflect the best estimate available to Enel of the number of equity instruments for which the service and performance conditions other than market conditions will be satisfied at the vesting date.
Conversely, if the incentive based on equity instruments is paid in cash, the Company recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the vesting period and a corresponding liability measured at the fair value of the liability incurred. Subsequently, and until its extinction, the liability is remeasured at fair value at each reporting date, considering the best possible estimate of the incentive that will vest, with changes in fair value recognized under personnel expenses.

Provisions for risks and charges

In compliance with IAS 37, provisions are recognized where there is a legal or constructive obligation as a result of a past event at the end of the reporting period, the settlement of which is expected to result in an outflow of resources whose amount can be reliably estimated. Where the impact of the time value of money is material, the accruals are determined by discounting expected future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market as-

sessment of the time value of money and the risks for which the expected future cash flows have not been adjusted. If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor (i.e. the unwinding of the discount) is recognized as a financial expense.
When the Company expects some or all charges to be reimbursed, the reimbursement is recognized as a separate asset, but only when the reimbursement is virtually certain.
Provisions do not include liabilities to reflect uncertainties in income tax treatments that are recognized as tax liabilities.
Changes in estimates of accruals to the provisions are recognized in the income statement in the year in which the changes occur.

Revenue from contracts with customers

The Company recognizes revenue from contracts with customers at an amount that reflects the consideration to which the Company expects to be entitled in exchange for those goods or services using a five-step model provided for in IFRS 15:

- identify the contract with the customer (step 1);
- identify the performance obligations in the contract (step 2);
- determine the transaction price (step 3);
- allocate transaction price, at contract inception, to each separate performance obligation (step 4);
- recognize revenue (step 5).

The Company recognizes revenue when (or as) each performance obligation is satisfied by transferring the promised good or service to the customer.

Financial income and expense from derivatives

Financial income and expense from derivatives include:

- income and expense from derivatives measured at fair value through profit or loss on interest rate and currency risks;
- income and expense from cash flow hedge derivatives on interest rate and currency risks.

Other financial income and expense

For all financial assets and liabilities measured at amortized cost and interest-bearing financial assets classified as at fair value through other comprehensive income, interest income and expense are recognized using the effective interest rate method.

Interest income is recognized to the extent that it is probable that the economic benefits will flow to the Company and the amount can be reliably measured.
Other financial income and expense include also changes in the fair value of financial instruments other than derivatives.

Dividends

In compliance with "IFRS 9 - Financial Instruments", dividends are recognized when the unconditional right to receive payment is established.
Dividends and interim dividends payable to the Company's shareholders are recognized as changes in equity in the period in which they are approved by the Shareholders' Meeting and the Board of Directors, respectively.

Income taxes

IAS 12 specifies the requirements for the recognition of current and deferred tax assets and liabilities. The uncertainty in the determination of tax liabilities is defined in accordance with the provisions of "IFRIC 23 - Uncertainty over Income Tax Treatments".

Current income taxes

Current income taxes for the year, which are recognized under "Income tax liabilities" net of payments on account, or under "Tax assets" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.
In particular, such liabilities and assets are determined using the tax rates and tax laws that are enacted or substantively enacted by the end of the reporting period in the countries where taxable income has been generated.
Current income taxes are recognized in profit or loss with the exception of current income taxes related to items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax liabilities and assets

Deferred tax liabilities and assets are calculated on the temporary differences between the carrying amounts of liabilities and assets in the financial statements and their corresponding amounts recognized for tax purposes on the basis of tax rates in effect on the date the temporary difference will reverse, which is determined on the basis of tax rates that are enacted or substantively enacted as at end of the reporting period.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences, except when such liability arises: (i) from the initial recognition of an asset or liability in a transaction which is not a business combination, at the time of the transaction, affects neither accounting profit nor taxable profit, and does not give rise to equal taxable and deductible temporary differences; or (ii) in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries, associates and interests in joint ventures, when the Company can control the timing of the reversal of the temporary differences and it is probable that the temporary differences will not reverse in the foreseeable future.

Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences, the carryforward of tax losses and unused tax credits. For more information concerning the recoverability of such assets, please see the appropriate section of the discussion of estimates.

Deferred taxes and liabilities are recognized in profit or loss, with the exception of those in respect of items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset only if there is a legally enforceable right to offset current tax assets with current tax liabilities and when they relate to income taxes levied by the same taxation authority on either the same taxable entity or different taxable entities which intend either to settle current tax liabilities and assets on a net basis, or to realize the assets and settle the liabilities simultaneously, in each future period in which significant amounts of deferred tax liabilities or assets are expected to be settled or recovered.

Uncertainty over income tax treatments

In defining "uncertainty", it shall be considered whether a particular tax treatment will be accepted by the relevant taxation authority. If it is deemed probable that the tax treatment will be accepted (where the term "probable" is defined as "more likely than not"), then the Company recognizes and measures its current/deferred tax assets or liabilities applying the requirements in IAS 12.

Conversely when the Company feels that it is not likely that the taxation authority will accept the tax treatment for income tax purposes, the Company reflects the uncertainty in the manner that best predicts the resolution of the uncertain tax treatment.

For more information on uncertainty over tax treatments please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Since uncertain income tax positions meet the definition of income taxes, the Company presents uncertain tax liabilities/assets as current tax liabilities/assets or deferred tax liabilities/assets.

Guarantee contracts

Financial guarantee contracts are initially measured and recognized at fair value by the Company in compliance with "IFRS 9 – Financial Instruments". Subsequently, guarantees are measured at the higher of:

- the amount of the expected credit loss (ECL) allowance determined in accordance with IFRS 9; and
- the amount initially recognized less, when appropriate, the cumulative amount of income recognized in accordance with IFRS 15.

These provisions also apply to commercial guarantee contracts that do not represent insurance contracts because they do not transfer significant insurance risks to the issuer and meet the conditions to be recognized and measured as financial instruments under IFRS 9.

2.3 Climate change disclosures

Enel is committed to developing a business model in line with the Paris Agreement (COP21) goals in order to limit the average global temperature increase to below 1.5 °C and to achieve net zero emissions by 2040, promoting the key role of electricity as an energy carrier to drive the transition to a "Net Zero" global economy by 2050. Through its business strategy, the Group is committed to define the drivers and the investments necessary to develop climate change mitigation and adaptation actions throughout its value chain.

Zero emissions ambition: the decarbonization plan for mitigation of climate changes

The commitment to fighting climate change is an integral part of Enel's strategy, both in the short term as well as in the long term, by means of a decarbonization plan that covers both direct as well as indirect emissions along the entire value chain. This strategy, which is based on four Science Based Targets initiative (SBTi) certi-

fied targets, in line with the limitation of global warming to 1.5 °C, is embodied in the following business lines of action.

Decarbonization of the energy mix: development of new renewables capacity (starting from the current 69.9% installed renewables capacity of the total in 2024) and simultaneous exit from thermal generation by 2040. These objectives can be reached also due to the absence of blocked emissions associated with the Group's activities that could therefore delay and/or block the business commitments to close the plants.

Push toward electrification and phase-out of retail gas: development of electricity technologies that are more efficient and convenient for consumers, promoting the electrification of uses and the progressive minimization of the gas portfolio of customers over the medium and long term.

Grid development and enhancement: reinforcement of the role of grids with an investment plan aimed at increasing resilience, digitalization and flexibility to support the connection of millions of customers and prosumers and balance the intermittent energy supply generated directly by renewable plants.

The investments supporting the transition plan are an integral part of the Group's Strategic Plan, including the alignment with the decarbonization objectives and the criteria of EU Taxonomy.

The climate change mitigation strategy will help reduce direct and indirect greenhouse gas emissions along the entire value chain by at least 99% by 2040, compared to 2017, well above the overall threshold set by the main international standards (90%).

For more information on financial implications of climate change-related topics, see note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and the notes relating to specific items.

2.4 Minimum tax

The Pillar II - Global Anti-Base Erosion Model Rules (GloBE Rules), which are intended to ensure that large multinational enterprises pay a minimum level of income tax in each jurisdiction in which they operate, have been enacted or substantially enacted in certain jurisdictions in which the Enel Group operates.

In general, the rules envisage the application of a "top-up" tax to the excess profit in a jurisdiction to bring the effective tax rate on that income up to a minimum of 15%. For this purpose, the Group has developed a specific process for the management of its potential exposure to the top-up tax in such jurisdictions.

On the basis of this assessment, the potential top-up tax that the Enel Group will have to pay as the difference between the effective tax rates calculated per jurisdiction based on the GloBE Rules and the minimum rate of 15% will not have a significant impact.

In application of the provisions of "IAS 12 - International Tax Reform - Pillar II Model Rules", the Group applied the mandatory temporary exemption for the accounting of deferred taxes resulting from the application of Pillar II. The Group will recognize the taxes resulting from the application of the regulations as current taxes when they are incurred (see note 12 "Deferred tax assets and liabilities").

3. New and amended standards and interpretations

The Company has applied the following standards, interpretations and amendments that took effect as from January 1, 2025.

- *"Amendments to IAS 21 - The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability"*, issued in August 2023, clarify how to determine whether a currency is exchangeable for another and, when it is not, the exchange rate to be used.
  The amendments establish that a currency is considered exchangeable into another when it is possible to obtain the other currency through a market or exchange mechanism that creates enforceable rights and obligations with a normal administrative delay.
  The assessment of exchangeability must be made at a measurement date and for a specified purpose. If, in such circumstances, only an insignificant amount of the other currency can be obtained, then the currency is not exchangeable. In that case, an entity is required to estimate the spot exchange rate reflecting the rate at which an orderly exchange transaction would take place at the measurement date between market participants, under prevailing economic conditions.
  The amendments do not specify how to estimate the spot exchange rate for a currency that is not exchangeable, allowing the use of an observable exchange rate

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

without adjustment or another estimation technique. Under the amendments, companies also need to provide new disclosures, providing information that enable users to assess how the fact that a currency is not exchangeable into another currency affects, or is expected to affect, their financial performance, financial position and cash flows.

The application of these amendments has not had a material impact in these financial statements.

Information on the Income Statement

Revenue

4.a Revenue from sales and services – *€110 million*

Millions of euro	2025	2024	Change
Group companies	110	109	1
Third parties	-	1	(1)
Total revenue from sales and services	**110**	**110**	**-**

Revenue from sales and services includes management services provided to the subsidiaries within the management and coordination role as Parent Company (€93 million), IT services (€14 million) and other services (€3 million). "Revenue from sales and services" breaks down by geographical segments as follows:

- €70 million in Italy (€60 million in 2024);
- €20 million in the European Union (€16 million in 2024);
- €20 million in other countries (€34 million in 2024).

4.b Other income – *€12 million*

Other income mainly includes the billing of costs for Enel SpA personnel seconded to other Group companies (€10 million), and to Fondazione Centro Studi Enel and Enel Cuore Onlus (a total €2 million).

Costs

5.a Purchase of consumables

Costs for the purchase of consumables did not change significantly on the previous year.

5.b Services, leases and rentals – *€177 million*

Millions of euro	2025	2024	Change
Services	167	170	(3)
Leases and rentals	10	7	3
Total services, leases and rentals	**177**	**177**	**-**

Costs for services include costs for services provided by Group companies in the amount of €97 million (€115 million in 2024) and by third parties in the amount of €70 million (€55 million in 2024).
Costs for services provided by Group companies decreased by €18 million, reflecting lower costs for system and application support services and for miscellaneous services, mainly in respect of Enel Global Services Srl.

Costs for services provided by third parties increased by €15 million, mainly reflecting the increase in costs for advertising and sponsorship (€6 million) and other costs for miscellaneous services (€8 million).
Costs for leases and rentals are represented by lease costs for assets owned by the subsidiary Enel Italia SpA (€5 million) and costs for operating leases (€2 million).

5.c Personnel expenses – *€205 million*

Millions of euro	Notes	2025	2024	Change
Wages and salaries		116	93	23
Social security contributions		34	28	6
Post-employment benefits	24	10	8	2
Other long-term benefits	24	17	1	16
Share-based payments		8	4	4
Other costs and other incentive plans		20	12	8
Total personnel expenses		**205**	**146**	**59**

Personnel expenses increased by €59 million compared with 2024, mainly attributable to the increase in the average number of employees and the headcount as well as in employee benefits.

The table below shows the average number of employees by category, compared with the previous year, and the actual number of employees at December 31, 2025.

	Average workforce			Headcount
No.	2025	2024	Change	at Dec. 31, 2025
Managers	210	184	26	222
Middle managers	740	593	147	801
White collar	303	271	32	295
Total	**1,253**	**1,048**	**205**	**1,318**

5.d Depreciation, amortization and impairment losses – *€995 million*

Millions of euro	2025	2024	Change
Depreciation	5	5	-
Amortization	36	83	(47)
Impairment losses	954	3,497	(2,543)
Total depreciation, amortization and impairment losses	**995**	**3,585**	**(2,590)**

The item came to a total of €41 million and includes depreciation of €5 million and amortization of €36 million.
Impairment losses include impairment losses on the equity investments held in the subsidiaries Enel X Srl (€520 million), Enel Green Power SpA (€308 million), Enel Holding Finance Srl (€88 million), Enel Finance International NV (€29 million) and Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi (€9 million).
In 2024, impairment losses on these equity investments came to €2,587 million for Enel Holding Finance Srl and €862 million for Enel Finance International NV, and resulted from the impairment test carried out following the partial distribution of available capital reserves. The item also included impairment losses on the equity investment in the subsidiary Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA in the amount of €47 million.
For details on the criteria used to determine the impairment losses, see note 13 "Equity investments" below.

5.e Other operating costs – *€21 million*

Other operating costs increased by €7 million, mainly due to other miscellaneous operating expenses and the settlement of prior-year items.

6. Income from equity investments – *€4,528 million*

Millions of euro	2025	2024	Change
Dividends from subsidiaries	**4,527**	**6,562**	**(2,035)**
Enel Américas SA	365	399	(34)
Enel Chile SA	170	216	(46)
Enel Finance International NV	-	1,075	(1,075)
Enel Global Trading SpA	1,161	1,103	58
Enel Green Power SpA	-	166	(166)
Enel Holding Finance Srl	-	3,225	(3,225)
Enel Iberia SRLU	810	375	435
Enel Italia SpA	2,020	-	2,020
Enelpower Srl	1	3	(2)
Dividends from other companies	**1**	**1**	**-**
Empresa Propietaria de la Red SA	1	1	-
Total income from equity investments	**4,528**	**6,563**	**(2,035)**

The item regards dividends approved by subsidiaries and other companies, down by €2,035 million on 2024, mainly reflecting the decrease in dividends from the subsidiaries Enel Holding Finance Srl and Enel Finance International NV, which in 2024 distributed available capital reserves in the amount of €4,300 million, partially offset by the increase in dividends from Enel Italia SpA, Enel Iberia SRLU and Enel Global Trading SpA.

At year end, outstanding interim dividends for 2025 included those approved by the subsidiaries Enel Iberia SRLU (€350 million), Enel Italia SpA (€300 million), Enel Américas SA (€70 million) and Enel Chile SA (€26 million), which were collected in January and February 2026.

7. Net financial income/(expense) from derivatives – *€(63) million*

Millions of euro	2025	2024	Change
Income from derivatives			
- on behalf of Group companies:	**350**	**401**	**(51)**
- income from derivatives at fair value through profit or loss	350	401	(51)
- on behalf of Enel SpA:	**73**	**149**	**(76)**
- income from cash flow hedge derivatives	54	130	(76)
- income from derivatives at fair value through profit or loss	19	19	-
Total income from derivatives	**423**	**550**	**(127)**
Expense from derivatives			
- on behalf of Group companies:	**348**	**398**	**(50)**
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	348	398	(50)
- on behalf of Enel SpA:	**138**	**56**	**82**
- expense from cash flow hedge derivatives	119	36	83
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	19	20	(1)
Total expense from derivatives	**486**	**454**	**32**
TOTAL NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**(63)**	**96**	**(159)**

Net financial expense from derivatives on interest and exchange rates came to €63 million (net income of €96 million in 2024), a decrease of €159 million reflecting the net financial expense on cash flow hedge derivatives that mainly regard hedges on exchange rate risk.

For more details on derivatives, see note 31 "Financial instruments" and note 33 "Derivatives and hedge accounting".

8. Net other financial income/(expense) – *€(270) million*

Millions of euro	2025	2024	Change
Other financial income			
Interest income			
Interest income on short-term financial assets	154	348	(194)
Total	**154**	**348**	**(194)**
Exchange gains	84	14	70
Other	144	186	(42)
Total	**228**	**200**	**28**
Total other financial income	**382**	**548**	**(166)**
Other financial expense			
Interest expense			
Interest expense on bank borrowings	85	145	(60)
Interest expense on bonds	117	140	(23)
Interest expense on other borrowings	435	594	(159)
Total	**637**	**879**	**(242)**
Exchange losses	10	64	(54)
Interest expense on defined-benefit plans and other long-term employee benefits	4	5	(1)
Other	1	4	(3)
Total	**15**	**73**	**(58)**
Total other financial expense	**652**	**952**	**(300)**
TOTAL NET OTHER FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	**(270)**	**(404)**	**134**

Other financial income amounted to €382 million, a decrease of €166 million on 2024, mainly reflecting:

- a decrease of €194 million in interest income on short-term financial assets, primarily reflecting the decrease in interest income from Group companies resulting from intercompany current account transactions (in the amount of €154 million), and lower interest income from bank current accounts (€29 million);
- an increase of €70 million in exchange gains, mainly reflecting developments in exchange rates associated with net financial debt denominated in currencies other than the euro;
- a decrease of €42 million in other interest income on guarantees issued on behalf of Group companies, due to fewer guarantees granted.

Other financial expense came to €652 million, down €300 million compared with the previous year, mainly reflecting a decrease in interest expense on bank borrowings, bonds and other borrowings totaling €242 million, essentially due to the decrease in interest rates and, secondly, the decrease in exchange losses (€54 million).

9. Income taxes – *€(149) million*

Millions of euro	2025	2024	Change
Current taxes	(149)	(148)	(1)
Deferred tax income	(1)	1	(2)
Deferred tax expense	1	3	(2)
Total taxes	**(149)**	**(144)**	**(5)**

Income taxes for 2025 showed a benefit of €149 million, mainly as a result in the reduction in the tax base for the corporate income tax (IRES) compared with pre-tax profit due to the exclusion of 95% of the dividends received from the subsidiaries and the deductibility of Enel SpA's interest expense for the Group in accordance with corporate income tax law (Article 96 of the Consolidated Income Tax Code).
The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate.

Millions of euro	2025	%	2024	%
Pre-tax profit	2,919		2,454	
Theoretical corporate income taxes (IRES)	**701**	**24.0%**	**589**	**24.0%**
Tax decreases:				
- dividends on equity investments, collected	(1,032)	-35.4%	(536)	-21.8%
- dividends on equity investments, not collected	(9)	-0.3%	(8)	-
- uses of provisions	(16)	-0.5%	(13)	-0.5%
- other	(70)	-2.4%	(1,072)	-43.7%
Tax increases:				
- impairment losses/(gains) for the year	229	7.8%	839	34.2%
- accruals to provisions	19	0.7%	11	-
- prior-year expense	-	0.0%	1	0.0%
- other	10	0.3%	7	0.3%
Total current corporate income taxes (IRES)	**(168)**	**-5.8%**	**(182)**	**-7.4%**
Foreign taxes	**18**	**0.6%**	**(10)**	**-**
Difference on estimated income taxes from prior years	**1**	**0.0%**	**21**	**0.9%**
Withholdings on dividends from foreign equity investments	**-**	**0.0%**	**23**	**0.0%**
Total deferred tax items	**-**	**0.0%**	**4**	**0.2%**
- of which changes for the year	*1*		*4*	
- of which difference of prior-year estimates	*(1)*		*-*	
TOTAL INCOME TAXES	**(149)**	**-5.1%**	**(144)**	**-6.3%**

Information on the Statement of Financial Position

Assets

10. Property, plant and equipment – *€10 million*

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost	1	6	3	5	38	42	-	95
Accumulated depreciation	-	(5)	(3)	(5)	(31)	(42)	-	(86)
Balance at Dec. 31, 2023	**1**	**1**	**-**	**-**	**7**	**-**	**-**	**9**
Capital expenditure	-	-	-	-	5	-	-	5
Depreciation	-	-	-	-	(3)	-		(3)
Total changes	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**	**-**	**-**	**2**
Cost	1	6	3	5	43	42	-	100
Accumulated depreciation	-	(5)	(3)	(5)	(34)	(42)	-	(89)
Balance at Dec. 31, 2024	**1**	**1**	**-**	**-**	**9**	**-**	**-**	**11**
Capital expenditure/ disinvestments	-	(2)	-	-	3	-	-	1
Depreciation	-	2	-	-	(3)	-		(1)
Other changes	(1)	-	-	-	-	-	-	(1)
Total changes	**(1)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**
Cost	-	4	3	5	46	42	-	100
Accumulated depreciation	-	(3)	(3)	(5)	(37)	(42)	-	(90)
Balance at Dec. 31, 2025	**-**	**1**	**-**	**-**	**9**	**-**	**-**	**10**

Property, plant and equipment, amounting to €10 million, decreased by €1 million compared with 2024, reflecting the negative balance between capital expenditure, disinvestments and depreciation during 2025.

11. Intangible assets – *€66 million*

Intangible assets, all of which have a finite useful life, break down as follows.

Millions of euro	Industrial patents and intellectual property rights	Other intangible assets under development	Total
Balance at Dec. 31, 2023	**33**	**98**	**131**
Investments	-	28	28
Assets entering service	97	(97)	-
Amortization	(83)	-	(83)
Total changes	**14**	**(69)**	**(55)**
Balance at Dec. 31, 2024	**47**	**29**	**76**
Investments	1	25	26
Assets entering service	24	(24)	-
Amortization	(36)	-	(36)
Total changes	**(11)**	**1**	**(10)**
Balance at Dec. 31, 2025	**36**	**30**	**66**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Industrial patents and intellectual property rights, in the amount of €36 million (€47 million in 2024), mainly regard costs incurred in purchasing applications software. Amortization is calculated on a straight-line basis over the item's residual useful life (three years on average).

Other intangible assets under development amounted to €30 million, up by €1 million on 2024, mainly reflecting assets entering service and investments in the development of projects and IT systems.

12. Deferred tax assets and liabilities – *€92 million and €22 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2024	Increase/ (Decrease) taken to profit or loss	Increase/ (Decrease) taken to equity	at Dec. 31, 2025
Deferred tax assets				
Nature of temporary differences:				
- provisions for risks and charges and impairment losses	13	(1)	-	12
- measurement of financial instruments	71	-	(22)	49
- other items	27	2	2	31
Total deferred tax assets	**111**	**1**	**(20)**	**92**
Deferred tax liabilities				
Nature of temporary differences:				
- measurement of financial instruments	(25)	-	12	(13)
- other items	(8)	(1)	-	(9)
Total deferred tax liabilities	**(33)**	**(1)**	**12**	**(22)**
Excess net deferred IRES tax assets after any offsetting	**78**			**70**

Deferred tax assets totaled €92 million (€111 million at December 31, 2024) and essentially regard deferred taxes on the fair value measurement of cash flow hedges and employee benefits.

Deferred tax liabilities came to €22 million (€33 million at December 31, 2024) and mainly regard deferred taxes on the fair value measurement of cash flow hedge instruments.

The amount of deferred tax assets and liabilities was determined by applying a rate of 24% for IRES.

13. Equity investments – *€59,303 million*

The table below shows the changes during the year for each investment, with the corresponding carrying amounts at the beginning and end of the year, as well as the list of investments held in subsidiaries, associates and other companies.

Millions of euro	Original cost	Impairment (losses)/gains	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding	Capital contributions and loss coverage	Acquisitions/ (Disposals)/ (Liquidations)/ (Repayments)
	at Dec. 31, 2024					Changes in 2025	
A) Subsidiaries							
Enel Global Services Srl	70	-	3	73	100.0	70	
Enel Global Trading SpA	1,401	-	3	1,404	100.0	-	
Enel Green Power SpA	2,063	(1,369)	6	700	100.0	1,193	
Enel Grids Srl	59	-	4	63	100.0	-	
Enel Holding Finance Srl	7,874	(2,587)	-	5,287	100.0	-	
Enel Iberia SRLU	13,713	-	1	13,714	100.0	-	
Enel Innovation Hubs Srl	70	(63)	-	7	100.0	-	
Enel Investment Holding BV	4,497	(4,492)	-	5	100.0	-	
Enel Italia SpA	12,763	-	7	12,770	100.0	-	
Enel North America Inc.	6,587	-	1	6,588	100.0	-	
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	606	(47)	-	559	100.0	-	
Enel X Srl	239	-	4	243	100.0	500	
Enel X Way Srl	916	-	-	916	100.0	-	
Enelpower Srl	189	(163)	-	26	100.0	-	
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	-	-	-	-	100.0	9	
Enel Américas SA	11,658	-	-	11,658	82.3	-	1
Enel Chile SA	2,671	-	-	2,671	84.9	-	
Enel Finance International NV	2,624	(862)	-	1,762	25.0	-	
Enel Green Power Chile SA	-	-	-	-	0.0	-	
Total subsidiaries	**68,000**	**(9,583)**	**29**	**58,446**		**1,772**	**1**
B) Associates							
CESI SpA	23	-	-	23	42.7	-	
Total associates	**23**	**-**	**-**	**23**		**-**	
C) Other companies							
Ecogas SA in liquidation	5	(5)	-	-	4.3	-	
Empresa Propietaria de la Red SA	5	4	-	9	11.1	-	
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1.0	-	
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11.1	-	
Total other companies	**10**	**(1)**	**-**	**9**		**-**	**-**
TOTAL EQUITY INVESTMENTS	**68,033**	**(9,584)**	**29**	**58,478**		**1,772**	**1**

Mergers/ (Spin-offs)	Value adjustments	Net change	Original cost	Impairment (losses)/gains	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding
Changes in 2025			at Dec. 31, 2025				
-	-	70	140	-	4	144	100.0
-	-	-	1,401	-	4	1,405	100.0
-	(308)	885	3,256	(1,677)	7	1,586	100.0
-	-	-	59	-	5	64	100.0
-	(88)	(88)	7,874	(2,675)	-	5,199	100.0
-	-	-	13,713	-	1	13,714	100.0
-	-	-	70	(63)	-	7	100.0
-	-	-	4,497	(4,492)	-	5	100.0
-	-	-	12,763	-	9	12,772	100.0
-	-	-	6,587	-	1	6,588	100.0
-	-	-	606	(47)	-	559	100.0
916	(520)	896	1,655	(520)	5	1,140	100.0
(916)	-	(916)	-	-	-	-	-
-	-	-	189	(163)	-	26	100.0
-	(9)	-	9	(9)	-	-	100.0
-	-	1	11,659	-	-	11,659	82.3
-	-	-	2,671	-	-	2,671	64.9
-	(29)	(29)	2,624	(891)	-	1,733	25.0
-	-	-	-	-	-	-	0.0
-	**(954)**	**819**	**69,773**	**(10,537)**	**36**	**59,272**	
-	-	-	23	-	-	23	42.7
-	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
-	-	-	5	(5)	-	-	4.3
-	(1)	(1)	5	3	-	8	11.1
-	-	-	-	-	-	-	0.6
-	-	-	-	-	-	-	11.1
-	**(1)**	**(1)**	**10**	**(2)**	**-**	**8**	
-	**(955)**	**818**	**69,806**	**(10,539)**	**36**	**59,303**	

The table below reports changes in equity investments in 2025.

Millions of euro	
Increases	
Merger of Enel X Way Srl into Enel X Srl	916
Capital contribution to Enel Global Services Srl	70
Increase in shareholding in Enel Américas SA	1
Capital contribution to Enel Green Power SpA	1,193
Recapitalization of Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	9
Capital contribution to Enel X Srl	500
Total increases	**2,689**
Decreases	
Merger of Enel X Way Srl into Enel X Srl	(916)
Impairment loss on Enel Holding Finance Srl	(88)
Impairment loss on Enel Finance International NV	(29)
Impairment loss on Enel X Srl	(520)
Impairment loss on Enel Green Power SpA	(308)
Impairment loss on Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	(9)
Value adjustment on Empresa Propietaria de la Red SA	(1)
Total decreases	**(1,871)**
NET CHANGE	**818**

In 2025 the carrying amount of investments in subsidiaries, associates and other companies increased by €818 million as a result of:

- the capital contribution of €70 million to the subsidiary Enel Global Services Srl on January 16, 2025, in order to strengthen the company's financial position;
- the increase in the investment in the listed Chilean subsidiary Enel Américas SA from 82.27% to 82.28% of share capital on April 1, 2025, through the purchase of 9,693,416 shares for approximately €1 million;
- capital contributions totaling €1,193 million to the subsidiary Enel Green Power SpA on June 30 and September 26, 2025 in order to optimize its financial and equity structure;
- the recapitalization through waiver of credit and capital contribution of €9 million to the Turkish subsidiary Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi, on December 12, 2025;
- the capital contribution of €500 million to the subsidiary Enel X Srl on December 29, 2025 in order to strengthen the company's financial and equity structure;
- the impairment loss of €88 million on the investment held in the subsidiary Enel Holding Finance Srl to reflect the performance and financial situation of the company;
- the impairment loss of €29 million on the investment held in the Dutch subsidiary Enel Finance International NV to reflect the performance and financial situation of the company;
- the impairment loss of €308 million on the investment held in the subsidiary Enel Green Power SpA mainly attributable to subsidiaries in Mexico classified as held for sale;
- the impairment loss of €520 million on the investment held in the subsidiary Enel X Srl to reflect a rationalization of investments due to the slowdown in growth scenarios in the Italian and Spanish market;
- the impairment loss of €9 million on the investment held in Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi to reflect the performance and financial situation of the company;
- the decrease in the fair value measurement of the equity investment in Empresa Propietaria de la Red SA in the amount of €1 million.

In addition, Enel X Way Srl merged into Enel X Srl with an effective date of January 1, 2025. The transaction did not lead to any changes in the overall value of the equity investments held by Enel SpA.

In accordance with IFRS 2, the carrying amount of investments in the subsidiaries involved in the share-based long-term incentive plans for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code has been increased by the fair value of the equity component for the year, recognized in specific equity reserves, in the overall amount of €7 million. In the case of the award of equity instruments to the employees of indirect subsidiaries, the carrying amount of the equity investment in the direct subsidiary was increased.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The recoverable amount of the equity investments recognized through the impairment tests was estimated by calculating the equity value of the investments through an estimate of their value in use using discounted cash flow models, which involve estimating expected future cash flows and applying an appropriate discount rate, selected on the basis of market inputs such as risk-free rates, betas and market risk premiums. For the purpose of comparing the carrying amount of the investments, the enterprise value resulting from the estimation of future cash flows was converted into the equity value by subtracting the net financial position of the investee and other balance sheet items relevant for estimating the equity value. Cash flows were determined on the basis of the best information available at the time of the estimate and drawn for the explicit period from the 2026-2028 Business Plan approved by the Board of Directors of the Company on February 22, 2025, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs, capital expenditure, industrial and commercial organization and developments in the main macroeconomic variables (inflation, nominal interest rates and exchange rates) and commodity prices. The explicit period of cash flows considered in impairment testing for these equity investments differs in accordance with the specific features and business cycles of the various companies. The terminal value, on the other hand, was calculated as a perpetuity or annuity with a growth rate representing the long-term rate of growth outlook of the companies (depending on the country and business involved).
With regard to the investments held in Enel Italia SpA, Enel Global Services Srl, Enel North America Inc., Enel Grids Srl and Enel Global Trading SpA, the carrying amount is deemed to be recoverable even if individually greater than equity at December 31, 2025 for each investee. This circumstance is not felt to represent an impairment loss in respect of the investment but rather a temporary mismatch between the two amounts.
More specifically, for Enel Italia SpA, Enel Global Services Srl, Enel North America Inc., Enel Grids Srl and Enel Global Trading SpA the negative difference between the carrying amount of the investments and their equity represented a trigger event, following which the equity value of the investments in consideration of their expected future cash flows was determined by means of an impairment test. As a result of this test, a greater value emerged that was not reflected in equity to an extent necessary to confirm the full recoverability of the value of the investments.
These investments passed the impairment tests.

With regard to the investments held in Enel Finance International NV, Enel Holding Finance Srl, Enel Green Power SpA and Enel X Srl, the negative difference between the carrying amount of the investments and their equity represented a trigger event, which made it necessary to proceed with the determination of the recoverable value of the investments pursuant to IAS 36.

The impairment tests carried out on these investments showed the following:

- Enel Finance International NV: the cash flows used to determine the value in use reflect, in the explicit period, management's assumptions regarding the evolution of the cash flows connected to the company's core business, in line with the provisions of the Enel Group's Business Plan. For the years following the explicit three-year period, cash flows were estimated assuming that existing investments continue to generate inflows/outflows consistent with contractual rates in force at the time of testing for a period equal to the average duration of the related contracts, using a pre-tax WACC of 11.1%. The impairment test showed a recoverable amount lower than the carrying amount of the investment, triggering a value adjustment of €29 million;
- Enel Holding Finance Srl: this is a holding company and its value is entirely related to the 75% interest held in Enel Finance International NV. Thus, the impairment test was carried out by comparing the carrying amount of the investment with the recoverable amount of the subsidiary, determined according to the methods described above. The impairment test showed a recoverable amount lower than the carrying amount, triggering a value adjustment of €88 million;
- Enel Green Power SpA: given the company's predominant role as a holding company, the impairment test was carried out by applying a sum-of-the-parts approach, which determines the recoverable amount as the sum of the equity values estimated for Enel Green Power SpA and the individual investees. The cash flows used to determine the values in use in the explicit period were taken from the plans of the individual companies included in the most recent Business Plan of the Enel Group. The terminal value was estimated using the annuity method, in line with the type of business carried out and the residual useful life of the plants. A salvation value was also included in the event of plant decommissioning, taking into account the concession rights, the competitiveness of the production sites and interconnections to the grid. The main financial assumptions used, WACC and g-rate, reflect the specifics of the markets and geographical areas of each company;
- Enel X Srl: the impairment test was carried out by applying a sum-of-the-parts approach. The values attributed to the various investees were determined mainly on the basis of the value in use and, residually,

where deemed more appropriate, the fair value less costs to sell. The cash flows for the explicit period were mainly taken from the Enel Group's Business Plan for subsidiaries, and from the most recent plans prepared by the management for the other companies. Cash flows beyond the explicit period were calculated using the perpetual income or annual income method alternatively, depending on the characteristics of the businesses and the useful life of the underlying assets. The financial assumptions used, WACC and g-rate, reflect the specifics of the markets and geographical areas of each company.

The share certificates for Enel SpA's investments in Italian subsidiaries are held in custody at Monte dei Paschi di Siena.

The following table reports the share capital and equity of the investments in subsidiaries, joint ventures, associates and other investees at December 31, 2025.

	Registered office	Currency	Share capital	Equity (millions of euro)	Prior year profit/(loss) (millions of euro)	% holding	Carrying amount (millions of euro)
A) Subsidiaries							
Enel Global Services Srl	Rome	EUR	50,000	107	(15)	100.0	144
Enel Global Trading SpA	Rome	EUR	90,885,000	1,061	631	100.0	1,405
Enel Green Power SpA	Rome	EUR	272,000,000	1,195	(346)	100.0	1,586
Enel Grids Srl	Rome	EUR	10,100,000	41	(9)	100.0	64
Enel Holding Finance Srl	Rome	EUR	10,000	5,214	(71)	100.0	5,199
Enel Iberia SRLU	Madrid	EUR	336,142,500	24,337	1,083	100.0	13,714
Enel Innovation Hubs Srl	Rome	EUR	1,100,000	8	-	100.0	7
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	EUR	1,000,000	3	(1)	100.0	5
Enel Italia SpA[(2)]	Rome	EUR	100,000,000	10,770	2,914	100.0	12,772
Enel North America Inc.[(2)]	Andover	USD	50	6,260	(87)	100.0	6,588
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	Rome	EUR	3,000,000	555	-	100.0	559
Enel X Srl	Rome	EUR	1,050,000	582	(60)	100.0	1,140
Enelpower Srl	Milan	EUR	2,000,000	27	2	100.0	26
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	TRY	3,500,000	-	-	100.0	-
Enel Américas SA[(1)]	Santiago de Chile	USD	15,799,226,825	15,817	1,190	82.3	11,659
Enel Chile SA[(1)]	Santiago de Chile	CLP	3,895,894,938	4,725	517	64.9	2,671
Enel Finance International NV	Amsterdam	EUR	1,478,810,371	6,428	24	25.0	1,733
Enel Green Power Chile SA	Santiago de Chile	USD	599,261,770	888	1	0.0	-
B) Associates							
CESI SpA[(2)]	Milan	EUR	8,550,000	103	2	42.7	23
C) Other companies							
Ecogas SA in liquidation	Puertollano	EUR	809,690	-	-	4.3	-
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	USD	63,810,000	162	16	11.1	8
Idrosicilia SpA	Milan	EUR	22,520,000	-	-	0.6	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	USD	2,700,000	-	-	11.1	-

(1) Based on the consolidated financial statements at December 31, 2025.
(2) Based on the consolidated financial statements at December 31, 2024.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Equity investments in other companies at December 31, 2025 are all related to unlisted companies. During the transition to IFRS 9, the option of measuring these financial assets at fair value through other comprehensive income was applied.

The investment in Elcogas SA was completely written off in 2014 and since January 1, 2015, the company, in which Enel has a stake of 4.3%, is in liquidation. The profit participation loan of €6 million granted in 2014 has also been written down to take account of accumulated losses.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Equity investments in unlisted companies measured at FVOCI	**8**	**9**
Empresa Propietaria de la Red SA	8	9
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañia de Transmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA in liquidation	-	-
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivatives – *€132 million, €27 million, €510 million, €45 million*

	Non-current		Current	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Derivative financial assets	132	179	27	107
Derivative financial liabilities	510	581	45	102

For more details about the nature, recognition and classification of derivative financial assets and liabilities, please see notes 31 "Financial instruments" and 33 "Derivatives and hedge accounting".

15. Other non-current financial assets – *€21 million*

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Financial prepayments		18	1	17
Other non-current financial assets included in debt	15.1	3	3	-
Total		**21**	**4**	**17**

Financial prepayments essentially refer to the remaining portion of the transaction costs of the revolving sustainability-linked credit lines subscribed in 2025.

The item includes the non-current portion of such costs and the release to the income statement is based on the duration of the lines.

15.1 Other non-current financial assets included in debt – *€3 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Other loan assets	3	3	-
Total	**3**	**3**	**-**

Other loan assets are accounted for by loans to employees.

16. Other non-current assets – *€65 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Tax assets	12	12	-
Amounts due from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities	53	56	(3)
Total other non-current assets	**65**	**68**	**(3)**

Tax assets include the residual amount of €9 million due in respect of the claim for reimbursement for excess income tax paid as a result of not partially deducting IRAP in calculating taxable income for IRES purposes. These claims were submitted by Enel SpA on its own behalf for 2003 and on its own behalf and as the consolidating company for 2004-2011.
The item includes the asset of €3 million, arising from the definitive calculation of the withholding tax levied on the dividends of Enel Américas SA pertaining to 2021.
Amounts due from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities refer to amounts due in respect of the assumption by Group companies of their share of the supplementary pension plan. The terms of the agreement state that the Group companies concerned are to reimburse the costs of extinguishing defined-benefit obligations of the Parent, which are recognized under employee benefits.

On the basis of actuarial forecasts made using current assumptions, the plan will expire within the following five years.

17. Trade receivables – *€174 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Trade receivables:			
- due from subsidiaries	172	192	(20)
- due from third-party customers	2	5	(3)
Total	**174**	**197**	**(23)**

Trade receivables due from subsidiaries primarily regard the management and coordination services and other activities performed by Enel SpA on behalf of Group companies.

The decrease on December 31, 2024 mainly reflects the improvement in collection from foreign subsidiaries.

Trade receivables from third-party customers concern services of various types.

Trade receivables due from subsidiaries break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Subsidiaries			
Edistribución Redes Digitales SLU	4	4	-
e-distribuzione SpA	20	16	4
Endesa Energía SAU	3	2	1
Endesa Generación SA	2	3	(1)
Endesa SA	8	8	-
Enel Américas SA	1	1	-
Enel Brasil SA	49	57	(8)
Enel Chile SA	4	5	(1)
Enel Distribución Chile SA	1	1	-
Enel Energia SpA	9	8	1
Enel Generación Chile SA	-	2	(2)
Enel Global Services Srl	12	13	(1)
Enel Green Power Chile SA	2	2	-
Enel Green Power Hellas SA	-	7	(7)
Enel Green Power Italia Srl	2	3	(1)
Enel Green Power North America Inc.	4	1	3
Enel Green Power SpA	4	5	(1)
Enel Grids Srl	2	1	1
Enel Italia SpA	6	3	3
Enel North America Inc.	3	4	(1)
Enel Produzione SpA	4	5	(1)
Enel X Srl	1	6	(5)
Gas y Electricidad Generación SAU	2	2	-
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	-	8	(8)
Other	29	25	4
Total	**172**	**192**	**(20)**

Trade receivables by geographical segment are shown below.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Italy	72	68	4
EU	24	34	(10)
Non-EU Europe	-	1	(1)
Other	78	94	(16)
Total	**174**	**197**	**(23)**

18. Income tax assets – *€183 million*

Income tax assets essentially regard the Company's IRES credit for estimated current taxes for 2025 (€168 million), the credit for withholding tax on financial income (€12 million) and on interest income (€3 million).

19. Other current financial assets – *€3,871 million*

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Other current financial assets included in debt	19.1	3,833	2,627	1,206
Other current financial assets		38	51	(13)
Total		**3,871**	**2,678**	**1,193**

For more information on "Other current financial assets included in debt", please see note 19.1.
Other current financial assets essentially refer to current accrued financial income, mainly on cash flow hedge derivatives on interest, of €28 million (€35 million at December 31, 2024), financial assets in respect of derivative positions accrued in 2025 and payable in the following year, amounting to €4 million (€11 million at December 31, 2024) and current financial prepaid expense of €6 million (unchanged from December 31, 2024) relating to charges incurred for the signing of credit lines.

19.1 Other current financial assets included in debt – *€3,833 million*

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Loan assets due from Group companies:				
- short-term loan assets (intercompany current account)	31.1.1	3,413	2,161	1,252
Total		**3,413**	**2,161**	**1,252**
Loan assets due from others:				
- other loan assets		3	5	(2)
- cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	31.1.1	417	461	(44)
Total		**420**	**466**	**(46)**
TOTAL		**3,833**	**2,627**	**1,206**

Loan assets due from Group companies increased by €1,252 million compared with December 31, 2024, mainly reflecting the increase in short-term loan assets held on the intercompany current account with Group companies.
Loan assets due from others decreased by €46 million, primarily reflecting lower cash collateral paid to counterparties for operations on OTC derivatives on interest rates and exchange rates.

20. Other current assets – *€1,150 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Tax assets	112	13	99
Other amounts due from Group companies	1,020	1,144	(124)
Other amounts due	18	24	(6)
Total	**1,150**	**1,181**	**(31)**

Tax assets amounted to €112 million and essentially include the VAT tax asset of €100 million in respect of the advance payment of the Group VAT for 2025, net of settlements for the 4th Quarter of 2025 and the December 2025 monthly settlement of the companies participating in the Enel VAT Group, and the tax asset of €8 million in respect of the IRES reimbursement for 2011-2014 paid to Enel SpA following an agreement procedure (MAP) begun in 2021 and completed in 2022 with an agreement between the Italian and Spanish tax authorities eliminating the double taxation charged to the multinational group following adjustments made to transfer prices applied in transactions between Enel SpA and its Spanish subsidiaries in 2011, 2012, 2013 and 2014.
Other amounts due from Group companies essentially regard receivables for the interim dividend approved by the subsidiaries Enel Iberia SRLU (€350 million), Enel Italia SpA (€300 million), Enel Américas SA (€70 million) and Enel Chile

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

SA (€26 million), receivables in respect of the Group companies participating in the IRES consolidated taxation mechanism (€229 million), as well as VAT assets in respect of companies participating in the Group VAT mechanism (€15 million).

Other amounts due amounted to €18 million, a decrease of €6 million on 2024.

21. Cash and cash equivalents – *€54 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Bank and post office deposits	54	2,121	(2,067)
Total	**54**	**2,121**	**(2,067)**

Cash and cash equivalents amounted to €54 million, down by €2,067 million compared to December 31, 2024, mainly reflecting the implementation of the share buyback program aimed at providing shareholders a remuneration in addition to the distribution of dividends with a total outlay of €1,005 million, including transaction costs, and the decrease in dividends received from subsidiaries, associates and other companies compared to the previous year.

Cash flows from operating activities in 2025 were a positive €3,814 million (€5,690 million at December 31, 2024), a decrease of €1,876 million mainly attributable to the decrease in dividends received from subsidiaries in the amount of €1,930 million.

During the year, investing activities absorbed cash flows of €1,795 million, mainly reflecting capital contributions to the subsidiaries Enel Green Power SpA (€1,193 million), Enel X Srl (€500 million) and Enel Global Services Srl (€70 million).

Financing activities absorbed cash flows of €4,086 million, mainly reflecting the payment of dividends to shareholders (€4,773 million), the implementation of the share buyback program, aimed at providing shareholders with a remuneration in addition to the distribution of dividends as a result of the cancellation of treasury shares purchased for that purpose, which resulted in a total outlay of about €1,005 million at 31 December, including transaction costs, as well as the net increase in short-term and long-term debt, mainly attributable to the short-term net financial position towards Group companies (about €3,066 million), the decrease in short-term credit lines to Enel Finance International NV for €500 million, the repayment of bank loans for €300 million and other loans for a total of €229 million, and the payment of coupons to holders of perpetual hybrid bonds (€266 million).

These payments were partially offset by the net increase in perpetual hybrid bonds (€1,074 million), net of transaction costs, and the use of a new credit line signed with Enel Finance International NV in the amount of €5,000 million.

The cash requirements of financing and investing activities were funded by the cash flows generated by operating activities in the amount of €3,814 million, which determined cash and cash equivalent at the end of the year of €54 million.

Liabilities and equity

22. Equity – *€34,403 million*

Equity amounted to €34,403 million, a decrease of €1,983 million from December 31, 2024.

The change is mainly attributable to:

- comprehensive income for the year of €3,096 million;
- the distribution of the balance of the dividend for 2024 in the amount of €0.255 per share (for a total €2,593 million), as approved by the Shareholders' Meeting on May 22, 2025, and the interim dividend for 2025 approved by the Board of Directors on November 13, 2025 and paid as from January 21, 2026 (€0.23 per share for a total €2,338 million), net of the treasury shares held in portfolio at the record date of January 20, 2026;
- the net change in perpetual hybrid bonds in the amount of €1,074 million;
- the payment of coupons to holders of perpetual hybrid bonds for a total €266 million;
- the decrease in the retained earnings reserve following the approval by the Company's Board of Directors on July 31, 2025, implementing the authorization granted by the Shareholders' Meeting of May 22, 2025 of the launch of a share buyback program for a total outlay of up to €1,000 million, aimed at providing shareholders a remuneration in addition to the distribution of dividends as a result of the cancellation of treasury shares purchased for this purpose.

Share capital – *€10,167 million*

At December 31, 2025, the fully subscribed and paid-up share capital of Enel SpA totaled €10,166,679,946, represented by the same number of ordinary shares with no par value. The share capital is unchanged compared with the amount reported at December 31, 2024.
At December 31, 2025, based on the shareholders register and the notices submitted to CONSOB and received by the Company pursuant to Article 120 of Legislative Decree 58 of February 24, 1998, as well as other available information, shareholders with interests of greater than 3% in the Company's share capital were the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake) and BlackRock Inc. (with a 5.023% stake held for asset management purposes).

Negative treasury share reserve – *€(1,077) million*

On July 31, 2025, the Board of Directors of Enel SpA, implementing the authorization granted by the Shareholders' Meeting held on May 22, 2025, approved the launch of a share buyback program for a total outlay of up to €1 billion and a maximum number of shares in any case not exceeding 495 million, equal to approximately 4.87% of Enel's share capital. The program was aimed at providing shareholders with a remuneration in addition to the distribution of dividends as a result of the cancellation of treasury shares purchased for this purpose. It extended from August 1 to December 16, 2025 with the purchase of 122,469,633 treasury shares (equal to about 1.2046% of the share capital), at the weighted average price of €8.1653 per share for a total of €1,005 million, including transaction costs.
Moreover, a total of 994,428 shares were granted, following achievement of performance targets, to the beneficiaries of the 2021 and 2022 LTI Plans, for a total of €6 million. Taking into account the 12,079,670 shares already held at December 31, 2024 (equal to €78 million) and the purchases during the period, at December 31, 2025 Enel held a total of 133,554,875 treasury shares, equal to approximately 1.3137% of the share capital.
In accordance with Article 2357-ter, paragraph 2, of the Italian Civil Code, treasury shares do not participate in the distribution of the dividend.
For more details, please see note 35 "Share-based payments".

Perpetual hybrid bonds – *€8,219 million*

Perpetual hybrid bonds increased by €1,074 million due to two new issues in January 2025 in the amount of €1,974 million, net of transaction costs, partly offset by the repayment of a €900 million bond in February 2025.
In this regard, note that on January 7, 2025 Enel launched on the European market the issue of a non-convertible subordinated perpetual hybrid bond for institutional investors, denominated in euros, for a total amount of €2 billion.
The issuance is carried out in execution of the resolution of the Company's Board of Directors of December 18, 2024, which authorized the issue, by December 31, 2025, of one or more non-convertible subordinated perpetual hybrid bonds for a total amount of €2 billion.

Other reserves – *€12,810 million*

Share premium reserve – *€7,496 million*

The share premium reserve was unchanged compared with the previous year.

Legal reserve – *€2,034 million*

The legal reserve, equal to 20.0% of the share capital, is unchanged compared with the previous year.

Reserve pursuant to Law 292/1993 – *€2,215 million*

The reserve shows the remaining portion of the adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company. In the case of a distribution of this reserve, the tax treatment for capital reserves as defined by Article 47 of the Consolidated Income Tax Code shall apply.

Other reserves – *€1,207 million*

This item includes the unavailable reserve established for the purchase of treasury shares, in the amount of €1,077 million, as well as €30 million in respect of the reserve established following the resolution of the Board of Directors implementing the authorization granted by the Shareholders' Meeting of May 22, 2025 regarding the launch of a share buyback program to service the 2025 Long-Term Incentive Plan aimed at the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code, also approved by the Shareholders' Meeting of May 22, 2025. The program extends from January 12 to no later than February 27, 2026, and provides for the purchase of 3.2 million shares, equivalent to approximately 0.0315% of Enel's share capital.
Other reserves also include €19 million related to the reserve for capital grants, which reflects 50% of the grants received from Italian public entities and EU bodies in application of related laws for new works (pursuant to Article 55 of Presidential Decree 917/1986), which is recognized in equity in order to take advantage of tax deferment benefits.
The item also includes the reserves established to recognize the value of the equity component granted to the management of the Company and the subsidiaries as

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

part of the 2019-2025 Long-Term Incentive Plans in the amount of €32 million, the stock option reserve of €29 million and other reserves of €20 million.

Hedging reserve – *€(113) million*

At December 31, 2025, the item includes the hedging reserve, a negative €110 million (net of the positive tax effect of €35 million), and the hedging costs reserve, a negative €3 million (net of tax effect of €1 million).

Reserve from measurement of financial assets at FVOCI – *€2 million*

At December 31, 2025, the valuation reserve for financial assets at FVOCI came to €2 million, reflecting the fair vale measurement of Empresa Propietaria de la Red SA for €1 million.

Actuarial reserve – *€(31) million*

At December 31, 2025, the actuarial reserve amounted to €31 million (net of the positive tax effect of €7 million). The reserve includes actuarial gains and losses recognized directly in equity, as the corridor approach is no longer permitted under the new version of "IAS 19 - Employee Benefits".

The table below provides a breakdown of changes in the hedging and actuarial reserves in 2024 and 2025.

Millions of euro	at Jan. 1, 2024	Gross gains/ (losses) recognized in equity during the year	Gross released to profit or loss	Taxes	Other changes	at Dec. 31, 2024	Gross gains/ (losses) recognized in equity during the year	Gross released to profit or loss	Taxes	Other changes	at Dec. 31, 2025
Hedging reserve	(80)	2	(72)	22	(21)	(149)	(15)	79	(25)	(13)	(123)
Hedging costs reserve	(1)	7	(2)	-	-	2	(7)	2	-	-	(3)
Reserve from measurement of financial assets at FVOCI	3	1	-	-	-	4	(2)	-	-	-	2
Actuarial reserve	(27)	2	-	-	-	(25)	(8)	-	2	-	(31)
Gains/(Losses) recognized directly in equity	**(107)**	**12**	**(74)**	**22**	**(21)**	**(168)**	**(32)**	**81**	**(23)**	**(13)**	**(142)**

Retained earnings – *€3,554 million*

For 2025 the item decreased by €3,441 million mainly due to:

- the resolution of the Shareholders' Meeting of May 22, 2025, which established the distribution to shareholders of an amount equal to €2,430 million, as the balance of the dividend; the coverage of coupons paid in 2024 to the holders of the subordinated perpetual hybrid non-convertible bonds totaling €246 million and the allocation to this reserve of the remaining portion of the profit for the year for a total of €6 million, including the portion of the balance of the dividend not distributed in respect of the treasury shares held in portfolio at the record date of July 22, 2025;
- the payment of coupons in the total amount of €266 million to the holders of perpetual hybrid bonds;
- the partial release of the unavailable reserve following the award of treasury shares to the beneficiaries of the Long-Term Incentive Plans for 2021 and 2022, for a total €6 million;
- the share buyback program approved by the Company's Board of Directors on July 31, 2025, implementing the authorization granted by the Shareholders' Meeting of May 22, 2025, for a total outlay of up to €1,000 million, aimed at providing shareholders a remuneration in addition to the distribution of dividends as a result of the cancellation of treasury shares purchased for this purpose;
- the share buyback program to serve the 2025 Long-Term Incentive Plan aimed at the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code, following the resolution of the Board of Directors implementing the authorization granted by the Shareholders' Meeting of May 22, 2025. The program extends from January 12 to no later than February 27, 2026 and provides for the purchase of 3.2 million shares, equivalent to approximately 0.0315% of Enel's share capital, for a potential outlay of €30 million;
- waived collection of the 2025 interim dividend on treasury shares held at the record date of January 20, 2026 in the amount of €31 million.

Profit for the year – *€730 million*

Profit for 2025, net of the interim dividend for 2025 of €0.23 per share (a total €2,338 million), came to €730 million.

The table below shows the availability of reserves for distribution.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	Possible uses	Amount available
Share capital	**10,167**		
Capital reserves:			
- share premium reserve	7,496	ABC	7,496
- equity instruments - perpetual hybrid bonds	8,219		64
Income reserves:			
- legal reserve	2,034	B	
- negative treasury share reserve	(1,077)		
- reserve pursuant to Law 292/1993	2,215	ABC	2,215
- hedging reserve	(113)		
- reserve from measurement of financial assets at FVOCI	2		
- reserve for capital grants	19	ABC	19
- stock option reserve	29	ABC	29(1)(2)
- actuarial reserve	(31)		
- reserve for share-based payments (LTI)	32		
- other	1,127	ABC	20
Retained earnings/(loss carried forward)	3,554	ABC	3,554
Total	**33,673**		**13,397**
of which amount available for distribution			*13,394*

A: for capital increases
B: to cover losses
C: for distribution to shareholders
(1) Regards lapsed options
(2) Not distributable in the amount of €3 million regarding options granted by the Parent to employees of subsidiaries that have lapsed

There are no restrictions on the distribution of the reserves pursuant to Article 2426, paragraph 1(5), of the Italian Civil Code since there are no unamortized start-up and expansion costs or research and development expenditure, or departures pursuant to Article 2423, paragraph 4, of the Italian Civil Code.
It should be noted that, in the three previous years, the available reserve denominated "Retained earnings" has been used in the amount of €3,955 million for the distribution of dividends to shareholders.

22.1 Dividends

The table below shows the dividends paid by the Company in 2024 and 2025.

	Amount distributed (millions of euro)	Dividend per share (euro)
Dividends distributed in 2024		
Dividends for 2023	4,367	0.43
Interim dividend for 2024(1)	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2024	**4,367**	**0.43**
Dividends distributed in 2025		
Dividends for 2024	4,773	0.47
Interim dividend for 2025(2)	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2025	**4,773**	**0.47**

(1) Approved by the Board of Directors on November 6, 2024 and paid as from January 22, 2025 (interim dividend per share of €0.215 for a total of €2,186 million).
(2) Approved by the Board of Directors on November 13, 2025 and paid as from January 21, 2026 (interim dividend per share of €0.23 for a total of €2,338 million).

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Dividends distributed are shown net of the amounts attributable to treasury shares held at the respective record dates. The Company waived collection of dividends on these shares, which were recognized under retained earnings.
The dividend for 2025, equal to €0.49 per share, amounting to a total €4,982 million (of which €0.23 per share for a total €2,338 million already paid as an interim dividend), was approved by the Shareholders' Meeting of May 12, 2026 at single call.
These separate financial statements do not reflect the effects of the distribution of this dividend for 2025 to shareholders, with the exception of liabilities due to shareholders for the 2025 interim dividend approved by the Board of Directors on November 13, 2025 in the maximum potential amount of €2,338 million, and paid as from January 21, 2026 net of the amount pertaining to the 133,601,075 treasury shares held as at the record date of January 20, 2026.
During the year, the Company also paid coupons totaling €266 million to the holders of perpetual hybrid bonds (€246 million in 2024).

22.2 Capital management

The Company's objectives for managing capital comprise safeguarding the business as a going concern, creating value for stakeholders and supporting the development of the Group. In particular, the Company seeks to maintain an adequate capitalization that enables it to achieve a satisfactory return for shareholders and ensure access to external sources of financing, in part by maintaining an adequate rating.
In this context, the Company manages its capital structure and adjusts that structure when changes in economic conditions so require. There were no substantive changes in objectives, policies or processes in 2025.

To this end, the Company constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2025 and 2024 is summarized in the following table.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Non-current financial debt	(19,079)	(17,345)	(1,734)
Net current financial debt	(3,446)	(2,229)	(1,217)
Non-current financial assets and long-term securities	3	3	-
Net financial debt	**(22,522)**	**(19,571)**	**(2,951)**
Equity	**34,403**	**36,386**	**(1,983)**
Debt/equity ratio	**(0.65)**	**(0.54)**	**(0.11)**

23. Borrowings – *€ 19,079 million, €3,231 million, €4,102 million*

	Non-current		Current	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Long-term borrowings	19,079	17,345	3,231	567
Short-term borrowings	-	-	4,102	6,410

For more details about the nature, recognition and classification of borrowings, please see note 31 "Financial instruments".

24. Employee benefits – *€124 million*

The Company provides its employees with a variety of benefits, including deferred compensation benefits, additional months' pay, indemnities in lieu of notice, loyalty bonuses, supplementary pension plans, supplementary healthcare plans, additional indemnity for FOPEN pension contributions, FOPEN pension contributions in excess of deductible amount and personnel incentive plans.

The item includes accruals made to cover post-employment benefits under defined-benefit plans and other long-term benefits to which employees are entitled by law, by contract, or under other forms of employee incentive schemes.
These obligations, in accordance with IAS 19, were determined using the projected unit credit method.

The following table reports the change during the year in the defined-benefit obligation, as well as a reconciliation of the defined-benefit obligation with the obligation recognized at December 31, 2025 and at December 31, 2024.

	2025				2024			
Millions of euro	Pension benefits	Health insurance	Other benefits	Total	Pension benefits	Health insurance	Other benefits	Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION								
Actuarial obligation at January 1	**79**	**28**	**5**	**112**	**88**	**28**	**5**	**121**
Current service cost	-	1	17	**18**	-	1	1	**2**
Interest expense	2	1	-	**3**	3	1	-	**4**
Actuarial losses/(gains) arising from changes in demographic assumptions	6	1	-	**7**	-	-	-	**-**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	-	(1)	-	**(1)**	-	(1)	-	**(1)**
Experience adjustments	1	-	-	**1**	1	(2)	-	**(1)**
Past service cost	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Payments for extinctions	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Other payments	(14)	(1)	(2)	**(17)**	(15)	(2)	(1)	**(18)**
Other changes	1	-	-	**1**	2	3	-	**5**
Actuarial obligation at December 31	**75**	**29**	**20**	**124**	**79**	**28**	**5**	**112**

Millions of euro	2025	2024
(Gains)/Losses taken to profit or loss		
Service cost	18	2
Interest expense	3	4
Total	**21**	**6**

Millions of euro	2025	2024
Remeasurement (gains)/losses in OCI		
Actuarial (gains)/losses on defined-benefit plans	7	(2)
Total	**7**	**(2)**

The current service cost for employee benefits in 2025 came to €21 million (€6 million in 2024).
The main actuarial assumptions used to calculate the liabilities arising from employee benefits, which are consistent with those used the previous year, are set out below.

	2025	2024
Discount rate	2.80%-3.37%	2.75%-3.20%
Rate of wage increases	2.00%-4.00%	2.00%-4.00%
Rate of increase in healthcare costs	3.00%	3.00%

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The following table reports the outcome of a sensitivity analysis that demonstrates the effects on the liability for healthcare plans as a result of changes reasonably possible at the end of the year in the actuarial assumptions used in estimating the obligation.

Millions of euro	An increase of 0.5% in discount rate	A decrease of 0.5% in discount rate	An increase of 0.5% in inflation rate	An increase of 0.5% in remuneration	An increase of 0.5% in pensions currently being paid	An increase of 1% in healthcare costs	An increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees
Healthcare plans: ASEM	(1)	2	1			3	30

25. Provisions for risks and charges – *€29 million*

Provisions for risks and charges cover probable potential liabilities that could arise from legal proceedings and other disputes, without considering the effects of rulings that are expected to be in the Company's favor and those for which any charge cannot be quantified with reasonable certainty. In determining the balance of the provision, we have taken account of both the charges that are expected to result from court rulings and other dispute settlements for the year and an update of the estimates for positions arising in previous years.
The following table shows changes in provisions for risks and charges.

		Taken to profit or loss				
		Accruals	Reversals	Utilization	Total	
Millions of euro	at Dec. 31, 2024				at Dec. 31, 2025	
						of which current portion
Provision for litigation and other risks and charges:						
- litigation	2	4	(2)	-	4	4
- other	3	1	-	-	4	1
Total	**5**	**5**	**(2)**	**-**	**8**	**5**
Provision for early retirement incentives	24	11	-	(14)	21	5
TOTAL PROVISIONS FOR RISKS AND CHARGES	**29**	**16**	**(2)**	**(14)**	**29**	**10**

The €2 million increase in the provision for litigation reflects the reversal to profit or loss of provisions for outstanding disputes. The provision mainly refers to labor disputes.

The provision for early retirement incentives adopted by the Company decreased by €3 million.

26. Other non-current liabilities – *€17 million*

Other non-current liabilities came to €17 million (€17 million at December 31, 2024) and regard, in the amount of €8 million, the debt towards Group companies that initially arose following Enel SpA's application (in its capacity as the consolidating company) for reimbursement for 2004-2011 of the additional income taxes paid as a result of not deducting part of IRAP in computing taxable income for IRES purposes. The liability in respect of the subsidiaries is balanced by the recognition of non-current tax assets (note 16).

The item also includes the liability to employees (€5 million) for early retirement incentive plans adopted by the Company (unchanged from December 31, 2024) and the non-current portion of deferred income in respect of up-front fees made at the time of the establishment of a number of hedging derivative positions in the amount of €3 million (€4 million at December 31, 2024), in previous years, which are released to profit or loss on the basis of the amortization plan for the entire duration of the derivative itself.

27. Trade payables – *€129 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Trade payables:			
- due to third parties	52	51	1
- due to Group companies	77	81	(4)
Total	**129**	**132**	**(3)**

Trade payables mainly include payables for the provision of services and other activities.

Trade payables due to subsidiaries at December 31, 2025 break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Subsidiaries			
Enel Brasil SA	2	1	1
Enel Global Services Srl	38	40	(2)
Enel Global Trading SpA	1	1	-
Enel Green Power SpA	11	7	4
Enel Grids Srl	6	6	-
Enel Iberia SRLU	5	4	1
Enel Innovation Hubs Srl	3	4	(1)
Enel Italia SpA	7	10	(3)
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel X Srl	1	2	(1)
Other	2	5	(3)
Total	**77**	**81**	**(4)**

Trade payables break down by geographical area as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Italy	118	121	(3)
EU	6	5	1
Non-EU Europe	-	5	(5)
Other	5	1	4
Total	**129**	**132**	**(3)**

28. Other current financial liabilities – *€221 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Deferred financial liabilities	201	169	32
Other items	20	9	11
Total	**221**	**178**	**43**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Deferred financial liabilities mainly consist of interest expense accrued on financial debt, while the other items essentially include amounts due to banks and Group companies that accrued as of December 31, 2025, but are to be settled in the following year, comprising financial expense on hedge derivatives on commodity exchange rates entered into on behalf of Group companies. The increase in "Other items" compared to the previous year, amounting to €11 million, is essentially attributable to the recalculation of the withholding tax applied by Enel Green Power Mexico, pertaining to the 2020-2025 financial years concerning the intercompany current account.

29. Net financial position and long-term financial assets and securities – *€22,522 million*

The following table shows the net financial position on the basis of the items on the statement of financial position.

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Long-term borrowings	23	19.079	17.345	1.734
Short-term borrowings	23	4.102	6.410	(2.308)
Current portion of long-term borrowings	23	3.231	567	2.664
Other non-current financial assets included in debt	15.1	3	3	-
Other current financial assets included in debt	19.1	3.833	2.627	1.206
Cash and cash equivalents	21	54	2.121	(2.067)
Total		**22,522**	**19,571**	**2,951**

The net financial debt at December 31, 2025 and December 31, 2024 is reported below in accordance with Guideline 39, issued on March 4, 2021 by ESMA, applicable as from May 5, 2021, and with warning notice 5/2021 issued by CONSOB on April 29, 2021, which replaced references to the CESR Recommendations and those in Communication DEM/6064293 of July 28, 2006 regarding the net financial position.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	of which with related parties	at Dec. 31, 2024	of which with related parties	Change
Liquidity					
Bank and post office deposits	54		2,121		(2,067)
Liquid assets	**54**		**2,121**		**(2,067)**
Cash equivalents	**-**		**-**		**-**
Short-term loan assets	3,833		2,627		1,206
Other current financial assets	**3,833**	***3,413***	**2,627**	***2,161***	**1,206**
Liquidity	**3,887**		**4,748**		**(861)**
Current financial debt					
Current bank debt	(53)		-		(53)
Other short-term borrowings	(4,049)	(3,992)	(6,410)	(6,306)	2,361
Current financial debt (including debt instruments)	**(4,102)**		**(6,410)**		**2,308**
Current portion of long-term bank borrowings	(3,231)		(567)		(2,664)
Non-current financial debt (current portion)	**(3,231)**		**(567)**		**(2,664)**
Current financial debt	**(7,333)**		**(6,977)**		**(356)**
Net current financial debt	**(3,446)**		**(2,229)**		**(1,217)**
Non-current financial debt					
Long-term bank borrowings	-		(1,000)		1,000
Non-bank financing (leases)	(2)		(2)		-
Other long-term borrowings	(17,009)		(14,142)		(2,867)
Non-current financial debt (excluding current portion and debt instruments)	**(17,011)**		**(15,144)**		**(1,867)**
Bonds	**(2,068)**		**(2,201)**		**133**
Trade payables and other non-interest-bearing non-current liabilities with a significant financing component	**-**		**-**		**-**
Non-current financial debt	**(19,079)**		**(17,345)**		**(1,734)**
Net financial debt as per CONSOB instructions	**(22,525)**		**(19,574)**		**(2,951)**
Long-term loan assets	**3**	**-**	**3**		**-**
NET FINANCIAL DEBT	**(22,522)**		**(19,571)**		**(2,951)**

This statement of the net financial position does not include financial assets and liabilities in respect of derivatives, since derivative contracts, even if not designated as hedges for hedge accounting purposes, are in any case entered into by the Company for hedging purposes.

At December 31, 2025 those financial assets and liabilities are reported separately in the statement of financial position under the following items: "Non-current financial derivative assets" in the amount of €132 million (€179 million at December 31, 2024), "Current financial derivative assets" in the amount of €27 million (€107 million at December 31, 2024), "Non-current financial derivative liabilities" in the amount of €510 million (€581 million at December 31, 2024), and "Current financial derivative liabilities" in the amount of €45 million (€102 million at December 31, 2024).

30. Other current liabilities – *€3,236 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Tax liabilities	215	730	(515)
Amounts due to Group companies	631	550	81
Amounts due to employees, recreational/assistance associations	25	22	3
Amounts due to social security institutions	13	12	1
Amounts due to customers for security deposits and reimbursements	1	1	-
Other	2,351	2,193	158
Total	**3,236**	**3,508**	**(272)**

Tax liabilities, amounting to €215 million, include IRES tax payables of the companies participating in the national tax consolidation in the amount of €208 million (€562 million at December 31, 2024) and payables for employee withholding taxes in the amount of €5 million.
Amounts due to Group companies amounted to €631 million. They mainly consist of €492 million in payables in respect of the IRES liability under the consolidated taxation mechanism (€405 million at December 31, 2024) and €138 million in respect of Group VAT (€144 million at December 31, 2024).
The item "Other", equal to €2,351 million, mainly includes the liability for dividends to be paid to shareholders, in the amount of €2,308 million, represented by the liability for the interim dividend for 2025, net of the portion for treasury shares held at the record date of January 20, 2026.

31. Financial instruments

31.1 Financial assets by category

The table below shows the carrying amount for each category of financial assets provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial assets, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

		Non-current		Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Financial assets measured at amortized cost	31.1.1	**3**	**3**	**4,818**	**5,587**
Financial assets at FVOCI					
Equity investments in other companies	31.1.2	8	9	-	-
Total financial assets at FVOCI		**8**	**9**	**-**	**-**
Financial assets at FVTPL					
Derivative financial assets at FVTPL	33	87	128	26	69
Total financial assets at FVTPL		**87**	**128**	**26**	**69**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	45	51	1	39
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**45**	**51**	**1**	**39**
TOTAL		**143**	**191**	**4,845**	**5,695**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial assets, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

For more information on fair vale measurement, please see note 31.1.2 "Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI)".

31.1.1 Financial assets measured at amortized cost

The table below shows financial assets measured at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial assets.

		Non-current			Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Cash and cash equivalents		-	-	21	**54**	**2,121**
Trade receivables		-	-	17	**174**	**197**
Loan assets from Group companies						
Loan assets on intercompany current account		-	-	19.1	3,413	2,161
Other financial assets		-	-		7	2
Total financial assets from Group companies		**-**	**-**		**3,420**	**2,163**
Loan assets from others						
Cash collateral for margin agreements on OTC derivatives		-	-	19.1	417	461
Other financial assets	15.1	3	3		6	12
Total financial assets from others		**3**	**3**		**423**	**473**
Other financial assets		-	-		**747**	**633**
TOTAL		**3**	**3**		**4,818**	**5,587**

The main changes compared with 2024 regarded:

- a decrease of €2,067 million in cash and cash equivalents, mainly reflecting the effects of the share buyback program, which resulted in a total outlay of €1,005 million including transaction costs at December 31, as well as the decrease in dividends received from subsidiaries, associates and other companies, compared with 2024;
- an increase of €1,257 million in loans assets from Group companies, reflecting the increase in loan assets on the intercompany current account held with Group companies (€1,252 million) and in other financial assets (€5 million) from Enel Italia SpA and Enel Global Trading SpA;
- a decrease of €44 million in cash collateral paid to counterparties in derivatives transactions;
- an increase of €114 million in other financial assets, reflecting an increase in dividends approved by subsidiaries at December 31, 2025 and still outstanding.

Impairment losses on financial assets at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost at December 31, 2025 amounted to €4,821 million and are recognized net of allowances for expected credit losses, which totaled €15 million (€28 million at December 31, 2024).

The Company mainly has the following types of financial assets measured at amortized cost subject to impairment testing:

- cash and cash equivalents;
- trade receivables;
- loan assets;
- other financial assets.

While cash and cash equivalents are also subject to the impairment requirements of IFRS 9, the identified impairment loss was immaterial.

The expected credit loss (ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (i.e. all shortfalls) discounted at the original effective interest rate.

For calculating ECL, the Group applies two different approaches:

- the general approach, for financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables. This approach, based on an assessment of any significant increase in credit risk since initial recognition, is performed comparing PD at origination with PD at the reporting date. Then, based on the results of the assessment, a loss allowance is recognized based on 12-month ECL or lifetime ECL (i.e. staging). In particular, the fund is based on the calculation of:
  - 12-month ECL, for financial assets for which there has not been a significant increase in credit risk since initial recognition;
  - lifetime ECL, for financial assets for which there has been a significant increase in credit risk or which are credit impaired (i.e. defaulted based on past due information);
- the simplified approach, for trade receivables, contract assets and lease receivables with or without a significant financing component, based on lifetime ECL without tracking changes in credit risk.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Depending on the nature of the financial assets and the credit risk information available, the assessment of a significant increase in credit risk may be performed on:

- an individual basis, if the receivables are individually significant and for all receivables which have been individually identified for impairment based on reasonable and supportable information;
- a collective basis, if no reasonable and supportable information is available without undue cost or effort to measure expected credit losses on an individual instrument basis.

When there is no reasonable expectation of recovering a financial asset in its entirety or a portion thereof, the gross carrying amount of the financial asset shall be reduced.

A write-off represents a derecognition event (e.g. the right to cash flows is legally or contractually extinguished, transferred or expired).

The following table shows the expected losses for each class of financial assets measured at amortized cost.

	at Dec. 31, 2025			at Dec. 31, 2024		
Millions of euro	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Total	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Total
Cash and cash equivalents	54	-	54	2,121	-	2,121
Trade receivables	183	9	174	220	23	197
Loan assets from Group companies	3,420	-	3,420	2,163	-	2,163
Loan assets from others	431	5	426	481	5	476
Other receivables	748	1	747	633	-	633
Total	**4,836**	**15**	**4,821**	**5,618**	**28**	**5,590**

To measure expected losses, the Company assesses trade receivables and contract assets with the simplified approach, both on an individual basis and a collective basis.

In the case of individual assessments, PD is generally obtained from external providers.

Otherwise, in the case of collective assessments, trade receivables are grouped on the basis of their shared credit risk characteristics and information on past due positions, considering a specific definition of default. The Company mainly defines a defaulted position as one that is 180 days past due. Accordingly, beyond this time limit, trade receivables are presumed to be credit impaired.

The following table shows changes in the allowance for expected credit losses on financial assets and trade receivables.

	Expected credit loss allowance					
	Financial assets			Trade receivables		
Millions of euro	Individual	Collective	Total	Individual	Collective	Total
January 1, 2024 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**-**	**21**	**21**
Impairment losses	-	-	-	-	2	2
Utilization	-	-	-	-	-	-
Reversals	-	-	-	-	-	-
Total at Dec. 31, 2024 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**-**	**23**	**23**
Impairment losses	-	-	-	-	-	-
Utilization	-	-	-	-	-	-
Reversals	-	-	-	-	(13)	(13)
Total at Dec. 31, 2025 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**-**	**10**	**10**

31.1.2 Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI)

This category mainly includes equity investments in unlisted companies irrevocably designated as such at the time of initial recognition.

Equity investments in other companies, equal to €8 million, are essentially represented by the equity investment held in the Panamanian Empresa Propietaria de la Red SA.

The fair value of the equity investment was determined on the basis of an independent appraisal using the income approach with the discounted cash flow method.

31.1.3 Financial assets at fair value through profit or loss (FVTPL)

This category exclusively includes current and non-current derivatives used mainly to hedge the debt of the Group companies. For more information, please see note 33.2 "Derivatives at fair value through profit or loss".

31.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liabilities provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial liabilities, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

		Non-current		Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Financial liabilities measured at amortized cost	31.2.1	**19,079**	**17,345**	**9,811**	**9,302**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	33	88	129	45	102
Total		**88**	**129**	**45**	**102**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	422	452	-	-
Total		**422**	**452**	**-**	**-**
TOTAL		**19,589**	**17,926**	**9,856**	**9,404**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial liabilities, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".
For more details on fair value measurement, please see note 34 "Fair value measurement".

31.2.1 Financial liabilities measured at amortized cost

The following table shows financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

		Non-current			Current	
Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Notes	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Long-term borrowings	23	19,079	17,345	23	3,231	567
Short-term borrowings		-	-	23	4,102	6,410
Trade payables		-	-	27	129	132
Other current financial liabilities		-	-	30	2,349	2,193
Total		**19,079**	**17,345**		**9,811**	**9,302**

Other current financial liabilities essentially include the liability for the dividend to be paid to shareholders in the amount of €2,308 million, represented by the liability for the interim dividend for 2025 net of the portion on treasury shares held at the record date of January 21, 2026.

Borrowings

Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) – *€22,310 million*

Long-term borrowings, which refer to bonds, bank borrowings and loans from Group companies, denominated in euros and other currencies, including the portion falling due within 12 months (equal to €3,231 million), amounted to €22,310 million at December 31, 2025.
The following table shows the nominal values, carrying amounts and fair values of long-term borrowings at December 31, 2025, including the portion falling due within 12 months, grouped by type of borrowing and type of interest rate. For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted debt instruments, fair value is determined using valuation techniques appropriate for each category of financial instrument and the associated market data for the reporting date, including the credit spreads of the Group.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Carrying amount
	at Dec. 31, 2025					at Dec. 31, 2024					Change
Bonds:											
- fixed rate	1,691	1,681	-	1,681	1,752	1,729	1,717	-	1,717	1,798	(36)
- floating rate	484	484	97	387	483	581	581	97	484	575	(97)
Total	**2,175**	**2,165**	**97**	**2,068**	**2,235**	**2,310**	**2,298**	**97**	**2,201**	**2,373**	**(133)**
Bank borrowings:											
- floating rate	1,000	1,000	1,000	-	1,010	1,337	1,337	337	1,000	1,354	(337)
Total	**1,000**	**1,000**	**1,000**	**-**	**1,010**	**1,337**	**1,337**	**337**	**1,000**	**1,354**	**(337)**
Non-bank financing:											
- under fixed-rate leases	3	3	1	2	3	3	3	1	2	3	-
Total	**3**	**3**	**1**	**2**	**3**	**3**	**3**	**1**	**2**	**3**	**-**
Loans from Group companies:											
- fixed rate	11,727	11,727	87	11,640	10,635	11,813	11,813	86	11,727	10,517	(86)
- floating rate	7,415	7,415	2,046	5,369	7,664	2,461	2,461	46	2,415	2,485	4,954
Total	**19,142**	**19,142**	**2,133**	**17,009**	**18,299**	**14,274**	**14,274**	**132**	**14,142**	**13,002**	**4,868**
Total fixed-rate borrowings	**13,421**	**13,411**	**88**	**13,323**	**12,390**	**13,545**	**13,533**	**87**	**13,446**	**12,318**	**(122)**
Total floating-rate borrowings	**8,899**	**8,899**	**3,143**	**5,756**	**9,157**	**4,379**	**4,379**	**480**	**3,899**	**4,414**	**4,520**
TOTAL	**22,320**	**22,310**	**3,231**	**19,079**	**21,547**	**17,924**	**17,912**	**567**	**17,345**	**16,732**	**4,398**

For more details about the maturity analysis of borrowings, please see note 32 "Risk management", while for more about fair value measurement inputs, please see note 34 "Fair value measurement".

The table below shows long-term borrowings by currency and interest rate.

Long-term borrowings by currency and interest rate

Millions of euro	Carrying amount		Nominal value	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2025		
Euro	**16,871**	**21,642**	**21,643**	**2.3%**	**2.3%**
US dollar	337	-	-		
Pound sterling	704	667	676	5.7%	5.9%
Other currencies	-	1	1	0.0%	0.0%
Total non-euro currencies	**1,041**	**668**	**677**		
TOTAL	**17,912**	**22,310**	**22,320**		

The table below reports changes in the nominal value of long-term debt.

Millions of euro	Nominal value at Dec. 31, 2024	Repayments	New borrowings	Exchange differences	Nominal value at Dec. 31, 2025
Bonds	2,310	(97)	-	(38)	**2,175**
Bank borrowings	1,337	(301)	-	(36)	**1,000**
Non-bank financing	3	(2)	2	-	**3**
Loans from Group companies	14,274	(132)	5,000	-	**19,142**
Total	**17,924**	**(532)**	**5,002**	**(74)**	**22,320**

Compared with December 31, 2024, the nominal value of long-term debt increased by an overall €4,396 million, mainly reflecting a new floating-rate loan, granted by Enel Finance International NV in July 2025, for a total of €5,000 million, partially offset by total repayments of €532 million, including most notably the repayment of a floating-rate loan denominated in US dollars for €301 million in October 2025. Finally, the increase in long-term debt also reflected exchange rate gains of €74 million.

New borrowings

The following table shows the characteristics of new borrowings issued in 2025.

Type of loan	Issue date	Amount (millions of euro)	Currency	Interest rate (%)	Type of interest rate	Maturity
Loans from Group companies						
	25.07.2025	2,500	EUR	Euribor 6M + 1.35%	Floating	25.07.2035
	07.10.2025	1,500	EUR	Euribor 6M + 1.35%	Floating	25.07.2035
	16.10.2025	1,000	EUR	Euribor 6M + 1.35%	Floating	25.07.2035
Total		**5,000**				

Financing from Group companies was granted by Enel Finance International NV and refers to three instalments attributable to a single loan agreement signed on July 25, 2025.

The main long-term borrowings of Enel SpA are governed by covenants that are commonly adopted in international business practice. These borrowings are mainly represented by the bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium Term Notes program, issues of subordinated unconvertible hybrid bonds, the Revolving Facility Agreement obtained on March 5, 2021 by Enel SpA and Enel Finance International NV from a pool of banks (and amended on May 11, 2022 and on March 6, 2024) of up to €13.5 billion (the "Revolving Facility Agreement"), the Sustainability-Linked Loan Facility Agreement obtained by Enel SpA on October 15, 2020 from a pool of banks in the amount of up to €1 billion, the loans granted to Enel SpA by UniCredit SpA on November 8, 2023, the Facility Agreement obtained on October 5, 2021 by Enel SpA from Bank of America Europe Designated Activity Company in the amount of $348,750,000 (equal to €300 million at the signing date), and the sustainability-linked financing agreement signed on September 30, 2022 by Enel Finance America LLC (EFA) as the borrower and Enel SpA (as the guarantor) with EKF Denmark's Export Credit Agency (EKF)[6] and Citi for a total of up to $800 million ("EKF facility").

The main covenants relating to the bond issues made under the Global/Euro Medium Term Notes program of Enel SpA and Enel Finance International NV (including the green bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, used to finance the Group's so-called eligible green projects) and those related to the bonds issued by Enel Finance International NV on the US market, guaranteed by Enel SpA, can be summarized as follows:

- negative pledge clauses, under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets or revenue to secure certain financial liabilities, unless the same encumbrances are extended equally or pro rata to the bonds in question;

6. Following a reorganization, in 2023 EKF was folded into the Export and Investment Fund of Denmark (EIFO).

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

- pari passu clauses, under which the bonds and the associated security constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and the guarantor, are issued without preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or significant subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which may become immediately repayable.

Since 2019, Enel Finance International NV has issued a number of "sustainable" bonds on the European market (as part of the Euro Medium Term Notes - EMTN bond issue program) and on the American market, both guaranteed by Enel SpA, linked to the achievement of a number of the Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations that contain the same covenants as other bonds of the same type. Moreover, Enel Finance America LLC holds a sustainability-linked bond of the same type on the American market, guaranteed by Enel SpA.

The main covenants covering the hybrid bonds of Enel SpA, including the perpetual hybrid bonds that will only be repaid in the event of the dissolution or liquidation of the Company, can be summarized as follows:

- subordination clauses: each hybrid bond is subordinate to all other bonds of the issuer and has the same seniority as other hybrid financial instruments issued and greater seniority than equity instruments;
- prohibition on mergers with other companies, the sale or leasing of all or a substantial part of the company's assets to another company, unless the latter succeeds in all obligations of the issuer.

The main covenants for the Revolving Facility Agreement and other loan agreements signed by Enel SpA are substantially similar and can be summarized as follows:[7]

- negative pledge clauses, under which the borrower and, in some cases, significant subsidiaries may not establish mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their respective assets to secure certain financial liabilities, with the exception of expressly permitted encumbrances;
- disposals clauses, under which the borrower and, in some cases, the subsidiaries of Enel may not dispose of their assets or a significant portion of their assets or operations, with the exception of expressly permitted disposals;
- pari passu clauses, under which the payment undertakings of the borrower have the same seniority as its other unsecured and unsubordinated payment obligations;
- change-of-control clauses, which are triggered in the event (i) control of Enel is acquired by one or more parties other than the Italian State or (ii) Enel or any of its subsidiaries transfer a substantial portion of the Group's assets to parties outside the Group such that the financial reliability of the Group is significantly compromised. The occurrence of one of the two circumstances may give rise to (a) the renegotiation of the terms and conditions of the financing or (b) compulsory early repayment of the financing by the borrower;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the borrower or significant subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which may become immediately repayable.

The borrowings considered specify events of default typical of international business practice, such as, for example, insolvency, bankruptcy proceedings or the entity ceasing trading.

None of the covenants indicated above have been triggered to date.

Lastly, it should be noted that Enel SpA issued certain guarantees in the interest of a number of Group companies in relation to the commitments undertaken within the context of the loan agreements. These guarantees and the associated loan contracts include certain covenants and events of default, some borne by Enel SpA as the guarantor, typical of international business practice.

7. The EKF facility provides for a "reputational damage" clause, under which EKF can request the cancellation of the financial commitment undertaken by it and the early repayment of the sums disbursed if it has suffered ascertained harm to its own reputation or that of the Danish State as a result of substantial breach of certain regulations. It also provides for the commitment, also of the guarantor, to ensure compliance with certain environmental and social regulations and standards.

Debt structure after hedging

The following table shows the effect of the hedges of currency risk on the gross long-term debt structure (including portions maturing in the next 12 months).

	at Dec. 31, 2025					at Dec. 31, 2024				
	Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging	Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging
Millions of euro	Carrying amount	Nominal value	%			Carrying amount	Nominal value	%		
Euro	**21,642**	**21,643**	**97.0%**	**676**	**22,319**	**16,871**	**16,873**	**94.1%**	**1,051**	**17,924**
US dollar	-	-	0.0%	-	-	337	337	1.9%	(337)	-
Pound sterling	667	676	3.0%	(676)	-	704	714	4.0%	(714)	-
Other currencies	1	1	0.0%	-	1	-	-	0.0%	-	-
Total	**22,310**	**22,320**		**-**	**22,320**	**17,912**	**17,924**		**-**	**17,924**

The following table shows the effect of the hedges of interest rate risk on the gross long-term debt outstanding at the reporting date.

	at Dec. 31, 2025		at Dec. 31, 2024	
%	Before hedging	After hedging	Before hedging	After hedging
Floating rate	39.9	36.3	24.0	17.0
Fixed rate	60.1	63.7	76.0	83.0
Total	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Short-term borrowings – *€4,102 million*

The following table shows short-term borrowings at December 31, 2025, by type.

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Loans from third parties			
Bank borrowings (ordinary current account)	53	-	53
Cash collateral for CSAs on OTC derivatives received	57	104	(47)
Total	**110**	**104**	**6**
Borrowings from Group counterparties			
Short-term borrowings from Group companies (on intercompany current account)	1,492	3,306	(1,814)
Other short-term borrowings from Group companies	2,500	3,000	(500)
Total	**3,992**	**6,306**	**(2,314)**
TOTAL	**4,102**	**6,410**	**(2,308)**

Note that the fair value of current borrowings equals their carrying amount as the impact of discounting is not significant.

31.2.2 Financial liabilities at fair value through profit or loss (FVTPL)

This category includes solely current and non-current derivative financial liabilities relating mainly to hedges of the debt of Group companies. More information is given in note 33.2 "Derivatives at fair value through profit or loss".

31.2.3 Net gains/(losses)

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

	Net gains/(losses)		of which: Impairment/ Restoration of impairment
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025
Financial assets measured at amortized cost	302	517	-
Financial assets at FVOCI	1	-	-
Financial liabilities measured at amortized cost	(489)	(915)	-

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 7 "Net financial income/(expense) from derivatives".

32. Risk management

Financial risks

As part of its operations, the Company is exposed to a variety of financial risks, notably interest rate risk, currency risk, credit and counterparty risk and liquidity risk.
Enel SpA has adopted a system for governing financial risks comprising internal committees, dedicated policies and operating limits. The goal is to appropriately mitigate financial risks in order to prevent unexpected variations in financial performance, without ruling out the possibility of seizing any opportunities that may arise.

Interest rate risk and currency risk

As part of its operations as an industrial holding company, Enel SpA is exposed to different market risks, notably the risk of changes in interest rates and exchange rates.
Interest rate risk and currency risk are primarily generated by the presence of financial instruments.
The main financial liabilities held by the Company include bonds, bank borrowings, other borrowings, derivatives, cash collateral for derivatives transactions and trade payables. The main purpose of those financial instruments is to finance the operations of the Company.
The main financial assets held by the Company include loan assets, derivatives, cash deposits provided as collateral for derivatives contracts, cash and cash equivalents and short-term deposits, as well as trade receivables. For more details, please see note 31 "Financial instruments".
The source of exposure to interest rate risk and currency risk did not change with respect to the previous year.
As the Parent, Enel SpA centralizes some treasury management functions and access to financial markets with regard to financial derivatives contracts on interest rates and exchange rates. As part of this activity, Enel SpA acts as an intermediary for Group companies with the market, taking positions that, while they can be substantial, do not however represent an exposure to the above risks for Enel SpA.
In 2025, the Group was positioned below the clearing thresholds for all asset classes established under the EMIR (Regulation (EU) 648/2012), maintaining its classification as a non-financial counterparty not subject to clearing obligations.
The volume of transactions in financial derivatives outstanding at December 31, 2025 is reported below, with specification of the notional amount of each class of instrument.
The notional amount of a derivative contract is the amount on which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price).
The notional amounts of derivatives reported here do not represent amounts exchanged between the parties and therefore are not a measure of the Company's credit risk exposure.

Interest rate

Interest rate risk is the risk that the fair value or future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in market interest rates.
Interest rate risk for the Company manifests itself as a change in the flows associated with interest payments on floating-rate financial liabilities, a change in financial terms and conditions in negotiating new debt instruments or as an adverse change in the value of financial assets/liabilities measured at fair value, which are typically fixed-rate debt instruments.
Interest rate risk is managed with the dual goals of reducing the amount of debt exposed to interest rate fluctuations and containing the cost of funds, limiting the volatility of results.

This is pursued through the strategic diversification of the portfolio of financial liabilities by contract type, maturity and interest rate, and modifying the risk profile of specific exposures using OTC derivatives, mainly interest rate swaps.

The notional amount of outstanding contracts is reported below.

	Notional amount	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Interest rate derivatives		
Interest rate swaps	5,750	6,726
Total	**5,750**	**6,726**

The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying financial liability, so that any change in the fair value and/or cash flows of such contracts is offset by a corresponding change in the fair value and/or cash flows of the underlying position.

Interest rate swaps normally provide for the periodic exchange of floating-rate interest flows for fixed-rate interest flows, both of which are calculated on the basis of the notional principal amount.

The notional amount of open interest rate swaps at the end of the year was €5,750 million (€6,726 million at December 31, 2024), of which €990 million in respect of hedges of the Company's share of debt, and €4,761 million in respect of hedges of the debt of Group companies with the market, intermediated in the same notional amount with those companies. The decrease in the overall notional amount is mainly attributable to the following factors:

- €500 million against interest rate swaps that have come to natural maturity;
- €475 million related to the effect of depreciation allowances.

For more details on interest rate derivatives, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

The amount of floating-rate debt that is not hedged against interest rate risk is the main risk factor that could impact the income statement (raising borrowing costs) in the event of an increase in market interest rates.

At December 31, 2025, 40% of gross long-term financial debt was floating rate (24% at December 31, 2024). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to IFRS 9, 64% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2025 (83% at December 31, 2024). Including derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, the ratio is essentially unchanged.

Interest rate risk sensitivity analysis

The Company analyses the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in interest rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact of market scenarios on equity, for the cash flow hedge component, and on profit or loss, for the fair value hedge component on the fair value of financial derivatives and the portion of gross long-term debt not hedged using financial derivatives.

These scenarios are represented by parallel increases and decreases in the yield curve as at the reporting date.

There were no changes in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

With all other variables held constant, pre-tax profit would be affected as follows:

		at Dec. 31, 2025				at Dec. 31, 2024			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
Millions of euro	Basis points	Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt in foreign currency	25	20.3	(20.3)	-	-	7.7	(7.7)	-	-
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	2.8	(2.8)	-	-	3.4	(3.4)	-	-
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	25	-	-	3.6	(3.6)	-	-	5.9	(5.9)
Fair value hedges	25	-	-	-	-	-	-	-	-

Currency risk

Currency risk is the risk that the fair value or future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in exchange rates.

For Enel SpA, the main source of currency risk is the presence of monetary financial instruments denominated in a currency other than the euro, mainly bonds denominated in foreign currency.

The exposure to currency risk did not change with respect to the previous year.

For more details, please see note 31 "Financial instruments".

In order to minimize exposure to changes in exchange rates, the Company normally uses a variety of OTC derivatives such as currency forwards and cross currency interest rate swaps. The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying exposure.

Currency forwards are contracts in which the counterparties agree to exchange principal amounts denominated in different currencies at a specified future date and exchange rate (the strike). Such contracts may call for the actual exchange of the two principal amounts (deliverable forwards) or payment of the difference between the strike exchange rate and the prevailing exchange rate at maturity (non-deliverable forwards).

Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term fixed- or floating-rate liability in foreign currency into an equivalent floating- or fixed-rate liability in euros. In addition to having notional values denominated in different currencies, these instruments differ from interest rate swaps in that they provide both for the periodic exchange of cash flows and the final exchange of principal.

The following table reports the notional amount of transactions outstanding at December 31, 2025 and December 31, 2024, broken down by type of hedged item.

	Notional amount	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Foreign exchange derivatives		
Currency forwards:	1,730	3,888
- hedging currency risk on commodities	1,263	2,912
- hedging future cash flows	394	856
- other currency forwards	73	120
Cross currency interest rate swaps	1,643	2,050
Total	**3,373**	**5,938**

More specifically, these include:

- currency forward contracts with a total notional amount of €1,263 million, of which €632 million to hedge the currency risk associated with purchases of energy commodities by Group companies, with matching transactions with the market;
- currency forward contracts with a total notional amount of €394 million, to hedge the currency risk associated with other expected cash flows in currencies other than the euro, of which €245 million in market transactions;
- currency forward contracts with a total notional amount of €73 million, of which €36 million were concluded with the market and related to hedging the exchange rate risk arising from investment expenses (€32 million) mainly related to the purchase of digital meters and concentrators and, to a lesser extent, from operating expenses denominated in foreign currencies;
- cross currency interest rate swaps with a notional amount of €1,643 million to hedge the currency risk on the debt of Enel SpA or other Group companies denominated in currencies other than the euro.

For more details, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

An analysis of the Group's debt shows that 3.0% of gross long-term debt is denominated in currencies other than the euro.

Considering exchange rate hedges and the portion of debt in foreign currency that is denominated in the presentation currency or the functional currency of the Company, the debt is fully hedged using cross currency interest rate swaps.

Currency risk sensitivity analysis

The Company analyzes the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in exchange rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact of market scenarios on equity, for the cash flow hedge component, and on profit or loss, for the fair value hedge component on the fair value of financial derivatives and the portion of gross long-term debt not hedged using financial derivatives.

These scenarios are represented by the appreciation/depreciation of the euro against all of the foreign currencies compared with the value observed as at the reporting date.

There were no changes in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, pre-tax profit would be affected as follows.

		at Dec. 31, 2025				at Dec. 31, 2024			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
Millions of euro	Exchange rate	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt in foreign currency after hedging	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	9	(11)	-	-	29.7	(36.2)	-	-
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	10%	-	-	(72.0)	88.0	-	-	(106.0)	132.0
Fair value hedges	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Credit and counterparty risk

Credit risk is represented by the possibility of a deterioration in the creditworthiness of a counterparty in a financial transaction that could have an adverse impact on the creditor position. The Company is exposed to credit risk from its financial activities, including transactions in derivatives, deposits with banks and financial institutions, foreign exchange transactions and other financial instruments.

The Company's management of financial credit risk is based on the selection of counterparties from among leading Italian and international financial institutions with high credit standing considered solvent both by the market and on the basis of internal assessments, diversifying the exposure among them. Credit exposures and associated credit risk are regularly monitored by the departments responsible for monitoring risks under the policies and procedures outlined in the governance rules for managing the Group's risks, which are also designed to ensure prompt identification of possible mitigation actions to be taken.

Within this general framework, Enel SpA entered into margin agreements with the leading financial institutions with which it operates that call for the exchange of cash collateral, which significantly mitigates the exposure to credit risk.

Loan assets

Millions of euro					
Staging	**Basis for recognizing expected credit loss allowance**	**Average loss rate (PD*LGD)**	**Gross carrying amount**	**Expected credit loss allowance**	**Carrying amount**
	at Dec. 31, 2025				
Performing	12-month ECL	0.13%	3,852	5	3,847
Underperforming	Lifetime ECL		-	-	-
Non-performing			-	-	-
Total			**3,852**	**5**	**3,847**

Trade receivables and other financial assets: collective measurement

	at Dec. 31, 2025			
Millions of euro	**Average loss rate (PD*LGD)**	**Gross carrying amount**	**Expected credit loss allowance**	**Carrying amount**
Trade receivables				
Trade receivables not past due		124	-	124
Trade receivables past due:				
- 1-180 days	0.61%	12	-	12
- more than 180 days (credit impaired)	19.33%	47	9	38
Total trade receivables		**183**	**9**	**174**
Other receivables				
Other financial assets not past due		748	-	748
Other financial assets past due		-	-	-
Total other financial assets		**748**	**-**	**748**
TOTAL		**931**	**9**	**922**

Liquidity risk

Liquidity risk is the risk that the Company will encounter difficulty in meeting obligations associated with financial liabilities that are settled by delivering cash or another financial asset.

The objectives of liquidity risk management policies are:

- ensuring an appropriate level of liquidity for the Company, minimizing the associated opportunity cost;
- maintaining a balanced debt structure in terms of the maturity profile and funding sources.

In the short term, liquidity risk is mitigated by maintaining an appropriate level of unconditionally available resources, including cash and short-term deposits, available committed credit lines and a portfolio of highly liquid assets.

In the long term, liquidity risk is mitigated by maintaining

a balanced debt maturity profile and diversifying funding sources in terms of instruments, markets/currencies and counterparties.
At December 31, 2025 Enel SpA had a total of €54 million of cash and cash equivalents (€2,121 million at December 31, 2024), and committed credit lines amounting to a maximum of €13,500 million, of which €12,000 million subscribed jointly with Enel Finance International NV, fully available with a maturity of more than one year (€8,250 million at December 31, 2024).

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the Company's long-term debt.

	Maturing in				
Millions of euro	Less than 3 months	Between 3 months and 1 year	Between 1 and 2 years	Between 2 and 5 years	Over 5 years
Bonds:					
- fixed rate	-	-	849		832
- floating rate	-	97	97	150	140
Total	**-**	**97**	**946**	**150**	**972**
Bank borrowings:					
- floating rate	-	1,000	-		-
Total	**-**	**1,000**	**-**	**-**	**-**
Non-bank financing:					
- under fixed-rate leases	1	1	1	-	-
Total	**1**	**1**	**1**	**-**	**-**
Loans from Group companies:					
- fixed rate	43	43	86	3,616	7,939
- floating rate	23	2,023	369	-	5,000
Total	**66**	**2,066**	**455**	**3,616**	**12,939**
TOTAL	**67**	**3,164**	**1,402**	**3,766**	**13,911**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Offsetting financial assets and financial liabilities

The following table reports the net financial assets and liabilities. More specifically, it shows that there are no netting arrangements for derivatives in the separate financial statements since the Company does not plan to offset assets and liabilities. As envisaged by current market regulations and to guarantee transactions involving derivatives, Enel SpA has entered into margin agreements with leading financial institutions that call for the exchange of cash collateral, broken down as shown in the table.

						at Dec. 31, 2025
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				Correlated amounts not offset in the financial statements		
				(d)(i),(d)(ii)	(d)(iii)	
Millions of euro	Gross amounts of recognized financial assets/ (liabilities)	Gross amounts of recognized financial assets/ (liabilities) offset in the statement of financial position	Net amounts of financial assets/ (liabilities) presented in the statement of financial position	Financial instruments	Net portion of financial assets/ (liabilities) guaranteed with cash collateral	Net amount of financial assets/ (liabilities)
FINANCIAL ASSETS						
Derivative assets:						
- on interest rate risk	48		48		(36)	12
- on currency risk	111		111		(60)	50
Total derivative assets	**159**	**-**	**159**	**-**	**(96)**	**62**
TOTAL FINANCIAL ASSETS	**159**	**-**	**159**	**-**	**(96)**	**62**
FINANCIAL LIABILITIES						
Derivative liabilities:						
- on interest rate risk	(101)		(101)		43	(58)
- on currency risk	(454)		(454)		413	(41)
Total derivative liabilities	**(555)**	**-**	**(555)**	**-**	**457**	**(99)**
TOTAL FINANCIAL LIABILITIES	**(555)**	**-**	**(555)**	**-**	**457**	**(99)**
NET FINANCIAL ASSETS/ (LIABILITIES)	**(396)**	**-**	**(396)**	**-**	**360**	**(36)**

33. Derivatives and hedge accounting

The following tables report the notional amount and fair value of derivative financial assets and liabilities by type of hedge relationship and hedged risk, broken down into current and non-current derivative financial assets and liabilities. The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example, tons converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are translated at the closing year exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
DERIVATIVE ASSETS	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	-	500	-	4	(4)	500	500	1	1	-
- on currency risk	630	665	45	47	(2)	-	337	-	37	(37)
Total cash flow hedges	**630**	**1,165**	**45**	**51**	**(6)**	**500**	**837**	**1**	**38**	**(37)**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	2,337	2,618	46	82	(36)	43	-	1	-	1
- on currency risk	365	383	41	46	(5)	688	1,535	25	69	(44)
Total derivatives at FVTPL	**2,702**	**3,001**	**87**	**128**	**(41)**	**731**	**1,535**	**26**	**69**	**(43)**
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**3,332**	**4,166**	**132**	**179**	**(47)**	**1,231**	**2,372**	**27**	**107**	**(80)**

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
DERIVATIVE LIABILITIES	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	390	390	33	45	(12)	-	-	-	-	-
- on currency risk	733	771	389	407	(18)	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges	**1,123**	**1,161**	**422**	**452**	**(30)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	2,337	2,618	46	82	(36)	143	100	21	29	(8)
- on currency risk	365	383	42	47	(5)	592	1,863	24	73	(49)
Total derivatives at FVTPL	**2,702**	**3,001**	**88**	**129**	**(41)**	**735**	**1,963**	**45**	**102**	**(57)**
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**3,825**	**4,162**	**510**	**581**	**(71)**	**735**	**1,963**	**45**	**102**	**(57)**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

33.1 Hedge accounting

Derivatives are initially recognized at fair value on the trade date of the contract and are subsequently re-measured at their fair value. The method of recognizing the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item being hedged.

Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, currency risk and commodity price risk (including Virtual PPAs) and when all the criteria provided by IFRS 9 are met.

At the inception of the transaction, the Company documents the hedge relationship specifying the hedging instruments, the hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. In addition, the Company regularly assesses and documents the effectiveness of the hedge, ensuring that, at the date of designation and on an ongoing basis thereafter, the hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair value and cash flows of the hedged items.

For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, the Company assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.

Depending on the nature of the risk exposure, the Company designates derivatives as either:

- fair value hedges; or
- cash flow hedges.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Company is exposed, please refer to note 32 "Risk management".

To be effective a hedge relationship shall meet all of the following criteria:

- existence of an economic relationship between the hedging instrument and the hedged item;
- the effect of credit risk does not dominate the value changes resulting from the economic relationship;
- the hedge ratio defined at designation resulting equal to the one used for risk management purposes (i.e. same quantity of the hedged item that the entity actually hedges and the quantity of the hedging instrument that the entity actually uses to hedge the quantity of the hedged item).

According to the requirements of IFRS 9, the Company verifies the existence of an economic relationship through:

- a qualitative analysis, if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is the same;
- a quantitative method (i.e. linear regression) in addition to the qualitative analysis of the nature of the economic relationship, if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item are not the same.

In order to demonstrate that the behavior of the hedging instrument is in line with those of the hedged item, different scenarios will be analyzed.

For hedging of commodity price risk, the existence of an economic relationship is deduced from a ranking matrix that defines, for each possible risk component, a set of all standard derivatives available in the market whose ranking is based on their effectiveness in hedging the considered risk.

In order to evaluate the credit risk effects, the Company considers the existence of risk mitigating measures (collateral, mutual break-up clauses, netting agreements, etc.)

In order to minimize hedge ineffectiveness, the Company has established a hedge ratio of 1:1 for all hedging relationships where the risk underlying the derivative coincides with that of the hedged item (including commodity price risk hedges).

The hedge ineffectiveness will be evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- the hedging relationship is considered fully effective through a qualitative analysis, if the critical terms of the hedged item and the hedging instrument (e.g. nominal amount, maturity and underlying) match and no additional sources of ineffectiveness, including credit risk adjustment on the hedging derivative, are identified;
- the ineffectiveness of the hedge is assessed through a quantitative analysis, applying the cumulative dollar offset method, using the hypothetical derivative, if the critical terms of the hedged item and the hedging instrument do not match or at least one source of ineffectiveness is detected. This method compares changes in fair values of the hedging instrument and the hypothetical derivative between the reporting date and the inception date.

The main causes of hedge ineffectiveness can be the following:

- credit risk (i.e. the counterparty credit risk differently impacts the changes in the fair value of the hedging instruments and hedged items);
- the index related to the hedged risk, if different in the hedged item than in the hedging instrument;
- timing differences in the cash flows of hedged items and hedging instruments;
- quantity or notional amount differences (i.e. changes in the expected amount of cash flows of hedged items and hedging instruments);
- other risks (i.e. changes in the fair value or cash flows of a derivative hedging instrument or hedged item relate to risks other than the specific risk being hedged).

Cash flow hedges

Cash flow hedges are applied in order to hedge the Company exposure to changes in future cash flows that are attributable to a particular risk associated with a recognized asset or liability or a highly probable transaction that could affect profit or loss.

The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges is recognized in other comprehensive income. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognized immediately in the income statement.

Amounts accumulated in equity are reclassified to profit or loss in the period when the hedged item affects profit or loss (for example, when the hedged forecast sale takes place).

If the hedged item results in the recognition of a non-financial asset (i.e. property, plant and equipment or inventories, etc.) or a non-financial liability, or a hedged forecast transaction for a non-financial asset or a non-financial liability becomes a firm commitment for which fair value hedge accounting is applied, the amount accumulated in equity (i.e. hedging reserve) shall be removed and included in the initial amount (cost or other carrying amount) of the asset or the liability hedged (i.e. "basis adjustment").

When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, any cumulative gain or loss existing in equity at that time remains in equity and is recognized when the forecast transaction is ultimately recognized in the income statement. When a forecast transaction is no longer expected to occur, the cumulative gain or loss that was reported in equity is immediately transferred to the income statement.

For hedging relationships using forwards as a hedging instrument, where only the change in the value of the spot element is designated as the hedging instrument, accounting for the forward element (profit or loss vs OCI) is defined case by case.

Conversely, for hedging relationships using cross currency interest rate swaps as hedging instruments, the Company separates foreign currency basis spreads, in designating the hedging derivative, and presents them in other comprehensive income (OCI) in the hedging costs reserve.

With specific regard to cash flow hedges of commodity risk, in order to improve their consistency with the risk management strategy, the Company applies a dynamic hedge accounting approach based on specific liquidity requirements (the so-called liquidity-based approach).

This approach requires the designation of hedges through the use of the most liquid derivatives available on the market and replacing them with others that are more effective in covering the risk in question.

Consistent with the risk management strategy, the liquidity-based approach allows the roll-over of a derivative by replacing it with a new derivative, not only in the event of expiry but also during the hedging relationship, if and only if the new derivative meets both of the following requirements:

- it represents a best proxy of the old derivative in terms of ranking;
- it meets specific liquidity requirements.

Satisfaction of these requirements is verified quarterly.

At the roll-over date, the hedging relationship is not discontinued. Therefore, starting from that date, changes in the effective fair value of the new derivative will be recognized in equity (the hedging reserve), while changes in the fair value of the old derivative are recognized through profit or loss.

The Company currently uses these hedge relationships to minimize the volatility of profit or loss.

Fair value hedges

Fair value hedges are used to protect the Company against exposures to changes in the fair value of assets, liabilities or firm commitment attributable to a particular risk that could affect profit or loss.

Changes in the fair value of derivatives that qualify and are designated as hedging instruments are recognized in the income statement, together with changes in the fair value of the hedged item that are attributable to the hedged risk.

If the hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item for which the effective interest rate method is used is amortized to profit or loss over the residual life of the hedged element.

The Company does not currently use such hedging relationships.

For more information on fair value measurement, please see note 34 "Fair value measurement".

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

33.1.1 Hedge relationship by type of credit risk

Interest rate risk

The following table shows the notional amount and the average rate of instruments hedging interest rate risk on transactions outstanding at December 31, 2025 and December 31, 2024, broken down by maturity.

Millions of euro							
At Dec. 31, 2025	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**Beyond**	**Total**
Interest rate swaps							
Notional amount	500	-	-	150	-	240	890
Average IRS rate	*1.78*			*5.44*		*4.10*	

Millions of euro							
At Dec. 31, 2024	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Beyond**	**Total**
Interest rate swaps							
Notional amount	500	500	-	-	150	240	1,390
Average IRS rate	*1.63*	*1.78*			*5.44*	*4.32*	

The interest rate swaps outstanding at the end of the year and designated as hedging instruments function as a cash flow hedge for the hedged item. The cash flow hedge derivatives refer to the hedging of certain floating-rate bonds issued since 2001 and floating-rate bank loans obtained during 2020.

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2025 and December 31, 2024.

	Notional amount		**Fair value assets**		**Notional amount**		**Fair value liabilities**	
Millions of euro	**at Dec. 31, 2025**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2025**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2025**	**at Dec. 31, 2024**	**at Dec. 31, 2025**	**at Dec. 31, 2024**
Cash flow hedge derivatives	**500**	**1,000**	**1**	**5**	**390**	**390**	**(32)**	**(45)**
Interest rate swaps	500	1,000	1	5	390	390	(32)	(45)

The fair value of interest rate derivatives improved compared with the previous year reflecting the development of the euro area yield curve, which while showing a decrease in the short-term segment due to the progressive easing of restrictive monetary policies during 2025, was simultaneously affected by a significant increase in the medium/long-term segment, where the maturities of interest rate hedging derivatives are concentrated.

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives hedging interest rate risk.

Millions of euro	**Fair value**	**Distribution of expected cash flows**				
Cash flow hedge derivatives on interest rates	**at Dec. 31, 2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Beyond**
Positive fair value	1	2	-	-	-	-
Negative fair value	(32)	(8)	(8)	(7)	(9)	(4)

The following table shows the impact of interest rate hedge derivatives on the statement of financial position.

Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
At Dec. 31, 2025			
Interest rate swaps	890	(31)	(31)
At Dec. 31, 2024			
Interest rate swaps	1,390	(40)	(40)

The following table shows the impact of hedged items exposed to interest rate risk on the statement of financial position.

Millions of euro	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve
	2025			2024		
Floating-rate borrowings	23	(23)	-	20	(20)	-
Total	**23**	**(23)**	**-**	**20**	**(20)**	**-**

The following table shows the impact of cash flow hedges on interest rate risk on profit or loss and on other comprehensive income.

Millions of euro	Total other comprehensive income/ (expense)	Ineffective portion recognized in profit or loss	Income statement item	Hedging costs	Amount reclassified from OCI to profit or loss	Income statement item
At Dec. 31, 2025						
Floating-rate borrowings	5	-		-	(104)	Financial expense
Total at Dec. 31, 2025	**5**	**-**		**-**	**(104)**	
At Dec. 31, 2024						
Floating-rate borrowings	4	-		-	(111)	Financial expense
Total at Dec. 31, 2024	**4**	**-**		**-**	**(111)**	

Currency risk

The following table shows the notional amount and the average rate of instruments hedging currency risk on transactions outstanding as at December 31, 2025 and December 31, 2024, broken down by maturity.

Millions of euro							
At Dec. 31, 2025	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**Beyond**	**Total**
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)							
Total notional amount	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,364**	**1,364**
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP						1,364	1,364
Average contractual exchange rate EUR/GBP						*0.68*	

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro							
At Dec. 31, 2024	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Beyond**	**Total**
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)							
Total notional amount	**337**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,436**	**1,773**
Notional amount for CCIRSs EUR/USD	337	-	-	-	-	-	337
Average contractual exchange rate EUR/USD	*1.16*						
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP						1,436	1,436
Average contractual exchange rate EUR/GBP						*0.68*	

The following table shows the notional amount and the fair value of instruments hedging currency risk on transactions outstanding at December 31, 2025 and December 31, 2024, broken down by type of hedged item.

		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
Millions of euro		Assets	Liabilities		Assets	Liabilities	
Hedging instrument	**Hedged item**	**at Dec. 31, 2025**			**at Dec. 31, 2024**		
Cross currency interest rate swaps	Fixed-rate borrowings in foreign currency	45	(389)	1,363	47	(407)	1,436
Cross currency interest rate swaps	Floating-rate borrowings in foreign currency	-	-	-	37	-	337
Total		**45**	**(389)**	**1,363**	**84**	**(407)**	**1,773**

The cross currency interest rate swaps outstanding at the end of the year and designated as hedging instruments function as a cash flow hedge for the hedged item. In particular, these derivatives relate to the hedging of fixed-rate sterling bonds.

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives on currency risk at December 31, 2025 and December 31, 2024, broken down by type of hedge.

	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Cash flow hedge derivatives	**630**	**1,002**	**45**	**84**	**733**	**771**	**(389)**	**(407)**
Cross currency interest rate swaps	630	1,002	45	84	733	771	(389)	(407)

At December 31, 2025 cross currency interest rate swaps had a notional amount of €1,363 million (€1,773 million at December 31, 2024) and an overall negative fair value of €344 million (a negative €323 million at December 31, 2024).

The deterioration in the fair value of cross currency interest rate swaps is mainly due to the development of the euro exchange rate against sterling.
The following table reports the impact on the statement of financial position of instruments hedging currency risk.

Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
At Dec. 31, 2025			
Cross currency interest rate swaps	1,363	(344)	(341)
At Dec. 31, 2024			
Cross currency interest rate swaps	1,773	(323)	(323)

The following table reports the impact of hedged items exposed to currency risk on the statement of financial position

Millions of euro	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve
	2025			2024		
Fixed-rate borrowings in foreign currency	341	(341)	(4)	363	(363)	3
Floating-rate borrowings in foreign currency	-	-	-	(37)	37	-
Total	**341**	**(341)**	**(4)**	**326**	**(326)**	**3**

The following table shows the impact of cash flow hedges on currency risk on profit or loss and on other comprehensive income.

Millions of euro	Total other comprehensive income/ (expense)	Ineffective portion recognized in profit or loss	Income statement item	Hedging costs	Amount reclassified from OCI to profit or loss	Income statement item
At Dec. 31, 2025						
Fixed-rate borrowings in foreign currency	25	-		-	(48)	Financial expense
Floating-rate borrowings in foreign currency	(5)	-		-	(32)	Financial expense
Total at Dec. 31, 2025	**20**	**-**		**-**	**(80)**	
At Dec. 31, 2024						
Fixed-rate borrowings in foreign currency	(3)	-		-	(45)	Financial expense
Floating-rate borrowings in foreign currency	2	-		-	97	Financial income
Total at Dec. 31, 2024	**(1)**	**-**		**-**	**52**	

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on currency risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Cash flow hedge derivatives on exchange rates	**at Dec. 31, 2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**Beyond**
Positive fair value	45	9	9	8	7	6	35
Negative fair value	(389)	(20)	(20)	(19)	(18)	(17)	(280)

33.1.2 Impact of cash flow hedge derivatives on equity gross of tax effects

Millions of euro	Hedging costs	Gross change in fair value recognized in OCI	Gross change in fair value recognized in profit or loss	Gross change in fair value recognized in profit or loss - Ineffective portion	Hedging costs	Gross change in fair value recognized in OCI	Gross change in fair value recognized in profit or loss	Gross change in fair value recognized in profit or loss - Ineffective portion
	at Dec. 31, 2025				at Dec. 31, 2024			
Interest rate hedges	-	5	(104)	-	-	4	(111)	-
Exchange rate hedges	(7)	21	(79)	-	7	(1)	52	-
Hedging derivatives	**(7)**	**26**	**(183)**	**-**	**7**	**3**	**(59)**	**-**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

33.2 Derivatives at fair value through profit or loss

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives at FVTPL at December 31, 2025 and December 31, 2024 by risk type.

	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024
Derivatives at FVTPL on interest rates	**2,380**	**2,618**	**47**	**82**	**2,480**	**2,718**	**(67)**	**(111)**
Interest rate swaps	2,380	2,618	47	82	2,480	2,718	(67)	(111)
Derivatives at FVTPL on exchange rates	**1,053**	**1,919**	**66**	**115**	**957**	**2,247**	**(66)**	**(120)**
Forwards	913	1,780	29	79	817	2,108	(29)	(83)
Cross currency interest rate swaps	140	139	37	36	140	139	(37)	**(37)**
Total derivatives at FVTPL	**3,433**	**4,537**	**113**	**197**	**3,437**	**4,965**	**(133)**	**(231)**

At December 31, 2025, the overall notional amount of derivatives at fair value through profit or loss on interest rates and exchange rates came to €6,870 million (€9,502 million at December 31, 2024) with an overall negative fair value of €20 million (a negative €34 million at December 31, 2024).

The interest rate swaps outstanding at year-end, amounting to €4,860 million, mainly related to transactions to hedge the indebtedness of Group companies towards the market (for €2,480 million) and intermediated with the companies themselves for €2,380 million.

The total notional value decreased by €476 million compared with the previous year, due to the natural effect of depreciation charges.

Forward contracts hedging currency risk had a notional amount of €1,730 million (€3,888 million at December 31, 2024). Currency forwards with external counterparties amounted to €912 million (€2,108 million at December 31, 2024), and related mainly to OTC derivatives entered into to mitigate the currency risk associated with the prices of energy commodities within the provisioning process of Group companies and matched with market transactions, expected cash flows in currencies other than the euro related to the hedging of the exchange rate risk connected with capital expenditure mainly linked to the purchase of digital meters and concentrators, as well as the expected cash flows in foreign currency in respect of interim dividends authorized by the subsidiaries.

Cross currency interest rate swaps, with a notional amount of €140 million (€139 million at December 31, 2024), relate to hedges of currency risk on the debt of the Group companies denominated in currencies other than the euro and matched with market transactions.

34. Fair value measurement

The Company measures fair value in accordance with IFRS 13 whenever required by the IFRS.

Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability. The best estimate is the market price, i.e. its current price, publicly available and effectively traded on an active, liquid market.

The fair value of assets and liabilities is categorized into a fair value hierarchy that provides three levels defined as follows on the basis of the inputs and valuation techniques used to measure fair value:

- Level 1: quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities to which the Company has access at the measurement date;
- Level 2: inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (that is, as prices) or indirectly (that is, derived from prices);
- Level 3: inputs for the asset or liability that are not based on observable market data (that is, unobservable inputs).

In this note, the relevant disclosures are provided in order to assess the following:

- for assets and liabilities that are measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position after initial recognition, the valuation techniques and inputs used to develop those measurements; and

- for recurring fair value measurements using significant unobservable inputs (Level 3), the effect of the measurements on profit or loss or other comprehensive income for the year.

For this purpose:
- recurring fair value measurements are those that the IFRS require or permit in the statement of financial position at the end of each reporting period;
- non-recurring fair value measurements are those that the IFRS require or permit in the statement of financial position in particular circumstances.

The fair value of derivative contracts is determined using the official prices for instruments traded on regulated markets. The fair value of instruments not listed on a regulated market is determined using valuation methods appropriate for each type of financial instruments and market data as of the close of the reporting period (such as interest rates, exchange rates, volatility), discounting expected future cash flows on the basis of the market yield curve and translating amounts in currencies other than the euro using exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company. For contracts involving commodities, the measurement is conducted using prices, where available, for the same instruments on both regulated and unregulated markets. In accordance with the IFRS, the Company includes a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk.
More specifically, the Company measures CVA/DVA using a Potential Future Exposure valuation technique for the net exposure of the position and subsequently allocating the adjustment to the individual financial instruments that make up the overall portfolio. All of the inputs used in this technique are observable on the market. Changes in the assumptions underlying the estimated inputs could have an effect on the fair value reported for such instruments.
The notional amount of a derivative contract is the amount on which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example, tons converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price).
Amounts denominated in currencies other than the euro are translated into euros at the official exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.
The notional amounts of derivatives reported here do not necessarily represent amounts exchanged between the parties and therefore are not a measure of the Company's credit risk exposure.
For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted instruments the fair value is determined using appropriate valuation techniques for each category of financial instruments and market data at the reporting date, including the credit spreads of Enel.

34.1 Assets measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

		Non-current assets				Current assets			
Millions of euro	Notes	Fair value at Dec. 31, 2025	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2025	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedges:									
- on interest rate risk	33	-	-	-	-	1	-	1	-
- on currency risk	33	45	-	45	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges		**45**	**-**	**45**	**-**	**1**	**-**	**1**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	46	-	46	-	1	-	1	-
- on currency risk	33	41	-	41	-	25	-	25	-
Total fair value through profit or loss		**87**	**-**	**87**	**-**	**26**	**-**	**26**	**-**
TOTAL		**132**	**-**	**132**	**-**	**27**	**-**	**27**	**-**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

34.2 Liabilities measured at fair value in the statement of financial position

The following table reports, for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

		Non-current liabilities				Current liabilities			
Millions of euro	Notes	Fair value at Dec. 31, 2025	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2025	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedges:									
- on interest rate risk	33	33	-	33	-	-	-	-	-
- on currency risk	33	389	-	389	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges		**422**	**-**	**422**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	46	-	46	-	21	-	21	-
- on currency risk	33	42	-	42	-	24	-	24	-
Total fair value through profit or loss		**88**	**-**	**88**	**-**	**45**	**-**	**45**	**-**
TOTAL		**510**	**-**	**510**	**-**	**45**	**-**	**45**	**-**

34.3 Liabilities not measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of liabilities not measured at fair value in the statement of financial position but for which the fair value shall be disclosed, the fair value at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

		Liabilities			
Millions of euro	Notes	Fair value at Dec. 31, 2025	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	31.2.1	1,752	1,752	-	-
- floating rate	31.2.1	483	71	412	-
Total bonds		**2,235**	**1,823**	**412**	**-**
Bank borrowings:					
- floating rate	31.2.1	1,010	-	1,010	-
Total bank borrowings		**1,010**	**-**	**1,010**	**-**
Non-bank financing:					
- under fixed-rate leases	31.2.1	3	-	3	-
Total non-bank financing		**3**	**-**	**3**	**-**
Loans from Group companies:					
- fixed rate	31.2.1	10,635	-	10,635	-
- floating rate	31.2.1	7,664	-	7,664	-
Total loans from Group companies		**18,299**	**-**	**18,299**	**-**
TOTAL		**21,547**	**1,823**	**19,724**	**-**

35. Share-based payments

Starting in 2019, the Shareholders' Meeting of Enel SpA ("Enel" or the "Company") has each year approved the adoption of long-term share-based incentive plans for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code. Each of the incentive plans approved (the 2019 Long-Term Incentive Plan, the 2020 Long-Term Incentive Plan, the 2021 Long-Term Incentive Plan, the 2022 Long-Term Incentive Plan, the 2023 Long-Term Incentive Plan, the 2024 Long-Term Incentive Plan, and the 2025 Long-Term Incentive Plan referred to hereinafter, respectively, the "2019 LTI Plan", the "2020 LTI Plan", the "2021 LTI Plan", the "2022 LTI Plan", the "2023 LTI Plan", the "2024 LTI Plan", the "2025 LTI Plan" and, jointly, the "Plans") provides for the grant of ordinary Company shares ("Shares") to the respective beneficiaries subject to the achievement of specific performance targets.

Plan beneficiaries are the Chief Executive Officer/General Manager of Enel and Enel Group managers in the positions most directly responsible for company performance or considered to be of strategic interest. The Plans provide for the award to the beneficiaries of an incentive consisting of a monetary component and an equity component. This incentive – determined, at the time of the award, as a base value calculated in relation to the fixed remuneration of the individual beneficiary – may vary depending on the degree of achievement of each of the three-year performance targets by the Plans, ranging from zero up to a maximum of 280% or 180% of the base value in the case, respectively, of the Chief Executive Officer/General Manager or the other beneficiaries.

These Plans also provide that, with respect to the total incentive actually accrued, the premium is entirely paid in Shares: (a) for the 2019, 2020, 2021 and 2022 LTI Plans (i) up to 100% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager (up to 130% for the 2022 LTI Plan), and (ii) up to 50% of the base value for the other beneficiaries (up to 65% for the 2022 LTI Plan); (b) for the 2023, 2024 and the 2025 LTI Plans (i) up to 150% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager, (ii) up to 100% of the base value for officers reporting directly to the Chief Executive Officer/General Manager, including key management personnel, and (iii) up to 65% of the base value for the other beneficiaries, other than those indicated under (i) and (ii) above.

The actual award of the bonus under the Plans is subject to the achievement of specific performance targets during the three-year performance period.

If these targets are achieved, 30% of both the stock and cash components of the incentive will be paid in the first year following the end of the performance period and the remaining 70% will be paid in the second year following the end of the performance period. The payment of a substantial portion of long-term variable remuneration (70% of the total) is therefore deferred to the second year following the end of the performance period of the individual Plans.

For more information on the characteristics of the Plans, please see the information documents prepared pursuant to Article 84-*bis* of the CONSOB Regulation issued with Resolution 11971 of May 14, 1999 (the Issuers Regulation), which are available to the public in the section of Enel's website (www.enel.com) dedicated to the Shareholders' Meetings held respectively on May 16, 2019, May 14, 2020, May 20, 2021, May 19, 2022, May 10, 2023, May 23, 2024 and May 22, 2025.

In implementation of the authorizations granted by the Shareholders' Meetings held on the dates indicated above and in compliance with the associated terms and conditions, the Board of Directors approved – at its meetings of September 19, 2019, July 29, 2020, June 17, 2021, June 16, 2022, October 5, 2023, July 25, 2024 and July 31, 2025 – the launch of share buyback programs to serve the Plans. The number of Shares whose purchase was authorized by the Board of Directors for each Plan, the actual number of Shares purchased, the associated weighted average price and total value are shown below.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

	Purchases authorized by the Board of Directors	Actual purchases		
	Number of shares	Number of shares	Weighted average price (euro per share)	Total value (euro)
2019 LTI Plan	No more than 2,500,000 for a maximum amount of €10,500,000 million	1,549,152[8]	6.7779	10,499,999
2020 LTI Plan	1,720,000	1,720,000[9]	7.4366	12,790,870
2021 LTI Plan	1,620,000	1,620,000[10]	7.8737	12,755,459
2022 LTI Plan	2,700,000	2,700,000[11]	5.1951	14,026,715
2023 LTI Plan	4,200,000	4,200,000[12]	6.3145	26,520,849
2024 LTI Plan	2,900,000	2,900,000[13]	7.0210	20,360,977
2025 LTI Plan[14]	3,200,000	-	-	-

The table below shows information relating to the Plans whose three-year performance period is in progress or for which the accrued incentive was paid to the beneficiaries in 2025.[15]

	Grant date	Performance period	Verification of achievement of targets	Payout
2021 LTI Plan	16.09.2021[16]	2021-2023	2024[17]	2024-2025[18]
2022 LTI Plan	21.09.2022[19]	2022-2024	2025[20]	2025-2026[21]
2023 LTI Plan	05.10.2023[22]	2023-2025	2026[23]	2026-2027
2024 LTI Plan	19.09.2024[24]	2024-2026	2027[25]	2027-2028
2025 LTI Plan	16.10.2025[26]	2025-2027	2028[27]	2028-2029

8. Shares purchased in the period between September 23 and December 2, 2019, equal to about 0.015% of the share capital.
9. Shares purchased in the period between September 3 and October 28, 2020, equal to about 0.017% of the share capital.
10. Shares purchased in the period between June 18 and July 21, 2021, equal to about 0.016% of the share capital.
11. Shares purchased in the period between June 17 and July 20, 2022, equal to about 0.026% of the share capital.
12. Shares purchased in the period between October 16, 2023 and January 18, 2024, equal to about 0.041% of the share capital.
13. Shares purchased in the period between September 16 and November 8, 2024, equal to about 0.028% of the share capital.
14. The share buyback program serving the 2025 LTI Plan was launched on January 12, 2026.
15. No information relating to the 2019 and 2020 LTI Plans is provided since the award of the incentives ended in 2023 and 2024, respectively.
16. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2021 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 9, 2021).
17. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2023, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2021 LTI Plan.
18. On September 5, 2024 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2021 LTI Plan, in accordance with the Plan rules. The remainder of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2021 LTI Plan was awarded on September 4, 2025.
19. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2022 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 8, 2022).
20. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2024, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2022 LTI Plan.
21. On September 4, 2025 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2022 LTI Plan, in accordance with the Plan rules.
22. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2023 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of October 4, 2023).
23. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2025, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2023 LTI Plan.
24. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2024 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of July 24, 2024).
25. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2026, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2024 LTI Plan.
26. The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2025 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of July 30, 2025).
27. On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2027, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2025 LTI Plan.

The table below shows more information relating to the Plans whose three-year performance period is in progress or for which the accrued incentive was paid to the beneficiaries in 2025.

			2025		2024	
	Number of shares granted at the grant date	Fair value per share at the grant date	Number of shares potentially available for award	Number of shares awarded	Number of shares potentially available for award	Number of shares awarded
2021 LTI Plan	1,577,773	7.0010	0	420,060[28]	443,608	196,980[29]
2022 LTI Plan	2,398,143	4.8495	1,354,130	574,368[30]	1,858,051	-
2023 LTI Plan	4,040,820	5.5540	3,566,126	-	3,804,244	-
2024 LTI Plan	2,877,714	6.9730	2,722,050	-	2,877,714	-
2025 LTI Plan	2,337,929	8.539	2,337,929	-	-	-

The fair value of those equity instruments is measured on the basis of the market price of Enel Shares at the grant date.[31]

The cost of the equity component is determined on the basis of the fair value of the equity instruments granted and is recognized over the duration of the vesting period through an equity reserve.

The total costs recognized by the Group through profit or loss amounted to €16 million in 2025 (€10 million in 2024).

There have been no terminations or amendments involving the approved Plans.

28. The table shows the number of Shares awarded on September 4, 2025 to the beneficiaries of the 2021 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan.
29. The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2024 to the beneficiaries of the 2021 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. Disbursement of the remaining portion of the equity component of the bonus, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2021 LTI Plan, was awarded on September 4, 2025.
30. The table shows the number of Shares awarded on September 4, 2025 to the beneficiaries of the 2022 LTI Plan which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. Disbursement of the remaining portion of the equity component of the bonus, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2022 LTI Plan, is deferred to 2026.
31. For the 2019 LTI Plan, the grant date is November 12, 2019, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2019 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2020 LTI Plan, the grant date is September 17, 2020, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2020 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2021 LTI Plan, the grant date is September 16, 2021, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2021 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2022 LTI Plan, the grant date is September 21, 2022, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2022 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2023 LTI Plan, the grant date is October 5, 2023, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2023 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2024 LTI Plan, the grant date is September 19, 2024, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2024 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2025 LTI Plan, the grant date is October 16, 2025, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant of the 2025 LTI Plan to the beneficiaries.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

36. Related parties

Related parties have been identified on the basis of the provisions of the IFRS and the applicable CONSOB measures.

The transactions Enel SpA entered into with its subsidiaries mainly involved the provision of services, the sourcing and employment of financial resources, insurance coverage, human resource management and organization, legal and corporate services, and the planning and coordination of tax and administrative activities.

All the transactions are part of routine operations, are carried out in the interest of the Company and are settled on an arm's length basis, i.e. on the same market terms as agreements entered into between two independent parties. Finally, the Enel Group's corporate governance rules, which are discussed in greater detail in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure available on the Company's website (www.enel.com), establish conditions for ensuring that transactions with related parties are performed with transparency and procedural and substantive propriety.

The disclosures on the remuneration of members of the Board of Directors, members of the Board of Statutory Auditors, the General Manager and key management personnel required under IAS 24 are provided in the tables below.

Millions of euro	2025	2024	Change	
Remuneration of members of the Board of Directors, Board of Statutory Auditors and General Manager				
Short-term benefits	8	5	3	60.0%
Share-based payments	2	1	1	-
Total	**10**	**6**	**4**	**66.7%**

Millions of euro	2025	2024	Change	
Remuneration of key management personnel				
Short-term benefits	9	7	2	28.6%
Share-based payments	3	1	2	-
Total	**12**	**8**	**4**	**50.0%**

In November 2010, the Board of Directors of Enel SpA approved a procedure governing the approval and execution of transactions with related parties carried out by Enel SpA directly or through subsidiaries (Enel Procedure for Transactions with Related Parties), most recently updated in June 2021. The procedure (available at https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties/) sets out rules designed to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties. It was adopted in implementation of the provisions of Article 2391-*bis* of the Italian Civil Code and the implementing regulations issued by CONSOB with Resolution 17221 of March 12, 2010, as amended ("CONSOB Regulation"). No related-party transactions requiring disclosure in the financial statements pursuant to the CONSOB Regulation were carried out in 2025.

The following tables summarize commercial, financial and other relationships between the Company and related parties.

Commercial and other transactions

Millions of euro	Trade receivables at Dec. 31, 2025	Trade payables at Dec. 31, 2025	Costs 2025 Goods	Costs 2025 Services	Revenue 2025 Goods	Revenue 2025 Services
Subsidiaries, joint ventures and associates						
3SUN Srl	-	34	-	-	-	-
Agatos Green Power Trino Srl	1	-	-	-	-	-
C&C Uno Energy Srl	1	-	-	-	-	-
DAP Consortium	6	-	-	-	-	7
Edistribución Redes Digitales SLU	4	1	-	-	-	4
e-distribuzione SpA	248	42	-	-	-	25
E-Solar Srl	2	-	-	-	-	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	3	-	-	-	-	-
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	1	-	-	-	-	-
Endesa Energía SAU	3	-	-	-	-	3
Endesa Generación SAU	3	-	-	-	-	3
Endesa Medios y Sistemas SLU	-	-	-	-	-	1
Endesa SA	8	-	-	-	-	7
Enel Américas SA	71	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	49	2	-	-	-	12
Enel Chile SA	30	-	-	-	-	2
Enel Colombia SA ESP	2	-	-	-	-	2
Enel Distribución Chile SA	1	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	9	71	-	-	-	9
Enel Finance America LLC	2	-	-	-	-	-
Enel Finance International NV	1	-	-	-	-	1
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	2
Enel Global Services Srl	18	47	-	63	-	1
Enel Global Trading SpA	4	159	-	-	-	5
Enel Green Power Chile SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Development Srl	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SLU	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Italia Srl	2	48	-	-	-	3
Enel Green Power North America Inc.	4	-	-	-	-	3
Enel Green Power SpA	35	39	-	4	-	4
Enel Green Power Sannio Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Grids Srl	5	7	-	6	-	2
Enel Iberia SRLU	350	5	-	4	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	3	-	3	-	-
Enel Italia SpA	308	99	-	25	-	8
Enel Libra Flexsys Srl	10	1	-	-	-	-
Enel North America Inc.	3	2	-	-	-	2
Enel Produzione SpA	36	64	-	-	-	3
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	-	10	-	-	-	2
Enel Services México SA de Cv	2	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	2	2	-	-	-	-
Enel Trading Argentina Srl	1	-	-	-	-	-
Enel X Italia Srl	-	14	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	1	-	-	-	-	-
Enel X Srl	1	14	-	-	-	1
Enel X Way Srl	-	-	-	-	-	-
Enel X Way Italia Srl	1	11	-	-	-	1
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-
Nuclitalia Srl	1	-	-	-	-	-
Nuove Energie Srl	-	32	-	-	-	-
Parco Eolico Monti Sicani Srl	-	5	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	4	3	-	-	-	1
Società Elettrica Trigno Srl	1	-	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	1	-	-	-	-
Total subsidiaries, joint ventures and associates	**1,245**	**717**	**-**	**105**	**-**	**119**
Other related parties						
A.C. Milan SpA	-	-	-	1	-	-
Enel Cuore Onlus	-	-	-	-	-	1
Fondazione Centro Studi Enel	2	-	-	-	-	1
FONDENEL	-	1	-	2	-	-
FOPEN	-	-	-	2	-	-
Total other related parties	**2**	**1**	**-**	**5**	**-**	**2**
TOTAL	**1,247**	**718**	**-**	**110**	**-**	**121**

Millions of euro	Trade receivables at Dec. 31, 2024	Trade payables at Dec. 31, 2024	Costs 2024 Goods	Costs 2024 Services	Revenue 2024 Goods	Revenue 2024 Services
Subsidiaries, joint ventures and associates						
3SUN Srl	-	29	-	-	-	-
Agatos Green Power Trino Srl	-	1	-	-	-	-
C&C Uno Energy Srl	-	1	-	-	-	-
Edistribución Redes Digitales SLU	4	1	-	-	-	4
e-distribuzione SpA	214	17	-	-	-	17
E-Solar Srl	1	-	-	-	-	-
E-Solar 2 Srl	-	1	-	-	-	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	2	-	-	-	-	-
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	1	-	-	-	-	1
Endesa Energía SAU	2	-	-	-	-	-
Endesa Generación SAU	3	-	-	-	-	3
Endesa Medios y Sistemas SLU	1	-	-	-	-	1
Endesa SA	8	-	-	-	-	7
Enel Américas SA	295	1	-	-	-	-
Enel Brasil SA	57	1	-	-	-	26
Enel Chile SA	41	-	-	-	-	3
Enel Colombia SA ESP	2	-	-	-	-	2
Enel Distribución Chile SA	1	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	8	159	-	-	-	11
Enel Finance America LLC	9	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	2
Enel Global Services Srl	14	49	-	72	-	2
Enel Global Trading SpA	35	5	-	-	-	4
Enel Green Power Chile SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SLU	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Italia Srl	176	12	-	-	-	4
Enel Green Power North America Inc.	1	-	-	-	-	2
Enel Green Power SpA	22	8	-	3	-	5
Enel Green Power Sannio Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Grids Srl	2	9	-	7	-	1
Enel Iberia SRLU	301	4	-	3	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	4	-	4	-	-
Enel Italia SpA	5	190	-	29	-	4
Enel Libra Flexsys Srl	10	-	-	-	-	-
Enel North America Inc.	4	1	-	-	-	4
Enel Produzione SpA	115	42	-	-	-	4
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	20	-	-	-	-	1
Enel Services México SA de Cv	1	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	(1)	3	-	-	-	-
Enel Trading Argentina Srl	1	-	-	-	-	(1)
Enel X Advisory Services Srl	-	2	-	-	-	-
Enel X Italia Srl	-	17	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	2	-	-	-	-	-
Enel X Srl	6	12	-	2	-	5
Enel X Way Srl	-	6	-	-	-	-
Enel X Way Italia Srl	2	16	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-
Iiary Energia Srl	2	3	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	2	-	-	-	-	-
Principia Energy Generation Single Member SA	6	-	-	-	-	-
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	1	-	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	44	-	-	-	-
Società Elettrica Trigno Srl	-	1	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	-	-	-	-	1
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	8	-	-	-	-	-
Total subsidiaries, joint ventures and associates	**1,393**	**640**	**-**	**120**	**-**	**117**
Other related parties						
Enel Cuore Onlus	-	-	-	-	-	1
Fondazione Centro Studi Enel	4	-	-	-	-	1
FONDENEL	-	-	-	2	-	-
FOPEN	-	1	-	2	-	-
Total other related parties	**4**	**1**	**-**	**4**	**-**	**2**
TOTAL	**1,397**	**641**	**-**	**124**	**-**	**119**

Financial transactions

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2025			2025		
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Concert Srl	-	4	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	1,690	-	10	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	-	-	250	-	1	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	365
Enel Brasil SA	3	-	408	-	3	-
Enel Chile SA	-	-	758	-	1	170
Enel Colombia SA ESP	-	-	9	-	-	-
Enel Costa Rica CAM SA	-	-	2	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	432	-	1	-
Enel Finance America LLC	-	-	2,488	-	2	-
Enel Finance International NV	-	23,046	50,694	413	54	-
Enel Global Services Srl	43	-	23	-	8	-
Enel Global Trading SpA	289	4	1,945	78	201	1,161
Enel Green Power Chile SA	-	-	1	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	-	5	-	11	2	-
Enel Green Power India Private Limited	-	-	2	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	233	-	1	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	9	10	1,140	-	9	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	4	-	-	-	-
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	40	-	220	-	7	-
Enel Green Power SpA	195	2	659	5	13	-
Enel Grids Srl	179	-	23	-	7	-
Enel Holding Finance Srl	2	-	-	-	-	-
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	810
Enel Innovation Hubs Srl	1	-	1	-	-	-
Enel Italia SpA	1,240	43	7,560	54	72	2,020
Enel North America Inc.	28	-	13,623	-	20	-
Enel Produzione SpA	-	-	235	-	6	-
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	-	206	414	7	1	-
Enel Sole Srl	-	-	102	-	-	-
Enel X Advisory Services Srl	65	-	-	-	2	-
Enel X Australia (Pty) Ltd	-	-	13	-	-	-
Enel X International Srl	17	-	-	-	-	-
Enel X Italia Srl	-	-	1	-	-	-
Enel X North America Inc.	-	-	65	-	-	-
Enel X Polska Sp. zo o	-	-	17	-	-	-
Enel X Srl	1,196	-	128	-	49	-
Enel X UK Limited	-	-	18	-	-	-
Enel X Way Italia Srl	96	-	36	-	4	-
Enelpower Srl	-	34	-	1	-	1
Generadora Montecristo SA	-	-	2	-	-	-
Nuove Energie Srl	50	-	68	-	3	-
Parco Eolico Monti Sicani Srl	-	-	-	-	-	-
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	-	-	63	-	1	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1,150	-	4	-
Total	**3,453**	**23,358**	**84,473**	**569**	**482**	**4,527**

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2024				2024	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Concert Srl	-	3	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	2.001	-	8	-
Eletropeulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	-	-	294	-	1	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	399
Enel Brasil SA	3	-	679	-	11	-
Enel Chile SA	-	-	860	-	1	216
Enel Colombia SA ESP	-	-	33	-	-	-
Enel Costa Rica CAM SA	-	-	8	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	454	-	3	-
Enel Finance America LLC	-	-	2.722	-	3	-
Enel Finance International NV	-	19.327	52.298	522	67	1.075
Enel Generación Perú SAA	-	-	-	-	3	-
Enel Global Services Srl	126	1	24	3	9	-
Enel Global Trading SpA	4	1.045	1.973	248	105	1.103
Enel Green Power Chile SA	-	-	83	-	1	-
Enel Green Power Development Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	276	-	1	-
Enel Green Power Matimba NewCo 1 Srl	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	20	-	764	-	12	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	3	-	-	-	-
Enel Green Power Perù SAC	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Solar Ngonye SpA	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	57	-	266	-	7	-
Enel Green Power SpA	108	4	776	8	10	166
Enel Grids Srl	167	-	25	-	7	-
Enel Holding Finance Srl	-	1	-	-	-	3.225
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	375
Enel Innovation Hubs Srl	-	4	1	-	-	-
Enel Italia SpA	183	47	6.656	46	252	-
Enel North America Inc.	77	-	16.728	-	35	-
Enel Produzione SpA	-	-	277	-	6	-
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	-	363	414	13	-	-
Enel Sole Srl	-	-	129	-	1	-
Enel X Advisory Services Srl	72	-	-	-	4	-
Enel X Australia (Pty) Ltd	-	-	11	-	-	-
Enel X International Srl	12	-	-	-	1	-
Enel X Italia Srl	-	-	1	-	-	-
Enel X North America Inc.	3	-	71	-	1	-
Enel X Polska Sp. zo o	-	-	17	-	-	-
Enel X Srl	939	-	4	-	41	-
Enel X UK Limited	-	-	16	-	-	-
Enel X Way Srl	296	-	123	-	11	-
Enel X Way Italia Srl	96	-	41	-	5	-
Enelpower Srl	-	35	-	1	-	3
EnerNOC Ireland Limited	-	-	1	-	-	-
Generadora Montecristo SA	-	-	1	-	-	-
Nuove Energie Srl	43	-	86	-	3	-
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	-	-	96	1	2	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1.150	-	4	-
Total subsidiaries, joint ventures and associates	**2,206**	**20,835**	**89,359**	**842**	**615**	**6,562**
Other related parties						
Monte dei Paschi di Siena	1	-	-	-	-	-
Total other related parties	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**2,207**	**20,835**	**89,359**	**842**	**615**	**6,562**

The impact of transactions with related parties on the statement of financial position, income statement and statement of cash flows is reported in the following tables.

Impact on the statement of financial position

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	at Dec. 31, 2025			at Dec. 31, 2024		
Assets						
Derivatives - non-current	132	6	4.5%	179	39	21.8%
Other non-current assets	65	53	81.5%	68	56	82.4%
Trade receivables	174	174	-	197	196	-
Derivatives - current	27	24	88.9%	107	3	2.8%
Other current financial assets	3,871	3,423	88.4%	2,678	2,165	80.8%
Other current assets	1,150	1,020	88.7%	1,181	1,145	97.0%
Liabilities						
Long-term borrowings	19,079	17,009	89.2%	17,345	14,142	81.5%
Derivatives - non-current	510	81	15.9%	581	91	15.7%
Other non-current liabilities	17	9	52.9%	17	9	52.9%
Short-term borrowings	4,102	3,992	97.3%	6,410	6,306	98.4%
Current portion of long-term borrowings	3,231	2,132	66.0%	567	132	23.3%
Trade payables	129	77	59.7%	132	81	61.4%
Derivatives - current	45	1	2.2%	102	66	64.7%
Other current financial liabilities	221	143	64.7%	178	98	55.1%
Other current liabilities	3,236	632	19.5%	3,508	551	15.7%

Impact on the income statement

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2025			2024		
Revenue	122	121	99.2%	121	119	98.3%
Services and rentals and leases	177	110	62.1%	177	124	70.1%
Income from equity investments	4,528	4,527	-	6,563	6,562	-
Financial income from derivatives	423	215	50.8%	550	151	27.5%
Other financial income	382	267	69.9%	548	464	84.7%
Financial expense from derivatives	486	133	27.4%	454	247	54.4%
Other financial expense	652	436	66.9%	952	595	62.5%

Impact on cash flows

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2025			2024		
Cash flows from/(used in) operating activities	3,814	(20)	-0.01%	5,690	295	5.2%
Cash flows from/(used in) investing activities	(1,795)	(1,765)	0.98%	(1,085)	(1,051)	96.9%
Cash flows from/(used in) financing activities	(4,086)	1,341	-0.33%	(3,606)	2,986	-82.8%

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

37. Government grants – Disclosure pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017

Pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017 as amended, the following provides information on grants received from Italian public agencies and bodies, as well as donations by Enel SpA to companies, individuals and public and private entities. The disclosure takes into account: (i) grants received from Italian public entities/State entities; and (ii) donations made by Enel SpA to public or private parties resident or established in Italy.
The following disclosure includes payments in excess of €10,000 made by the same grantor/donor during 2025, even if made in multiple financial transactions. They are recognized on a cash basis.
Pursuant to the provisions of Article 3-*quater* of Decree Law 135 of December 14, 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019, for grants received, please refer to the information contained in the National Register of State Aid referred to in Article 52 of Law 234 of December 24, 2012.
As far as donations made are concerned, the material cases are listed below.

Euro		
Beneficiary	**Amount**	**Description of donation**
MAXXI	600,000	Grant to promote art, research and innovation in the artistic field
Fondazione Centro Studi Enel	150,000	Donations 2023 and 2024
Total	**750,000**	

38. Contractual commitments and guarantees

Millions of euro	at Dec. 31, 2025	at Dec. 31, 2024	Change
Sureties and guarantees given:			
- subsidiaries	84,473	89,363	(4,890)
- own interest	9	13	(4)
- third parties	-	85	(85)
Total	**84,482**	**89,461**	**(4,979)**

Sureties in the interest of the Company essentially regard a bank surety issued in favor of Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) in an amount equivalent to €9 million acquired following the merger of Enel South America Srl into Enel SpA in 2017. As this is about to expire, in order to ensure continuity of coverage, the Company has entered into a commitment in December to issue a letter of credit in favor of the same counterparty with a guarantee effective date of January 1, 2026.

Sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries include:

- €49,078 million issued on behalf of Enel Finance International NV securing bonds issued in European and other international markets;
- €15,535 million issued on behalf of various renewable energy companies for the development of new projects under the Business Plan;
- €4,683 million issued to the European Investment Bank (EIB) for loans granted to e-distribuzione SpA, Enel Produzione SpA, Enel Italia SpA, Enel Green Power SpA, Enel Chile SA, Enel Green Power Italia Srl, Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA, Enel Sole Srl, Enel X Srl and Enel X Way Italia Srl;
- €2,488 million issued on behalf of the US company Enel Finance America LLC, to back the euro commercial paper and bond issue programs on the North American market and the credit line granted by EKF (Denmark's Export Credit Agency) to support the Group's sustainable investments;
- €1,430 million issued to Terna on behalf of e-distribuzione SpA, Enel Global Trading SpA, Enel Produzione SpA, Enel X Italia Srl, Lene Srl, ACL SPV 4 Srl, Enel Green Power Italia Srl, Enel Energia SpA and Enel Green Power SpA, in respect of agreements for electricity transmission services;
- €1,150 million issued by Enel SpA to the Single Buyer on behalf of Servizio Elettrico Nazionale for obligations under the electricity purchase contract;
- €1,015 million issued on behalf of Enel Finance International NV to back the euro commercial paper program;
- €757 million issued to INPS on behalf of various Group companies whose employees elected to participate

in the structural staff reduction plan (Article 4 of Law 92/2012);
- €730 million as counter-guarantees in favor of the banks that guaranteed the Energy Markets Operator on behalf of Enel Global Trading SpA and Enel Produzione SpA;
- €501 million in favor of Cassa Depositi e Prestiti issued on behalf of e-distribuzione SpA, which received the Enel Grid Efficiency II loan;
- €472 million issued to Snam Rete Gas on behalf of Enel Global Trading SpA, Enel X Italia Srl, Enel Produzione SpA and Nuove Energie Srl for gas transport capacity;
- €50 million issued to RWE Supply & Trading GmbH on behalf of Enel Global Trading SpA for electricity purchases;
- €50 million issued to E.ON Energy Trading on behalf of Enel Global Trading SpA for trading on the electricity market;
- €46 million issued on behalf of Enel Italia SpA to Excelsia Nove Srl for the performance of obligations under rental contracts;
- €6,488 million issued to various beneficiaries as part of financial support activities by the Parent on behalf of subsidiaries.

Compared with December 31, 2024, the decrease in other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries is mainly attributable to the disposals of interests held in renewables companies. In addition, the reduction was affected by the redemption operations during the year of bonds that had reached maturity, consistent with the objective of strengthening the Group's capital structure.
In its capacity as the Parent, Enel SpA has also granted letters of patronage to a number of Group companies, essentially for assignments of receivables.

39. Contingent assets and liabilities

BEG litigation – Italy, France, Luxembourg

At the conclusion of arbitration proceedings initiated in Italy by BEG SpA (BEGI, Enelpower Srl (Enelpower) obtained a ruling in its favor in 2002, which was upheld by the Court of Cassation in 2010, which entirely rejected the petition for damages with regard to alleged breach by Enelpower of an agreement concerning the assessment of the possible construction of a hydroelectric power station in Albania. Subsequently, BEG, acting through its subsidiary Albania BEG Ambient Shpk (ABA), a company incorporated under Albanian law, brought proceedings against Enelpower and Enel SpA (Enel) in Albania concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana on March 24, 2009, upheld by the Albanian Court of Cassation, ordering Enelpower and Enel to pay tortious damages of about €25 million for 2004 as well as an unspecified amount of tortious damages for subsequent years. Following the ruling, ABA demanded payment of more than €430 million.
In November 2016, Enel and Enelpower filed a petition with the Albanian Court of Cassation, asking for the ruling issued by the District Court of Tirana on March 24, 2009 to be voided. At the hearing of November 6, 2024 the Court rejected the petition.
With a ruling of the Court of Appeal of Rome of March 7, 2022, the further proceedings undertaken by Enel and Enelpower before the Court of Rome were concluded, having sought recognition of BEG's liability for having circumvented the arbitration award rendered in Italy in favor of Enelpower through the aforementioned initiatives undertaken by the subsidiary ABA. With the ruling, the Court of Appeal of Rome upheld the ruling of first instance issued by the Court of Rome on June 16, 2015, which had denied the petition in the proceeding.
On May 20, 2021, the European Court of Human Rights (ECHR) issued a ruling with which it decided the appeal brought by BEG against the Italian State for violation of Article 6.1 of the European Convention on Human Rights. With this decision, the Court denied BEG's request to reopen the above arbitration proceedings and also rejected BEG's claim for pecuniary damages amounting to about €1.2 billion due to the absence of a causal link with the disputed conduct, granting it €15,000 in non-pecuniary damages.
Nonetheless, on December 29, 2021, BEG, with an action that the Company and its legal counsel deemed unfounded and specious, also decided to sue the Italian State before the Court of Milan, to demand damages for tortious liability in an amount of about €1.8 billion, as a consequence of the ECHR ruling. In this case, BEG also involved Enel and Enelpower by way of a claim of joint and several liability. With an order of June 14, 2022, the Court of Milan accepted the objection of territorial incompetence raised by the State Attorney and declared its incompetence to hear the dispute in favor of the Court of Rome, the court exclusively competent to hear the causes in which the Italian State is involved, ordering BEG to pay the costs of the proceedings in favor of the defendants. BEG did not resume the judgment before the Court of Rome within the legal term of October 14, 2022 and therefore the proceeding was extinguished.
A short time later, on November 3, 2022, BEG resubmitted the same claims for damages of the terminated proceeding, serving a new writ of summons before the Court of

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Milan against the same defendants, with the exception of the Italian State, which BEG declared not to wishing to agree to this judgement. Enel and Enelpower have prepared their defenses to proceed with the appearance in court in order to contest the claim, which is considered entirely specious and unfounded, like the previous similar initiative. Following the hearing for admission of evidence, the Court issued an order on October 26, 2023 denying the preliminary requests of the plaintiff and scheduled final arguments for October 17, 2024, when the parties exchanged their final briefs. With a ruling of April 7, 2025, the Court of Milan rejected the plaintiff's claims in their entirety. In particular, the court found the claim against Enel inadmissible, rejected the claim against Enelpower on the merits, and ordered BEG to pay all the defendants' legal costs. On May 9, 2025, BEG filed an appeal against this decision before the Court of Appeal of Milan. On September 30, 2025, Enel and Enelpower joined the appeal.
On January 20, 2026, the Court of Appeal of Milan rejected BEG's appeal, confirming the first instance judgment in its entirety and ordering it to pay the costs of the proceedings.

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk (ABA) to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

Italy

With an appeal notified on September 11, 2023, Albania BEG Ambient Shpk (ABA) initiated a proceeding before the Court of Appeal of Rome against Enel SpA and Enelpower Srl, in order to obtain, pursuant to Article 67 of Law 218/1995, enforcement of the ruling of the Court of Tirana of March 24, 2009. The two companies have prepared their defense to contest the claim for execution in Italy as well. Following the initial hearing, the Court of Appeal adjourned the proceeding until September 18, 2025 for oral arguments. Following this hearing, the Court of Appeal retained the case for decision.

France

In 2012, ABA filed suit against Enel and Enelpower with the *Tribunal de Grande Instance* in Paris (TGI) in order to render the ruling of the Albanian court enforceable in France. On January 29, 2018, the TGI rejected ABA's claim. In particular, the TGI ruled that: (i) the Albanian ruling conflicted with an existing decision (the arbitration ruling of 2002) and (ii) the fact that BEG sought to obtain in Albania what it was not able to obtain in the Italian arbitration proceeding, resubmitting the same claim through ABA, represented fraud. Subsequently, with a ruling of May 4, 2021, the Paris Court of Appeal denied the appeal by ABA, in full, upholding the ruling at first instance and, in particular, fully upholding the non-compatibility of the Albanian ruling with the arbitration award of 2002, ordering it to reimburse Enel and Enelpower €200,000 each for legal costs.
With a ruling of May 17, 2023 the French *Cour de Cassation* rejected ABA's appeal, thereby definitively denying the ABA's petition for execution.
Following the favorable ruling of the Court of Appeal, Enel initiated a separate proceeding to obtain release of the precautionary attachments (*Saisie Conservatoire de Créances*) granted to ABA of any receivables of Enel in respect of Enel France. With an order of June 16, 2022, the Court of Paris ordered the release of the precautionary attachments while also ordering ABA to pay Enel a total of about €146,000 in damages and legal costs. ABA challenged the aforementioned release order and the appeal was granted by the Paris Court of Appeal with a decision of May 17, 2023. On June 16, 2023, Enel filed a petition and on December 15, 2023 formally appealed that ruling before the French *Cour de Cassation*. On April 18, 2024, ABA appeared in court, communicating the release of the precautionary attachments and requesting the *Cour de Cassation* to terminate the proceedings due to the cessation of the subject matter of the dispute. Enel opposed the request for termination of the proceedings; the Court's decision on the matter is pending.

The Netherlands

In 2014, ABA filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands.
Following an initial ruling of June 29, 2016 in favor of ABA, in a ruling of July 17, 2018, the Amsterdam Court of Appeal upheld the appeal filed by Enel and Enelpower, ruling that the Albanian judgment cannot be recognized and enforced in the Netherlands, as it was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. Subsequently, the proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by ABA with which it asked the Dutch court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged tortious liability of Enel and Enelpower in the failure to build the power plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a definitive ruling in which it rejected any claim made by ABA, thereby confirming the denial of recognition and enforcement of the Albanian ruling in the Netherlands. Moreover, having re-analyzed the merits of the case under Albanian law, the Court found no tortious liability on the part of Enel and Enelpower and ordered ABA to reimburse the companies for the losses incurred in illegitimate conservative seizures, to be quantified as part of a specific procedure, and the costs of the trial and appeal proceedings.

On July 16, 2021 the Supreme Court completely rejected ABA's appeals, ordering it to reimburse court costs.

Luxembourg

In Luxembourg, again at the initiative of ABA, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an order for a number of precautionary seizures of any receivables of both Enel Group companies in respect of the bank. In parallel ABA filed a claim to obtain enforcement of the ruling of the Court of Tirana in Luxembourg.
Owing to a number of procedural delays, the proceeding is still in the initial stages and no ruling has been issued. In particular, after several legal representatives appointed by ABA withdrew from the cause, on September 2023 the court suspended the proceeding.

United States and Ireland

In 2014, ABA had initiated two proceedings requesting execution of the Albanian sentence before the courts of the State of New York and Ireland. Both proceedings ended favorably for Enel and Enelpower on February 23 and February 26, 2018, respectively. Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

Kino arbitration – Mexico

At the outcome of the arbitration initiated by Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv and Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (together, the "Project Companies") against Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager Sa de Cv (Kino Facilities) and Enel SpA (Enel), in which the Project Companies claimed the breach (i) by Kino Contractor of certain provisions of the EPC Contract and (ii) by Kino Facilities of certain provisions of the Asset Management Agreement, both contracts relating to the solar projects owned by the three plaintiff companies, on August 4, 2023, the final award was notified whereby the arbitral court declared that it had no jurisdiction over Enel SpA and, partially granting the claims of the Project Companies, ordered Kino Contractor and Kino Facilities (now, Enel Services México SA de Cv - Enel Services) the payment of contractual penalties totaling approximately $77 million plus interest at a rate of 6% per year (the "arbitration award"). Subsequently, Kino Contractor and Enel Services brought an appeal for nullity of the arbitration award before the Mexican Courts. The Project Companies have requested the recognition and enforcement of the arbitration award. The proceeding is pending. On June 27, 2025, the counterparty's precautionary application for the seizure of Enel Services' and Kino Contractor's bank accounts was rejected.
In December 2023, the Project Companies filed a suit before the Supreme Court of the State of New York against Enel, in its capacity as guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor, to request payment due by the latter under the provisions of the arbitration award. This proceeding concluded with a favorable decision on December 3, 2024, which fully recognized Enel's defenses. Following the appeal filed by the Project Companies in December 2024, the Court of Appeal referred the case back to the Court of First Instance on December 9, 2025. The proceeding is pending.

40. Future accounting standards

The following provides a list of accounting standards, amendments and interpretations that will take effect for the Company after December 31, 2025.

- *"IFRS 18 - Presentation and Disclosure in Financial Statements"*, issued in April 2024. The new standard, regarding the presentation and disclosure in the financial statements, will replace "IAS 1 - Presentation of Financial Statements", introducing new requirements in order to provide users with more relevant and transparent information, focusing on updates relating to the income statement. In detail, the key concepts introduced by IFRS 18 are related to:
  - the structure of the income statement, requiring new and specific subtotals;
  - the requirement to determine the most functional grouping for the presentation of expenses in the income statement;
  - the presentation in a single note within the financial statements of disclosure on the management-defined performance measures, corresponding to subtotals of revenue and costs used in public communications reported outside the financial statements; and
  - improved principles of aggregation and disaggregation of information.

  The standard is effective, subject to endorsement, retrospectively for annual periods beginning on or after January 1, 2027. Earlier application is permitted.
- *"IFRS 19 - Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures"*, issued in May 2024. The new voluntary standard allows eligible subsidiaries to apply reduced disclosures. Subsidiaries are eligible to apply the standard if:
  - they do not have public accountability; and

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

- their ultimate or intermediate parents prepare consolidated financial statements available for public use that comply with IFRS.

The standard applies, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2027. Earlier application is permitted.

- *"Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture"*, issued in September 2014. The amendments clarify the accounting treatment for sales or contribution of assets between an investor and its associates or joint ventures. They confirm that the accounting treatment depends on whether the assets sold or contributed to an associate or joint venture constitute a "business" (as defined in IFRS 3). The IASB has deferred the effective date of these amendments indefinitely.
- *"Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments"*, issued in May 2024. The amendments include new requirements intended to:
  - clarify the date of recognition and derecognition of some financial assets and liabilities, with a new exception for some financial liabilities settled through an electronic cash transfer system;
  - clarify and add further guidance for assessing whether a financial asset meets the solely payments of principal and interest (SPPI) criterion;
  - add new disclosures for certain instruments with contractual terms that can change cash flows (such as some instruments with features linked to the achievement of ESG targets); and
  - update the disclosures for equity instruments designated at fair value through other comprehensive income (FVOCI).

  The amendments will apply, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2026.
- *"Annual improvements Volume 11"*, issued in July 2024. The document contains formal amendments and clarification for existing standards. In detail, the following standards have been modified:
  - *"IAS 7 - Cost method"*; the amendment eliminates the term "cost method", no longer defined in IFRS accounting principles;
  - *"IFRS 9 - Lessee derecognition of lease liabilities"*; the amendment addresses a potential lack of clarity regarding how a lessee accounts for the derecognition of a lease liability by clarifying that any resulting gain or loss should be recognized in profit or loss;
  - *"IFRS 9 - Transaction price"*; the amendment removes the reference in Appendix A of IFRS 9 to the definition of "transaction price" in IFRS 15, since the term is used in a number of paragraphs of IFRS 9 with a meaning that is not necessarily consistent with the definition of that term in IFRS 15;
  - *"IFRS 7 - Gain or loss on derecognition"*; the amendment clarifies potential confusion arising from an obsolete reference to a paragraph that was removed from the standard when "IFRS 13 - Fair Value Measurement" was issued;
  - *"IFRS 7 - Disclosure of deferred difference between fair value and transaction price"*; the amendment clarifies an inconsistency between the standard and the related implementation guidelines, which emerged when an amendment, consequent to the issuance of IFRS 13, was made to the standard, but not to the corresponding paragraph of the implementation guidelines;
  - *"IFRS 7 - Introduction and credit risk disclosures"*; the amendment addresses potential confusion by clarifying how to apply the relevant application guidance and simplifying some explanations;
  - *"IFRS 10 - Determination of a 'de facto agent'"*; the amendment clarifies how an investor must determine whether another person is acting on their behalf;
  - *"IFRS 1 - Hedge accounting by a first-time adopter"*; the amendment improves consistency between hedge accounting requirements in IFRS 9 and IFRS 1.

  Each amendment applies, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2026. Earlier application is permitted.
- *"Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - Contracts Referencing Nature-dependent Electricity"*, issued in December 2024. The amendments aim to better represent the financial effects arising from certain contracts for the purchase or sale of electricity from renewable sources (e.g. wind and solar). Such contracts involve exposure to the volatility of the underlying quantity of electricity because the source of its generation depends on uncontrollable natural conditions (e.g. weather conditions). Examples provided include both contracts for the purchase or sale of electricity from renewable sources, often structured as long-term agreements (i.e. physical Power Purchase Agreements, PPAs), and financial instruments that refer to this type of electricity (i.e. Virtual Power Purchase Agreements, VPPAs). The amendments are as follows:
  - the application of the "own use exception" to physical PPAs is permitted if the company has been, and plans to be, a net purchaser of electricity in the contract period (i.e. purchases of renewable electricity sufficiently offset any sales of unused electricity within the same market);
  - the application of hedge accounting is permitted to Virtual PPAs (i.e. contracts that do not provide for the physical delivery of energy and whose settlement is based on the difference between the market price of energy and the strike price provided for in

the contract) or to PPAs for which it is not possible to apply the own use exemption. In particular, the amendments allow a variable nominal amount of future electricity transactions to be designated as the hedged item, provided that this is aligned with the estimated output of the specific generation plant to which the hedging instrument refers. Moreover, if the cash flows of the hedging instrument depend on the occurrence of a designated forecast transaction, the latter is assumed to be highly probable;
- additional disclosure requirements have been introduced to clarify the effects of such contracts on cash flows and financial performance. In addition, specific disclosures are required in the event of adoption of the own-use exception.

The amendments apply for annual periods beginning on or after January 1, 2026.

- *"Amendments to IAS 21 - Translation to a Hyperinflationary Presentation Currency"*, issued in November 2025. The amendments aim to define translation procedures in the event that the presentation currency is the currency of a hyperinflationary economy. These amendments apply if:
  - the functional currency is the currency of a non-hyperinflationary economy and financial statement amounts have to be translated into the currency of a hyperinflationary economy; or
  - the financial statement amounts of a foreign operation, whose functional currency is the currency of a non-hyperinflationary economy, must be translated into the currency of a hyperinflationary economy.

  The amendments, subject to approval, shall apply from annual reporting periods beginning on or after January 1, 2027. Earlier application is permitted.

The Company is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

41. Events after the reporting period

Enel places new €2 billion perpetual hybrid bonds

On January 7, 2026, Enel SpA has successfully launched on the European market new non-convertible, subordinated perpetual hybrid bonds for institutional investors, denominated in euros, for an aggregate amount of €2 billion.
The issue is structured in the following two series: a €1,250 million bond with annual fixed coupon of 4.125% to be paid until (but excluding) the first reset date of January 14, 2032; a €750 million bond with annual fixed coupon of 4.50% which will be paid until (but excluding) the first reset date of January 14, 2035. The issue totaled orders of around €14 billion.

Enel launches a share buyback program serving its 2025 Long-Term Incentive Plan

On January 12, 2026, implementing the authorization granted by the Shareholders' Meeting held on May 22, 2025 and the subsequent resolution of the Board of Directors, Enel SpA launched a share buyback program for 3.2 million shares, equal to approximately 0.0315% of Enel's share capital.
The program ended on February 16, 2026 and was designed to serve the 2025 Long-Term Incentive Plan for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code, which was also approved by the Shareholders' Meeting on May 22, 2025.
As part of the program, Enel acquired a total of 3,200,000 treasury shares (equal to approximately 0.0315% of the share capital) at the weighted average price of €9.1590 per share for a total of about €29 million.

Enel launches a new buyback program of up to €1 billion

On February 22, 2026, the Company's Board of Directors approved the launch of a new share buyback program for a maximum total outlay of up to €1 billion and a maximum number of shares in any case not exceeding 150 million, equal to approximately 1.48% of Enel's share capital.
The program, extending from February 23 to no later than July 31, 2026, is aimed at providing shareholders with a remuneration in addition to the distribution of dividends as a result of the cancellation of treasury shares purchased for this purpose, and follows the previous share buyback program, extending for the same purpose from August 1 to December 16, 2025, under which a total of 122,469,633 treasury shares were purchased for a total outlay of approximately €1 billion.
Both programs were approved in implementation of the resolution of the Shareholders' Meeting of May 22, 2025, which authorized the Board of Directors to purchase and subsequently cancel of treasury shares for a total outlay of up to €3.5 billion and a maximum of 500 million shares in the Company.

42. Fees of the Audit Firm pursuant to Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation

Fees pertaining to 2025 paid by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2025 to the Audit Firm and entities belonging to its network for services are summarized in the following table, pursuant to the provisions of Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation.

Type of service	Entity providing the service	Fees (millions of euro)
Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	0.6
	- entities of the KPMG network	-
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.8
	- entities of the KMPG network	-
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of the KPMG network	-
Total		**2.4**
Subsidiaries of Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	4.8
	- entities of the KPMG network	6.5
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.1
	- entities of the KPMG network	1.9
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of the KPMG network	-
Total		**14.3**
TOTAL		**16.7**

2【主な資産・負債及び収支の内容】

本項に記載すべき事項は、連結財務書類注記及び財務書類注記に記載されている。

3【その他】

(1) 決算日後の状況

連結財務書類注記59「報告期間後の事象」を参照のこと。

(2) 訴訟

連結財務書類注記56「偶発資産及び債務」を参照のこと。

４【日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違】

以下は、国際財務報告基準（IFRS）と適用可能な日本の会計原則及び会計慣行との間の主要な差異を示している。IFRSとは、国際会計基準（IAS）、国際財務報告基準（IFRS）、国際財務報告基準解釈指針委員会（IFRIC）及び解釈指針委員会（SIC）の解釈のことであり、国際会計基準審議会（IASB）により公表され、規則（EC）1606/2002号に従って欧州共同体が承認し、2025年12月31日時点で有効なものである。この基準は、エネル・グループが2025年12月31日時点の連結財務書類において採用している。

（1）減損損失

IFRS（IAS第36号「資産の減損」）の下では、減損の兆候がある場合、減損損失は資産の帳簿価額がその回収可能価額を超過する額として算定される。回収可能価額とは、（i）売却費用控除後の公正価値及び（ⅱ）使用価値（残存価額を含む、当該資産の使用から生じる将来キャッシュ・フローの現在価値）のうち、いずれか高い方の金額をいう。

日本の会計原則の下では、資産の帳簿価額は、資産の使用及び最終処分時を通じて発生すると見込まれる割引前キャッシュ・フローと比較される。その結果、帳簿価額が割引前キャッシュ・フローよりも高い場合、帳簿価額は回収不能とみなされる。その後、減損損失が認識される。

（2）のれん

IFRS（IAS第38号）の下では、企業結合において取得した資産から生じたのれんは償却されず、減損損失があれば調整される。企業結合から生じるのれんの認識及び測定には、全部のれん法及び部分のれん法の二つの異なる方法がある。

日本の会計原則の下では、のれんは最長20年の期間にわたり規則的に償却され、特定の条件が充たされた場合に減損される。のれんは、部分のれん法に類似の方法で認識される。

（3）金融商品の公正価値測定の範囲

IFRS（IFRS第９号）の下では、関連する資本性金融商品及び資本性金融商品に連動するデリバティブにおける投資が、活発な市場における市場相場を有しない場合でも、すべての場合で公正価値を設定することが必要である。当該投資は原則公正価値で測定される必要があるが、信頼性をもって公正価値を測定できない場合にのみ原価で測定することができる。しかしそのような場合は稀であると推定される。

日本の会計原則の下では、活発な市場における市場相場を有しない有価証券は、公正価値の入手が大変困難であると仮定して原価で測定される。特定の種類のデリバティブ（例えば天候デリバティブなど）において成熟した市場が未だ形成されていない場合、公正価値は測定が大変困難である。その結果、当該デリバティブは貸借対照表上取得原価で測定される。

（4）有給休暇引当金

IFRS（IAS第19号）の下では、当該関連期間にわたり有給休暇において費用の認識が求められる。

日本の会計原則の下では、そのような便益において会計的な取扱いをする実務はない。

（5）過去勤務費用

IFRS（IAS第19号）の下では、過去勤務費用は純損益にて認識する。

日本の会計原則では、その他の包括利益に累積した過去勤務費用は、その他の包括利益の調整額として損益に振替えられる。

（6）固定資産の再評価

IFRS（IFRS第１号）の下では、エネル・グループは、「取得原価」法を採用しているが、IFRSへの移行日又は移行日以前における固定資産については、再評価日における、みなし原価としての一定の再評価を行っている。

日本の会計原則の下では、資産の再評価は認められていない。

（7）子会社の支配の喪失

IFRS（IFRS第10号）の下では、支配が失われた場合、親会社は、残存する非支配持分を、支配が失われた日における公正価値で再測定し、支配が失われた結果生じる利得又は損失を、純損益を通じて認識する。その後、前述の残存持分は、残存する影響の種類に応じて、適用可能な基準に従って計上される。

一方、日本の会計原則の下では、持分の一部売却後の残存投資が関連会社に該当する場合は持分法を用いて測定される。残存投資が関連会社に該当しない場合は親会社の個別財務諸表における帳簿価額に基づいて測定される。

（8）無形資産の当初認識と測定

IFRS（IAS第38号）の下では、無形資産は、識別可能な場合で、過去の事象の結果として企業により支配され、企業に将来の経済的便益をもたらす可能性があり、かつ、（a）資産から期待される将来の経済的便益が企業に流入する可能性が高い、又は（b）資産の原価が信頼性をもって測定できるものである場合にのみ認識されなければならない。研究に係る支出は発生時に費用として認識する。開発費用は、技術的な実現可能性、資産の完成、使用又は売却の意図、及びその他の条件が全て証明できる場合に限り、無形資産として認識される。

一方で、日本の会計原則の下では、研究開発及びソフトウェアに係る支出を除き、無形資産の認識に関する明確な指針はない。研究開発に係る支出は発生時に費用として認識する。

（9）減価償却単位（構成要素アプローチ）

IFRS（IAS第16号）の下では、当該項目の原価総額に関連して重要な原価を持つ有形固定資産項目の各部分は、区分して償却しなければならない。

一方、日本の会計原則の下では、資産ごとに個別に減価償却費を算定し計上する個別償却方式が適用される。

（10）不利な契約

IFRS（IAS第37号）の下では、不利な契約とは、契約による債務を履行するための不可避的な費用が、契約上の経済的便益の受取見込額を超過している契約をいう。企業に不利な契約があるならば、当該契約下の現在債務は、引当金として認識かつ測定する。

一方、日本の会計原則の下では、特別な規定は存在しない。

（11）賦課金

IFRS（IFRIC第21号「賦課金」）の下では、賦課金債務は、関連する法令により特定されたとおり、支払原因となる活動が生じた時点で認識する。賦課金債務は、（i）関連する法令に従って、支払原因となる活動が一定期間にわたり生じる場合は、徐々にのみ認識され、（ii）（収益又は売上高若しくは生成高の最低値といった）活動基準量の最低値に到達したことを当該賦課事由とする場合は、活動基準量に達した時点で認識される。

日本の会計原則の下では、賦課金において特別な基準は定められていない。

（12）共同支配事業

IFRS（IFRS第11号「共同支配の取決め」）の下では、共同支配事業の共同支配を有する企業は、その持分に関連して、共同支配事業から生じるその資産、負債、収益及び費用を認識する。

日本の会計原則の下では、共同支配事業に対する投資は連結財務書類上、持分法により会計処理される。日本の会計原則は、共同支配事業及びジョイント・ベンチャーの会計上の取扱いを区分していない。

（13）リース

IFRS第16号（「リース」）の下では、借手はリースをファイナンス・リース又はオペレーティング・リースに分類しないが、短期リースや少額リースといった認識免除が選択される場合を除き、使用権資産及びリース負債を認識する。貸手は、原資産の所有に関連する全てのリスク及び経済価値を借手に実質的に移転するかどうかに基づいて、リースをファイナンス・リース又はオペレーティング・リースに分類する。

日本の会計原則の下では、ファイナンス・リースは解約不能及びフルペイアウトであることが必要であり、次の条件を満たす必要がある。

（ⅰ）解約不能な期間にわたる支払リース料総額の現在価値が当該資産の見積現金購入価格の90%以上であること

（ⅱ）当該リース期間が当該関連資産の経済的耐用年数のおよそ75%以上であること

IFRS第16号（「リース」）の下では、借手は、リース期間が開始日から12ヶ月以内の短期リース契約及び原資産が少額のリース契約に関して、使用権資産及びリース負債を認識することなく費用として支払リース料を認識することを選択できる。エネル・グループは当該認識免除を適用している。

日本の会計原則の下では、いくつかの条件が充たされる場合（すなわち、支払リース料総額が３百万円未満のリース）、リース資産及び負債を認識することなくオペレーティング・リースとしてリースの会計処理の目的で「簡便法」を用いることができる。

IFRS第16号（「リース」）の下では、開始日に借手は当初使用権資産を取得原価で、リース負債をリース期間にわたる支払リース料の現在価値で測定する。

日本の会計原則の下では、ファイナンス・リースのリース資産とリース負債は次のように測定される。

（Ⅰ）貸手の購入価格が明らかな場合

（a）所有権移転：貸手の購入価格

（b）所有権移転外：貸手の購入価格及び最低支払リース料の現在価値（当該資産の残存価値を含む）のうちいずれか低い方

（Ⅱ）貸手の購入価格が不明な場合、支払リース料の現在価値（割引後の資産購入権の価値を含む）及び借手の見積現金購入価格のうちいずれか低い方

主な表示と区分の相違

（1）売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業

IFRS第５号（売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業）の下では、（i）売却目的保有として分類される要件を充たす非流動資産（または処分グループ）は、帳簿価額又は売却費用控除後の公正価値のいずれか低い金額で測定され、売却目的で保有している間又は売却目的で保有している処分グループの一部である間は当該資産に係る減価償却は停止され、また、（ⅱ）売却目的保有として分類される要件を充たす非流動資産（または処分グループ）及び処分グループの負債は、連結財政状態計算書上で他の資産および負債と区別して表示され、非継続事業の損益は連結損益計算書で区別して表示される。

日本の会計原則の下では、売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業に関する基準は定められていない。

（2）連結財政状態計算書

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は財政状態計算書の特定の様式を定めていない。流動性表示がより信頼ある適切な情報を提供する場合を除き、資産及び負債の流動／非流動が用いられる。エネル・グループは、その連結財政状態計算書において、流動／非流動の表示を選択している。

日本の会計原則は、一般的な財政状態計算書の様式を定めている。財政状態計算書の見出しは、IFRSと比較してより詳細に表示することが求められる。公開会社は特定の開示要件への準拠が求められる。

(3) 連結損益計算書及びその他の包括利益

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は、標準的な様式を定めていない。支出は二つの形式（機能別又は性質別）のうちいずれかで表示され、エネル・グループは性質別に費用を分類する方法を選択している。損益計算書における表示を必要としている最小限の項目がある。

IFRSでは損益項目及びその他の包括利益の構成要素の表示について、下記の選択がある。

- 小計を伴う包括利益計算書単一方式
- 二つの別個の計算書方式

エネル・グループは二つの別個の計算書にて当期包括利益項目を表示することを選択している。

日本の会計原則は、営業利益、経常利益、及び純利益により、利益の三区分での表示を求めている。表示は通常は性質別になされる。損益計算書の見出しに関して、日本の会計原則は、IFRS／IASのフレームワークと比較してより詳細な表示を求めている。

(4) 例外的（重要）項目

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は、例外的（重要）項目という用語を用いていないが、企業の業績をよりよく説明するために、その金額、影響を及ぼす範囲及び性質を考慮して、説明する必要がある項目の個別開示を求めている。

日本の会計原則は、例外的項目を損益計算書の「特別損益」の区分での別掲を求めている。

第７【外国為替相場の推移】

ユーロと日本円の為替相場は、最近５年間及び最近６ヶ月間の日本において時事に関する事項を報道する２以上の日刊新聞紙に掲載されていることから、ユーロに関する記載は省略した。

第８【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

１【日本における株式事務の概要】

当社株式を取得する者（本項において以下「実質株主」という。）と、その取得窓口となった証券会社（以下「窓口証券会社」という。）との間の外国証券取引口座に関する規則（以下「外国証券取引口座約款」という。）により、実質株主の名義で外国証券取引口座（以下「取引口座」という。）が開設される。売買の執行、売買代金の決済、証券の保管及びその他当社株式の取引に関する事項は全てこの取引口座を通じて処理される。

以下は、外国証券取引口座約款に従った、当社株式に関する事務手続の概要である。

(1) 当社株式の保管

当社株式は、窓口証券会社のためにイタリアにおける保管機関（以下「保管機関」という。）又はその名義人の名義で登録され、保管機関により保管される。原則として、窓口証券会社は実質株主に対して受領書を発行するが、かかる受領書を譲渡することはできない。

(2) 当社株式の譲渡に関する手続

窓口証券会社が発行する受領書を提出することで、実質株主は、その持株の保管替え又は売却注文をなすことができる。実質株主と窓口証券会社との間の決済は、円貨又は窓口証券会社が応じ得る範囲内で実質株主が指定した外貨による。

(3) 実質株主に対する諸通知

当社が株主に対して行い、窓口証券会社が受領した全ての通知及び通信は、窓口証券会社が保管し、窓口証券会社の店頭において実質株主の閲覧に供される。実質株主が、かかる通知及び通信の送付を希望する場合は、窓口証券会社はかかる実質株主にそれらを送付し、実費は当該実質株主に請求される。

(4) 実質株主の議決権の行使に関する手続

議決権の行使は、実質株主が窓口証券会社を通じて行う指示に基づき、保管機関又はその名義人が行う。実質株主が指示をしない場合、保管機関又はその名義人は議決権を行使しない。

(5) 現金配当の交付手続

外国証券取引口座約款に従い、現金配当は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる配当金の一括受領に従い、取引口座を通じて実質株主に交付される。

(6) 株式配当の交付手続

株式配当により割り当てられた株式は、実質株主から特に指示がない限り、窓口証券会社を代理する保管機関によりイタリアで売却され、その手取金純額は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる手取金の一括受領に従い、取引口座を通じて実質株主に支払われる。

準備金の資本組入により発行される株式は、一般に、保管機関又はその名義人に対して交付され、窓口証券会社は実質株主に対して領収証を発行する。

(7) 新株引受権

当社株式について新株引受権が与えられた場合、かかる新株引受権は、原則として窓口証券会社を代理する保管機関によりイタリアで売却され、その手取金純額は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる手取金の一括受領に従い、その取引口座を通じて実質株主に支払われる。

２【日本における実質株主の権利行使方法】

(1) 名義書換代理人及び名義書換取扱場所

当社は、日本に、当社株式に関する名義書換代理人又は名義書換取扱場所を有していない。各窓口証券会社は、取引口座を有する全ての実質株主の明細表（以下「実質株主明細表」という。）を作成し、かかる明細表には各実質株主の名前及びそれら実質株主の各人の代わりに保有される当社株式の株数が記載される。

(2) 実質株主明細表の基準日

当社は配当の支払に関する権利落ちの基準日を定めなければならない。かかる配当を受領する資格を有する実質株主を決定するための実質株主明細表の基準日は、通常当該基準日の直前の営業日となる。

(3) 事業年度の終了

当社の事業年度は毎年12月31日に終了する。

(4) 公告

日本において公告を行わない。

(5) 実質株主に対する株式事務に関する手数料

実質株主は、取引口座を開設するときに窓口証券会社の定めるところにより年間口座管理料を支払う他、必要に応じて実費を支払う。

(6) 当社株式の譲渡制限

当社株式に譲渡制限はない。

(7) 日本における配当等に関する課税上の取扱い

(イ)配当

当社から株主に支払われる配当は、日本の税法上、配当収入として取扱われる。日本の居住者たる個人又は日本の法人に対して支払われる当社の配当金については、当該配当金額（イタリアにおける当該配当の支払の際にイタリア又はその地方公共団体の源泉徴収税が徴収される場合、当該控除後の金額）につき、当該配当の支払を受けるべき期間に応じ、下表に記載された源泉徴収税率に相当する金額の日本の所得税・住民税が源泉徴収される。

配当課税の源泉徴収税率

配当を受けるべき期間	日本の法人	日本の居住者たる個人
2014年１月１日～2047年12月31日	所得税15.315%	所得税15.315%、住民税５%
2048年１月１日～	所得税15.15%	所得税15.15%、住民税５%

日本の居住者たる個人は、当社から株主に支払われる配当については、源泉徴収がなされた場合には確定申告をする必要はなく、また当該配当については、配当金額の多寡に関係なく確定申告の対象となる所得金額から除外することができる。

当社から株主に支払われる配当については、日本の居住者たる個人は、申告分離課税を選択することが可能である。本書の日付け現在、申告分離課税を選択した場合の確定申告の際の税率は、2014年１月１日以降に当社から当該個人株主に支払われる配当については20.315%（所得税15.315%、住民税５%）であるが、かかる配当所得の計算においては、2009年度以後における上場株式等の株式売買損を控除することができる。上記にかかわらず、日本の居住者である個人が2016年１月１日以後に支払を受ける配当所得の計算においては、上場株式等及び一定の公社債等の売買損・譲渡損を控除することができる。

なお、配当控除(個人の場合）及び受取配当益金不算入(法人の場合）の適用はない。

イタリアにおいて課税された税額は、配当につき確定申告した場合には日本の税法の規定に従い外国税額控除の対象となりうる。

(ロ)売買損益

1)　居住者である個人株主の株式の売買によって生じた株式売買益は、原則として所得税の対象となり、株式売買損は、他の株式売買益から控除することができる。また、2009年度以後における上場株式等の株式売買損については、当社株式及びその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。）から控除することができる。上記にかかわらず、日本の居住者である個人による2016年１月１日以後の上場株式等の株式売買損は、当社株式及びその他の上場株式等の配当所得の金額（申告分離課税を選択したものに限る。）並びに一定の公社債等の利子所得の金額等から控除することができる。

2)　当社株式の内国法人株主については、株式の売買損益は、課税所得の計算上益金・損金に算入される。

(ハ)相続税

日本の税法上日本の居住者である実質株主が、イタリアで発行された株式を相続又は遺贈によって取得した場合、日本の相続税法によって相続税が課されるが、国外で日本の相続税に相当する税が課される等、一定の要件を満たしているときには、外国税額控除が認められることがある。

イタリアにおける課税上の取扱いについては、「第一部－第１－３ 課税上の取扱い」を参照のこと。

第９【提出会社の参考情報】

１【提出会社の親会社等の情報】

当社には親会社等は存在しない。

２【その他の参考情報】

事業年度の開始日から本有価証券報告書提出日までの間に提出された、金融商品取引法第25条第１項各号に掲げる書類は、以下のとおりである。

１．有価証券報告書	2025年６月27日関東財務局長に提出
２．半期報告書	2025年９月29日関東財務局長に提出

第二部【提出会社の保証会社等の情報】

第１【保証会社情報】

該当なし。

第２【保証会社以外の会社の情報】

該当なし。

第３【指数等の情報】

該当なし。

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2025年6月9日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエー及びその子会社（エネル・グループ）の2024年12月31日現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の情報を含む注記から構成されている連結財務諸表についての私たちの2025年4月15日付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることに同意します。

KPMG・エスピーエー

Davide Utili
監査ディレクター

次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

9 June 2025

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 15, 2025, with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2024 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2024, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Director of Audit

次へ

(この独立監査人の報告書は、国際的な読者の便宜のためにのみ英訳されている。従って、イタリア語原文のみが優先される。)

2010年1月27日付政令第39号第14条及び2014年4月16日付EU規則第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

エネル・エスピーエーの株主各位

連結財務諸表の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2024年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、並びに会計方針に関する重要な情報を含む注記から構成されている、エネル・グループ(以下「グループ」という。)の連結財務諸表を監査した。

当監査法人は、当該連結財務諸表が、国際会計基準審議会が公表し欧州連合が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規定に準拠し、2024年12月31日現在のエネル・グループの財政状態並びに同日をもって終了する会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を、真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準(ISAイタリア)に準拠して監査を実施した。当該基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「連結財務諸表の監査における監査人の責任」の項に詳しく記載されている。当監査法人は、イタリアにおいて財務諸表の監査に適用される倫理と独立性に関する規則及び基準に従って、エネル・エスピーエー(以下「親会社」という。)から独立している。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項とは、当会計年度の連結財務諸表の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。当該事項は、連結財務諸表全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応しており、当監査法人は、当該事項について個別に意見を表明するものではない。

未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識

連結財務諸表注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断‐顧客との契約から生じた収益」、2.2「重要な会計方針‐顧客との契約から生じた収益」、9.a「販売及びサービスから生じた収益」及び 32「営業債権」

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
最終需要者への電気及びガスの供給から生じた収益は、電気又はガスが供給された時点で認識され、定期的な検針に基づいて、又は販売業者及び運送業者によって通知された量に基づいて請求された金額に加えて、その年度に供給されたがまだ請求されていない電気及びガスの見積額を含み、送電網の損失も考慮して計算されている。直近の検針日から年末までの間に発生した収益は、主として過去の情報に基づいて決定された個々の顧客の消費量の推定値に基づいており、推定消費量に影響を及ぼす可能性のある気候要因又はその他の事項を反映して調整される。 基礎となる前提条件の性質を踏まえると、当該推定は非常に複雑である。 したがって、未請求の電力及びガスの供給による収益の認識は、監査上の主要な検討事項であると考える。	当監査法人の監査手続には以下が含まれる。 ・未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識プロセスの理解 ・監査の目的上重要とみなされた、IT統制を含む統制の設計、実施及び運用の有効性の評価、及びIT専門家の関与 ・見積りに用いられた電力とガスの量に関する実証手続の実施 ・見積りに使用された販売価格の正確性の確認 ・連結財務諸表で認識された見積りと、その後の実際の数値との比較 ・未請求の電気及びガスの供給による収益に関する注記に記載された開示の適切性の評価

連結財務諸表における親会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

取締役は、国際会計基準審議会が公表し欧州連合が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規定に準拠した、真実かつ公正な連結財務諸表を作成する責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示のない財務諸表を作成するために必要であると判断する内部統制を、イタリア法が定める条件の範囲内で整備する責任を負う。

取締役は、グループが継続企業として存続する能力を評価し、連結財務諸表の作成における継続企業の前提の適切な使用、及び関連する開示の適切性について責任を負う。取締役は、親会社の清算若しくは業務停止の条件が存在する、又はそれ以外に現実的な代替手段がないと取締役が考える場合でない限り、継続企業の前提を基に連結財務諸表を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を負う。

連結財務諸表の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務諸表全体が、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示がないことの合理的な保証を得た上で、監査人の意見を含む監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合、国際会計基準（ISAイタリア）に従って実施された監査で必ずそれを発見できることを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬から生じる可能性があり、個別又は全体として、この連結財務諸表に基づいて行われる利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、重要とみなされる。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠した監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を維持して監査を実施する。当監査法人はまた、

- **不正か誤謬かにかかわらず、連結財務諸表の重要な虚偽表示のリスクを識別及び評価し、当該リスクに対処した監査手続を立案し、実行する。また、当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化が関係するため、不正による重要な虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の場合よりも高い。**
- **グループの内部統制の有効性について意見表明するためではなく、状況に応じた適切な監査手続を立案することを目的として、監査に関連する内部統制を理解する。**
- **取締役が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **取締役が継続企業の前提を用いていることが適切か、また、入手した監査証拠に基づいて、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関連した重要な不確実性が認められるかどうかを結論付ける。重要な不確実性が認められる場合、当監査法人には、監査報告書において連結財務諸表中の関連開示項目に注意を喚起することが、又は、そのような開示が不十分である場合には、除外事項付き意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況によっては、グループが継続企業として存続できなくなる可能性がある。**
- **開示を含む連結財務諸表の全体的な表示、構造及び内容、並びに連結財務諸表がその基礎となる取引及び会計事象を公正な表示を実現できる方法で表示しているかどうか評価する。**
- **連結財務諸表に対する意見を表明するために、グループ内の各事業体又は事業活動の財務情報に関する十分かつ適切な監査証拠を入手する。当監査法人は、連結財務諸表の監査における指示、監督、及び実施に関して責任を負う。当監査法人は、その監査意見に対して単独で責任を負う。**

当監査法人は、監査計画の範囲と時期、監査中に特定した内部統制の重大な欠陥を含む重要な発見事項などについて、ISAイタリアが要求する適切なレベルにあると特定されたガバナンス責任者に報告する。

当監査法人はまた、イタリアで適用される倫理と独立性に関する規則及び基準を遵守している旨の声明書をガバナンス責任者に提出し、また、同責任者に、当監査法人の独立性に影響すると合理的に考えられるすべての関係その他の事象、及び該当する場合には、当該脅威を排除するために講じた措置又は適用した保護手段について報告する。

ガバナンス責任者に報告した事項のうち、当期の連結財務諸表の監査において当監査法人が最も重要であると判断した事項を、監査上の主要な検討事項とする。本監査報告書には、当該検討事項が記載されている。

EU規則第537/14号第10条により義務付けられている追加情報

2019年5月16日、親会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務諸表の監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規則第537/14号第5条第1項に言及された、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、法定監査の実施に際して親会社から独立した関係を維持したことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる連結財務諸表に対する意見が、上記規則の第11条に従って作成され、監査役会としてのCollegio Sindacaleに提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則(EU)第2019/815号の規定への適合に関する意見

親会社の取締役は、単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様についての規制技術基準に関する欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号の規定を、年次財務報告書に収載される2024年12月31日現在の連結財務諸表に適用することについてその責任を負う。

当監査法人は、連結財務諸表が欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号に準拠しているかに関する意見を表明するために、監査基準（SAイタリア）700Bにより要求されている手続を実施した。

当監査法人は、2024年12月31日現在の連結財務諸表がXHTML形式で作成され、すべての重要な点において欧州委員会委任規則 (EU) 第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項e)/eの2)/eの3)及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見及び声明

親会社の取締役は、2024年12月31日現在におけるグループの事業、コーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書を作成し、当該報告書とそれに関連する連結財務諸表との整合性及び適用法令の遵守について責任を負う。

当監査法人は、以下の目的のため、監査基準（SAイタリア）720Bにより要求されている手続を実施した。

- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、連結財務諸表との整合性について意見を表明する。
- 連結サステナビリティ報告書を含む項を除く事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、適用法との整合性について意見を表明する。
- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報における重要な虚偽表示について声明書を提出する。

当監査法人は、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、グループの2024年12月31日現在の連結財務諸表と整合しているものと認める。

さらに当監査法人は、連結サステナビリティ報告書を含む項を除き、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、適用法に準拠して作成されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項eの3)により要求されている上記の声明に関し、監査を通じて得られた企業及びその環境に関する当監査法人の知識と理解に照らし、当監査法人が報告すべき事項はない。

適用法の遵守に関する当監査法人の意見は、事業報告書の連結サステナビリティ報告書を含む項には及ばない。本項の作成に適用される法令及びEU規則第2020/852号第8条の開示要件に本項が準拠しているかについての当監査法人の結論は、政令第39/10号第14条の2に従い作成された保証報告書に記載されている。

2025年4月15日　**ローマ**

KPMG S.p.A.

（原本に署名）

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　　**次へ**

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the consolidated financial statements

Opinion

We have audited the consolidated financial statements of the Enel Group (the "group"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2024, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies.

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Enel Group as at 31 December 2024 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the IFRS Accounting Standards issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union, as well as the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with the International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements*" section of our report. We are independent of Enel S.p.A. (the "parent") in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgement, were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year. These matters were addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced

Notes to the consolidated financial statements: notes 2.1 “Use of estimates and management judgement – Revenue from contracts with customers”, 2.2 “Material accounting policies – Revenue from contracts with customers”, 9.a “Revenue from sales and services” and 32 “Trade receivables”

Key audit matter	Audit procedures addressing the key audit matter
Revenue from the supply of electricity and gas to end users is recognised at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the year but not yet invoiced that is calculated also taking account of any network losses. Revenue accrued between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the consumption of individual customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption. These estimates are very complex given the nature of underlying assumptions. Therefore, we believe that the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced is a key audit matter.	Our audit procedures included: • understanding the process for the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced; • assessing the design, implementation and operating effectiveness of controls, including IT controls, deemed material for the purposes of our audit, including by involving our IT specialists; • performing substantive procedures on the electricity and gas volumes considered in the estimation; • checking the accuracy of the selling prices used in the estimation; • comparing the estimates recognised in the consolidated financial statements with the subsequent actual figures; • assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes about the revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced.

Responsibilities of the parent’s directors and board of statutory auditors (“Collegio Sindacale”) for the consolidated financial statements

The directors are responsible for the preparation of consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with the IFRS Accounting Standards issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the group’s ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the consolidated financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the parent or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the group’s financial reporting process.

Auditors’ responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors’ report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;

- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the group' s internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the group to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation;
- obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in our auditors' report.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the parent's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the parent in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the consolidated financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The parent's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the consolidated financial statements at 31 December 2024 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the consolidated financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the consolidated financial statements at 31 December 2024 have been prepared in XHTML format and have been marked up, in all material respects, in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Opinion and statement pursuant to article 14.2.e)/e-bis)/e-ter) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The parent's directors are responsible for the preparation of the group's reports on operations and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2024 and for the consistency of such reports with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to:

- express an opinion on the consistency of the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the consolidated financial statements;
- express an opinion on the consistency of the report on operations, excluding the section that includes the consolidated sustainability statement, and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the applicable law;
- issue a statement of any material misstatements in the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 are consistent with the group's consolidated financial statements at 31 December 2024.

Moreover, in our opinion, excluding the section which includes the consolidated sustainability statement, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e-ter) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Our opinion on the compliance with the applicable law does not extend to the report on operations' section which includes the consolidated sustainability statement. Our conclusion on the compliance of this section with the legislation governing its preparation and with the disclosure requirements of article 8 of Regulation (EU) 2020/852 is included in the assurance report prepared in accordance with article 14-bis of Legislative decree no. 39/10.

Rome, 15 April 2025

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Davide Utili
Director of Audit

前へ　次へ

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2025年6月9日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエーの2024年12月31日**現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の情報を含む注記から構成されている個別財務諸表についての私たちの**2025年4月15日**付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることに同意します。**

KPMG・エスピーエー

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

9 June 2025

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 15, 2025, with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2024 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2024, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Director of Audit

前へ　次へ

(この独立監査人の報告書は、国際的な読者の便宜のためにのみ英訳されている。従って、イタリア語原文のみが優先される。)

2010年1月27日付政令第39号第14条及び2014年4月16日付EU規則第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

エネル・エスピーエーの株主各位

個別財務諸表の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2024年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、並びに会計方針に関する重要な情報を含む注記から構成されている、エネル・エスピーエー(以下「会社」という。)の個別財務諸表について監査を行った。

当監査法人は、当該個別財務諸表が、国際会計基準審議会が公表し欧州連合が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規定に準拠し、2024年12月31日現在のエネル・エスピーエーの財政状態並びに同日をもって終了する会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を、真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準(ISAイタリア)に準拠して監査を実施した。当該基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「個別財務諸表の監査における監査人の責任」の項に詳しく記載されている。当監査法人は、イタリアにおいて財務諸表の監査に適用される倫理と独立性に関する規則及び基準に従って、会社から独立している。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

報告すべき監査上の主要な検討事項はない。

個別財務諸表における会社の取締役及び監査役会(Collegio Sindacale)の責任

取締役は、国際会計基準審議会が公表し欧州連合が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規定に準拠した、真実かつ公正な個別財務諸表を作成する責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示のない財務諸表を作成するために必要であると判断する内部統制を、イタリア法が定める条件の範囲内で整備する責任を負う。

取締役は、会社が継続企業として存続する能力を評価し、個別財務諸表の作成における継続企業の前提の適切な使用、及び関連する開示の適切性について責任を負う。取締役は、会社の清算若しくは業務停止の条件が存在する、又はそれ以外に現実的な代替手段がないと取締役が考える場合でない限り、継続企業の前提を基に個別財務諸表を作成する。

監査役会(Collegio Sindacale)は、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で、会社の財務報告プロセスを監視する責任を負う。

個別財務諸表の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、個別財務諸表全体が、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示がないことの合理的な保証を得た上で、監査人の意見を含む監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合、国際会計基準（ISAイタリア）に従って実施された監査で必ずそれを発見できることを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬から生じる可能性があり、個別又は全体として、この個別財務諸表に基づいて行われる利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、重要とみなされる。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠した監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を維持して監査を実施する。当監査法人はまた、

- **不正か誤謬かにかかわらず、個別財務諸表の重要な虚偽表示のリスクを識別及び評価し、当該リスクに対応した監査手続を立案し、実行する。また、当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化が関係するため、不正による重要な虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の場合よりも高い。**
- **会社の内部統制の有効性について意見表明するためではなく、状況に応じた適切な監査手続を立案することを目的として、監査に関連する内部統制を理解する。**
- **取締役が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **取締役が継続企業を前提として個別財務諸表を作成することが適切であるかどうか、また、入手した監査証拠に基づき、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関して重要な不確実性が認められるかどうかを結論付ける。重要な不確実性が認められる場合、当監査法人には、監査報告書において個別財務諸表中の関連開示項目に注意を喚起すること、又は、そのような開示が不十分である場合には、除外事項付き意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況により、会社が継続企業として存続できなくなる可能性がある。**
- **開示を含む個別財務諸表の全体的な表示、構造及び内容、並びに個別財務諸表がその基礎となる取引及び会計事象を公正な表示を実現できる方法で表示しているかどうかを評価する。**

当監査法人は、監査計画の範囲と時期、監査中に特定した内部統制の重大な欠陥を含む重要な発見事項などについて、ISAイタリアが要求する適切なレベルにあると特定されたガバナンス責任者に報告する。

当監査法人はまた、イタリアで適用される倫理と独立性に関する規則及び基準を遵守している旨の声明書をガバナンス責任者に提出し、また、同責任者に、当監査法人の独立性に影響すると合理的に考えられるすべての関係その他の事象、及び該当する場合には、当該脅威を排除するために講じた措置又は適用した保護手段について報告する。

ガバナンス責任者に報告した事項のうち、当期の個別財務諸表の監査において当監査法人が最も重要であると判断した事項を、監査上の主要な検討事項とする。本監査報告書には、当該検討事項が記載されている。

EU規則第537/14号第10条により義務付けられている追加情報

2019年5月16日、会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務諸表の法定監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規則第537/14号第5条第1項に言及された、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、法定監査の実施に際して会社から独立した関係を維持していたことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる個別財務諸表に対する意見が、上記規則の第11条に従って作成され、監査役会としてのCollegio Sindacaleに提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則(EU)第2019/815号の規定への適合に関する意見

会社の取締役は、単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様についての規制技術基準に関する欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号の規定を、年次財務報告書に収載される2024年12月31日現在の個別財務諸表に適用することについてその責任を負う。

当監査法人は、個別財務諸表が欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号に準拠しているかに関する意見を表明するために、監査基準（SAイタリア）700Bにより要求されている手続を実施した。

当監査法人は、2024年12月31日現在の個別財務諸表がXHTML形式で作成され、欧州委員会委任規則 (EU) 第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項e)/eの2)/eの3)及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見及び声明

会社の取締役は、2024年12月31日現在における事業、コーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書を作成し、当該報告書とそれに関連する個別財務諸表との整合性及び適用法令の遵守について責任を負う。

当監査法人は、以下の目的のため、監査基準（SAイタリア）720Bにより要求されている手続を実施した。

- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、個別財務諸表との整合性について意見を表明する。
- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、適用法との整合性について意見を表明する。
- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報における重要な虚偽表示について声明書を提出する。

当監査法人は、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、会社の2024年12月31日現在の個別財務諸表と整合しているものと認める。

さらに当監査法人は、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、適用法に準拠して作成されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項eの3)により要求されている上記の声明に関し、監査を通じて得られた企業及びその環境に関する当監査法人の知識と理解に照らし、当監査法人が報告すべき事項はない。

2025年4月15日　**ローマ**

KPMG S.p.A.

（原本に署名）

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　　**次へ**

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the separate financial statements

Opinion

We have audited the separate financial statements of Enel S.p.A. (the "company"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2024, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies.

In our opinion, the separate financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel S.p.A. as at 31 December 2024 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the IFRS Accounting Standards issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union, as well as the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with the International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements*" section of our report. We are independent of the company in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Key audit matters

There are no key audit matters to report.

Responsibilities of the company's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the separate financial statements

The directors are responsible for the preparation of separate financial statements that give a true and fair view in accordance with the IFRS Accounting Standards issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union, as well as the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the company's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the separate financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the company or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The Collegio *Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the company's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the separate financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these separate financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the separate financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the company's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the separate financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the company to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the separate financial statements, including the disclosures, and whether the separate financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the separate financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in our auditors' report.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the company's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the company in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the separate financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The company's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the separate financial statements at 31 December 2024 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the separate financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the separate financial statements at 31 December 2024 have been prepared in XHTML format in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Opinion and statement pursuant to article 14.2.e)/e-bis)/e-ter) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The company's directors are responsible for the preparation of the reports on operations and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2024 and for the consistency of such reports with the related separate financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to:

- express an opinion on the consistency of the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the separate financial statements;
- express an opinion on the consistency of the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the applicable law;
- issue a statement of any material misstatements in the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 are consistent with the company's separate financial statements at 31 December 2024.

Moreover, in our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e-ter) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Rome, 15 April 2025

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Davide Utili
Director of Audit

前へ

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2026年6月3日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエー及びその子会社（エネル・グループ）の2025年12月31日現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の情報を含む注記から構成されている連結財務諸表についての私たちの2026年4月10日付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることに同意します。

KPMG・エスピーエー

Davide Utili
監査ディレクター

次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

3 June 2026

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 10, 2026, with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2025 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2025, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Director of Audit

次へ

(この独立監査人の報告書は、国際的な読者の便宜のためにのみ英訳されている。従って、イタリア語原文のみが権威あるものである)

2010年1月27日付政令第39号第14条及び2014年4月16日付EU規則第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

エネル･エスピーエーの株主各位

連結財務諸表の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2025年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ･フロー計算書、並びに会計方針に関する重要な情報を含む注記から構成されている、エネル･グループ（以下「グループ」という。）の連結財務諸表を監査した。

当監査法人は、当該連結財務諸表が、国際会計基準審議会が公表し欧州連合が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規則に準拠し、2025年12月31日現在のエネル･グループの財政状態並びに同日をもって終了する会計年度の経営成績及びキャッシュ･フローの状況を、真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して監査を行った。当該基準に基づく当監査法人の責任は、本監査報告書の「*連結財務書類の監査における監査人の責任*」の項に詳しく記載されている。当監査法人は、イタリアにおいて財務諸表の監査に適用される倫理と独立性に関する規則及び基準に従って、エネル･エスピーエー（以下「親会社」という。）から独立している。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項とは、当会計年度の連結財務諸表の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。当該事項は、連結財務諸表全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応しており、当監査法人は、当該事項について個別に意見を表明するものではない。

未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識

連結財務諸表注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断 - 顧客との契約から生じた収益」、2.2「重要な会計方針 - 顧客との契約から生じた収益」、10.a「販売及びサービスから生じる収益」及び33「営業債権」

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
最終需要者への電気及びガスの供給から生じた収益は、電気又はガスが供給された時点で認識され、定期的な検針に基づいて、又は販売業者及び運送業者によって通知された量に基づいて請求された金額に加えて、その年度に供給されたがまだ請求されていない電気及びガスの見積額を含み、送電網の損失も考慮して計算されている。直近の検針日から年末までの間に発生した収益は、主として過去の情報に基づいて決定された個々の顧客の消費量の見積りに基づいており、推定消費量に影響を及ぼす可能性のある気候要因又はその他の事項を反映して調整される。 基礎となる仮定の性質を踏まえると、当該見積りは非常に複雑である。 したがって、未請求の電力及びガスの供給による収益の認識は、監査上の主要な検討事項であると考える。	当監査法人の監査手続は以下を含む： • 未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識プロセスの理解； • 監査の目的上重要とみなされた、IT統制を含む統制の設計、実施及び運用の有効性の評価、及びIT専門家の関与； • 見積りに用いられた電力とガスの量に関する実証手続の実施； • 見積りに使用された販売価格の正確性を確認； • 連結財務書類で認識された見積りと、その後の実際の数値との比較； • 未請求の電気及びガスの供給による収益に関する注記に記載された開示の適切性の評価

サンパウロ首都圏における電力配電のコンセッション契約の更新可能性に関連する資産及び関連するのれんの回収可能性

連結財務諸表注記：注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断－非金融資産の減損」、注記2.2「重要な会計方針－非金融資産の減損」、注記19「サービス委譲契約」及び注記23「のれん」

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
当グループは、子会社であるEnel Distribuição São Pauloを通じて、ブラジルのサンパウロ首都圏における電力配電事業に多額の投資を行っている。当該事業は、2028年に契約期間が満了し、さらに30年間更新可能なサービス・コンセッション契約に基づいて運営されている。2025年12月31日現在の連結財務諸表には、当該コンセッションに関連する非流動資産が計上されており、その主な内訳は、総額2,535百万ユーロの金融資産及び無形資産、サービス・コンセッション契約の更新可能性に関連するその他の無形資産806百万ユーロ、並びにのれん595百万ユーロが含まれている。2024年及び2025年にかけて、サンパウロ地域は2度の異常気象に見舞われ、電力配電網の安定性に影響が生じた。このような状況の中、2024年10月の緊急事態への対応に関連して、2025年8月にサンパウロ市が提起した訴訟を受け、サービス・コンセッション契約の更新手続は停止された。	当監査法人は、構成単位監査人も関与のうえ、主として以下の監査手続を実施した。 • コンセッションに係るキャッシュ・フロー予測において検討されたシナリオ及びコンセッション契約更新シナリオの確率加重に当たり適用された経営者の判断を理解するため、経営者との協議を実施した。 • 経営者が使用した代替シナリオに割り当てた確率の合理性を評価するため、経営者が起用した現地の法務及び規制に関する専門家の意見書を入手し、その内容を検討した。 • 経営者が起用した法務及び規制に関する専門家の適格性、能力及び客観性を評価した。

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
さらに、ANEEL（ブラジル国家電力庁）は、2024年及び2025年の緊急事態への対応として当該子会社が講じた措置について、評価を開始した。このプロセスの一環として、ANEELは2026年4月7日、コンセッションの取消し要件が満たされているか否かを評価するための行政手続を開始することを決定した。当該手続は、最終決定権を有するブラジル鉱山エネルギー省に提出すべき技術的勧告を作成することを目的とするものである。 以上のことを踏まえ、経営者は、関連するのれんを含むサンパウロ首都圏の電力配電CGU（資金生成単位）の純資産及び負債について、特定の減損テストを実施した。経営者は、割引キャッシュ・フロー法、特に期待キャッシュ・フロー・アプローチを用いて算定した使用価値に基づき、回収可能価額を見積った。このアプローチでは、将来のキャッシュ・フローに関する複数のシナリオを策定し、コンセッションの更新可能性に伴う不確実性を反映させるため、各結果に確率加重を行った。経営者はまた、各種のコンセッション更新シナリオに割り当てられた確率の変更が及ぼす影響について、感応度分析を実施した。 採用された評価手法では、本質的に不確実かつ主観的な見積りが用いられており、特に将来キャッシュ・フローに関する代替シナリオの策定及びそれらに対する確率加重の適用において、その傾向が顕著である。 以上の理由から、当監査法人は、サンパウロ首都圏における電力配電のコンセッション契約の更新可能性に関連する資産及び関連するのれんの回収可能性は、監査上の主要な検討事項であると判断した。	減損テストに使用されたキャッシュ・フローと、2026年2月22日に親会社の取締役会によって承認された2026年から2028年までの事業計画に含まれるキャッシュ・フロー予測を比較するとともに、両者の差異について分析した。 • KPMGネットワークの専門家を関与させ、外部データ及び情報との比較を含め、減損テスト・モデル及び関連する財務上の仮定の合理性を評価した。 • 減損テストに使用された主要な仮定に関して経営者が実施した感応度分析を検証した。 • 後発事象について分析した。 • 注記に記載された開示内容の適切性を評価した。

連結財務諸表における親会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

取締役は、国際会計基準審議会（IASB）が公表し欧州連合（EU）が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規則に準拠した、真実かつ公正な連結財務諸表を作成する責任を負う。また、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない財務諸表を作成するために必要であると取締役が判断する内部統制を、イタリアの法令の定める範囲内で整備及び運用する責任を負う。

取締役は、グループが継続企業として存続する能力を評価し、連結財務諸表の作成における継続企業の前提の適切な使用、及びその適切な開示について責任を負う。取締役は、親会社の清算若しくは業務停止の条件が存在する、又はそれ以外に現実的な代替手段がないと取締役が考える場合でない限り、継続企業の前提を基に連結財務諸表を作成する。

*監査役会（Collegio Sindacale）*は、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を負う。

連結財務書類の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務諸表全体が、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示がないことの合理的な保証を得た上で、監査人の意見を含む監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、高い程度の保証であるが、重要な虚偽表示が存在する場合、国際会計基準（ISAイタリア）に従って実施された監査で必ずそれを発見できることを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬から生じる可能性があり、個別又は全体として、この連結財務諸表に基づいて行われる利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、重要とみなされる。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠した監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を維持して監査を実施する。当監査法人はまた：

- 不正か誤謬かにかかわらず、連結財務書類の重要な虚偽表示のリスクを識別及び評価し、それらのリスクに対処した監査手続を立案し、実行する。また、当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化などが関係するため、不正による重要な虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の場合よりも高い。
- グループの内部統制の有効性について意見表明するためではなく、状況に応じた適切な監査手続を立案することを目的として、監査に関連する内部統制を理解する。
- 取締役が使用している会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。
- 取締役が継続企業の前提を用いていることが適切か、また、入手した監査証拠に基づいて、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関連した重要な不確実性が認められるかどうかを結論付ける。重要な不確実性が認められる場合、当監査法人には、監査報告書において連結財務諸表中の関連開示項目に注意を喚起することが、又は、そのような開示が不十分である場合には、除外事項付き意見を表明することが求められている。当監査法人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象や状況によっては、グループが継続企業として存続できなくなる可能性がある。
- 開示を含む連結財務書類の全体的な表示、構造及び内容、並びに連結財務書類がその基礎となる取引及び会計事象を公正な表示を実現できる方法で表示しているかどうか評価する。
- 連結財務書類に対する意見を表明するために、グループ内の各事業体又は事業活動の財務情報に関する十分かつ適切な監査証拠を入手する。当監査法人は、連結財務書類の監査における指示、監督、及び実施に関して責任を負う。当監査法人は、その監査意見に対して単独で責任を負う。

当監査法人は、監査計画の範囲と時期、監査中に特定した内部統制の重大な欠陥を含む重要な発見事項などについて、ISAイタリアが要求する適切なレベルにあると特定されたガバナンス責任者に報告する。

当監査法人はまた、イタリアで適用される倫理と独立性に関する規則及び基準を遵守している旨の声明書をガバナンス責任者に提出し、また、同責任者に、当監査法人の独立性に影響すると合理的に考えられる全ての関係その他の事象、及び該当する場合には、当該脅威を排除するために講じた措置又は適用した保護手段について報告する。

ガバナンス責任者に報告した事項のうち、当期の連結財務諸表の監査において当監査法人が最も重要であると判断した事項を、監査上の主要な検討事項とする。本監査報告書には、当該検討事項が記載されている。

EU規則第537/14号第10条により義務付けられている追加情報

2019年5月16日、親会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務諸表の監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規則第537/14号第5条第1項に言及された、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、法定監査の実施に際して親会社から独立した関係を維持したことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる連結財務書類に対する意見が、上記規則の第11条に従って作成され、監査役会(*Collegio Sindacale*)に提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則(EU)第 2019/815号の規定への適合に関する意見

親会社の取締役は、単一の電子報告フォーマット(ESEF)の仕様についての規制技術基準に関する欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号の規定を、年次財務報告書に収載される2025年12月31日現在の連結財務諸表に適用することについてその責任を負う。

当監査法人は、連結財務諸表が欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号に準拠しているかに関する意見を表明するために、監査基準(SAイタリア) 700Bにより要求されている手続を実施した。

当監査法人は、2025年12月31日現在の連結財務諸表がXHTML形式で作成され、全ての重要な点において欧州委員会委任規則 (EU) 第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項e)/eの2)/eの3)及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見及び声明

親会社の取締役は、2025年12月31日現在におけるグループの事業、コーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書を作成し、当該報告書とそれに関連する連結財務諸表との整合性及び適用法令の遵守について責任を負う。

当監査法人は、以下の目的のため、監査基準(SAイタリア) 720Bにより要求されている手続を実施した。

- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、連結財務諸表との整合性について意見を表明する。

- **連結サステナビリティ報告書を含む項を除く事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、適用法との整合性について意見を表明する。**
- **事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報における重要な虚偽表示について声明書を提出する。**

当監査法人は、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、グループの2025年12月31日現在の連結財務諸表と整合しているものと認める。

さらに当監査法人は、連結サステナビリティ報告書を含む項を除き、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、適用法に準拠して作成されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項eの3)により要求されている上記の声明に関し、監査を通じて得られた企業及びその環境に関する当監査法人の知識と理解に照らし、当監査法人が報告すべき事項はない。

適用法の遵守に関する当監査法人の意見は、事業報告書の連結サステナビリティ報告書を含む項には及ばない。本項の作成に適用される法令及びEU規則第2020/852号第8条の開示要件に本項が準拠しているかについての当監査法人の結論は、政令第39/10号第14条の2に従い作成された保証報告書に記載されている。

2026年4月10日　ローマ

KPMG S.p.A.

(原本に署名)

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　次へ

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the consolidated financial statements

Opinion

We have audited the consolidated financial statements of the Enel Group (the "group"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2025, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies.

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Enel Group as at 31 December 2025 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the IFRS Accounting Standards as issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union, as well as the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements*" section of our report. We are independent of Enel S.p.A. (the "parent") in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgement, were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year. These matters were addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced

Notes to the consolidated financial statements: notes 2.1 “Use of estimates and management judgment – Revenue from contracts with customers”, 2.2 “Material accounting policies – Revenue from contracts with customers”, 10.a “Revenue from sales and services” and 33 “Trade receivables”

Key audit matter	Audit procedures addressing the key audit matter
Revenue from the supply of electricity and gas to end users is recognised at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the year but not yet invoiced that is calculated also taking account of any network losses. Revenue accrued between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the consumption of individual customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption. These estimates are very complex given the nature of underlying assumptions. Therefore, we believe that the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced is a key audit matter.	Our audit procedures included: • understanding the process for the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced; • assessing the design, implementation and operating effectiveness of controls, including IT controls, deemed material for the purposes of our audit, including by involving our IT specialists; • performing substantive procedures on the electricity and gas volumes considered in the estimation; • checking the accuracy of the selling prices used in the estimation; • comparing the estimates recognised in the consolidated financial statements with the subsequent actual figures; • assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes about the revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced.

Recoverability of the assets related to the potential renewal of the concession agreement for the distribution of electricity in the São Paulo metropolitan area and related goodwill

Notes to the consolidated financial statements: notes 2.1 “Use of estimates and management judgment - Impairment of non-financial assets”, 2.2 “Material accounting policies – Impairment of non-financial assets”, 19 “Service concession arrangements” and 23 “Goodwill”

Key audit matter	Audit procedures addressing the key audit matter
Through its subsidiary Enel Distribuição Sào Paulo, the group holds significant investments in electricity distribution activities in the Sào Paulo metropolitan area in Brazil. These activities are carried out under a service concession agreement expiring in 2028 and renewable for 30 years. The consolidated financial statements at 31 December 2025 include non-current assets relating to the concession, which mainly comprise financial and intangible assets totalling €2,535 million, as well as other intangible assets of €806 million relating to the potential renewal of the service concession agreement, and goodwill of €595 million. During 2024 and 2025, two extreme weather events hit the Sào Paulo area, affecting the stability of the electricity distribution grid. In this context, the service concession renewal process was suspended following the lawsuit filed by the Municipality of São Paulo in August 2025 in connection with the management of the October 2024 emergency. Furthermore, ANEEL (the Brazilian national electricity regulator) commenced an assessment of the actions taken by the subsidiary in response to the 2024 and 2025 emergencies. As part of this process, on 7 April 2026, ANEEL resolved to commence administrative proceedings to assess whether the conditions for revoking the concession have been met, in order to prepare the technical recommendation that it must submit to the Brazilian Ministry of Mines and Energy, which is responsible for the final decision. In light of the above, management conducted a specific impairment test of the net assets and liabilities of the electricity distribution CGU in the São Paulo metropolitan area, including the related goodwill. They estimated the recoverable amount based on value in use, calculated using the discounted cash flow model and, in particular, the expected cash flow approach. This approach involved developing alternative future cash flow scenarios and probability-weighting the outcomes to reflect the uncertainty associated with the potential renewal of the concession. Management also conducted a sensitivity analysis of the impact of changes to the probabilities assigned to the various concession renewal scenarios. The methodology adopted is characterised by the use of estimates which, by their very nature, are uncertain and subjective, in particular when developing alternative scenarios of future cash flows and applying the related probability-weighting. For these reasons, we believe that the recoverability of the assets related to the potential renewal of the concession arrangement for the distribution of electricity in the São Paulo metropolitan area and related goodwill, is a key audit matter.	Our audit procedures, which also involved the components' auditors, included: • holding discussions with management to understand the scenarios considered in the concession's cash flow projections and the judgements applied in probability-weighting the concession renewal scenarios; • obtaining and examining the opinions of management's local legal and regulatory experts to assess the reasonableness of the probabilities assigned to the alternative scenarios used by management; • assessing the competence, ability and objectivity of management's legal and regulatory experts; • comparing the cash flows used for impairment testing to the cash flows forecast included in the 2026-2028 plan approved by the parent's directors on 22 February 2026 and analysing any discrepancies; • involving experts of the KPMG network in the assessment of the reasonableness of the impairment testing model and related financial assumptions, including by means of a comparison with external data and information; • checking the sensitivity analysis carried out by management in relation to the key assumptions used for impairment testing; • analysing the events after the reporting date; • assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes.

Responsibilities of the parent's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the consolidated financial statements

The directors are responsible for the preparation of consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with the IFRS Accounting Standards as issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union, as well as the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the group's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the consolidated financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the parent or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the group's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the group's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the group to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation;
- obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in our auditors' report.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the parent's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the parent in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the consolidated financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The parent's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the consolidated financial statements at 31 December 2025 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the consolidated financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the consolidated financial statements at 31 December 2025 have been prepared in XHTML format and have been marked up, in all material respects, in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Opinion and statement pursuant to article 14.2.e)/e-bis)/e-ter) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The parent's directors are responsible for the preparation of the group's reports on operations and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2025 and for the consistency of such reports with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to:

- express an opinion on the consistency of the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the consolidated financial statements;
- express an opinion on the compliance of the report on operations, excluding the section that includes the consolidated sustainability statement, and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the applicable law;

- issue a statement of any material misstatements in the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 are consistent with the group's consolidated financial statements at 31 December 2025.

Moreover, in our opinion, excluding the section which includes the consolidated sustainability statement, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e-ter) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Our opinion on the compliance with the applicable law does not extend to the report on operations' section which includes the consolidated sustainability statement. Our conclusion on the compliance of this section with the legislation governing its preparation and with the disclosure requirements of article 8 of Regulation (EU) 2020/852 is included in the assurance report prepared in accordance with article 14-bis of Legislative decree no. 39/10.

Rome, 10 April 2026

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Davide Utili
Director of Audit

前へ 次へ

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2026年6月3日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエーの2025年12月31日**現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の情報を含む注記から構成されている個別財務諸表についての私たちの**2026年4月10日**付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることに同意します。**

KPMG・エスピーエー

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

3 June 2026

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 10, 2026, with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2025 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2025, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Director of Audit

前へ　次へ

(この独立監査人の報告書は、国際的な読者の便宜のためにのみ英訳されている。従って、イタリア語原文のみが権威あるものである)

2010年1月27日付政令第39号第14条及び2014年4月16日付EU規則第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

エネル･エスピーエーの株主各位

個別財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2025年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ･フロー計算書、並びに会計方針に関する重要な情報を含む注記から構成されている、エネル･エスピーエー（以下「会社」という。）の個別財務諸表について監査を行った。

当監査法人は、当該個別財務諸表が、国際会計基準審議会が公表し欧州連合が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規則に準拠し、2025年12月31日現在のエネル･エスピーエーの財政状態並びに同日をもって終了する会計年度の経営成績及びキャッシュ･フローの状況を、真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して監査を行った。当該基準に基づく当監査法人の責任は、本監査報告書の「*個別財務書類の監査における監査人の責任*」の項に詳しく記載されている。当監査法人は、イタリアにおいて財務諸表の監査に適用される倫理と独立性に関する規則及び基準に従って、会社から独立している。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

報告すべき監査上の主要な検討事項はない。

個別財務諸表における会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

取締役は、国際会計基準審議会（IASB）が公表し欧州連合（EU）が採択したIFRS会計基準及びイタリアの政令第38/05号第9条を施行する規則に準拠して、真実かつ公正な個別財務諸表を作成する責任を負う。また、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない財務諸表を作成するために必要であると取締役が判断する内部統制を、イタリアの法令の定める範囲内で整備及び運用する責任を負う。

取締役は、会社が継続企業として存続する能力を評価し、個別財務諸表の作成における継続企業の前提の適切な使用、及び関連する開示の適切性について責任を負う。取締役は、会社の清算若しくは業務停止の条件が存在する、又はそれ以外に現実的な代替手段がないと取締役が考える場合でない限り、継続企業の前提を基に個別財務書類を作成する。

監査役会（*Collegio Sindacale*）は、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で、会社の財務報告プロセスを監視する責任を負う。

個別財務書類の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、個別財務諸表全体が、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示がないことの合理的な保証を得た上で、監査人の意見を含む監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、高い程度の保証であるが、重要な虚偽表示が存在する場合、国際会計基準（ISAイタリア）に従って実施された監査で必ずそれを発見できることを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬から生じる可能性があり、個別又は全体として、この個別財務諸表に基づいて行われる利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、重要とみなされる。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠した監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を維持して監査を実施する。当監査法人はまた：

- 不正か誤謬かにかかわらず、個別財務書類の重要な虚偽表示のリスクを識別及び評価し、それらのリスクに対応した監査手続を立案し、実行する。また、当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化などが関係するため、不正による重要な虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の場合よりも高い。
- 会社の内部統制の有効性について意見表明するためではなく、状況に応じた適切な監査手続を立案することを目的として、監査に関連する内部統制を理解する。
- 取締役が使用している会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。
- 取締役が会計基準における継続企業の前提を用いていることが適切か、また、入手した監査証拠に基づいて、会社が継続企業として存続する能力に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関連した重要な不確実性が認められるかどうかを結論付ける。重要な不確実性が認められる場合、当監査法人には、監査報告書において個別財務書類中の関連開示項目への注意を喚起すること、又は、そのような開示が不十分である場合には、除外事項付き意見を表明することが求められている。当監査法人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象や状況によっては、会社が継続企業として存続できなくなる可能性がある。
- 開示を含む個別財務諸表の全体的な表示、構造及び内容、並びに個別財務諸表がその基礎となる取引及び会計事象を公正な表示を実現できる方法で表示しているかどうかを評価する。

当監査法人は、監査計画の範囲と時期、監査中に特定した内部統制の重大な欠陥を含む重要な発見事項などについて、ISAイタリアが要求する適切なレベルにあると特定されたガバナンス責任者に報告する。

当監査法人はまた、イタリアで適用される倫理と独立性に関する規則及び基準を遵守している旨の声明書をガバナンス責任者に提出し、また、同責任者に、当監査法人の独立性に影響すると合理的に考えられる全ての関係その他の事象、及び該当する場合には、当該脅威を排除するために講じた措置又は適用した保護手段について報告する。

ガバナンス責任者に報告した事項のうち、当期の個別財務諸表の監査において当監査法人が最も重要であると判断した事項を、監査上の主要な検討事項とする。本監査報告書には、当該検討事項が記載されている。

EU規則第537/14号第10条により義務付けられている追加情報

2019年5月16日、会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務諸表の法定監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規則第537/14号第5条第1項に言及された、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、法定監査の実施に際して会社から独立した関係を維持していたことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる個別財務書類に対する意見が、上記規則の第11条に従って作成され、監査役会（*Collegio Sindacale*）に提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則(EU)第 2019/815号の規定への適合に関する意見

会社の取締役は、単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様についての規制技術基準に関する欧州委員会委任規則(EU)第2019/815号の規定を、年次財務報告書に収載される2025年12月31日現在の個別財務諸表に適用することについてその責任を負う。

当監査法人は、個別財務諸表が欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号に準拠しているかに関する意見を表明するために、監査基準（SAイタリア）700Bにより要求されている手続を実施した。

当監査法人は、2025年12月31日現在の個別財務諸表がXHTML形式で作成され、欧州委員会委任規則 (EU) 第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項e)/eの2)/eの3)及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見及び声明

会社の取締役は、2025年12月31日現在における事業、コーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書を作成し、当該報告書とそれに関連する個別財務諸表との整合性及び適用法令の遵守について責任を負う。

当監査法人は、以下の目的のため、監査基準（SAイタリア）720Bにより要求されている手続を実施した。

- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、個別財務諸表との整合性について意見を表明する。

- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報と、適用法との整合性について意見を表明する。

- 事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報における重要な虚偽表示について声明書を提出する。

当監査法人は、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート･ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、会社の2025年12月31日現在の個別財務諸表と整合しているものと認める。

さらに当監査法人は、事業報告書並びに政令第58/98号第123条の2第4項により要求されているコーポレート･ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載されている特定の情報は、適用法に準拠して作成されているものと認める。

政令第39/10号第14条第2項eの3)により要求されている上記の声明に関し、監査を通じて得られた企業及びその環境に関する当監査法人の知識と理解に照らし、当監査法人が報告すべき事項はない。

2026年4月10日　ローマ

KPMG S.p.A.

（原本に署名）

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　次へ

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the separate financial statements

Opinion

We have audited the separate financial statements of Enel S.p.A. (the "company"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2025, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies.

In our opinion, the separate financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel S.p.A. as at 31 December 2025 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the IFRS Accounting Standards as issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union, as well as the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements*" section of our report. We are independent of the company in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Key audit matters

There are no key audit matters to report.

Responsibilities of the company's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the separate financial statements

The directors are responsible for the preparation of separate financial statements that give a true and fair view in accordance with the IFRS Accounting Standards as issued by the International Accounting Standards Board and endorsed by the European Union, as well as the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the company's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the separate financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the company or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the company 's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the separate financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these separate financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the separate financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the company's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the separate financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the company to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the separate financial statements, including the disclosures, and whether the separate financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the separate financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in our auditors' report.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the company's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the company in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the separate financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The company's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the separate financial statements at 31 December 2025 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the separate financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the separate financial statements at 31 December 2025 have been prepared in XHTML format in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Opinion and statement pursuant to article 14.2.e)/e-bis)/e-ter) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The company's directors are responsible for the preparation of the reports on operations and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2025 and for the consistency of such reports with the related separate financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to:

- express an opinion on the consistency of the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the separate financial statements;
- express an opinion on the compliance of the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the applicable law;
- issue a statement of any material misstatements in the report on operations and certain specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 are consistent with the company's separate financial statements at 31 December 2025.

Moreover, in our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure required by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e-ter) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Rome, 10 April 2026

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Davide Utili
Director of Audit

前へ