【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】	2023年６月29日
【事業年度】	自　2022年１月１日　至　2022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　山　田　智　希 同　　髙　橋　将　希 同　　膝　舘　朗　人 同　　柳　瀬　将 同　　津　田　桃　佳 同　　德　永　大　誠
【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】	03-6775-1780
【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＝148.70円（株式会社三菱UFJ銀行が発表した2023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３－２ 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３－２ 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さら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３－２ 事業等のリスク」に記載の事項をはじめ、本書中の他の注意記述と合わせて読まれるべきものである。

４．当社の事業年度は暦年と一致する。

第一部【企業情報】

第１【本国における法制等の概要】

１【会社制度等の概要】

(1)【提出会社の属する国・州等における会社制度】

当社を支配する法制度はイタリアの法令で構成されており、当社はイタリアにおける株式会社である「ソシエタ・ペル・アジオニ」又は「エスピーエー」として設立されている。イタリアのエスピーエーはイタリアの法律に基づき組織される法的主体であり、当該エスピーエーの所有者である株式の保有者から分離された１つの法人として行為する。エスピーエーの最低株式資本金は50,000ユーロである。エスピーエーは１又は複数の種類の株式を発行することができ、それらは普通株式、優先株式及び貯蓄株式からなる。イタリア法に従い、無額面株式、連動株式又は損失負担がある場合に支払が延期される株式といった新たな種類の株式を発行することも認められている。普通株式の保有者はエスピーエーの株主総会で議決権を行使することができ、１株につき１議決権を有する。優先株式の保有者は株主総会で議決権を行使することができる。貯蓄株式は上場会社のみが発行することのできる特別な型の優先株式であり、議決権がない。議決権のない、議決権の制限された、又は一定の条件に従って議決権のある株式は、エスピーエーの資本金総額の２分の１を超えてはならない。非上場会社は、保有者に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２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過半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。）（その後2021年12月30日付け法令第228号により改正（2022年２月25日付け法律第15号により改正の上で法律に変換された。））に従い、2022年７月31日までに招集される株主総会は、株主の物理的な出席がなくても（例えば、会社の選択により、電子参加、電子投票、郵便による投票又は会社が任命した代表者に代理権を付与することによって）開催することができる。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、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は、外部監査役により行われており、一方、株式を上場しておらず、かつ、連結財務書類を作成する義務がない会社も、法定監査役に会計を確認してもらうことを選択できる。また、監査に関しては、法令第39/2010号第16条第２項に従い、上場会社、銀行及び保険会社等の公益法人、公益法人の子会社、公益法人を支配する会社並びに公益法人との共同支配の対象となる会社においては、法定監査役会による法定監査を実施することができない。

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

(2)【提出会社の定款等に規定する制度】

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

(a) 株主総会

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

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

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

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

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

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

(b) 取締役及び取締役会

A. 定　員

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

B. 選任及び任期

取締役会の任期は最長３事業年度までであるが、取締役は再任されうる。

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

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

候補者名簿は、株主総会の日の25日以上前に本店に提出され、かつ、株主総会の日の21日以上前に当社の本店、当社ウェブサイト（www.enel.com）及び「eマーケット・ストレージ」(www.emarketstorage.com)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。）の中から、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。）の中から選出される。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中の全ての候補者の人数が、選任されるべき取締役の人数を下回る場合には、残りの取締役は、下記d)に従って株主総会決議によって任命される。

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

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

c-3) 株主総会の議長は、上記手続の末に、選任された者を宣言する。

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

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

C. 取締役会

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

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

D. 定足数

取締役会の定足数は、現任取締役の過半数とする。

E. 議決権

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

F. 取締役会の権限

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

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

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

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

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

G. 当社を代表する法的権限

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

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

H. 報　酬

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

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

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

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

（c）法定監査役

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

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

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

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

任期満了となった法定監査役は、再任することができる。

(d) 会社財務及び株式に関する事項

本書提出日現在における当社の資本金額は10,166,679,946ユーロに相当し、１株当たりの額面金額１ユーロの普通株式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

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日現在の連結財務諸表のコメント及び注記の表に記載された数値は、相互に統一され、比較可能である。

2020年12月31日現在における比較数値の修正再表示

現物決済を伴うコモディティ契約の再分類

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

具体的には、2020年に、

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

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

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

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

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

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

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

2019年12月31日現在における比較数値の修正再表示

連結財務書類の注記における記述及び表の中で表示されている情報は、統一性があり、比較可能である。この点で、現物決済を伴う非金融項目の売買契約のうち、自己使用の例外に適格しないものであり、そのため損益を通じて公正価値で測定される（IFRS第９号の範囲に属する）ものに関して、当グループは、損益計算書の２科目間の費用の単純な再分類により2020年に係る項目の認識を若干修正した。その結果、費用と収益の相関の近接性とより適切な情報を可能とした。かかる再分類により当年度の利益又は株式資本に対する影響は生じなかった。

より具体的には、非金融項目の取引の以前の会計処理は2019年に以下の認識が記載されていた。

- **売却契約の公正価値の変動に加えて決済日時点の関連する収益並びにデリバティブ資産及び負債の認識中止による損益への影響の「その他の収益」における認識**
- **購入契約の公正価値の変動の「その他の営業費用」における認識に加えて、決済日時点の関連する費用並びにデリバティブ資産及び負債の認識中止による損益への影響の「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原料」における認識**

非金融項目の取引の現在の会計処理は、代わって以下の認識が記載されている。

- **売却契約の公正価値の変動に加えて決済日時点の関連する収益並びにデリバティブ資産及び負債の認識中止による損益への影響の「その他の収益」における認識**
- **購入契約の公正価値の変動の「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原料」における認識**
- **決済日時点の関連する費用並びにデリバティブ資産及び負債の認識の中止による損益への影響の「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原料」における認識**

その結果、2019年の再分類に関する比較対象である２年度間の唯一の差異は、までの、非金融項目の購入契約の公正価値の変動が「その他の営業費用」から「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原料」における認識となったことである。

加えて、当年度において、ラテンアメリカにおいて発電会社により管理された大口顧客に起因する部分がエンドユーザー市場事業ラインに再配分されたという2020年３月31日から有効となった事象を考慮して、いくつかの調整が2019年の損益計算書の数値にもなされた。

かかる変更は、報告セグメントに影響を生じさせたが、再分類が様々な事業ラインにおいてなされたものの、当グループの全体的な数値には変更を生じさせなかった。

2018年12月31日現在における比較数値の修正再表示

財務書類に対する注記の記載及び表に含まれる数値は、2018年及び2019年の間で一貫性があり、比較可能である。

なおIFRS第９号に従い、損益を通じて公正価値で計算され、現物引渡しにより決済される非金融項目の売買契約の認識するための新たな会計方針が導入されたことを踏まえ、数値の一貫性及び比較可能性を確保するため、2018年の比較残高についても同様の再分類を行っている。これらの再分類は、利益及び株主資本に影響を及ぼさなかった。詳細については2019年度の連結財務書類注記4.3を参照のこと。

事業セグメントの開示については、2019年９月30日の決算を始まりに、エネル・グループはIFRS第８号の規定に基づき、第一及び第二の報告区分を変更している。具体的には、2019年に、セグメントへ分配される資源に関する意思決定を行い、その結果の測定及び評価を行うことを目的とした事業上の最高意思決定レベルだと理解されている経営陣が、事業分野別の業績の報告を開始したことを踏まえ、当グループは以下の報告区分を採用している。

第一区分：事業分野

第二区分：地理的領域

したがって事業分野は、エネル・グループの経営陣によって行われる分析及び決定において主要な判別式であり、結果は最初に事業分野毎に測定及び評価され、その後初めて国毎に分類されるため、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。

新しい事業構造は、火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、インフラストラクチャー及びネットワーク、エンドユーザー市場、エネルX、サービス並びに親会社／その他で構成される。

最後に、2019年９月から有効で、エネル・グリーン・パワー事業分野に関連するラテンアメリカ地域には、以前は北米及び中米の地理的領域（現在は北米と改名され、米国、カナダ及びメキシコで構成される。）で報告されていたパナマ、コスタリカ、グアテマラ、エルサルバドル及びニカラグアも含まれることに注意すべきである。

IFRS第８号の開示目的のための第一及び二次報告区分の新たな内訳並びにエネル・グリーン・パワー部門に属する国の再配分を踏まえて、ここで記載されている数値の完全な比較可能性を確保するため、2018年の比較数値は適切に調整されている。

b）部門開示における変更

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、その後国別に分類されるため、これらの目的のために作成された内部報告書と完全に一致している。

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

2020年12月31日現在のセグメント表示における変更

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

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

・第１セグメント：事業ライン

・第２セグメント：地理的セグメント

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

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

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

2019年12月31日現在のセグメント表示における変更

2019年、本書で記載された事業分野別の業績の報告は、上記の当グループにより採用された事業モデルを考慮して、検討されている２事業年度についての当グループの業績管理において経営陣によって用いられたアプローチに基づいている。

事業セグメントの開示については、2019年９月30日の決算を始まりに、エネル・グループはIFRS第８号の規定に基づき、第一及び第二の報告区分を変更している。具体的には、2019年に、経営陣が事業分野別の業績の報告を開始したことを踏まえ、当グループは以下の報告区分を採用している。

・第１セクター：事業ライン
・第２セクター：地理的領域

したがって事業分野は、エネル・グループの経営陣によって行われる分析及び決定において主要な判別式であり、結果は最初に事業分野毎に測定及び評価され、その後初めて国毎に分類されるため、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。

特に、新たな組織は、引続き、事業ライン（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、インフラストラクチャー及びネットワーク、エンドユーザー市場、エネルＸ、サービス並びにホールディング／その他）及び地理的領域（イタリア、イベリア半島、ヨーロッパ及び欧州地中海業務、ラテンアメリカ、北米、アフリカ、アジア及びオセアニア並びに中央／親会社）の基盤に基づいている。

最後に、2019年９月から有効で、エネル・グリーン・パワー事業ラインに関連するラテンアメリカ地域には、以前は北米及び中米の地理的領域（現在は北米と改名され、米国、カナダ及びメキシコで構成される。）で報告されていたパナマ、コスタリカ、グアテマラ、エルサルバドル及びニカラグアも含まれることに注意すべきである。

IFRS第８号の開示目的のための第一及び第二の報告区分の新たな内訳並びにエネル・グリーン・パワー部門に属する国の再配分を踏まえて、ここで記載されている数値の完全な比較可能性を確保するため、2018年の比較数値は適切に調整されている。

2018年12月31日現在のセグメント表示における変更

2018年、本書で記載された事業分野別の業績の報告は、上記の当グループにより採用された事業モデルを考慮して、検討されている２事業年度についての当グループの業績管理において経営陣によって用いられたアプローチに基づいている。

経営アプローチについてのIFRS第８号の規定を考慮して、2018年３月31日から、新たな「エネルＸ」という事業部門は、当グループの業績及び財務状態の報告及び分析だけでなく、報告体制も修正した。より具体的には、本書で報告された事業分野別の業績は、第一の報告区分として地域及び国を指定することにより決定される。加えて、同様にIFRS第８号のもとで規定された重要性の判断基準と関連して開示の単純化が考慮に入れられたため、

・「火力発電」並びに「取引及びアップストリーム」は、それらの間における相当な相互作用及び相互依存とともに表示された。
・「その他、消去及び調整」の項目は、セグメント間取引の消去からの影響だけでなく、親会社であるエネル・エスピーエーについての統計も含む。

新たな組織は、引き続き事業部門の土台を基盤としているが、現在、地理的領域別の多様な事業部門（機能的に、大規模水力発電事業（形式的には今なお火力発電会社の下で営業されている。）を含む。）におけるエネル・グリーン・パワー・グループの様々な会社の統合並びに地理的領域の配置（すなわち、イタリア、イベリア半島、ヨーロッパ及び欧州地中海業務、南米、北米及び中米、アフリカ、アジア及びオセアニア、中央／親会社）を要求している。加えて、新たな事業構造は、火力発電及び取引、インフラストラクチャー及びネットワーク、エネル・グリーン・パワー、エネルＸ、リテール、サービス、並びにホールディングに分けられる。

財務書類に対する注記の記載及び表に含まれる数値は、2017年及び2018年の間で一貫性があり、比較可能である。比較開示の修正再表示はなされなかった。

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

	12月31日に終了した事業年度	
	2022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	135,653	20,172
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費、償却費及び減損損失	8,725	1,297
その他	122,964	18,285
営業費用合計	131,689	19,582
コモディティリスク管理からの純利益／（損失）	2,365	352
営業利益	11,193	1,664
金融収益	8,287	1,232
金融費用	10,743	1,597
持分法による投資利益／（損失）	4	1
税控除前利益	8,741	1,300
法人税	3,523	524
継続事業からの利益	5,218	776
非継続事業からの利益	(2,298)	(342)
純利益（少数株主持分控除前）	2,920	434
１株当たり利益(1)（ユーロ／円）	0.15	22
発行済株式数（百万株）	10,167	

	12月31日現在	
	2022年	
	（百万ユーロ）	（十億円）
連結貸借対照表		
有形固定資産（純額）	88,521	13,163
流動資産	66,063	9,824
資産合計	219,618	32,657
流動負債(2)	51,071	7,594
短期負債(3)	21,227	3,156
長期負債(4)	68,191	10,140
株主資本	28,657	4,261

	12月31日に終了した事業年度	
	2022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	8,674	1,290
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(13,626)	(2,026)
財務活動によるキャッシュ・フロー	7,369	1,096

	12月31日に終了した事業年度			
	2020年		2021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	63,642	9,464	81,900	12,179
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費、償却費及び減損損失	8,448	1,256	9,682	1,440
その他	49,002	7,287	71,009	10,559
営業費用合計	57,450	8,543	80,691	11,999
コモディティリスク管理からの純利益／（損失）	(99)	(15)	2,523	375
営業利益	8,455	1,257	7,551	1,123
金融収益	5,424	807	5,403	803
金融費用	8,175	1,216	8,147	1,211
持分法による投資利益／（損失）	(299)	(44)	571	85
税控除前利益	5,463	812	5,378	800
法人税	1,841	274	1,620	241
継続事業からの利益	3,622	539	3,758	559
非継続事業からの利益	-	-	99	15
純利益（少数株主持分控除前）	3,622	539	3,857	574
１株当たり利益(1)（ユーロ／円）	0.26	38.66	0.31	46
発行済株式数（百万株）	10,167		10,167	

	12月31日現在			
	2020年		2021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）	78,718	11,705	84,572	12,576
流動資産	33,137	4,927	65,132	9,685
資産合計	163,453	24,305	206,940	30,772
流動負債(2)	31,466	4,679	58,421	8,687
短期負債(3)	9,513	1,415	17,337	2,578
長期負債(4)	49,519	7,363	54,500	8,104
株主資本	28,325	4,212	29,653	4,409

	12月31日に終了した事業年度			
	2020年		2021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	11,508	1,711	9,915	1,474
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(10,117)	(1,504)	(10,875)	(1,617)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(3,972)	(591)	3,931	585

	12月31日に終了した事業年度			
	2018年		2019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	75,575	11,238	80,327	11,945
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	6,451	959	10,826	1,610
その他	59,756	8,886	61,890	9,203
営業費用合計	66,207	9,845	72,716	10,813
コモデティティリスク管理からの純利益／（損失）	532	79	(733)	(109)
営業利益	9,900	1,472	6,878	1,023
金融収益	4,361	648	3,953	588
金融費用	6,409	953	6,397	951
持分法による投資利益／（費用）	349	52	(122)	(18)
税控除前利益	8,201	1,219	4,312	641
法人税	1,851	275	836	124
継続事業からの利益	6,350	944	3,476	517
非継続事業からの利益	-	-	-	-
純利益（少数株主持分控除前）	6,350	944	3,476	517
１株当たり利益(1)（ユーロ／円）	0.47	70	0.21	31
発行済株式数（百万株）	10,167		10,167	

	12月31日現在			
	2018年		2019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）	76,631	11,395	79,809	11,868
流動資産	35,887	5,336	36,703	5,458
資産合計	165,424	24,599	171,426	25,491
流動負債(2)	33,365	4,961	33,162	4,931
短期負債(3)	6,983	1,038	7,326	1,089
長期負債(4)	48,983	7,284	54,174	8,056
株主資本	31,720	4,717	30,377	4,517

	12月31日に終了した事業年度			
	2018年		2019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	11,075	1,647	11,251	1,673
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(9,661)	(1,437)	(9,115)	(1,355)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(1,636)	(243)	306	46

	12月31日現在				
	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年
営業に係る情報					
純発電容量(GW)	85.6	84.3	84.0	87.1	84.6
純発電量(TWh)	250.3	229.1	207.1	222.6	227.8
エンドユーザーに対する電力販売量(TWh)	295.4	322.0	298.2	309.4	321.1
電力供給量総計(TWh)	484.4	507.7	485.2	510.6	507.7
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)	11.2	10.8	9.7	9.9	10.2
従業員数	69,272	68,253	66,717	66,279	65,124

(1) 未行使ストック・オプションの希薄効果を調整し、またIAS第33.64号を遵守して、その年度の普通株式の平均数に基づき計算された。2022年12月31日現在、当グループの普通株式をMEFが約23.585%を保有していた。2022年12月31日現在、当グループの株式資本の総額は10,166,679,946ユーロであり、額面金額を１ユーロとして10,166,679,946株に分割されている。
(2) 短期負債を除く。
(3) １年内返済予定長期負債を含む。
(4) １年内返済予定長期負債を除く。

２【沿革】

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

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

当社事業の発展における重要な事柄

a）自由化及びその後の発展

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

・当グループの主要事業を分離し、別個の関連子会社に割り当てた（1999年10月開始）。
・イタリアの国有送電網の経営及び管理並びに送電業務をMEFの完全子会社であるGRTN（その後の名称は、ジェストーレ・デイ・セルヴィッツイ・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-ter．comma 1，let．Bに定義される。）及び国内外の機関投資家に対する短期間で行うブックビルディングによりMEFから売却された後、MEFの保有割合は31.24%から25.50%に減少した。

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

当グループの再編及び事業の多角化

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

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

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

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

国際化及びエネルギー事業への注力

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

b）過年度における重要な事象

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2016年における重要な事象

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

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

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

2017年における重要な事象

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

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

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

2018年における重要な事象

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2019年における重要な事象

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

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

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

2020年における重要な事象

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

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

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

c）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。

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

・2022年６月30日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、南アフリカで設備容量約740MWの６社の間接所有者であるイージーピー・マティンバ・ニューコ・１・エスアールエルの株式の50%をエーアイ・レイアン・ホールディング・エルエルシー（カタール投資庁が管理）に約108百万ユーロで売却し、全額支払済みである。
・2022年７月25日、エネルX・エスアールエルは、エネルX・ファイナンシャル・サービシズ、シティポスト・ペイメント、ペイティッパー並びにジュニア・インシュランス及びその子会社の全株式を、金融債権の形で決済し、約140百万ユーロでムーニー・エスピーエーに売却した。
・2022年８月24日、エネル・アメリカスの子会社であるエネル・ブラジル・エスエーは、CGTF-セントラル・ジェラドラ・テルムエレトリカ・フォルタレザ・エスエーの全株式をイーエヌイーヴイエー・エスエーへ約89百万ユーロの対価で売却を完了した。かかる取引は、資産の減損損失73百万ユーロ、資本損失135百万ユーロ及び売却に関連する取引費用２百万ユーロを含む、約210百万ユーロのマイナスの影響を損益に及ぼした。
・2022年の最初の９ヶ月間で、エネル・グリーン・パワー・ルーマニアは、プロウィンド・ウィンドファーム・ボグダネスティ、パワーウィンド・ウィンドファーム・デレニ、プロウィンド・ウィンドファーム・イヴェスティ及びプロウィンド・ウィンドファーム・ヴィイソアラの100%を総額約35百万ユーロで取得した。
・2022年10月12日、エネルは、ピージェーエスシー・エネル・ロシアの全株式（同社株式資本の56.43%相当）をピージェーエスシー・ルコイル及びクローズ型投資信託「ガスプロムバンク・フレジア」に総額137百万ユーロで売却することを決定した。かかる取引は、主に為替変動の影響を反映し、報告されたグループ利益に対して約1.5十億ユーロのマイナスの影響を及ぼした。
・2022年12月９日、エネル・チリ・エスエーは、チリの上場送電会社エネル・トランスミシオン・チリ・エスエーの株式資本の99.09%全株を、インヴェルシオネ・グルポ・サイサ・エルティーディーエーが支配するソシエダッド・トランスミソラ・メトロポリターナ・エスピーエーに約1.3十億ユーロで最終売却することを決定した。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・エスエーに売却することを決定し、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。

e）グループの再編成

2016年４月８日、エネル・グループは、エネル・グリーン・パワーの統合に関し部分的に、新たな組織構造を承認した。より具体的な主たる組織変更は以下を含む。

（ｉ）当グループの地理的プレゼンスの革新は、世界各国で新たなビジネス機会を示す国々に重点を置くものであり、当グループの位置づけは、エネル・グリーン・パワーによって確立された。当グループは、そのため４つの地理的領域の基盤から６つの地理的領域の基盤へと移行した。この構造は国としての「イタリア」並びに「イベリア半島」及び「ラテンアメリカ」地域を保持しており、一方東欧地域は「ヨーロッパ及び北アフリカ」地域に拡大された。「北米及び中米」及び「サブサハラ・アフリカ及びアジア」の２つの新たな地理的領域もまた開発された。これらの６つの地域は、位置づけを保持し続け、また、地方レベルで事業を統合し、バリューチェーンにおける全てのセグメントの発展を促進する予定である。地理的レベルで、当グループが伝統的及び再生可能な発電事業の双方を行っている国々では、カントリー・マネージャーの地位は統一される予定である。

（ⅱ）再生可能エネルギー事業分野における水力発電事業全体の収束。
（ⅲ）全ての再生可能エネルギー発電所及び火力発電所の配電の統合的管理は、国際取引部門が定めるガイドラインに従って、エネルギー・マネジメントにより国レベルでなされる。

より具体的には、エネル・グループの構造は以前と同様に組織され、以下の基盤からなる。
（ｉ）*事業ライン*（エネル・グリッド、グローバル・エネルギー及びコモディティ管理、エネル・グリーン・パワー及び火力発電、エネルＸ・グローバル・リテール並びにエネルＸ・ウェイ）は、当グループが事業を行う様々な地域において、資産の管理及び開発並びにそのパフォーマンス及び使用した資本に対する収益の最適化に対して責任を負っている。
さらに、安全、保護及び環境に関する方針及び規制を遵守した上で、管理するプロセスの効率を最大化し、最善の国際実務を適用し、EBITDA、キャッシュ・フロー及び収益に対する責任を各国と共有することを課せられている。
当グループは、投資委員会(1)の活動も活用し、様々な事業ラインのプロジェクトについて、集中的な産業ビジョンから利益を得ている。各プロジェクトは、財務的なリターンに基づいて評価されるだけでなく、グループレベルで利用可能な最良の技術との関連でも評価されており、これは、我々の財務戦略にSDGsを明確に統合し、低炭素ビジネスモデルを推進するという、採用した新しい戦略方針を反映している。さらに、各事業ラインは、エネルギー移行及び気候変動との闘いにおけるエネルのリーダーシップを導くことに貢献し、関連するリスク及び機会をその得意分野で管理する。

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

新しい国際eモビリティ事業ラインが最近発足したが、これは電気モビリティ市場、充電ソリューション及びゼロエミッション自動車への電力供給のための関連プラットフォームの世界的な拡大に伴う活動に焦点を当てるために設立された。eモビリティは、e-モビリティ分野に関連するバリューチェーン全体における技術的な進化及び成長を加速させたいという願いから生まれ、公共及び民間部門向けの充電ソリューション及びソフトウェアの体系的なポートフォリオで現在及び将来のユーザーのニーズに応え、パートナーシップ及び戦略的提携を通じて電気モビリティの成長を促進し、エネルが現在大規模かつ信頼できる国際企業として認知されている充電技術における革新の道を歩み続けていく。
（ⅱ）*地域及び国*（イタリア、イベリア半島、ラテンアメリカ、ヨーロッパ及び北アフリカ、北米及び中米、サブサハラ・アフリカ及びアジア）：当グループが関わる各国々における、公的機関及び規制当局との関係の管理並びに電力及びガスの販売、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、それぞれの担当領域において、脱炭素化を推進し、低炭素なビジネスモデルへのエネルギー移行を指導する役割を担っている。

以下の機能がエネルの事業運営をサポートしている。
（ｉ）*国際サービス機能*（プロキュアメント及びICT）：当グループレベルで情報及び通信技術業務の管理及びプロキュアメントについて責任を負い、グローバルな顧客関係活動を管理する。
（ⅱ）*ホールディング・カンパニー機能*：当グループレベルで統制手続の管理について責任を負う。事務管理、財務及び統制部門は、気候変動との戦いにおいて重要な活動であるエネルギーミックス及びエネルギー需要の電化を推進するためのシナリオ分析の集約並びに戦略計画プロセス及び財務計画プロセスの管理も担当している。

新たな組織構造によって、報告の構造並びに当グループの業績及び財務状態の分析が変更され、2016年９月30日以降の連結業績の表示は修正された。その結果、本連結財務報告において、事業セグメントの業績は、新たな組織的な取決めに基づき記載され、また「管理アプローチ」に関するIFRS第８号の規定が考慮される。

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３－３ 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」を参照のこと。

3【事業の内容】

エネルの組織モデル

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。さらに、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１）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、それは、採用された新たな戦略的ライン、具体的には当グループの財務戦略内にSDGsを統合すること及び低炭素ビジネスモデルを促進することを反映している。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。
新しい国際eモビリティ事業ラインは、世界的な電気モビリティ市場の拡大、充電ソリューション及び排出ゼロ自動車への電力供給に関するプラットフォームに関係する活動に焦点を当てるため、最近設立された。eモビリティは、eモビリティセクターに関連するバリューチェーン全体の技術的進化及び成長を加速させたいという願いから誕生しており、公共部門及び民間部門向けの充電ソリューション及びソフトウェアの構造的ポートフォリオによって、現在及び将来のユーザーのニーズに応え、パートナーシップ及び戦略的提携を通して電気モビリティの成長を促進し、エネルが現在大規模かつ信頼できる国際企業として認められている充電技術における革新への道を継続している。

（注１）当グループの投資委員会は、事務管理、財務及び統制、イノバビリティ、法務及び会社業務、グローバル・プロキュアメントの各責任者並びに地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、当グループが在中するそれぞれの国において、公的機関及び規制当局との関係を管理し、また、電力及びガスを販売すること、その一方で、事業ラインへのスタッフ及びその他サービスサポートを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並びにプロキュアメントの管理並びにグローバル顧客関係の活動の管理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・カンパニー機能：
ホールディング・カンパニー機能は、当グループレベルでガバナンス・プロセスの管理について責任を負う。事務管理、財務及び統制部門はまた、気候変動への取組みにおいて重要な活動であるエネルギーミックスの脱炭素化及びエネルギー需要の電力化の促進を目指して、シナリオ分析を集約すること並びに戦略及び財務計画プロセスを管理することについても責任を負う。

規制及び料金問題

ヨーロッパの規制枠組み

復興・強靭化ファシリティーリパワーEU

ロシアのウクライナ侵攻を受け、2022年５月、欧州委員会は、エネルギー供給を多様化し、EUのロシアの化石燃料に対するEUの依存を下げるための新たな対策への資金提供を定めたリパワーEU計画を提示した。

この法案は、復興・強靭化ファシリティをリパワーEUの下で導入されるイニシアチブのための戦略的枠組みとすることを目的としている。この計画で利用可能な資源を利用するためには、加盟国は既存の復興・強靭化計画に、化石燃料への依存の低下を早め、同時に移行期間中のコストと社会経済的影響を軽減するために実施する改革と新規投資を記載したそのためのチャプターを追加しなければならない。

欧州委員会は、リパワーEUの目的を達成し、ロシアからの化石燃料の輸入を徐々に撤廃するために2030年までに必要な投資を約300十億ユーロ（2027年までに210十億ユーロ）と見積もっている。このうち約95%は、エネルギー移行の加速（住宅部門における再生可能エネルギー設備容量、エネルギー効率及びヒートポンプの増加、産業部門のエネルギー効率及び脱炭素化、送電網、配電及び蓄電の整備、持続可能なバイオメタン及びバイオマスの増産等）のために充当される。

５月に始まった立法プロセスは、欧州理事会と欧州議会がリパワーEU規則案について暫定的な合意に達し、12月に終了した。この規則は、欧州委員会が提案した主要要素を確認することに加え、以下の利用を含むこの計画の資金調達方法を定めている。

- 復興・強靭化計画でまだ使用されていない融資225十億ユーロ。自由裁量で使える資金を既に全て使っている国（イタリア、ルーマニア、ギリシャ）であっても、まだ権利のある各国が申請書を提出した後に残る資金を利用することができる。
- イノベーション・ファンドとETS排出権オークションの前倒しの両方から調達する20十億ユーロの資金。これらの資金は、結束政策、加盟国の化石燃料への依存及び投資価格の上昇を考慮した割当のかなめに基づき、各国に分配される予定である。
- エネルギー価格上昇の影響を特に受ける中小企業や脆弱な世帯を支援するために、ブレグジット調整準備金（BAR）からの任意の移転とこれまでの多年度財政枠組み（2014-2020）からの未使用の結束資金による追加財源。

復興・強靭化ファシリティに関して、2022年、欧州委員会及び欧州理事会は、国家復興・強靭化計画の見直し作業を継続し、下半期に最後の２ヶ国、ハンガリー及びオランダの復興・強靭化計画を承認した。

この年、EUは、活動の事前融資を要請した加盟国や、復興・強靭化計画に示されたマイルストーンや目標に到達した加盟国に対して、引き続き資金を供与した。2022年末時点で、EUが支出した資金の総額は約139十億ユーロ（助成金94十億ユーロ、融資45十億ユーロ）にのぼった。

「Fit for 55」及びリパワーEU法案の展開

エネルギー及び気候目標

2021年７月に欧州委員会が提示した「Fit for 55」法案では、2030年までに温室効果ガス排出量を55%削減し、2050年までに気候中立を達成するという、より野心的な気候目標を支持し、EUの2030年目標の引き上げを提案した。

2021年に始まったエネルギー危機は、2022年のウクライナ危機によってさらに悪化したため、経済成長を強化し、エネルギー供給を確保し、欧州の気候目標に関するコミットメントを保つための短期及び中期の追加策を見出す必要が出てきた。

リパワーEU戦略は、欧州委員会のレスポンスであり、以下を提案している。

- 2030年の「Fit for 55」目標を40%から45%に引き上げ、「EUソーラー戦略」を発表し、再生可能エネルギーの普及を加速させる。
- エンドユーザーによる天然ガス需要を削減し、「Fit for 55」法案で設定された2030年までのエネルギー効率目標を当初定められた９%から13%に引き上げる等、長期的なエネルギー効率対策を強化する直接電化ソリューションの拡大を推進する。
- 特に短期的なガス供給の多様化対策を通じて、エネルギー供給の多様化を図る。

・電力グリッドのインフラを近代化及びデジタル化する。
・ソーラー・ルーフトップ・イニシアチブに基づき、2026年から始まる新たな公共・商業施設や新築住宅へのソーラーパネル設置の法的義務を推進する。

2022年、欧州機関は「Fit for 55」法案に含まれる様々な書類をめぐる議論を行い、リパワーEUが導入した変更に適応させた。その中でも特に重要なのは、再生可能エネルギー指令（RED III）、エネルギー効率指令（EED）、建物のエネルギー性能指令（EPBD）、EU排出量取引制度指令（EU ETS）及び自動車の二酸化炭素排出規制を定める規則の改正である。

欧州産業戦略

2020年３月10日、新しい産業戦略が発表された。その目標は、欧州の産業が国際的な競争力を維持するための支援、2050年までに欧州を気候的に中立にする、欧州のデジタルな未来を形成する、というものである。この戦略では、大企業から中小企業、研究センター、スタートアップに及ぶ、欧州の全ての産業参加者を支援するための一連の法的及び法的以外のイニシアチブが提案されている。これらには、エネルギー集約型産業の近代化と脱炭素化、持続可能でスマートなモビリティ産業の支援、エネルギー効率の促進、低炭素エネルギーの競争力のある価格での確実かつ十分な供給の確保のための包括的な措置が含まれる。また、産業戦略では、産業の脱炭素化を加速し、産業界のリーダーシップの地位を維持するために、クリーン水素に関する欧州のアライアンスといった一連の新しいアライアンスを締結することを提案しており、低炭素産業、産業クラウドとプラットフォーム、原材料に関するアライアンスもこれに続く。欧州委員会は、水平的な行動及び特定の技術の促進を目的とした行動の両方といった広範な行動に加え、様々な産業エコシステムのリスクとニーズを体系的に分析する。分析の実施にあたり、欧州委員会は、当初2020年９月までに設立される予定であった包括的でオープンな産業フォーラムと緊密に連携していく予定である。

デジタル技術

2022年６月３日、欧州データガバナンス法（規則（EU）第2022/868号）が採択された。これは、より競争力のある欧州データ経済を構築するために、EU内でのデータ共有を組織化し、奨励することを目的としている。また、米国との新たなデータ・プライバシー・シールドに関する交渉は、2022年12月13日にEU-USデータ・プライバシー・フレームワークの妥当性判断の採択プロセスが公表され、終了した。このプロセスが正式に採択されれば、EUから移される個人データに対して米国が適切なレベルの保護を保証することが承認される。

さらに、2022年には、欧州連合内で運営されるオンラインマーケットやその他のオンラインプラットフォームを含む全てのデジタルサービスに適用される規則を導入するデジタルマーケッツ法（DMA）とデジタルサービス法（DSA）の２つの規則が採択された。DMAは、大規模なオンライン・プラットフォームをいわゆる「ゲートキーパー」として認定するための、厳格に定義された一連の客観的基準を設定する。DSAは、違法な、また有害なコンテンツに関するオンライン・プラットフォームの責任について、新しい基準を定める。これにより、インターネット・ユーザー及びその基本的権利をより良く保護するとともに、域内市場で単一のルールを定義し、中小規模のプラットフォームの成長を支援する。データ利用に関しても、欧州委員会は、データ共有の義務、データの収益化、データアクセス等のデリケートな問題に触れる規制であるデータ法の法案を2022年２月23日に発表し、現在、欧州レベルで議論が行われているところである。

サイバーリスクに関する懸念の高まりに促され、リスクやインシデントの管理、基幹業務への協力体制の強化を目的としたネットワーク及び情報セキュリティ指令（NIS2）の改正に関する議論が早々にまとまり、2022年12月27日に新しい指令（EU）第2022/2555号が官報に公示された。この新指令は、セクターの法律、特に同じく指令（EU）第2022/2555号と同日に公表されたデジタル・オペレーショナル・レジリエンス法（DORA）と整合性を取り、法的な明確性を持たせ、NIS2との整合性を確保するために行われた。

2022年９月28日、欧州委員会は、EUのデジタル戦略と人工知能に関連する２つの新しい提案を発表した。その主な目的は、責任ルールをデジタル時代、循環経済、グローバルバリューチェーンの影響に適合させることである。

Ⅰ.製造物責任指令の改正。人身傷害、損害、データの損失に対する公正な補償を得るために、欠陥製品の責任に関する既存の規則を近代化する。

Ⅱ.不法行為から生じる損害に対する責任に関する国内規則の調和を図り、損害賠償の受給を容易化し、因果関係の推定に基づく責任追及の権利を企業に与えることを目的とした、契約外の民事責任規則を人工知能（AI）に適応させるための新しいAI責任指令。

両指令は現在、欧州レベルで検討されており、2023年を通して続くと予想されている。

モビリティ

2019年に公表された「欧州グリーン・ディール」及び2020年に公表された「スマートかつ持続可能なモビリティ戦略」を受けて、欧州委員会は2021年７月、「Fit for 55」一括法案を発表した。この一括法案には輸送手段、及び輸送セクターにおける二酸化炭素排出量の削減、並びに排出量ゼロの移動手段への移行の加速に関する多数の提案が含まれている。

2022年下半期において、欧州議会及び理事会は、「Fit for 55」立法の諸々の側面について分析を進めた。

・乗用車とバンの2030年までの排出削減目標を引き上げ、2035年から販売される全ての新型軽自動車をゼロエミッション車とすることを義務付ける、乗用車とバンに対する二酸化炭素基準の改正（最終決定待ち）
・代替燃料の供給のための公共インフラ（充電ポイント、水素供給ステーション等）の整備を目的とした、現在機関間交渉（トリローグ）段階にある、代替燃料インフラ規制（AFIR）
・住宅への充電ポイント設置を促進するための建物のエネルギー性能に関する欧州指令（EPBD）の改正
・欧州レベルで航空輸送、道路、鉄道及び海運のネットワークインフラを相互接続することにより、地域、経済及び社会の格差を解消することを目的とした欧州横断輸送ネットワーク（TEN-T）規則の改正
・道路交通分野及び他の交通手段とのインターフェースにおける高度道路交通システムの配置を規制するための、高度道路交通システム（ITS）指令の改正（現在トリローグ段階）
・トリローグ段階での「ReFuelEU Aviation」と「FuelEU Maritime」の取り組みは、航空輸送と海上輸送における温室効果ガス排出の削減を目標とし、船舶と航空機の排出制限をより厳しく設定し、再生可能燃料又は低炭素燃料を促進する措置を想定している。

2022年11月10日、欧州委員会は、軽自動車と大型車による大気汚染の低減と大気の質の改善に向けた新しいユーロ７基準に関する提案を発表した。

水素・脱炭素ガス市場パッケージ

2021年12月15日、欧州委員会は、ガス市場の脱炭素化に向けた政策パッケージ、水素を含む再生可能・低炭素ガスのシステムへの普及を可能にする枠組みの定義、並びにインフラ面を含めてこの分野の市場及び組織を規律する規則を公表した。本パッケージには、温室効果ガス排出量の70%削減を確実にする低炭素ガス認証基準が含まれている。

本パッケージはまた、再生可能・低炭素ガスの利用及び料金削減を促進する。目立つ特徴としては、水素セクターにおける垂直的及び水平的アンバンドリング並びにネットワークの利用に関する規則があり、2030年まではより緩やかな適用となるほか、既存及び新規の地理的に限定された水素ネットワークに対する適用除外がある。また、欧州委員会提案は、ガス、電力及び水素の各インフラを別個の規制資産ベース（RAB）と規定する一方で、規制当局の承認を条件として、水素ネットワークに資金を提供するためのインフラ間の財政移転（負担はガス及び電力の最終消費者に転嫁される。）を許容している。最後に、本パッケージの想定では、ガス輸送事業者（TSO）は国境において５%までのガス・水素混合物（いわゆるブレンディング）を受け入れなければならず、コスト配分の手続は、ネットワーク事業者間で合意に達しない場合に規制当局の介入を規定している。

議会と理事会によりトリローグで交渉する最終的な立場は、まだ決まっていない。少なくとも初期段階では、水素に関する規制の枠組みをより緩やかにすることを提案することが見込まれる。

再生可能水素の定義

2018年の再生可能エネルギー指令が要求するとおり、欧州委員会は、電力から生産される水素を再生可能とみなすことができるための基準を定める委任法を公布する責任を負う。欧州委員会は正式に利害関係者協議を開始しており、同法は現在、採択に先立つ審査の段階にある。上述の基準は、電解槽に電力を供給する再生可能発電所に係る追加性原則、並びに電解槽と再生可能発電所との空間的及び時間的相関関係に関するものである。

欧州議会は、改正後の再生可能エネルギー指令に対する見解を示す中で、厳しすぎると判断した規則への反対を表明した。

エネルギーシステム統合に関するEU戦略

水素戦略と並行して、2020年７月８日、欧州委員会はエネルギーシステム統合に関するEU戦略を発表した。この戦略の目的は、各セクター（運輸、産業、ガス、建物）が孤立したコンパートメントとなっている現在のエネルギーシステムを変革し、新たなセクター横断的なリンクを生み出し、技術進歩を活用して、2050年までに気候中立を最小限のコストで達成することにある。この戦略は、より統合されたシステムを実現するための38の行動を定めており、３つの柱に基づいている。エネルギー効率次第である、より循環型のエネルギーシステム、エンドユーズセクターの直接電化の拡大、電化が困難なセクターに対する再生可能水素や持続可能なバイオ燃料やバイオガス等のクリーン燃料の推進である。

公正な移行ファンド

公正な移行ファンド（JTF）は、気候中立への移行に伴う社会経済的影響を軽減することで加盟国への支援を行うことを目的とした、公正な移行メカニズム（JTM）の資金調達手段である。共同体レベルでJTFに割り当てられた財源合計（2021-2027年）は17.5十億ユーロ（2018年の金額）であり、そのうち2021-2027年のEU多年度財政枠組みに7.5十億ユーロ、次世代EUに10十億ユーロが割り当てられる。

JTFは、グリーン・トランスフォーメーションにおける労働者、企業、地域当局を支援し、ブラウンフィールドの再生と除染、再生可能エネルギーとエネルギー効率への投資、スキルアップとリスキリング、持続可能な輸送等、特定の活動に対して資金を提供する予定である。

2022年12月にイタリアとスペインの国家移行計画が承認され、それぞれ1.2十億ユーロと869百万ユーロ（現在の金額）の資金が割り当てられた。

イタリアでは、スルチス・イグレシエンテ地域とターラント県において、企業や個人の再生可能エネルギー比率の向上、地域の発電システムの多様化、社会的影響や雇用への影響の軽減等、移行の影響に対処するためのプロジェクトに投資することを計画している。

スペインの計画では、アストゥリアス州、ア・コルーニャ、テルエル、レオン、パレンシア、アルメリア、カディス及びコルドバの各県と、マヨルカ島のアルクディア周辺の自治体が対象である。この計画では、エネルギー効率、循環型経済、再生可能エネルギー資源（太陽光、洋上風力、再生可能水素）、国内産業の「グリーン・トランスフォーメーション」に投資する予定である。

サステナブル・ファイナンス

欧州タクソノミーに関しては、特定の経済活動が気候変動との戦い（適応と緩和）に実質的に貢献しているかどうかを判断するための技術的な審査基準を定めた最初の委任法が、2022年１月１日に発効した。さらに、2022年２月に、欧州委員会は、ガス及び原子力エネルギー業務の基準を定めた補完的委任法を提示し、欧州議会及び理事会で承認され、2023年１月１日に施行された。

2022年下半期、欧州議会と欧州理事会もグリーンボンド基準規則の最終案に合意するための機関間交渉（トリローグ）を行った。しかし、主に欧州議会が提案した、サステナビリティ連動債を含む他のサステナブルボンドへの開示義務の拡大について、共同立法者は合意に至らなかった。

2022年に、欧州議会と理事会はまた、企業サスティナビリティ報告指令について合意し、2023年１月に施行された。

また、2022年下半期には、欧州委員会が2022年２月に提示した大企業を対象とした企業サステイナビリティ・デューデリジェンス指令案について、理事会がその見解を採択した。しかしながら、欧州議会が作業を完了せず、機関間交渉は2023年に延期された。

最後に、2022年９月、欧州委員会は、強制労働により作られた製品を、欧州で作られた「国産品」とEU外からの輸入品の両方で禁止する規制案を提示した。欧州議会と欧州理事会は、2023年にそれぞれの立場を明確にする予定である。

新国家補助規則

2022年１月27日、気候、環境及びエネルギーに関する国家補助についての2022年の新しい規則である気候、環境及びエネルギーに関する国家補助ガイドライン（CEEAG）が施行された。CEEAGは、今後数年間の脱炭素化への投資支援の指針となるものであり、エネルギー・セクターとエネル・グループにとって非常に重要なものである。この新規制には、再生可能かつ低炭素エネルギーの生産補助を含む温室効果ガス排出削減の補助、高効率コジェネレーションを含むエネルギー効率の補助、水素補助、貯蔵及びバッテリーの補助、並びに産業プロセスからの排出の削減又は防止の補助を専門とするセクションが含まれている。１章全体がサステナブル・モビリティに充てられ、船舶セクターを含む電気モビリティと充電インフラの補助について規定している。電気自動車のバッテリーや充電を含め、建造物の省エネ対策も規制されている。また、提案されたルールは、自然又は合法的な独占的電力網への融資が国の補助に相当しないことを公式に認めている。最後に、原子力技術及び化石燃料の補助はガイドラインの範囲から除外されており、一方、温室効果ガス排出削減の補助に関するセクションで認められている技術のうち独立型システムを含むあらゆる種類の貯蔵が含まれている。

2022年に、包括的一括適用免除規則（GBER）の改正案のための作業が引き続き行われた。これには、エネルギー危機に備えた、届出基準のアップデートを含む、気候、環境保護及びエネルギーに関連するセクションへの重要な変更が含まれている。GBERは、一定の条件下で欧州連合の機能に関する条約（TFEU）に適合する国家補助の特定のカテゴリーを定義し、これらのカテゴリーを委員会への事前届出及びその承認の義務から除外する。この規制案では、加盟国が資金を提供する範囲を、二酸化炭素排出量削減、サステナブル・モビリティ及び充電インフラ等、様々な種類のグリーン・プロジェクトに拡大することを提案している。また、大規模なエネルギー集約型企業が軽減税率やシステム料金の支払免除といった形で援助を受けるために満たさなければならない新しい環境条件、バッテリーを含む蓄電、持続可能な水素、及び再生可能エネルギー・コミュニティーも導入される。この新規制は2023年の早い時期に発表される予定で、長期的にはこれらの主要なセクターでより大きな柔軟性を認めることになる。

欧州共通利益重要プロジェクト（IPCEI）を支持して、国家補助に関する改正規則が2022年１月１日から施行された。この立法は、市場の失敗を是正し、主要なセクターにおける最先端のイノベーションと技術・インフラへの投資を可能にする国境を越えたIPCEIへの加盟国の援助を、EU経済全体へのプラスの波及効果とともに欧州委員会が評価する基準を示すものである。

欧州委員会は、改正地域援助ガイドラインの枠組みの中で、2022年１月１日から2027年12月31日まで地域援助を供与するためのマップをイタリア及びルーマニアについては2021年12月に、ギリシャについては2022年１月に、スペインについては2022年３月に承認した。

2022年５月12日、欧州委員会は、COVID-19に関する国家補助暫定枠組み（COVID-19暫定枠組み）を段階的に終了することを決定した。COVID暫定枠組みは、2020年５月19日に採択され、2021年11月18日に最終改正されたもので、国家復興・強靭化計画（NRRP）の資金及びプロジェクトを対象としている。暫定枠組みに規定された措置のほとんどは、2022年６月30日に失効した。加盟国に対する投資及び支払能力支援措置の実現可能性は、2022年12月31日に失効した。しかし、2023年６月30日までは、債務を他の形態の援助に転換するための柔軟な移行が保証されている。我々は、COVID-19暫定枠組みで、不利な条件下でも雇用を促進することを目的とした国の措置に対する援助の支出に取り組んでいる。

2022年３月23日、欧州委員会は、ウクライナ情勢に端を発した現在の地政学的危機の影響による電力・ガス価格の上昇に対処することを目的とした、危機暫定枠組み（TCF）を承認した。TCFは2022年７月20日に改正され、リパワーEU計画に沿って、再生可能エネルギーの導入加速と産業プロセスの脱炭素化の促進に関する新しい措置が盛り込まれた。2022年10月には、再生可能エネルギーの開発をさらに簡素化し、TCFをエネルギー危機に対応した緊急措置（例えば、需要削減策）と整合させ、電力取引市場における流動的な担保に政府保証を含めるための追加改正が承認された。TCFが承認されて以来、2022年末までに約672十億ユーロが支出された。具体的には、承認された国家補助の53%はドイツ、24%はフランス、７%はイタリアが通知している。

2022年10月19日、欧州委員会は研究、開発及びイノベーションに関する国家補助フレームワークの改訂版を発表した。

国家補助の事例

欧州共通利益重要プロジェクト（IPCEI）である水素技術（カルレンティーニ）プロジェクトの一環として、当社は、欧州委員会競争総局（市場の失敗補助）からの情報の要請に対する解答に貢献し、また、当プロジェクトがブリュッセルにおける最終通知段階で選定されるよう、積極的評価に貢献した。2022年７月15日にIPCEI水素技術プロジェクトが承認された。これと並行して、2022年９月21日に承認されたIPCEI水素産業又はIPCEI Hy2Useで実施するプロジェクトの選定作業が開始された。

2022年、我々は、COVID-19暫定枠組み及び危機暫定枠組みに関連して、欧州委員会が当グループにとって重要な国に対して認可した資金を引き続き監視した。

2022年６月８日、欧州委員会は、化石燃料発電所の発電コストを引き下げ、イベリア市場の卸電力価格を引き下げることを目的とした、スペインとポルトガルによる8.4十億ユーロの国家援助を承認した。

2022年７月26日、欧州委員会は、ウクライナ危機の影響を受けた中小企業・中堅企業を直接助成金で支援するイタリアの700百万ユーロのスキームを承認した。これと並行して、ウクライナ危機の状況下でセクターを超えた企業を支援するためにイタリアが提案した10十億ユーロの融資保証スキームも承認した。

2022年９月５日、欧州委員会は、電力貯蔵施設の投資及び運営支援のための補助金を提供する341百万ユーロのギリシャのスキームを承認し、一部は復興・強靭化ファシリティから提供されることとした（事例SA.64736）。

2022年９月30日、欧州委員会は、危機的状況にある天然ガスと電力の取引信用リスクの再保険（SACE）のための２十億ユーロのイタリアのスキームを承認した。

2022年10月５日、欧州委員会は、ポスト・イタリエンヌの充電インフラ構築を支援する21.1百万ユーロのイタリアの施策を承認した。

2022年11月15日、欧州委員会は、環境性能の低い船舶をクリーンなゼロ・エミッションの船舶に置き換えるため、新船舶の取得や既存船舶の改修に直接補助金を提供する500百万ユーロのイタリアのスキームを承認した。

2022年12月20日、欧州委員会は、ウクライナ危機を背景とした企業支援のため、最大23十億ユーロの予算増額を含むイタリアの既存の保証制度の改正を承認した。なお、同措置の全体予算は33十億ユーロを超えることはない。

NRRPに基づく当グループの優先プロジェクトの国家補助の側面に関する評価に、2022年も引き続き支援を行った。

市場収入上限

2022年10月、理事会はエネルギー価格低減のための緊急措置に関する規則を承認した。同規則には、インフラマージナル発電事業者（再生可能エネルギー、原子力発電等）の市場収入の上限を180ユーロ/MWhとすることが盛り込まれている。この閾値を超える収益は、2022年12月から2023年６月まで90-100%の税率でクローバック税が課され、エネルギーコスト負担を助けるために顧客に再分配される予定である。このEUが課した閾値は、多くの加盟国で記録されているインフラマージナル発電の平均価格よりも高い。多くの加盟国は、さらに厳しい措置を採用している。

連帯税

原油、天然ガス、石炭及び精製部門で活動する欧州連合の企業及び恒久的施設によって生み出される余剰収益は、加盟国が同等の国内措置を制定していない限り、強制的な一時的連帯拠出の対象となる。加盟国は、制定された同等の国内措置が同様の目的を共有し、規則に基づく一時的な連帯拠出のためのものと同様の規則の対象となり、連帯拠出のための見積もりと同等かそれ以上の収益を生み出すことを保証しなければならない。原油、天然ガス、石炭及び精製部門で活動するEU企業及び恒久的施設（単に税務上の連結グループに属するものを含む。）に対する一時的連帯拠出は、2022事業年度及び／又は2023事業年度において並びにその全期間について、国内税法に基づいて決定される課税利益であって、2018年１月１日以後に始まる４事業年度の国内税法に基づいて決定される平均課税利益の20%増を上回るものを対象に計算するものとする。これら４事業年度の課税利益の平均がマイナスの場合、一時的連帯拠出の計算上、平均課税利益はゼロとする。

事業ライン別の規制枠組み

火力発電及び取引

イタリア

発電及び卸売市場

スルチス発電所、ポルトフェッラーイオ発電所及びアセミニ発電所は、2022年及び2023年についても費用補償制度の対象であると宣言された。ポルト・エンペードクレ発電所は、2025年まで長期費用補償の対象であり、その一方で、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（2022年及び2023年を含む。）について自動的に費用補償の対象となる。費用補償制度への参加により、上記の発電所の運営費用の補償範囲が保証される（投下資本利益率を含む。）。発電費用の補償（発電所の収益差引後）は、エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）によって認められており、事業者により提出された申請に基づき、後払い及び最終的なバランス支払が認められる。

2022年及び2023年について、残りの必要不可欠な発電容量は代替契約に基づいて契約が行われ、かかる代替契約は、付属サービス市場（ASM）において、固定のプレミアムについてARERAが設定した手法を用いて定められた価格を上回らない／下回らない価格に増額／減額することを提示する義務を規定した。

2022年、ARERAは、天然ガスの費用構成要素に加え、費用補償制度の対象で代替契約に基づく重要な発電所について生じる排出量取引システム（ETS）の義務に関連する料金につき、ベンチマーク価格の変動が高まる環境下でこれらの料金の基礎となる商品のスポット価格をより正確に反映するために、評価基準を改定した。

具体的には、決議第452/2022/R/eel号により、ARERAは、天然ガスの費用に関連する評価基準を改定し、2022年10月１日より、従来の四半期毎のインデックスメカニズム及びTTFプラットフォーム上で記録されていた関連価格に代わる、国内調整市場で記録される週次の価格インデックスを導入した。

これらの規則は、決議第532/2022/R/eel号により2023年に確認され、これによりARERAは、ETSの義務における費用構成要素を算出するために、2023年に月次から週次のインデックスへと移行することを定めた。

2022/2023サーマルイヤー（2022年10月１日から2023年９月30日）にかけてのガス供給問題に対処するため、法令第14/2022号（いわゆる「ウクライナ令」）により、エコロジー移行省（以下「MiTE」という。）は、テルナに対し、非ガス代替燃料を動力源とした300MW超の発電能力を有する発電所による火力発電及びバイオ燃料による発電を最大化するよう要求することが認められた。同法令には、管轄機関が、発電量が最大化される発電所の運営に必要となり得る環境に関する権利放棄書の発行について協力し、かかる発電所のための供給規則の制定及び措置の実行に伴い生じる費用の補償をARERAに対して要請する措置が含まれている。

2022年９月１日付けのMiTEのガイドラインにより、MiTEはテルナに対し、1.8十億立方メートル相当のガスの節約を可能にし、環境に関する権利放棄書の行使を最小化するため、2022年９月19日から2023年３月31日の期間にガスに代わる発電最大化計画の策定及び実行を要請した。

テルナは、参加する発電所を指定し、９月19日に発電量最大化計画を開始した。これには、エネルのスルチス発電所、フシーナ発電所、トーレヴァルダリガ・ノード発電所及びブリンディジ発電所が含まれている。

決議第430/2022/R/eel号により、ARERAは、以下を策定した。

- **費用補償制度の対象となる重要な発電所と既にみなされている発電所（スルチス発電所）については、既存の供給及び発電に係る費用補償の規則が引き続き適用される。**
- **その他の発電所について、事業者は、テルナが発表した最大化計画に関連する入札を、エネルギー市場における最低技術価格及びASMにおける各発電所単位で認識された変動費用（RVC）で提示する必要がある。テルナは、エネルギー市場価格とRVCとのプラスの差額の一切を事業者に支払うが、RCVよりも高い場合には、テルナはASMで販売するための入札が認められた事業者に対して、先行日の市場ゾーン価格を支払う。収益が最大化期間に生じた固定費用をカバーするのにさえ不十分な場合には、事業者はARERAに対し、これらの費用補償を請求することができるが、最大化手続の開始以前についての、報酬及び発電所に投下された資本の償却は除外される。**

決議第433/2021/R/eel号により、ARERAは、2022年の費用補償の対象となる重要な発電所に対する投下資本報酬率を、2021年の決定と同じ７%のままに据え置いた。

決議第532/2022/R/eel号により、ARERAは2023年から、費用補償制度の対象となる電力システムの安全性に不可欠な発電所への設備投資に対する名目報酬率を決定する方法を改定した。新たな方法においては、決議第614/2021/R/com号（TIWACC）に基づくインフラ・サービスの報酬に関する現行規則に基づいて実質WACCを算出し、さらに該当年のECBによるインフレ予想に基づく名目WACCに換算する。より具体的には、WACCは、配電付加価値（0.4）と等しく設定された特定のリスク（ベータ資産）を除外し、送電指標を適用することで得られる。これには、費用補償制度の対象となる重要な発電に関連した追加の料金及びリスクを考慮するための0.2%のアドオンも含まれている。かかる決議は、新たな方法を用いて2023年の名目WACCを11.9%と定めており、かかる数値は、算出に用いられた金融指標の変化に基づき毎年調整される予定である。

2019年６月28日、経済開発大臣は、容量報酬の仕組み（容量市場）を管理する最終的な規則を承認する法令を発表した。2019年11月６日及び11月28日に、それぞれ2022年及び2023年についての２つのオークションが行われた。エネルは、いずれの年の容量も落札した。多くの事業者及びセクター別の事業者団体は、ロンバルディアの地方行政裁判所に対して、同法令及び２つのオークション結果に異議を唱えた。

２事業者がまた、EU裁判所においてイタリアのかかる仕組みを承認した欧州委員会の決定に対する異議を申し立てた。2022年９月７日付けの２件の判決において欧州一般裁判所は訴えを退け、申立人である２事業者は、EU司法裁判所に控訴しないことを決定し、したがって、訴訟は終結した。ロンバルディアの地方行政裁判所においては、これらの訴訟は未だ係争中である。同裁判所は、これらの訴訟につき予備的な問題があるとして、EU裁判所の判決が出るまで、2021年４月に訴訟を延期していた。

2021年10月28日付けの環境移行大臣令（MiTE）により、新たな容量市場規制が承認された。それは、2024年以降に行われるオークションに適用される予定である。この法令の施行後、テルナは、2024年についてのオークション手続を開始し、かかるオークションは2022年２月21日に実施された。エネルは、2024年に供給する約10.4GWの既存容量についての年間契約、及び2024年から2038年の15年間につき約1.5GWの新規容量契約を落札した。同法令に従って、2024年についてのオークションの結果は、2025年についてのオークションを開催するかどうかを判断する基準として使用される。

2021年12月、２事業者が、ロンバルディアの地方行政裁判所に、2021年10月28日付けMiTE省庁間法令、テルナの2021年容量市場規則、及び2024年（及びおそらく2025年）に関する容量オークションの実施枠組みを規定するARERA決議について、２件の異議を申し立てた。2022年５月、同社らは、テルナが公表した2024年に関する主なオークションの結果の詳細レポートについても、異議を申し立てた。

2022年３月、ARERAは、容量市場の基準価格の計算方法を変更する緊急措置について決定した、決議第83/2022/R/eel号を公表した。この決議は、最近数ヶ月間に見られた市場の異常な変動性に対処するために採択されたもので、ガス費用に関係する要素及び基準価格の計算に含まれる発行手数料を毎日物価にスライドさせるメカニズムを導入した。新たな手法は、基準価格を月１回物価にスライドさせることを規定する現行の方式に取って代わるものである。変更は2022年３月５日から実施され、その後ARERAが別の措置を公表するまで適用される。

決議第523/2021/R/eel号により、2022年４月１日以降、EU規制枠組みを実施する際の不均衡について規定したルールが変更されて「単一料金」メカニズムが拡大され、付属サービス市場（ASD）について承認されたものを含め、全てのユニットの不均衡に値を割り当てることとなった。この改革により、ASDについて承認されたユニットに従前適用され、より費用の高かった二重料金メカニズムが廃止される。新たな規制は同時に、システム費用の増加につながるおそれのある不均衡を抑制するため、ASDについて承認されたユニットのマクロゾーンの非裁定料金を拡大適用し、ディスパッチ命令の不遵守に対する違反費用の体系を改定する。

2021年11月末に、再生可能資源からのエネルギーの使用の促進に関する指令第2018/2001号を実施する法令第199/2021号が、官報に掲載された。この法令は、自家消費及び再生可能エネルギー・コミュニティの構成についての規定も含んでいる。自家消費及び再生可能エネルギー・コミュニティについては、イタリアでは既に、法律第8/2020号（「ミレプロローゲ」オムニバス拡張法令である法令第162/2019号の批准）により導入された実験的規則及びその後の実施措置（ARERA決議第318/2020/R/eel号及び経済開発省の2020年９月16日付け省令）により規定されている。2022年12月27日、法令第199/2021号の施行に伴い、ARERAは、エネルギー・コミュニティ及び分散型自家消費の配置のための新たな規制枠組みを定める、連結分散型自家消費法（TIAD）を承認した。環境・エネルギー安全保障省（MASE）は実験的規則に規定されている共同自家消費の配置又は再生可能エネルギー・コミュニティに含まれる再生可能エネルギーの発電所に対するインセンティブ・メカニズムを更新しなければならない予定である。MASEが実施措置を採択するまでは、移行規則が適用される予定である。

2022年３月28日付け法律第25号により承認された2022年１月27日付け法令第４号は、再生可能エネルギーを動力源とし、エネルギー会計を通じてインセンティブを受領する発電所、並びに再生可能エネルギーを動力源とし、インセンティブを受領しておらず、かつ、2010年１月までに運転を開始した全ての発電所について、補償制度を導入した。発電事業者は、市場価格、又は先物売りの契約価格と、当該法令において各市場ゾーンにつき特定された参照価格との差分を補償しなければならない（平均60ユーロ/MWh）。このメカニズムの実施手続については、ARERAが決議第266/2022/R/eel号において明示している。2022年９月21日付けの法律第142号により承認された2022年８月９日付けの法令第115号は、当初2022年２月から12月であった適用期間を2023年６月まで延長し、かつ垂直的に統合されたグループに対し、グループ会社（発電事業者以外を含む。）がグループ外のその他の自然人又は法人と締結した契約のみが適格であると定めることにより、１月の措置に対するいくつかの改定を加えた。2022年12月１日、ロンバルディアの地方行政裁判所は、複数の事業者から提起された異議申立てを認め、決議第266/2022/R/eel号及び技術基準を無効とした。2023年１月18日、国務院はARERAから提出された予防的要請を認め、決議第266/2022号を復活させる命令を公布した。最終的に、EU規則第1854/2022号に代わる2023年予算法（2022年12月29日付け法律第197号）は、補償制度を2022年１月27日付け法令第４号で網羅されない発電所に拡大し、180ユーロ/MWhの上限を設定している。

2022年３月１日付けの法令第17号第21条は、国内備蓄を利用可能容量の最低90%まで満たすために、特殊な備蓄条件、可変的な備蓄スペースへの割当て方法及びそれに対応する注入義務も通じて、ガス注入サイクルの最適化を要請している。

実施規制の公布にあたり、決議第110/2022/R/gas号を通じ、ARERAは、可変的な備蓄容量を割り当てる際の全ての手続に係る準備費用をゼロに設定することにより、ガス備蓄の充填を促進することを企図した。同決議はまた、ガス圧縮及び処理プラントの技術的消費に関連する費用は、備蓄利用者に請求しないことを定めている。

また決議第165/2022/R/gas号により、ARERAは、ガス備蓄の充填をさらに促進させるためのメカニズム（いわゆる「ストック・ボーナス」）を導入した。より具体的には、かかるメカニズムは、注入段階の終了時におけるガス備蓄量に基づき、備蓄プレミアムを利用者に支払うことを要請している。

イベリア半島

ウクライナ戦争の経済的及び社会的影響に対する国家対応計画の一環として緊急措置を採択した３月29日付け法令第6/2022号並びにウクライナ戦争の経済的及び社会的影響に対応し、ラ・パルマ島の経済的及び社会的な脆弱性及びその回復に対処するための一定の措置を採択し延長する６月25日付け法令第11/2022号

2022年３月30日、ウクライナ戦争の影響に対する国家対応計画の一環として複数の措置を承認する３月29日付け法令第6/2022号が、スペイン政府官報に掲載された。この法律は、エネルギー部門を対象とした様々な措置を含み、その一部は６月25日付け法令第11/2022号により2022年12月31日まで、10月18日付け法令第18/2022号及び12月27日付け法令第20/2012号により2023年12月31日まで、延長された。最も重要な措置のいくつかは、以下のとおりであった。

- ９月14日付け法令第17/2021号が排出ゼロ発電所に対して定めた支払義務は、天然ガス価格の価値が卸売電力価格に組み込まれた後にこれらの発電所が得ていたと推定される利益の増加分に比例して、2022年12月31日まで延長される。2022年３月31日以前に価格を固定した先物契約でヘッジされた電力は、このメカニズムの適用を免除される。期間が１年以上で、2022年３月31日以降の固定価格が67ユーロ/MWh以下のヘッジ商品は除外される。同一事業グループ内の発電事業者と小売業者との間の双務契約の場合、ヘッジ価格は売主が最終消費者に転嫁する価格とし、この場合、除外される固定価格は、当該部門の平均マーケティング・マージンに67ユーロ/MWhを加算した値となる。
- 例外として、再生可能資源、コジェネレーション及び廃棄物発電所の報酬パラメーターは、2021年下半期の市場価格と二酸化炭素の先物価格を考慮して、法令の発効から２ヶ月以内に省令により更新される予定である。さらに、2023年以降、これらの発電所によるエネルギーの先売りを促進するため、市場価格からの乖離に対する調整メカニズムが廃止される。しかし、５月13日付け法令第10/2022号により、市場価格からの乖離に対する調整メカニズムが復活し、想定価格に関連した先物基準が組み込まれた。
- 新規の再生可能エネルギー発電所又は建設中の発電所、75MW以下の風力発電所、及び150MW以下の太陽光発電所（接続線が15kW未満の場合）について、承認手続の合理化を進めるために策定された具体的かつ簡素化された手続。

- アクセス入札に関しては、法令の公表から２年間、容量入札が行われたノードにおいて、利用可能な予約容量の10%が自家消費用の（送電網又は配電網に接続された）再生可能エネルギー発電所に解放されることになる。
- 例外的に、2023年から2025年の間、配電会社は、再生可能資源による電力供給及び自家消費を可能にするために、ネットワークの容量を増やす具体的な行動を投資計画で定めなければならず、それは毎年制度によって支払われる報酬の対象となる投資の最低10%を占めなければならず、主に再生可能エネルギーのアクセス能力が不足している地域を対象としていなければならない。
- 戦略的な天然ガス備蓄は20日分から27.5日分の消費量に増加され、柔軟性が増す見込みである。

卸売電力価格を引き下げるため一時的な発電費用調整制度を策定する５月13日付け法令第10/2022号

2022年５月14日、５月13日付け法令第10/2022号がスペイン政府官報に掲載された。これは、卸売電力価格を引き下げるため一時的な発電費用調整制度を策定するものである。この措置により、利益がほとんど出ない化石燃料技術の発電費用を調整する制度が確立された。卸売市場の決済価格を2023年５月31日まで調整額と同額引き下げることが狙いである。

この制度に基づく調整は、火力発電所が消費するガスの基準価格（６ヶ月間は40ユーロ/MWh、その後１ヶ月毎に５ユーロ/MWhずつ70ユーロ/MWhまで増加する。）と、スペインで設立されたガス市場（MIBGAS）のスポット価格との差額に基づく。この制度は、規制報酬枠組みの対象に含まれない複合サイクル、石炭及びコジェネレーションの発電所に適用される。調整金額は、卸売市場価格と直接関連する価格でエネルギーを購入している、又は卸売価格設定制度の有益な効果を既に考慮した契約を締結又は更新しているという理由で、直接恩恵を受けるイベリア半島の需要の一部に分配される。後者に関しては、蓄電池や揚水設備等の貯蔵設備や、補助的な発電サービスのための供給設備は、この制度の費用の支払が免除される。

この制度の発効には欧州委員会の承認を要したが、これは2022年６月８日に下された。これを受けて環境移行・人口問題省は、（６月15日の市日に関する）この制度の適用開始日を2022年６月14日と定めた６月８日付け命令第TED/517/2022号を承認した。また、この法令には以下が含まれる。

- 新たな自主的な小売消費者価格（PVPC）エネルギーコスト計算式の適用を2023年初めから開始できるよう、製品バスケット（年間、四半期及び月間）に基づく価格要素と日次及び日中の市場価格要素を組み込んだ先物市場価格への参照を導入する指令が出された。したがって、同省は、PVPCエネルギーコスト計算式を修正し、日次及び日中の市場価格要素に加えて製品先物バスケットを組み込むための命令の作成に関する聞き取りを開始した。さらに、参照市場の運営者による社会料金の資金調達コストが、PVPCに組み込まれる。命令の草案は、PVPCの適用範囲も修正し、契約容量が10kWを超えない居住顧客及び零細企業に適用される見込みである。最後に、半島外地域の規則にも変更がなされた。
- 再生可能、コジェネレーション及び廃棄物の施設の導入に関する制度は、市場価格からの乖離に対する調整メカニズムを再導入し、価格予測に価格バスケットを取り入れるよう修正され、日々の市場と先物基準（年間、四半期及び月間）の両方が、異なるウェイトで含まれることになる。

エネルギー分野の緊急措置として、コジェネレーションの発電所の報酬システムの適用並びにEU圏内における特定燃料の移送、輸入及び獲得に適用される付加価値税（VAT）の料率の一時的な引き下げを採択した９月20日付け法令第17/2022号

2022年９月21日、９月20日付け法令第17/2022号が公布され、エネルギー分野における複数の緊急措置が盛り込まれ、一部はその後、12月27日付け法令第20/2022号により延長された。採択された措置は、以下のとおりであった。

- ５月13日付け法令第10/2022号が定める発電費用に対する調整メカニズムを支持し、コジェネレーションの発電所が規制報酬枠組みを一時的に放棄する選択肢。
- システム運営者により管理される入札を通じた、新たな積極的需要対応サービスの創設。
- ネットワーク送電容量の決定における柔軟性の向上、及び再生可能エネルギー・プロジェクトに関する合理的かつ簡潔な手続。
- 2023年12月31日までの、天然ガス、ペレット、練炭、薪の供給に対するVATの料率の21%から５%への引き下げ。
- 2022事業年度における収益と費用の間の一時的な不均衡及び一過性の乖離をカバーするための、2021年の剰余金の全額充当。

エネルギー消費者の保護を強化し、「エネルギー安全保障高度化プラン（+SE)」の適用に伴う天然ガスの消費削減に貢献するための措置に加え、公共部門従事者の報酬に関する措置及び干ばつの影響を受けた季節農業従事者を保護するための措置を承認した10月18日付け法令第18/2022号

2022年10月19日、法令第18/2022号が公布され、「エネルギー安全保障高度化プラン(+SE)」に含まれる措置のいくつかを実施している。最も重要な特徴は以下のとおりである。

- ９月14日付け法令第17/2021号により導入された、国際市場における天然ガス価格の高騰により生じた電力市場の過剰報酬を削減するためのメカニズムを2023年12月31日まで延長すること。
- 半島外地域における燃料の供給のためのオークションを規制する命令が承認されるまで、送電の効率向上と過剰な費用の削減を図るため、月次計算に基づく新たな動的送電価格システムが、半島外地域に適用される予定であること。

大規模資産に対する一時的な連帯税を創設し、一定の税制を改正することにより、信用機関及び金融信用機関に対する一時的なエネルギー賦課金及び税を定める12月27日付け法令第38/2022号

2022年８月30日、社会党議員グループ及び与党は、エネルギー部門及び銀行部門に一時的な賦課金を課す法案を提出した。同法は、スペイン議会により承認された後、2022年12月28日にスペインの官報において公布された。

この法律に基づくエネルギー賦課金の主な特徴は、以下のとおりである。

- 2023年及び2024年において、前暦年度にスペイン国内で行われた活動から生じた純売上高に対し、1.2%の一時的な賦課金が課され、その支払義務は、当該暦年の初日から発生する。
- 純売上高には、仕入税として支払われるか又は発生した、炭化水素税、カナリア諸島の石油由来燃料に対する特別税、セウタ及びメリリャにおける燃料及び石油製品に係る追加徴収金に関連する収益を含まない。また、規制価格（電力に対するPVPC並びにガス、ボトルLPG及びパイプLPGに対するラストリゾート料金（TUR））による供給といった規制活動に関連する売上高、電力及び天然ガスの送配電網の規制収益、そして本土以外における規制報酬及び追加報酬を伴う発電の場合には、市場及び配電サービスから受領した一切の収益をも含む全ての発電所収益も除外される。
- エネルギー部門における主要事業者とみなされる個人又は企業は、2019年の年間の純売上高が1,000百万ユーロを超えるか又は2017年、2018年及び2019年における適格活動による純売上高が当該年の純売上高総額の50%を超える場合に、賦課金が適用されることとなる。また、主要事業者には、スペインにおいて原油、天然ガスの生産、石炭採掘、石油精製に関連する活動を行い、さらに賦課金の支払義務が生じる前年において売上高の最低75%を抽出、採掘、石油精製又はコークスの製造に関する経済活動から生み出した、一切の企業又は個人が含まれることも定めている。
- 連結ベースで課税される税グループに属する会社の純売上高は、グループ全体に基づいて算出される。
- かかる税は、法律上、公共性を有する租税ではない賦課金として分類され、法人所得税に関する控除や、顧客又は第三者への転嫁はできない。

ウクライナ戦争の経済的及び社会的影響への対応措置並びにラ・パルマ島の再興及びその他の脆弱性に対する支援措置に関する12月27日付け法令第20/2022号

2022年12月28日、12月27日付け法令第20/2022号が公布され、同法令は、以下の最も重要な特徴を有する。

- ５月13日付け法令第10/2022号により導入された適用除外範囲には、2013年以前に承認された50MWから100MWの発電容量を有する廃棄物由来エネルギー発電所が含まれており、これによりかかる発電所は、コジェネレーションの発電所が現在許可されているのと同様に、特定の規制報酬枠組みへ組込まれることの一時的な免除が認められている。
- 再生可能エネルギー部門における投機的操作を防止し、管理プロセスへの負担を回避するため、容量入札のために留保されたノードに関して申請されたいくつかの手続は、18ヶ月間停止する。
- 再生可能エネルギー発電所に対するプロセス承認手続の簡素化及び迅速化が向上した。
- 自家消費用エリアにおいて、自家消費に用いられる太陽光発電システムがグリッドに近接しているとみなされる距離が、1,000メートルから2,000メートルに延長され、これらは、屋上に加えて、工業用地や発電を主たる目的としない構造物の上にも設置されることがある。

- 送電に関し、2023年３月31日までに政府は、エネルギー転換を促進し、産業バリューチェーンの発展を可能にさせる重点施策を盛り込むために、送電網の整備計画の修正に着手する予定である。例外的に、かかる施策は再生、変革及び回復計画により一部資金提供されることがあり、送電会社の投資制限の対象とはならない。
- 天然ガス価格の上昇を相殺するため、ガス多消費型企業は、支援を受けられるようになる。
- 最後に、天然ガスの供給契約をより柔軟にするために制定された数々の措置は、2023年12月31日まで延長された。

再生可能エネルギーオークション

再生可能エネルギーの経済体制の下で行われた１回目のオークションの規則を定め、2020年から2025年にかけての指示予定表を定めた12月４日付け命令第TED/1161/2020号の規定に基づき、2022年７月28日に、2022年７月18日付け決議が公布され、再生可能エネルギーの経済体制の下で行われる３回目のオークションが公表された。2022年10月25日に行われたオークションでは、合計380MWが割り当てられた。同様に、2022年８月５日に公布された2022年８月２日付け決議は、４回目のオークションを公表し、2022年11月22日に行われたオークションでは、3,300MWが落札のために割り当てられた。

さらに、2022年には、様々な省令が承認され、構造物に対する報酬パラメーターの一部を更新し、2023年から始まる６ヶ月の規制期間のパラメーターを更新するための取組みが開始された。

送電網の一部ノードのアクセス容量の入札

2022年６月10日、環境移行・人口問題省は、送配電網へのアクセス及び接続（総容量5,844MW）に関する12月29日付け法令第1183/2020号の規定に従い、送電網の一部ノードのアクセス容量の入札を行うための命令案の作成を開始した。

さらに、2022年８月９日には、送電網の一部ノードのアクセス容量の追加の入札を実施する決定が盛り込まれた、2022年８月３日付けエネルギー省長官決議が公布された。

半島外地域における燃料令

2022年12月30日、半島外地域における燃料供給のオークションを規制する必要性及びその他の技術的側面についての2021年11月16日付けスペイン最高裁判所判決1337/2021を履行する、命令第TED/1315/2022号が公布された。

同命令は、２年毎に開催され、発電所に導入される製品（又はバレアレス諸島からのガスの場合は原料）を対象とした燃料オークションの実施手順について定めている。かかるオークションは、オークションが開催されるか、又はオークションが行われない若しくは取りやめになるまで適用される、基準価格を10%（天然ガスの場合は３%）引き上げた値である開始価格に基づくリバース・オークションとなる。2022年１月27日以降、天然ガスの基準価格は、イベリアガス市場（MIBGAS）における価格となり、一方その他の燃料については、一連の国際指標に基づいて決定され、適用ある場合はプレミアムが付加される。同命令はまた、製品を発電所へ配送する際の流通費用も認識しており、これは３年毎に修正され得る。

加えて、同命令は、カナリア諸島及びメリリャにおいては天然ガスを、カナリア諸島においてはLPGを、その他の低汚染燃料とともに使用することについても規定している。

ヨーロッパ

ルーマニア

エネル・グリーン・パワー・ルーマニア

同社の財政状態は、2021年11月以降に課されているエネルギー移行の連帯基金により影響を受けた。2022年１月から８月の期間において90ユーロ/MWhを超える収益の約80%、及び2022年９月から12月の期間において90ユーロ/MWhを超える収益の100%が徴収された。調整費用及び金融取引費用は、最大90ユーロ/MWhまで負担しなければならず、これにより、様々な取引を通じて契約上又はヘッジング若しくはカバレッジの要件を満たすため調整エネルギーを購入しなければならなかった発電事業者の収益性にマイナスの影響をもたらした。発電事業者は、現物商品又は金融商品を通じて取引業者と取引される電力についてエネルギー移行基金に支払うための拠出金を差し引かねばならない。

エネル・トレード・エナジー

取引業者、取引に従事する供給者及び電力又はガスを販売する集積事業者は、有効となる2022年９月１日から2023年８月まで、エネルギー移行基金への新たな拠出金の支払を要請されている。かかる業者らは、取引活動について２%の売上利益を認められ、利益の差額は基金に払い込まれる。

ロシア

電力及び容量市場

2022年４月13日付け政府令第238号は、長期容量供給契約期間（DPM）の終了後、2022年１月１日から長期容量オークション（KOM）を通じて容量販売を開始する発電事業者の規制容量料金に対して7.4%の指数化率を規定した。

ラテンアメリカ

チリ

料金改定－一時的な電力価格安定化措置の導入

2019年11月２日、エネルギー省の法律第21.185号が公布され、料金規制の対象となる顧客のために一時的な電力価格安定化措置が導入された。その結果、2019年下半期に規制顧客に適用される価格は、2019年上半期に適用された価格（法令第20T/2018号）に引き下げられ、「規制顧客向け安定価格」（PEC）と定められた。

2021年１月１日からこの措置が終了するまでの間、適用される価格は、電力法第158条に基づき６ヶ月毎に設定される価格となり、消費者物価インフレを調整した上記のPECのレベルを超えてはならない。

安定化措置の適用により請求された額と、様々な配電会社と合意した契約条件に従って適用されたであろう価格を考慮して請求されうる理論上の額との差額は、2023年まで1,350百万米ドルを上限として発電会社に発行される請求に対する債権として会計処理される予定である。これらの差額は米ドルで認識され、2025年末まで利息は発生しない。発電会社に有利な不均衡は、2027年12月31日までに回収されなければならない。基金の上限は、2022年１月に達した旨に留意されたい。

2022年８月２日、エネルギー省は法律第21.472号を公布し、料金安定化基金及び料金規制下の対象となる顧客のための一時的な電力価格安定化に関する新たな措置を制定した。同法は、電力サービス一般法に準拠する公共配電サービスの事業権保有者によって供給される価格規制の対象となる顧客のために、法律第21.185号の規定を補完して、エネルギー価格を安定させる暫定顧客保護メカニズム（TCPM）を制定するものである。TCPMの目的は、配電会社がエネルギー要素及び電力要素に対して最終顧客に請求する額と、電力供給についての発電会社への支払に相当する額の間で生じる差額を支払うことである。TCPMの運用に充てられる財源は、1,800百万米ドルを超えることはできず、その利用可能期間は、法の適用に由来する残高が無くなるまで延長される。2023年以降、国家エネルギー委員会は、2032年12月31日を超えない日までの６ヶ月毎に残余最終勘定の支払総額を見積もらなければならない。

アルゼンチン

料金改定－新決議

アルゼンチンの発電セクターは、自家発電所を所有する企業で成り立っている。発電会社は、発電エネルギー及び保有容量を、市場規制当局であるCAMMESSAにより設定された価格で市場において販売する。CAMMESAは、その後の料金調整又は割引についても同様に行う。

決議SE第826/2022号により、エネルギー事務局は、2023年国家予算において想定されたインフレ予測に沿って、2023年は発電会社に対し、合計引上げ率が60%に上る２回の料金引上げを承認した。

前述の決議が対処する主な点は、以下に要約される。

- **2023年の報酬引上げ**
  - **2023年２月＝25%**
  - **2023年８月＝28%**
- **さらに、2022年の引上げが遡及的に承認された。すなわち、９月から20%増、12月から10%増である。**
- **火力発電のピーク時に利用可能な電力に対する報酬の定義に変更がなされ、ピーク時に利用可能な電力に対する報酬が、より一般的に参照されるようになった。**
- **提供保証の利用可能性（DIGO）違反が生じた際でも、報酬額は今後、火力部門の報酬による影響を受けない。**
- **CAMMESAは、発電機の効果的な運用効率を確保するために、発電所の稼働状況について監視しなければならない。**

ブラジル

水力発電所の物的保証の通常改定

11月30日、鉱業・エネルギー省は、５年毎に実施される、全国連携システム（SIN）における集中配電水力発電所の物的保証の通常改定を伴う、省令第709/2022号を公布した。カショエイラ・ドゥラダ及びヴォルタ・グランデの水力発電所は、現状の物的保証を各々374.6MWmed及び219.1MWmedと５%削減した。これらの水力発電所についての見直しは、当グループが既に想定していた措置であった。

エネル・グリーン・パワー

イタリア

2019年７月４日付け省令は、太陽光発電システムを含む設備容量及び技術グループに応じて、オークション及び登記に基づく競争手続を規定した。特に、2021年10月までに以下により７つの手続が行われた。

- 容量が１MW超の発電所に係るオークション。
- 容量が１MW未満の発電所に係る登記。

これまでの法令と異なり、2019年７月４日付け省令は、落札者がゾーン価格とオークション価格との間のプラスの差異を返還するという差異についての双方向契約を通じて再生可能資源を支援するための新しい方法を規定している。

2022年３月31日現在、インセンティブ措置が終了となる上限が5.8十億ユーロであるのに対して、指標となる累計年間費用は約731百万ユーロであった。

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

この法令は、2019年７月４日付け省令に言及されたオークション手続において割り当てられなかった容量は、今後５年間の新たなオークションの予定が公表されるまで、2022年のその後の手続においてオークションにかけられると定めている。かかる新たな予定が決定されるまでの間、2022年には３つの追加のオークション手続が公表された。

さらに、容量が１MWを超える発電所についても同様のオークション制度が認められ、容量が10MWを超える発電所については、認可プロセスを完了していなくても、この制度を利用できる例外が定められた。

一方、容量１MW未満の発電所は、特別な入札を通じて補助金を利用することができる革新的技術を持つ発電所を除いて、インセンティブを直接利用することができるようになる。

イベリア半島

再生可能エネルギー

2022年３月29日付け法令第6/2022号は、以下を含む再生可能エネルギー・セクターにおける複数の措置を定めている。

- 特定の再生可能エネルギー・プロジェクトの準備に向け、簡素化及び短縮された手続の策定。
- 法令第413/2014号に記載された再生可能エネルギーに対する報酬制度の一部アップデート。
- 2021年に確立された減額措置の延長、並びに基準価格を67ユーロ/MWhとすること（これについては一部の双務契約又は会社間契約を免除することが想定されている。）。
- 配電会社が行う投資の10%以上を再生可能エネルギー発電所に接続する新たなアクセス容量の構築に向ける義務。

2022年５月13日、閣僚会議は、「イベリア半島のガス価格を抑制し電力価格を引き下げる制度」を承認した。この制度の期間は１年で、PVPCの顧客向けに価格を引き下げることを目的としている。

2022年６月25日に公表された法令第11/2022号により、電力に対する付加価値税は引き下げられ、特別電力税の減税は維持され、発電に係る生産額に対する課税は一時停止される。

2022年10月18日に公表された法令第18/2022号により、法令第17/2021号に規定された措置が2023年12月31日まで延長された。

2022年12月27日付け法令により、電力に対する付加価値税の引下げ（５％に設定）及び発電に係る生産額に対する７％の課税の一時停止が2023年12月31日まで延長された。

さらに、これらの法令には再生可能エネルギー発電プロジェクトの策定をより迅速かつ容易にするための措置が含まれている。

ヨーロッパ

ギリシャ

ギリシャ議会は、2022年５月27日に公表された法律第4936/2022号を可決した。当該法律の第37条は、卸売市場（FiT制度及びFiP制度下のRESを除く。）に参加する発電事業者の総収益に係る超過収益に対して特別遡及税を導入した。かかる措置は、電力料金の高騰が消費者に与える影響を緩和することを目的として、電力料金を割り引くものであり、2021年10月１日から2022年６月30日までの間90%の水準で適用される。正確な計算方法は、省議決定により2022年10月に導入された。規制当局は、FEGに対する影響を1.8十億ユーロと見積もっている。

2022年７月７日に公表された省議決定第70248/2434/2022号により、エネルギー危機に対応した一時的なエネルギー市場制度が導入された。かかる新たな制度では、発電事業者の収益に上限額を課すものであり、かかる上限額は技術毎に異なる。卸売市場は通常、クロスボーダーの取引価格の混乱を避けるために規制されている。卸売市場価格と上限額の差額は、エネルギー移行ファンドに支払われ、消費者の電力料金の補助に使用される。卸売市場で営業する再生可能エネルギー発電事業者に対する上限額は、85ユーロ/MWh（水力発電については112ユーロ/MWh）に設定されている。褐炭及び天然ガスにより発電を行う企業に対する上限額は、毎月計算され、公表される。これらの発電事業者に対する上限額の算出に用いられる計算式は、発電コストをカバーし、発電事業者が合理的な利益を得られるように、様々なパラメーターを加味するものである。かかる制度は、2022年７月に発効し、2023年７月まで運用されると考えられる。

2022年７月７日に公表された省議決定第66576/5877/2022号により、競争的手続を通じてオークションにかけられるRES発電所の設備容量、年間オークション開催数、オークション開催の日程表及びその他の関連事項が決定された。かかるオークション支援体制は、2024年末まで有効となる予定である。

2022年８月13日に公表された省議決定第84014/7123/2022号により、グリッド・マネージャー及びシステム・マネージャーにより規定されるRES発電所及び貯蔵に係る拘束力のあるグリッド接続条件（グリッドの飽和領域を含む。）を付与するための優先的な枠組みが構築された。優先クラスターには、FEGGHのBESS+RESプロジェクトも含まれている。エネル・グリーン・パワー・ヘラスは、そのパイプラインにおいて（共同開発契約に基づき）約1.42GW RES+2.46GW BESS（54プロジェクト）を有しているため、この開発は非常に重要である。

ルーマニア

電力及び天然ガス市場における末端顧客に対して2022年４月１日から2023年３月31日までの間に適用される措置を含んだ緊急命令第27/2022号の適用は、2022年におけるエネル・グリーン・パワー・ルーマニアの事業に影響を及ぼした。CEGは、全ての発電事業者に対して、エネルギー移行ファンドへの拠出を義務付けている。つまり、電力販売に係る平均月間正味価格と基準価格の450ルーマニアレイ/MWh（約91ユーロ/MWh）との差額として発電事業者が得た追加収益は100%（一部の月は80%）で課税される。不均衡の費用の５％しか考慮されず、また一部の月については融資契約に関連する費用さえも含まれない。さらに、2022年12月以降、卸売市場で電力取引を行う発電事業者は、市場リスクをヘッジするための長期契約に関係して居住者／非居住者から得た収益について、エネルギー移行ファンドに対して源泉徴収及び納税することが義務付けられている。

ドイツ

ドイツ政府は、再生可能エネルギー、原子力エネルギー並びに石油、廃棄物及び褐炭による一定の価格（技術によって異なる）を超える発電を行う発電事業者の収益に対して90%の課税を導入したが、これは2022年12月１日から開始され、2023年６月まで続くと見込まれ、2024年４月30日まで延長される可能性がある。かかる税金から得た収益は、天然ガスの卸売価格の高騰に対応してドイツが採用した200十億ユーロのパッケージの中核をなす電力、ガス及び暖房価格にブレーキをかけるための財源に充てられる予定である。政府の支援を受けているRES発電所は、行使価格を超える収益に、30ユーロ/MWhのマージン及び市場収益の10%を加えた金額に対して課税される予定である（ドイツでは差金決済取引は一方的なものである。）。その他のRES発電所は、100ユーロ/MWhを超える収益に、30ユーロ/MWhのマージン及び市場収益の10%を加えた金額に対して課税される予定である。

北米

米国

太陽光発電のサプライチェーンにおける強制労働

2021年６月、米国税関当局は、労働力搾取の疑いがあるとして、企業、ホシャイン・シリコン・インダストリー（以下「ホシャイン」という。）とその子会社に関する報告書に応じる形で、これらの企業が製造するシリコンベースの製品について「違反商品保留命令」（WRO）を下した。WROは、ホシャイン製のポリシリコン製品の米国への輸入を制限する。

米国の太陽光発電産業への影響は、米国税関による太陽電池モジュールの出荷停止であり、その結果、エネルを含むエンドユーザーへの太陽光発電設備の納入が遅れた。

全ての太陽光発電設備の製造業者は、米国税関の要件を満たすために自社のサプライチェーンに関する明確な文書を作成する必要があった。この文書では、輸入された太陽光発電製品に含まれる金属グレードシリコンの具体的な起源を証明し、採鉱又は製造工程のどの部分にもホシャイン製品が存在しないことを証明する必要があった。

エネルの倫理規定及び会社手続は、グループの供給業者又は下請業者による労働者の搾取を許さない。それでもなお、エネルはサプライチェーンを見直し、税関職員によるWROの実施を監視する等、その管理を強化している。

これとは別の動きであるが、関連性のある展開として、2021年12月に、バイデン大統領は、「ウイグル強制労働防止法（UFLPA）」に署名した。UFLPAは、米国の税関当局に対し、新疆ウイグル自治区で「全部又は一部を採掘、生産又は製造された」物品は強制労働により生成されたものであり、したがって、米国への輸入が禁止されるという推定を適用するよう義務付けている。

この推定の対象となる物品は、輸入者が以下を証明しない限り、輸入することができない。

・　政府のガイドライン及び規制を十分に遵守していること。
・　米国税関からの全ての照会に十分かつ実質的に対応したこと。
・　物品が強制労働によって生産されたものではないことを「明確でかつ説得力のある証拠をもって」判断したこと。

ポリシリコンは、WROの適用が注目が置かれている３つの産業のうちの１つであり、新疆ウイグル自治区で採掘された原材料が含まれている可能性のある太陽光発電設設備にまでその注目は及んでいる。

この法律の施行は、2022年２月から進められている行政規制の手続に沿って行われる予定であり、2022年６月までに施行された。

UFLPAの重要な規定である反証可能な推定は、2022年６月21日に施行された。今後、新疆ウイグル自治区で全部若しくは一部を採掘、生産若しくは製造された物品の輸入、又は新たなUFLPA事業者リストに掲載された事業者からの輸入は、強制労働により生成されたものとみなされ、米国内への持ち込みを禁止される。物品の受渡しを米国税関に差し止められないようにするには、輸入者は、輸入物品（又はその構成部分）が新疆ウイグル自治区で抽出、生産若しくは製造されたか否か、及び／又は輸入物品をUFLPA事業者リストに掲載された供給業者から購入したか否かを証明しなければならない。

輸入者がUFLPAを遵守すれば、ホシャインが製造する金属グレードシリコンを含む一切の太陽光設備の輸入を差し止める現行の違反商品保留命令（WRO）をも確実に遵守していることになる。

米国税関により課された差止めの私的性質は、UFLPAの適用について監視することを困難にしている。報道によると、2022年６月、米国税関はUFLPAに基づき特定の太陽光設備の米国への輸入を差し止め、設備供給チェーンにおいて珪岩の原産地を証明する証拠書類を要求した。

輸入太陽光設備に対する米国関税

2022年２月、バイデン政権は、輸入太陽光パネルに適用される関税を延長する決定を公表した。この決定により、関税の徴収がさらに４年間延長される一方、年間税率はごくわずかに引き下げられる（輸入太陽光パネルに対する関税は毎年0.25%ずつ引き下げられる）。バイデン政権の決定により、エネルが米国における実用規模のプロジェクトに使用している太陽光パネルの主要タイプである両面受光型の太陽光モジュールに対する関税免除が正式に認められることは、注目に値する。

輸入中国製品に対する米国関税

2018年、米国通商代表部（USTR）は、第301条に係る調査を実施し、技術移転、知的財産及びイノベーションに関連する中国の行為、政策及び慣行が非合理的かつ差別的であることを明らかにした。

その結果、５つのリスト（リスト１、２、３、4A及び4B）が公表され、それぞれに異なる関税の対象となる異なる中国製品が特定されている。エネルにとって最も関心が高いリストは、風力及び太陽光プロジェクトに使用されている中国製部品及びバッテリーが含まれるリストである。

2022年９月、USTRは、301条に係る関税が経済及び米国の消費者に与える影響を理解し、他に取り得る手段を特定することを目的として、当該関税の有効性に関するパブリックコメントを求めていることを公表した。USTRが新たな除外プロセスの開始を検討するために当該コメントを利用するかどうかは明らかではない。

米国におけるクリーンエネルギーのための連邦ローン及び優遇措置

2021年11月、バイデン大統領は１兆ドルのインフラ投資・雇用法（IIJA）（通称超党派インフラ法）に署名し、道路、橋、水路、ブロードバンドに新たに支出するための資金を確保した。この新しい法律には、国の電力網の拡大を後押しし、既存及び新規のクリーンエネルギー技術を支援する規定も含まれている。同法には、既存の原子力発電所及び水力発電所を支援し、放棄された鉱泉や放棄された採鉱地を浄化し、クリーンエネルギー生産に必要な重要鉱物の入手を容易にする規定も含まれている。エネルにとって潜在的な関心があるものとして、2022年上半期には以下のプログラムが公表された。

- クリーン水素：エネルギー省（DOE）は、米国内に６から10の「クリーン水素ハブ」を開発するため８十億ドルを受け取っている。それぞれのハブは、クリーン水素の発電事業者、潜在的な顧客、及び近接する接続インフラのネットワークで構成される構想である。DOEは、申請書を受け付けており、2023年４月までに記入及び送付する必要がある。資金調達に選ばれたプログラムは、2023年夏に公表される予定である。
- 全米電気自動車インフラ・フォーミュラ・プログラム（NEVI）により、５年間にわたって５十億ドルの資金が調達され、全50州に分配された。この計画は、バッテリー駆動の自動車の開発を促進することを目的とし、ドライバーが常に自動車を充電できる場所を確保するというものである。
  かかる資金調達は、EV充電ステーション及び関連するインフラ（太陽光及び貯蔵システムを含む。）の費用をだけでなく、５年間の運営費用及びメンテンナンス費用もカバーしている。
- 電気自動車充電インフラ：米国エネルギー省（DOE）及び米国運輸省（DOT）は、連邦高速道路局を通じて、州間高速道路沿いに公共の電気自動車充電設備のネットワークを構築する５十億ドルの計画を公表した。この資金は５年間にわたって全50州で分配される予定である。この計画は、バッテリー駆動の自動車の開発を促進し、ドライバーが常に自動車を充電できる場所を確保することを目的としている。これとは別に、DOTは、連邦交通局を通じて、「低エミッション又は非エミッション・ビークル・プログラム」のために、州及び地方交通機関への助成金として5.3十億ドルを分配する計画を公表した。「低エミッション又は非エミッション・ビークル・プログラム」は、輸送機関がバッテリー等の技術を使った低エミッション又は非エミッション・バスやその他の輸送ビークルを購入する又はリースすることを支援するものである。

- 送電網の強化及び送電の拡大：５年間で2.5十億ドルの政府補助金のプログラムは、代替燃料回廊に設置される予定の一般に利用可能なEV充電インフラ及びその他のインフラを戦略的に配置するために導入された。この資金の少なくとも50%は、個人の駐車場の少ない農村地域及び低所得・中所得地域におけるEV充電及び代替燃料インフラへのアクセスを拡大するプロジェクトのために利用されなければならない。
- 電気スクールバス：既存のディーゼル搭載のスクールバスをクリーンなゼロ・エミッション・スクールバスに置き換えるために５年間で５十億ドルが分配された。資金の半分が電気式のゼロ・エミッション・バスに使用され、残りの半分が代替燃料を搭載したゼロ・エミッション・バスに使用される予定である。補助金により、既存のスクールバスの置き換え並びに充電及び給油ステーションの設置に係る費用の最大100%をカバーすることができる。米国DOTによる今後５年間で5.75十億ドルの追加計上（そのうち５%は車両を維持及び管理に関する運輸労働力のトレーニングに充てられる。）により、IIJAは1,000台を超える輸送車両（バスを含む。）をクリーンな電気自動車に置き換える予定である。

2022年インフレ削減法

2022年８月16日、バイデン大統領は、新たなクリーン・エネルギー技術プロジェクト、再生可能エネルギー発電、交通システムの電気化及び気候変動に配慮した農業を支援するため、今後10年間で415十億ドルを補助金、税額控除及び投資の形で確保するインフレ削減法（IRA）に署名した。かかる措置により、2030年までに米国における炭素排出量を40%近く削減し、2031年には米国のGDPが0.2%引き上げられると見込まれている。かかる資金は以下のとおり分配される。

- エネルギー（税額控除の延長（場合によっては増額）のため：263十億ドル）
- 気候（排出量削減の加速及び低所得地域の支援のため：48十億ドル）
- 発電（太陽光パネル、風力タービン及びバッテリーの国内製造を奨励するため：48十億ドル）
- 環境（環境の質的インセンティブを創出するため：27十億ドル）
- 交通（消費者に対する税額控除の提供を通じて：24十億ドル）
- 水（干ばつ救済プログラムを通じて：５十億ドル）

米国財務省は現在、新たな一連の税額控除に必要なガイダンスに取り組んでいる。様々な税額控除は、以下のうち遅い方の時期から段階的に縮小される。

- 2032年12月31日、又は
- 発電による米国の温室効果ガス排出量が2022年の排出水準を25%下回った年

建設されるインフラの状況によっては、2032年以降も税額控除を利用できる可能性がある。以下は、エネルにとって最も関心の高いIRAの条項である。

クリーンエネルギーに対する連邦の税額控除の延長及び拡大：IRAは、生産税控除（PTC）（2021年12月31日より後に建設を開始したプロジェクトについては26.5ドル/MWh）を延長し、また2025年から新たな特定の技術に依らないクリーン電力に係る税額控除を導入する。また、投資税控除（ITC）（2021年12月31日より後に建設を開始したプロジェクトについては30%）を延長し、2025年から新たな特定の技術に依らないクリーン電力に係るITCを導入する。太陽光発電の開発事業者は現在、ITCに代わってPTCを請求することができる。しかしながら、全額控除の対象となるには、全建設期間（及びおそらくメンテナンス活動の一部の期間）において、現行賃金及び実習要件を満たさなければならない。これらを遵守することができなかったプロジェクトの所有者は、罰金を支払うか、又は税額控除が20%（５ドル/MWhのPTC又は６%のITC）に引き下げられる。IRAはまた、太陽光発電についての要件に沿った独立型のエネルギー貯蔵プロジェクト及びマイクログリッド制御装置（特に４kWから20MWの間のシステム用）をITCの適格技術として追加した。

IRAは、国内部品調達要件又はエネルギー・コミュニティ要件を満たす場合のボーナス税額控除を創設した。低所得地域に位置する太陽及び風力発電施設（並びに接続された貯蔵システム）については、別の新たなボーナス税額控除が利用可能である。

2022年12月31日より後に生産される水素については、新たに10年間のクリーン水素PTC（１キログラムあたり３ドル）が利用可能である。プロジェクトが適格となるには、建設の開始が2033年１月１日より前でなければならない。

電気自動車に対する連邦税控除及び融資の延長並びに拡大：運輸セクターの電化を奨励するため、IRAは新規及び以前から所有していた電気自動車及び商業用電気自動車（バスを含む。）に対して様々な税額控除を拡大し、またEV充電設備の購入を補填するために税額控除を拡大している。

IRAは、大型のクラス６及び７の商業用自動車（例えば、スクールバス、公共交通バス、ごみ収集車）をゼロ・エミッション自動車に置き換えるために１十億ドル並びに米国郵政公社が新たな配達用電気自動車及び充電ステーションを購入するために３十億ドルを割り当てている。

新たな先進的製造への生産税控除：IRAは、太陽光のPVセル、PVウエハー、PVモジュール、風力タービン、ナセル、インバーター、バッテリーセル及びモジュール及び他多数のような風力、太陽光及びバッテリープロジェクトの部品の製造に対して新たなPTCを創設している。税額控除の金額は、部品、製造コスト及び特定の容量要素によって異なる。適格となるためには、米国の納税者によって製造された部品でなくてはならない。控除は、2023年から2032年に販売された部品に対して年間ベースで利用することができる（2030年からは徐々に減額される。）。

税額控除に適用可能な新たな直接支払及び一部の税額控除の譲渡性：IRAは、一部のセクターの運営者に対して、直接支払又は税額控除の譲渡を選択できるオプションを創設しており、これはプロジェクトの開発方法の変更とプロジェクトを開発する産業の数が拡大を意味している。エネルは、新たな先進的PTC及び新たなクリーン水素PTCに対する直接支払に特に関心を持っている。

連邦政府の所有地／公有地における再生可能エネルギー開発

バイデン政権は、2025年までに公有地において25GWの再生可能エネルギーを承認することを目標としている。かかる目標を達成するため、当該政権は連邦当局に対して、５つの新たな再生可能エネルギー調整局を設立することで公有地における生産のためのクリーンエネルギー・プロジェクトの精査を加速させるよう命じ、また公有地における太陽光及び風力プロジェクトに対する賃料並びに手数料を50%超減額した。

クリーンエネルギー技術の国内生産

2022年６月２日、バイデン大統領は、以下の５つの主要エネルギー技術の国内生産を加速するため、国防生産法（DPA）を活用する権限を米国エネルギー省（DOE）に与える決定を行った。

- 太陽光
- 変圧器及び電力網部品
- ヒートポンプ
- 絶縁体
- 電解槽、燃料電池及び白金族金属

DPAを適用する動きは、家計のエネルギー費用を軽減し、国防を強化し、化石燃料の需要を減らし再生可能エネルギー発電の開発を支援する等、米国のエネルギーの持続的な自立を達成するための、バイデン政権の計画の一環である。

気候に関する情報

米国証券取引委員会は、提出書類及び年次報告書において登録者がどのような気候に関連する情報を開示する必要があるかについての規則を最終決定している。かかる情報には、温室効果ガスの排出量、特定の気候に関連する財務指標及び重大な気候リスクに関連するデータが含まれる予定である。当該規則は、2022年度末までに公布される予定であったが、公表日は延期された。

個々の州の政治行動

カリフォルニア州、クリーンエネルギーの取り組みに対して多額の資金を計上：2022年末において、カリフォルニア州は、約100十億ドルの余剰予算を有しており、このためクリーンエネルギーを含む、様々なプログラムに対して多額の資金を割り当てた。中でも、必要に応じてグリッドを支援するためのゼロ・エミッション又は低エミッションの資源に対する分散型バックアップ電力資産の支援に550百万ドルを一括で計上し、また極度のストレスが生じる期間にグリッドに係る負荷を軽減させるための需要側のグリッドへの支援に200百万ドルを一括計上した

州知事はまた、交通システムの電気化を加速するために６年間で10十億ドルを割り当てた。

メリーランド州、重要な気候法を承認：気候ソリューション法は、2022年６月に発効した。この法律は、温室効果ガス排出量を2031年までに2006年比で60%削減するよう、州の目標を引き上げるものである（2030年までの従前の削減目標は40%であった。）。また、経済全体で温室効果ガスの排出をネット・ゼロにする期限を2045年と定めている。この法律は、建築物のエネルギー・パフォーマンスについて新たな基準を設け、2025年から排出量を報告しなければならないとした。建築物は、2030年までに、排出量を2025年比で20%削減していなければならない。この法律は、排出削減措置としてエネルギー貯蔵の利用及びグリッド・インフラのアップグレードを認めているが、「検証可能な二酸化炭素の削減」が達成されると証明できる場合に限る、としている。

マサチューセッツ州、ゼロ・エミッション自動車基準及びエネルギー貯蔵取り組みを導入：州知事チャーリー・ベイカー氏は、2035年以降、州内で販売される全ての新車をゼロ・エミッション自動車とすることを義務付ける気候変動法案に署名した。かかる法律はまた、2025年12月31日までに、1,000MWhのエネルギー貯蔵目標を達成するために公益事業省がエネルギー貯蔵に対するインセンティブ・プログラムを制定することを規定している。

ニューヨーク州知事、電気バスに関する予算合意に達する：ニューヨーク州知事キャシー・ホウクル氏は、州内のスクールバスの全車両を電気自動車にするという歴史的な計画を含む政策を公表した。この計画は、2027年以降に新たに購入するスクールバスの全車両を電気自動車に、州の公用車両については2035年までに電気自動車にすることを求める。同州は学校に対し、充電インフラを含めた電気バスの購入又はレンタル費用を援助する予定である。

カナダ

クリーン燃料基準

カナダでは、COVIDの危機を契機に大幅に遅れていた低炭素燃料の基準「クリーン燃料基準」を発表した。この政策は何年も前に発表されたもので、2023年の実施に向けたルールが最終決定された。クリーン燃料基準（CFS）は、2030年までに温室効果ガス排出量を2005年比で30%削減するというカナダ政府の公約の中心をなすものである。また、ジャスティン・トルドー首相が掲げる「2050年までにネット・ゼロ・エミッションを達成する」という公約においても、この規制案は重要な役割を担っている。

CFSは、ガソリン、軽油、灯油等の液体燃料の供給業者に対し、製品に含まれる炭素量を段階的に削減するよう求めている。炭素原単位の削減目標は燃料毎に設定され、2022年から2030年まで毎年増加する予定である。2023年の施行後、ガソリンと軽油の供給業者は、製品のライフサイクルにおける炭素原単位を削減するために、より厳しい要件を満たすことが求められるようになる。これは、生産・精製過程での排出量を減らすことと、排出量の少ない燃料の生産者から排出権を購入することの両方によって可能になる。すなわち、この法律は、バイオ燃料や電気自動車の充電等新興セクターの支援に役立つはずである。

炭素排出量削減のための資金の再構成

2022年、炭素排出量削減措置のために割り当てられた資金の大部分は計上された。これには以下が含まれる。

- **低炭素交通事業プログラム：2.75十億ドルの取り組みで、保有車両の電化を進めているカナダ全土の公共交通機関及びスクールバス事業者を支援する。ゼロ・エミッション交通基金は、今後５年間で5,000台のゼロ・エミッション・バス購入に貢献するという連邦政府の公約を支える。この投資は、カナダ・インフラストラクチャー・バンクの３年成長計画の一環として、ゼロ・エミッション・バスに1.5十億ドルを投資するという公約と連携して行われる。**

- ゼロ・エミッション車インフラ・プログラム（ZEVIP）：2027年までの680百万ドルの取り組みで、地域での充電・水素補給の機会を増やすことで、ゼロ・エミッション車導入の大きな障壁となっているカナダ国内の充電・給油ステーション不足に対処することを目的としている。資金は、充電・給油の需要拡大に対応するためのプロジェクトに対して、費用分担の拠出契約を通じて提供される。この資金により、2035年までに全ての車の乗用車と小型トラックをカーボン・ニュートラルにするというカナダの義務的な目標が強化され、2040年までに100%にするという従来の目標が加速する。
- スマート再生可能エネルギー及び電化経路プログラム（Smart Renewables and Electrification Pathways Program；SREPs）：964百万ドルのプログラムで、電力網の最新化とスマート再生可能エネルギー・プロジェクトに４年間で922百万ドルを提供するものである。このプログラムは、化石燃料で発電された電力を、必要不可欠なグリッド・サービスを提供できる再生可能資源に置き換えることを奨励し、カナダの電化経済への円滑な移行を支援することにより、温室効果ガスの排出を大幅に削減する。

クリーン電力基準の導入

2022年３月、政府はカナダにおけるクリーンな電力の基準「クリーン電力基準（CES）」を策定し、2035年までにゼロ・エミッション電力網への進展を推進するための協議を開始した。クリーン電力の拡大は、2030年までに2005年比で40～45%、2050年までにネット・ゼロ・エミッションという意欲的でかつ達成可能なカナダの排出量削減目標を達成する上でも、重要な鍵となる。カナダは既に世界で最もクリーンな電力網の１つを有しており、使用電力の82%が非エミッション資源から供給されている。

クリーン電力基準の策定は、連邦政府、州、準州、先住民族グループ、電力会社、産業界、及び一般的なカナダ国民が協力して行うプロセスである。この包括的なアプローチは、州や準州がそれぞれ送電網を計画・運用するための明確な根拠を提供するとともに、カナダ国民に信頼できる電力を提供し続け、家庭や企業のコストを手頃な水準に維持することで、経済の競争力を支えることを目的としている。

エネルギー供給及びエネルギー貯蔵に係るアルバータ州法

2022年電気法令改正法は、アルバータ州の電気システムの最適化及び公共規模のエネルギー貯蔵システムの導入を可能にするための支援パッケージを含んでいる。

当該法律は、新技術及びイノベーションをアルバータ州の電気システムに統合し、エネルギー貯蔵、輸出を伴う無制限の自家発電並びに電気自動車、再生可能資源及びその他の分散型エネルギー資源の配電システム計画への支援を可能にする。この法令は、より具体的には以下のとおりとなっている。

- アルバータ州の法令及び規制枠組みにエネルギー貯蔵に関する正式な定義を含める。
- 配電業者及び送電業者が、特定の条件下でエネルギー貯蔵資産を所有及び/又は運用することを認める。
- 市場参加者から配電及び送電サービスを調達するために競争的モデルを使用することを認める。

アフリカ、アジア及びオセアニア

インド

2022年12月５日、偏差決済制度及び関連事項規則（Deviation Settlement Mechanism and Related Matters Regulation）（2022年DSM規制）が発効した。かかる規則は、中央電力規制委員会（CERC）により公表され、2014年DSM規制に代わるものである。新しい規制は風力発電所や太陽光発電所を有する独立系発電事業者（IPP）にマイナスの影響を与えた。基本的に、超過注入（すなわち、申告した発電量を超えるグリッドへの注入）は、５%までの乖離については契約レート、また５%から10%の過剰注入については契約レートの90%で補償される。10%を超える過剰注入については支払が行われない。これに代えて、2014年DSM規制では、過剰注入は契約レートの低下率に基づき報酬が支払われることが規定されており、発電事業者にとってはより高い報酬を確保されていた。15%までの過剰注入は契約レートの100%、15%から25%までは契約レートの90%等といったように報酬が支払われていた。また、注入不足（発電量が予定を下回った場合）についての条件も悪くなっている。予定発電量からの乖離幅が狭い場合は容認され、ペナルティは2014年版の条件より大きくなる。10%までの注入不足の場合、IPPはさらなるペナルティを与えることなく、契約レートに従って購入者に償還しなければならない。10%を超える注入不足の場合、IPPは乖離に付随する費用に加え、前日市場の平均価格（すなわち、決済価格）の10%を支払わなければならない。

かかる新DSM規制は、（ｉ）偏差10%を超える過剰注入については支払が行われないこと及び（ii）注入不足について乖離手数料が増加したことにより、収益に影響を及ぼす。

エネル・グリッド

イタリア

第５規制期間（2016-2023年）の料金は、エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）決議第654/2015/R/eel号により規定される。同期間は８年間で、４年ずつの２つのサブ期間に分けられている（2016-2019年をNPR1、2020-2023年をNPR2）。

NPR2期間については、ARERAは決議第568/2019/R/eel号を公表し、これによりARERAは2020-2023年の期間に実施される送電、配電及び計測サービスの料金を更新し、新たな統合文書を公表した。

2022-2027年の期間のWACCの決定方法は、決議第614/2021/R/com号により更新され、配電及び計測について5.2%の数値が設定された。かかる規則では、2025-2027年の数値を更新し、また、特定の財務指標によってWACCが少なくとも50ベーシスポイント変動した場合には、さらに毎年（2023年及び2024年）更新する可能性を定めている。

配電及び計測料金については、ARERAは、2020年の貸借対照表の更新データを考慮して計算される2021年の確定参照料金（決議第153/2022/R/eel号）及び2021年の貸借対照表の暫定データに基づく2022年の暫定的参照料金（決議第193/2022/R/eel号）を承認した。2022年の確定参照料金は、決議第154/2023/R/eel号により承認されている。

ARERAは、決議第271/2021/R/com号により、「ROSS」（支出とサービス目的の調整）と呼ばれるインフラ・サービスのコストを認識するための新しい方法を2024年から導入する手続を開始した。2022年に、対応する協議文書第317/2022/R/com号及び第655/2022/R/com号が公表された。ARERAはまた、決議第527/2022/R/com号により、「完全ROSS」バージョン（各社が策定し、ARERAにより認証される事業計画の分析に基づくもの）を2026年から導入する手続を開始した。

2022年を通じて、ARERAは、四半期毎の更新を行う際に、全てのタイプの顧客向けの一般システム料金を取り消し、社会料金を強化するという異例の措置を講じた。この措置は、電力部門の値上げの影響を抑えるため、政府が分配した財源により可能となったものである。これらの措置とは別に、政府はまた、社会料金の受給資格となるISEE（等価経済状況指標）の基準を引き上げた（2022年は12千ユーロまで、2023年は15千ユーロまで）。結果として、ARERAは、2022年に予定されていた規制条項を実施し、2023年の規制条項を準備しているところである。

2022年に、ARERAは、無効エネルギーに関する料金規制を完成させ、注入された無効エネルギーの料金の2023年４月１日までの発効と、引き出された無効エネルギーの配電業者向け料金の更新を規定した。

サービスの質に関して、ARERAは、決議第646/2015/R/eel号（改定後）により、電力の配電及び計測サービスについて出力ベースの規制（2016-2023年の規制の原則（TIQE2016-2023）を含む。）を定めた。決議第566/2019/R/eel号により、ARERAは2020-2023年の期間についてのTIQEの更新を完了し、気候変動の影響と同様にグリッドへの介入を実施するために必要な時間を考慮した、国内の様々な地域間に存在するサービスの質の格差を埋めるための手法を提案した。

ARERAは決議第622/2022/R/eel号により、配電サービスに対する出力ベースの規制に関連付けられる報償と処罰及び2021年の革新的機能を規定した。

決議第722/2022/R/eel号により、ARERAは、決議第668/2019/R/eel号の規定の下で想定されている報償処罰メカニズムに適格な2021年イー・ディストリブッツィオーネによって完了する耐性化介入の報償を規定し、これにより極端な気象事象に由来する負荷への抵抗に関して配電網の耐性を高めるための投資のインセンティブ・メカニズムを導入した。

配電業者及び取引業者間の関係については、2021年１月１日に決議第261/2020/R/eel号により新しい電気輸送グリッドコードが施行され、販売業者の債務不履行による輸送契約の終了に要する時間の短縮により、配電業者の信用エクスポージャーが減少した。その結果、提供した輸送サービスをカバーするため、全販売業者が配電業者に提供しなければならない保証の価値が低下した（取引業者の売上高の３ヶ月から５ヶ月の範囲から、２ヶ月から４ヶ月の新しい範囲に移行した。）。

ARERAは、決議第119/2022/R/EEL号により、既存の仕組みを統一し合理化するため、不履行を起こした販売業者が回収しなかったシステム一般料金及びネットワーク料金の払戻しを行う単一の仕組みを配電会社に導入した。

さらに具体的に言えば、決議により、ネットワーク料金に関連するクレジットの認識につき２つの控除項目の適用が確認される。これは、一方では、配電業者によるクレジットの効率的な管理へのインセンティブとなり、他方では、料金システムによって既に補償されているものを除外するためのものである。この決議は、年１回払戻請求が行われ、同年中に払戻されることを規定する。

エネルギー効率化－ホワイト証書

2021年５月21日付け環境移行省令は、2018年５月10日付け経済開発省令によって既に改正されている2017年１月11日付け省令を改正した。この措置は、2021年から2024年までの電力・ガス供給業者の国内量的目標を設定した。省令はまた、配電会社が義務を履行する方法、及び関連費用の補償を受ける方法も改訂した。

2022年５月３日付け省令により、環境移行省は、ホワイト証書制度に基づいて、プロジェクトの特定、定義及び提案を促進するために運営指針を承認した。

イベリア半島

2022年の電力料金

2021年12月22日、スペインの国家市場競争委員会（CNMC）の2021年12月16日付け決議第TED/1484/2021号がスペイン政府官報に掲載された。これは、2022年１月１日から適用される送配電ネットワークへのアクセス料金を定め、2021年６月１日と比較して平均5.4%の引下げを規定している。

2021年12月30日、2021年12月28日付け命令第TED/1484/2021号がスペイン政府官報に掲載された。これは、2022年１月１日から適用される電力システム料金を定め、2022年の電力システムの様々な規制コストを設定するものである。2022年の新料金は、2021年６月１日に承認された料金と比較して、平均約31%の引下げとなる。

さらに、2022年３月29日付け法令第6/2022号では、2022年１月１日に施行された値と比較して36%の料金引下げが承認された。

2023年の電力料金

2022年12月22日、国家市場競争委員会（CNMC）の2022年12月15日付け決議がスペイン政府官報に掲載された。これは、2023年１月１日から適用される送配電ネットワークへのアクセス料金を定め、2022年１月１日と比較して平均1.0%の引下げを規定している。

2022年12月29日、2022年12月23日付け命令第TED/1312/2022号がスペイン政府官報に掲載された。これは、2023年１月１日から適用される電力システム料金を定め、2023年の電力システムの様々な規制コストを設定するものである。2023年の新料金は、2022年１月１日に承認された料金と比較して、平均約40.0%の引下げとなる。

2022年の天然ガス料金

2021年12月25日、エネルギー政策及び鉱山局（DGEPM）の2021年12月22日付け決議が公布された。これは、2022年第１四半期に適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を定めたもので、９月14日付け法令第17/2021号の規定を考慮し、ラストリゾートの料金１（TUR 1）、ラストリゾートの料金２（TUR 2）及びラストリゾートの料金３（TUR 3）についてそれぞれ約5.4%、約6.8%、約7.5%の引上げ目安を定めている。

2022年３月31日、DGEPMの2022年３月28日付け決議が公布された。これは、2022年４月１日から適用される天然ガスのTURを定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3についてそれぞれ約5.9%、約7.2%、約7.9%の引上げ目安を定めている。

2022年６月29日、DGEPMの2022年６月27日付け決議が公布された。これは、2022年７月１日から適用される天然ガスのTURを定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3についてそれぞれ約6.4%、約7.8%、約8.4%の引上げ目安を定めている。

2022年９月29日、DGEPMの2022年９月28日付け決議が公布された。これは、2022年10月１日から適用される天然ガスのTURを定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3についてそれぞれ約5.9%、約7.2%、約7.9%の引上げ目安を定めている。

同様に、2022年５月25日、国家市場競争委員会（CNMC）は、2023年のガス年度（2022年10月１日から2023年９月30日まで）の輸送ネットワーク、ローカル・ネットワーク、再ガス化のアクセス料金を定め、平均約13.2%の引下げを規定した2022年５月19日付け決議をスペイン政府官報に掲載した。

2022年10月19日、10月18日付け法令第18/2022号が公布され、「エネルギー安全保障高度化プラン(+SE)」の適用において、エネルギー消費者の保護を強化し、天然ガス消費の削減に寄与するための措置並びに公共部門労働者の報酬に関する及び干ばつの影響を受けた季節農業労働者を保護するための措置を承認している。天然ガス部門においては、原材料のコストの増加に関して四半期毎の限度である15%を2023年12月31日まで延長する。これはまた、コストを削減するために、50,000kWh/年を超えて消費する住宅所有者組合（若しくは住宅所有者グループ）又はエネルギーサービス会社について、2023年12月31日まで有効な新しいTURを設定する。ガスに関するこれらの措置に係るコストは一般国家予算（GSB）で賄われることになる。

最後に、2022年９月29日、2023年度（2022年10月１日から2023年９月30日まで）のガスのシステム料金並びに基本的な地下貯蔵設備の報酬及び手数料を定める９月27日付け命令第TED/929/2022号が公布された。

2023年の天然ガス料金

2022年12月28日、エネルギー政策及び鉱山局の2022年12月22日付け決議が公布された。これは、2023年１月１日から適用される天然ガスのTURを定めたもので、９月14日付け法令第17/2021号の規定を考慮し、TUR 1、TUR 2及びTUR 3についてそれぞれ約7.7%、約9.0%、約9.5%の引上げ目安を定めている。これらとは別に、10月18日付け法令第18/2022号により導入された住宅所有者組合に適用されるTURは約2.0%引き下げられた。

配電事業への報酬

2022年８月３日、７月27日付け命令第TED/749/2022号が公布され、2016年の配電ネットワーク内の損失削減の達成へのインセンティブ又は処罰が承認され、数社の配電会社に対する2016年の基本報酬を改訂し、2017年、2018年及び2019年の配電会社の報酬を承認した。この省令は国家市場競争委員会（CNMC）の以前の報告を考慮し、2017年から2019年までの報酬の値を設定するものである。

さらに、2022年12月16日、CNMCは2020年の報酬を設定する決議案の準備を開始した。

ヨーロッパ

ルーマニア

ルーマニアでは、配電システム運営会社（DSO）側では、卸売市場から、グリッド損失をカバーするために必要な電力を購入する必要がある。国家エネルギー規制当局（ANRE）は、かかる購入の費用の割当を前払いし、年度中に回収した配電料金を通して賄うようにしている。エネルギー危機という状況下において、エネルギー調達のコストは、前払いした金額を何倍にも上昇し、DSOの財政状態に深刻な影響を及ぼしている。

2022年に、配電料金は、卸売市場のエネルギー価格の推移とは関係なく、2023年４月中に一次法により設定された。

2022年９月、当局は、一次法（対応する二次法がこれに続く。）を通じて、支払われた前払いのコストを上回ってDSOが支払った追加コストについて資産計上のメカニズムを導入した。この資産計上から生じる資産は５年にわたり回収されるべきであり、補償は分析対象年度に適用される規制収益率の半分に相当する。

加えて、当局は、市場事業者（OPCOM）により管理され、これに基づき生産者がグリッド損失をカバーするためにDSOとの契約を超えて電力を450ルーマニア・レウ/MWh（約91ユーロ/MWh）の固定価格で販売する、集中取得メカニズムを導入した。それにより、DSOへの財政上の圧迫が緩和された。

ラテンアメリカ

チリ

2020年から2024年までの配電料金の決定

2022年12月23日、免除決議第908号により、国家エネルギー委員会は、2020年から2024年までの期間の配電付加価値合計の構成要素を計算するための技術報告を承認した。

ただし、2020年から2024年までの期間の料金決定のプロセスは現在進行中である。当面の間、料金は2016年から2020年までの期間に実施された手法に従って引き続き適用される。

アルゼンチン

料金改定

確定的な正規料金の改定が承認されるまで、規制当局であるENREは、サービス提供の安定性を確保するために、暫定的な料金調整を設定する権利を有する。

この関連で、2021年中に、料金の枠組みに対して３つの変更が承認された。うち２つは顧客に適用される電力価格に関連し、１つは配電付加価値合計に関連する。後者の結果、2021年４月30日付けの21.8%の料金調整をもたらし、最終顧客にとっては約９%の料金の引上げになった。2022年中に、もう１つの変更が承認され、2022年３月１日から８%の料金の引上げとなったが、これも、全額料金再交渉手続の開始を待ってている。

ブラジル

エネル・ディストリビューソォン・セアラ社の料金改定

エネル・グループに属するブラジルの各配電会社で承認された最新の全額料金改定は、2018年（エネル・ディストリビューソォン・リオデジャネイロ社について）及び2019年（エネル・ディストリビューソォン・セアラ社及びエネル・ディストリビューソォン・サンパウロ社について）に遡る。次回の料金改訂は2023年に予定されている。

最新の料金調整の概要は以下のとおりである。

会社名	料金調整日	平均増加率	
		高電圧	低電圧
エネル・ディストリビューソォン・リオデジャネイロ	2022年３月	+15.38%	+17.39%
エネル・ディストリビューソォン・セアラ	2022年４月	+24.16%	+25.09%
エネル・ディストリビューソォン・セアラ（RTE）	2022年７月	-2.96%	-3.02%
エネル・ディストリビューソォン・サンパウロ	2022年７月	+18.03%	+10.15%

2022年１月７日、ブラジルでの配電の分野における規制の更新に関して、法令第14300/2022号が公布され、国内の分散型電源（DG）について参照の法的枠組みを定められている。当該法令は、新しいDGシステムのネットメータリングシステムへの段階的な変更を規定し、既に稼働中又は今後12ヶ月以内に稼働予定の発電所に対しては2045年まで現行規則を適用することを保証している。

加えて、当該法令は、2023年１月７日から2023年７月７日までの間にグリッドに接続する新しいDGの発電所には移行期間を設けている。移行期間後、DGの消費者は、DGにより生じたシステムの利益を差し引いたネットワークの輸送コスト（配電網の使用に適用される料金）の100%を支払う必要がある。これは、当該法令の公布後18ヶ月間に規制当局が計算しなければならない。

別の事業者に割り当てられたCIEN事業権

2022年12月、CIENブラジル-アルゼンチン間（ガラビ・Ⅰ及びガラビ・Ⅱ）の事業権は、以前エネルに割り当てられていた事業権の期間満了に伴い、入札にかけられた。

2023年３月31日からは、新しい事業者であるTAESAが引き継ぐことになる。

そのため、新しい事業者は2023年３月31日に新しい契約に署名し、エネルは約150百万ユーロの補償を受領した。

コロンビア

エネルギー及びガス規制委員会（CREG）は配電網の報酬手法を定める。配電料金は５年毎に決定され、生産者物価指数（IPP）に基づき毎月更新される。

料金改定

2020年の決議第122号により、CREGは、2018年から2023年までの期間のコンデンサの配電料金を設定した。

2022年９月、エネルギー価格高騰に関する全国的な議論を経て、CREGは、決議第101-027号、第101-028号、第101-029号及び第101-031号を公布した。それらには、（ⅰ）インフレ指数が料金から生じる電力の送配電の構成要素に及ぼす大きい影響を軽減すること、（ⅱ）制約に係るコストを削減するために火力発電所の稼働開始及び閉鎖コストの最適化を確立すること、（ⅲ）エンドユーザー、販売業者及び生産者にサービスを提供する販売業者が、電力双務契約の価格、期間及び比率を再交渉するための交渉を行うための任意のメカニズムを開始すること、（ⅳ）卸売市場で、販売会社が送電業者とグリッド運営者への支払いを延期できるメカニズムを構築することを目的とする措置が含まれる。

2022年12月、通信規制委員会（CRC）は、2023年から2024年までの期間に対する規制アジェンダを公表した。これは、（ⅰ）福祉、消費者及び公共の権利、（ⅱ）市場及び競争、（ⅲ）革新及び規制上の改善、（ⅳ）バリューグループ管理、（ⅴ）機関の強化という５つの戦略的な柱を中心に構成される26のイニシアチブ（規制上のプロジェクト、活動及び研究から構成される。）を含んでいる。

ペルー

ペルーでは、４年毎に配電料金を決定するプロセスが踏まれ、「配電付加価値設定」（ADVD）と呼ばれる。例外的に、前回の料金サイクルでは、期間が５年に設定された。そのため、2018年には、2018年から2022年までの期間のADVDを決定するプロセスが完了した。2022年から2026年までの期間についての手続が現在進行中である。

ペルーの法令は、モデル企業の規制スキームに従っていることに留意するべきである。このため、各料金プロセスにおいて、コンセッション地域の需要を満たすために必要な投資、運営及びメンテナンスのコストが設定され、エネルギー工業投資監督庁（Osinergmin）により定められた係数及び基準に従い、各配電会社により認識されることになる。ADVDは、５万人を超える顧客を有する配電業者毎に個別に決定される。

エンドユーザー市場

イタリア

電力部門における規制価格の撤廃プロセスを規定する現行の規制枠組み（NRRPを実施する（法律第233/2021号により承認された）法令第152/2021号により最近改正された法律第124/2017号―競争法―）は、価格保護の撤廃を段階的に延期することを規定しており、小規模事業者は2021年１月１日まで、零細企業は2023年１月１日まで、国内顧客は2024年１月までとされている。

設備容量が15kW未満である零細企業及び非居住顧客向けのラストリゾートサービスの開始日が技術的な理由により延期されたため、2022年11月、エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）は、既にサービスを提供している顧客に対し、強化された保護サービスの財務条件が2023年３月31日まで継続して適用することを定めた。

ガス分野に関しては、居住顧客及びマンションを対象に、2024年１月に価格保護の撤廃が予定されている。

電力部門の小規模事業者に対する価格保障措置の終了（2021年１月１日）の期限に関しては、経済開発省が競争法を施行する法令を2020年12月31日に公布し、一定の基準とガイドラインに基づいて、自由市場への移行を管理する方法を定めることをARERAに委任している。決議第491/2020/R/eel号により、ARERAは、供給業者のいない中小企業向けのラストリゾートサービス（「段階的保障サービス」）を設定し、３年間の地域ベースのオークションに割り当てた。各供給業者に割り当て可能な市場シェアの上限は35%に設定された。

2021年３月、エネル・エネルジアとセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレは（エネル・イタリアとともに）、反トラスト法の上限を35%とすること、及び顧客喪失後に生じたセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレの債務の残存費用を補償するための措置（例えば社会条項）を規定していないことにつき、ラツィオの地方行政裁判所に省令の不服を申し立てた。後者の点に関しては、2021年３月、セルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレとエネル・イタリアが、ロンバルディの地方行政裁判所での不服申立てにおいて、決議第491/2020/R/eel号に不服を申し立てた。現在のところ、これらの不服申立てに関する審理はまだ行われていない。

ARERAは、決議第208/2022/R/eel号（改訂後）により、自由市場契約を選択しなかった設備容量が15kW未満である零細企業及び非居住顧客に供給するもう一つのラストリゾートサービス（「段階的保障サービス」）を設定し、2023年４月１日（決議第586/2022/R/eel号に基づく技術的事由により延長された。）より開始される。零細企業のための段階的保障サービスは、一定の技術的及び財政的要件を満たす全ての事業者に開かれたシングルバイヤーにより開催される入札を通じて選ばれ、その地域にサービスを提供する事業者により４年間提供される。４年が経過した後、別の事業者と契約を締結しない限り、顧客は自由市場条件の下で同じ事業者によるサービスを継続的に受ける。

小規模事業者のための価格保護撤廃を規制する措置とともに、エネル・エネルジア及びセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレは、反トラスト法の上限を35%とすること、及び決議の影響で顧客を喪失した後に生じたセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレの債務の残存費用を補償するための措置（例えば社会条項）を規定していないことにつき、2022年７月にロンバルディの地方行政裁判所に、零細企業に適用される決議第208/2022/R/eel号の不服申し立てを行った。2022年10月、同企業はラツィオの地方行政裁判所に対し、同様の理由に基づき、零細企業のための段階的保障サービスの実施法を定めたMiTE法令についても不服を申し立てた。

ロンバルディの地方行政裁判所は、裁定第18/2021号で、セルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレとエネル・エネルジアによる不服申立てを認め、決議第279/2017/R/com号を無効とした。この決議は、規制市場の顧客向けに電子請求書の使用を増加するためのインセンティブ・メカニズムを確立し、販売者に補償を行う条件を顧客に認められた割引と回避コストとの差が一定基準に達した場合とした。その結果、ARERAは決議第477/2021/R/com号により、過去数年の金額の回収に関する規則を2022年から改正した。

電力

決議第402/2021/R/eel号により、2022年の保護強化サービス（RCV）の事業者のマーケティング費用をまかなう料金構成及び電力マーケティング費用をまかなう手数料（PCV）のレベルの更新は、2022年３月（決議第604/2020/R/eel号により設定されたRCV手数料及びPCV手数料は、第１四半期においても有効であった。）に延期された。

ARERAは、決議第146/2022/R/eel号により、2022年４月１日から2023年３月31日までのRCVの構成を更新し、同時に2022年１月以降の更新の遅れによる影響を考慮してその価値を調整した。同措置により、自由市場の販売業者の参照価格を示すPCV費用のレベルも更新した。

電力価格の上昇による最終顧客への影響を緩和するため、決議第463/2022/R/eel号によりARERAは、2022年第４四半期のRCVレートを更新し、2022年第３四半期の実質卸売市場価格及び当該期間における更新のために使用された推定値との間における正差分の回復率であった前四半期の水準を維持した。同時に、ARERAは、2022年末までに、エネルギー及び環境サービス基金が、第３四半期末に計算された最良見積もり回収額相当をRCV事業者に支払い、調達費用をまかなう手数料（PED）からの収益という形で第４四半期において最終顧客から回収することも発表した。必要な実施措置は、決議第558/2022/R/eel号及び決議第743/2022/R/eel号に含まれる。

近年における非時間ベース計測から使用時間ベース計測への大幅な切替えの影響により、RCV事業者が資金ギャップに直面したため、ARERAは同様に、決議第473/2022/R/eel号を発行し、2022年上半期における負荷構成を均一化することを目的とした臨時セッションを2022年12月末までに前倒しすることを求めた。また、自由市場の事業者は、2022年末のキャッシュ・ポジションに影響を与えないために、対応する債務状況を2023年１月までに決済する機会を当該措置の下与えられた。

電力部門の料金を滞納しているエンドユーザーのための補償制度に関して、ARERAはTIV（統合販売コード）の第18条により、保護強化サービスの事業者が電力の不正使用に関して徴収できなかった金額に対する補償の仕組みについて規定している。

ARERAは、決議第32/2021/R/eel号により、自由市場及びセーフガード市場において販売会社が配電会社に支払ったがエンドユーザーから回収できなかった一般システムチャージに関して、延滞金を払い戻す仕組みを構築した（セーフガード市場では、これは接続を断つことのできる顧客にのみ適用される）。

保護市場で切断できない顧客については、回収不能料金の払戻しの仕組みは、統合販売法（TIV）の第44条に規定されている。

ガス

決議第603/2020/R/gas号により、2021年のQVDコンポーネントのレベルが更新され、その後、TIVG（統合ガス販売法）の第7.2条の規定にもかかわらず、決議第401/2021/R/gas号により2022年３月31日まで延期された。

決議第147/2022/R/gas号により、QVDコンポーネントのレベルを2022年４月１日から更新した。仕様においては、2022年１月１日からの更新の遅れによる影響を考慮している。ARERAは、決議第137/2023/R/gas号によりQVDコンポーネントを更新した（2023年４月１日より開始）。

ガス部門で料金を滞納しているエンドユーザーのための補償制度に関して、ARERAは、統合ガス販売法（TIVG）の31条５項及び37条１項b号により、配電網におけるラストリゾートサービス及びデフォルトサービスのプロバイダーに対する延滞金の償還のための具体的なメカニズムを規定している。

反トラスト法訴訟PS12461-価格条件の変更

2022年12月13日、競争当局は、エネル・エネルジア・エスピーエー及び他６社（ヘラ、エー２エー、アチェア、エニ・プレニチュード、エンジー、エジソン）に対し、消費者法の特定の条項及び2022年９月21日付け法令第142号で批准された2022年８月９日付け法令第115号（いわゆる2022年８月10日付「第二次援助法令」）の第３条の違反を係争するものとして、不正な商慣行に関する訴訟が開始されたことを通知した。当該法令は、2022年８月10日から2023年４月30日（その後Milleproroghe法令第198/2022号により2023年６月30日まで延長された。）までの間、法令の発効（2022年８月10日）以前に既に行われたものを除き、配電会社による供給価格の変更及び関連する通知の双方を行うことを認める契約条項の有効性を停止するものである。訴訟開始の通知に伴い、競争当局はまた、新たな価格変更の通知を禁止し、既に送付された通知の訂正を命じた。

イレンによって提出された上訴の一部として発行された2022年12月22日付け命令により、国務院は、契約更新（期限切れの申し出を更新するもの）をius variandiの対象とは区別し、法令第３条の適用を除外した。この原則は政府によっても認識されており、2022年12月29日付けMilleproroghe法令により、電気及び天然ガス供給会社が契約上の通知条件に従い、取引相手の撤回権を侵害することなく、契約上の財務条件を契約満了時に更新することを認める契約条項に第二次援助法令第３条は適用されないことが定められた。2022年12月30日、国務院の判決及び上記の明確な法的介入を受けて、競争当局はエネル・エネルジアに対し、訴訟開始時に発行された一部を容認する注意勧告措置の通知を行い、財務条件の期限が明記されていない又は確定できない契約については、実施される予定及び既に実施された財務条件の更新を停止し、以前有効であった供給条件を承認すること、及び更新通知後に撤回した顧客に連絡を取り、以前の条件に戻る可能性があることを通知することを要請した。

2023年１月16日、エネル・エネルジアは注意勧告措置を受けてコンプライアンス報告書を作成し、第３条が有効であった期間は以前適用されていた価格条件の満了時に単に更新を行うのみに制限されていたことを競争当局に報告した。エネル・エネルジアは、ラツィオの地方行政裁判所に対し競争当局の注意勧告措置について上訴したが、判決については保留となっている。

イベリア半島

エネルギー効率

成長、競争及び効率のための緊急措置を含む10月15日付け法律第18/2014号は、エネルギー効率目標を達成する一助として、国家エネルギー効率基金を創設した。

2022年３月23日、2022年の国家エネルギー効率基金への拠出額を確定する３月16日付け命令第TED/220/2022号が、スペイン政府官報に掲載された（エンデサの拠出額は26百万ユーロであった。）。

かかる命令では、エンデサが2023年に国家エネルギー効率基金へ49百万ユーロを拠出し、そのうち少なくとも30百万ユーロ（40.0%）を拠出しなければならないことを規定している。残る義務についてはエネルギー効率化証書（EEC）を提出することにより満たされる。

消費者保護措置：社会ボーナス

2022年３月30日、ウクライナ戦争による経済的及び社会的影響に対する国家対応計画の枠組み内で緊急の措置を承認する３月29日付け法令第6/2022号が、スペイン政府官報に掲載された。とりわけエネルギー部門においてこの法令には、いくつかの措置が含まれており、その一部は６月25日付け法令第11/2022号により2022年12月31日まで延長され、10月18日付け法令第18/2022号及び12月17日付け法令第20/2022号により2023年12月31日まで延長された。社会ボーナスの主な措置は以下のとおりである。

- 電力社会ボーナスによる割引率を、脆弱な消費者については25%から60%に、非常に脆弱な消費者については40%から70%に拡大し、かかる措置は2022年12月31日まで延長された。
- 社会ボーナスの適格基準におけるその他の側面についても変更された。具体的には、社会ボーナスは２年毎に自動的に更新される。同様に、脆弱な消費者のカテゴリーを定義するための新しい基準が設けられ、現在は、夫婦、同棲するパートナー、二親等以内の血縁関係、親族関係、養子又は同様の関係によって同じ家に同居する人々からなる世帯を単位とする概念に基づいている。基準額は、14回払いに分割される多重効果公的所得指標（IPREM）の1.5倍に設定され、同居世帯の成人が一人増える毎に0.3倍、未成年者が一人増える毎に0.5倍される。最低生活費受給者も、社会ボーナスの受給者グループを構成する一部である。上記の基準額は、特定の場合（重度の依存症、ジェンダーに基づく暴力、テロ等）では１の値だけ増額され、非常に脆弱な消費者については50%減額される。
- 2022年の国家予算（GSB）では、暖房用社会ボーナスの適用範囲拡大の財源として75百万ユーロの融資が承認された。
- 社会ボーナスの資金調達に係る新たなメカニズムが確立された。この新しいメカニズムにより、社会ボーナスは、電力市場の全ての関係者（発電、送電、配電及び供給並びに直接消費者）により、各業務に設定される一元的な拠出額に基づいた各業務の非課税売上高合計に従ってまかなわれる。拠出でまかなわれる額が実際の資金需要より20%低い場合、国家市場競争委員会（CNMC）により新たな拠出額が提案される。CNMCが、2022年の最終的な一元的拠出額を提案し、７月22日付け命令第TED/733/2022号により承認されるまでは、2022年３月29日付け法令第6/2022号により一元的な拠出額が暫定的に設定された。最終的に、参照供給者により拠出され、決定により認識された社会ボーナスのための財源は、新たな納税者が引き受けることを定めた。2022年12月29日、2023年における社会ボーナスの財源となる一元的な拠出額の案を作成する作業が開始された。

2022年10月19日、10月18日付け法令第18/2022号が公布され、「エネルギー安全保障高度化プラン(+SE)」を適用したエネルギー消費者保護の強化及び天然ガス消費の削減に寄与する措置を承認し、さらに公共部門労働者の報酬に関する措置及び干ばつの影響を受けた季節農業の労働者を保護する措置が承認された。これらは、社会ボーナスに関する以下の措置を定めている。

- 受給者の割引率を、2023年12月31日まで、脆弱な消費者については60%から65%に、非常に脆弱な消費者については70%から80%に引き上げた。同様に、同期間において、割引が適用されるエネルギー制限を15%引き上げた。
- 同じように、同期間において、IPREMの1.5倍から２倍の収入があるPVPCの対象となる労働者世帯に対して、新たに40%の割引が設けられ、成人が一人増える毎に0.3倍、未成年者が一人増える毎に0.5倍される。
- 暖房用社会ボーナスは、GSB拠出額を２倍にすることで強化された。

消費者保護措置：電力サービスの保証

ウクライナ戦争の経済的及び社会的影響に対応するための措置、ラ・パルマ島の再建を支援するための措置及び脆弱な消費者や社会ボーナスに関するその他の脆弱な状況に対応するための措置についての12月27日付け法令第20/2022号は、脆弱、非常に脆弱又は社会的排除の危機にある顧客に対する電気、水道及びガスのサービス停止の禁止を2023年12月31日まで延長した。

消費者保護措置：税制対応

ウクライナ戦争の経済的及び社会的影響に対応し、社会的及び経済的な困窮に対処し、またラ・パルマ島の経済的及び社会的な回復を促進するための措置を採択し、いくつかの措置を延長する６月25日付け法令第11/2022号とともに、ウクライナ戦争の経済的及び社会的影響に対する国家対応計画の一環として特定の措置を採択する３月29日付け法令第6/2022号は、10kW未満の契約容量を有する顧客又は社会ボーナス受給者に対するVATを削減した。かかる削減は、2022年６月30日まで21%から10%へ引き下げられ、2022年12月31日まで５%へ引き下げられた。

同様に、電力特別税が0.5%まで引き下げられ、電力生産量に対する課税の一時的な停止についても延長された。

ガソリン、ディーゼル、液化石油ガス（LPG）、液化天然ガス（LNG）、圧縮天然ガス（CNG）、バイオメタン、バイオディーゼル等主要なエネルギー製品には、2022年12月31日まで0.20ユーロ/kg（0.20ユーロ/L）の特別ボーナスが導入されている。

コジェネレーション発電所の報酬制度及びEU内における特定燃料の配送、輸入及び取得に適用される付加価値税（VAT）の税率の一時的な引き下げの適用において、エネルギー分野における緊急措置を採択する９月20日付け法令第17/2022号では、天然ガス、ペレット、ブリケット及び薪の供給に対するVATを2023年12月31日まで21%から５%に引き下げる。

「エネルギー安全保障高度化プラン(+SE)」を適用したエネルギー消費者保護の強化及び天然ガス消費の削減に寄与する措置を承認し、さらに公共部門労働者の報酬に関する措置及び干ばつの影響を受けた季節農業の労働者を保護する措置を承認する、10月18日付け法令第18/2022号では、エネルギー効率の向上及び再生可能エネルギーへの投資に対するインセンティブを導入又は延長する。

ウクライナ戦争の経済的及び社会的影響に対応するための措置、ラ・パルマ島の再建を支援するための措置及びその他の脆弱な状況に対応するための措置についての12月27日付け法令第20/2022号では、ガス及び電力に対するVATを５%まで削減し、電力に対する特別税を0.5%まで削減し、電力生産量に対する課税の一時的な停止（うち最後のものについては、請求に係る収益及び費用の均衡が保たれるよう、電力システムは同等額で補償される。）を2023年12月31日まで延長する。

ヨーロッパ

ルーマニア

当局は、電力供給者に対し、毎月のエネルギー消費量に応じた固定小売価格を課していた。基本的な法令により、供給者は、実質供給費用とエンドユーザーの固定価格から供給利益及び規制された送配電費用を差し引いた差額を州から回収することで、１MWh当たりの固定利益を得ることが認められている。かかる回収額は不完全であり、遅延している。

- **ANREは、電力供給者に対する決済が州予算から支払われることに基づく加重平均電力の最大値を計算し、具体的には１MWh当たり1,300ルーマニア・レウとなる。かかる上限は2022年９月１日より有効である。**
- **消費者に請求される最終価格の上限：顧客の種類（世帯及び非世帯）によって異なる価格上限の規定が適用される。現在、ルーマニアにおける全ての小売価格は法律によって定められており、１MWh当たり1,300ルーマニア・レウが上限である。**
- **当局は、市場運営者（OPCOM）によって管理される一元取得メカニズムを導入し、これは生産者がグリッド損失をまかなうためにDSOと契約した電力を超える電力を１MWh当たり450ルーマニア・レウ（１MWh当たり約91ユーロ）の固定価格で販売し、それにより供給者が供給費用の総額を１MWh当たり1,300ルーマニア・レウの上限下に抑えられることをわずかに後押しする仕組みに基づいている。**

ラテンアメリカ

自由市場

南アメリカにおける全ての国では、配電会社は規制された基準で顧客に電力を供給することができるが、顧客が一定の限度を超えた場合においても、自由市場条件のもとで供給を行うことができる。

国別の自由市場の制限は以下のとおりである。

国	kW上限値
アルゼンチン	>30kW
ブラジル	>1,000kW又は>500kW(1)
コロンビア	>100kW又は55MWh/月
コスタリカ	該当なし(2)
グアテマラ	>100kW
パナマ	>100kW
ペルー	>200kW(3)

(1) 500kWを超える場合は、再生可能エネルギーを利用して発電された電力を利用した場合に適用されるもので、国から料金割引の補助を受けている。
(2) コスタリカでは、自由市場という概念は適用されない。
(3) DS 018-2016-EMは、次のように定めている。
- 規制市場及び自由市場のどちらかを選択できる顧客（200kWから2,500kWの容量）の設備容量は、各供給地点にて測定される。
- 各供給地点での容量が2,500kWを超える顧客は、自由市場型顧客となる。

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

2022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

2006年７月28日のCONSOB通知第DEM/6064293号及び1999年５月14日のCONSOB決議第11971号126条に従い、イタリア民法典第2359条に準じた、2022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	10,166,679,946.00	ユーロ	グループ・ホールディング・カンパニー			100.00%
子会社:								
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	1.00	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	100.00%	100.00%
25・マイル・ピーピーエー・エルエルシ(25 Mile PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
３エスユーエヌ・エスアールエル(3SUN Srl)	カタニア	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	96.74% 3.26%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
400・マンレイ・ソーラー・エルエルシー(400 Manley Solar LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・プロジェクト・エムピー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
エービーシー・ソーラー・11・エスピーエー(ABC Solar 11 SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	1,000,000.00	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	100.00%	64.93%
エービーシー・ソーラー・３・エスピーエー(ABC Solar 3 SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	1,000,000.00	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	100.00%	64.93%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

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	100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1,000.00	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	55.00%	27.50%
エースファット・エーアイイー(Acefat AIE)	バルセロナ	スペイン	793,340.00	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	14.29%	10.02%
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	10,000,000.00	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	60.00%	60.00%
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	300,297.00	ユーロ	取引	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50.00%	50.00%
アファーカット・ウィンド・ファーム(Aferkat Wind Farm)	ベンスリマン	モロッコ	389,600.00	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エーユー	100.00%	100.00%
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	51.00%	51.00%
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	10,000.00	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	100.00%	100.00%
アグイロン・20・エスエー(Aguilón20 SA)	サラゴサ	スペイン	2,682,000.00	ユーロ	エネル・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	51.00%	35.76%
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	16,045,169.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	100.00%	74.13%
アリアンス・エスエー(Alliance SA)	マナグア	ニカラグア	6,180,150.00	ニカラグアコルドバ	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	99.90%	19.48%
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	900,000.00	ユーロ	取引	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50.00%	50.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	22,317,415.92	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	4,138,230,386.65	ブラジルレアル	取引 エネル・グリッド エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	99.82%	82.12%
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	100.00%	74.13%
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	14,216,846.33	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%

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	1.00	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	100.00% 100.00%
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	60,100.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー	100.00% 70.12%
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	3,010.00	ユーロ	エネル・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	100.00% 70.12%
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	31,630,000.00	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	100.00% 100.00%
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	0.14% 0.14%
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	3,000.00	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	100.00% 70.12%
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	3,000.00	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	100.00% 70.12%
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	3,000.00	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	100.00% 70.12%
アレナ・グリーン・パワー・4・エスエルユーArena Green Power 4 SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	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	100.00% 70.12%
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	3,000.00	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	100.00% 70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00% 70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00% 70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00% 70.12%
アレナ・パワー・ソーラー・20・エスエルユー(Arena Power Solar 20 SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00% 70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00% 70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00% 70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00% 70.12%
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	100.00% 100.00%
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)	タラゴナ	スペイン	19,232,400.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	85.41% 59.89%
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	3,000.00	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 セグイドレス・ソラレス・プランタ・2・エスエルユー	19.72% 35.06% 14.93% 15.35%

アソネット・フランス・エスエーエスユー(Athonet France SASU)	パリ	フランス	50,000.00	ユーロ	エネルX	アソネット・エスアールエル	100.00%	16.00%
アソネット・エスアールエル(Athonet Srl)	トリエステ	イタリア	68,927.57	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	16.00%	16.00%
アソネット・ユーケー・エルティーディー(Athonet UK Ltd)	バトル、イースト・サセックス	英国	250,001.00	英国ポンド	エネルX	アソネット・エスアールエル	100.00%	16.00%
アソネット・ユーエスエー・インク(Athonet USA Inc.)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネルX	アソネット・エスアールエル	100.00%	16.00%
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	50,587,000.00	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	100.00%	47.18%
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	100.00%	74.13%
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	74.13%	74.13%
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	100.00%	100.00%
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・インク	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	51.00%	51.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100,000,000.00	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	100.00%	100.00%
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	253,659,580.00	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	100.00%	100.00%
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	200,000.00	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	51.00%	51.00%
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	100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%

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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	3,006.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	4,509.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	100.00%	100.00%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	67.50%	67.50%
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	100.00%	100.00%
ベイジン・テクナトム・ニュークリア・パワー・セーフティー・テクノロジー・サービシズ・カンパニー・リミテッド(Beijing Tecnatom Nuclear Power Safety Technology Services Company Limited)	北京	中国	280,000.00	ユーロ	火力発電	テクナトム・エスエー	100.00%	31.56%
ブジャド・ソーラー・プラント(Bejaad Solar Plant)	カサブランカ	モロッコ	10,000.00	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エーユー ミセス・リベロス・ペレス・ポーラ・クリスティーナ	99.00% 1.00%	99.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	3,010,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%

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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
ブルーレ・エムエー(BluRe MA)	サン・ホセ	ルクセンブルク	7,092,970.00	ユーロ	取引	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	5.00%	1.65%
ボゴタ・ゼットイー・エスエーエス(Bogotá ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	186,361,690.00	コロンビアペソ	エネルX	コロンビア・ゼットイー・エスエーエス	100.00%	47.18%
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	100.00	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	0.01% 99.90%	100.00%
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	2,950,888.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
ボサ・デル・エブロ・エスエル(Bosa del Ebro SL)	サラゴサ	スペイン	3,010.00	ユーロ	エネル・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	51.00%	35.76%
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	100.00%	100.00%
ブーダー・ウィンド・ファーム(Boujdour Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	300,000.00	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	90.00%	45.00%
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	10.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ボルダークーム・トラスト	100.00%	100.00%
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	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ボルダークーム・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	24.08% 75.92%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	3,000.00	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	16.98% 16.98%	23.81%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%

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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ブラッシュ・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー (Brush County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	75.00%	75.00%
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	10.00	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	0.10% 99.90%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	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	100.00%	51.00%
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	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	50.00%
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	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	51.00%
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	1,000.00	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	100.00%	51.00%
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	100.00%	51.00%
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	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	51.00%
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	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	50.00%
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	1,000.00	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	100.00%	51.00%
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	100.00%	51.00%

次へ

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	100.00%	51.00%
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	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	51.00%
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	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	50.00%
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	100.00%	51.00%
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	100.00%	51.00%
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	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	51.00%
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	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	50.00%
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	100.00%	51.00%
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	1.00	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	100.00%	51.00%
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	100.00	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	0.10% 99.90%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	118,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	25.30%	17.74%
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	100.00%	100.00%
キャニー・リヴァー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Caney River Wind Project LLC)	オーヴァーランド・パーク	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー	100.00%	10.00%

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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	0.10% 99.90%	100.00%
カタラナ・ディンシアチブ・エスシーアール・エスエー(Catalana d'Iniciatives SCR SA)	バルセロナ	スペイン	30,862,800.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー	0.94%	0.66%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シーシーピー・アールオー・ブカレスト・エスエー(CCP.RO Bucharest SA)	ブカレスト	ルーマニア	79,800,000.00	ルーマニアレイ	ファイナンス	エネル・ルーマニア・エスエー	9.52%	9.52%
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	709,783,206.00	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	6.00%	3.90%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
セントラル・ドック・スード・エスエー(Central Dock Sud SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	1,231,270,567.54	アルゼンチンペソ	火力発電取引	エネル・アルジェンティーナ・エスエー インヴェルソラ・ドック・スード・エスエー	0.24% 71.78%	33.94%
セントラル・ジェラドラ・フォトヴォルタイカ・ボム・ノム・エルティーディーエー(Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda)	サルバドル	ブラジル	4,979,739.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	268,128,917.00	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	0.00% 100.00%	82.27%
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)	セビリア	スペイン	364,213.34	ユーロ	エネル・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	33.30%	23.35%
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	595,000.00	ユーロ	火力発電取引	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	33.33%	23.37%
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	500,000.00	アルゼンチンペソ	火力発電取引 サービス	セントラル・ドック・スード・エスエー エネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	6.40% 1.30% 33.20%	20.93%
セントラレス・ヌクレアレス・アルマラズ－トリロ・エーアイイー(Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE)	マドリード	スペイン	-	ユーロ	火力発電取引	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	24.18%	16.95%
セントラム・プレ・ヴェドゥ・ア・ヴィスクム・エスアールオー(Centrum Pre Vedu A Vyskum SRO)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	6,639.00	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
シーイーエス・１・プライベート・カンパニー(CES 1 Private Company)	アテネ	ギリシャ	500.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.20%	0.20%
シーイーエス・２・プライベート・カンパニー(CES 2 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.20%	0.20%
シーイーエス・３・プライベート・カンパニー(CES 3 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.20%	0.20%

シーイーエス・４・プライベート・カンパニー(CES 4 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.20%	0.20%
シーイーエス・５・プライベート・カンパニー(CES 5 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.20%	0.20%
シーイーエス・６・プライベート・カンパニー(CES 6 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.20%	0.20%
シーイーエス・７・プライベート・カンパニー(CES 7 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.20%	0.20%
シーイーエス・８・プライベート・カンパニー(CES 8 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.20%	0.20%
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	8,550,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	42.70%	42.70%
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	1.00	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)	100.00%	100.00%
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	0.10% 99.90%	100.00%
シャイアン・リッジ・II・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cheyenne Ridge II Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・パワー・インク(Chi Power Inc.)	ネイプルズ	米国	100.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
チナンゴ・エスエーシー(Chinango SAC)	サンミゲル	ペルー	295,249,298.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー	80.00%	55.02%
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	100.00%	74.13%
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	100.00%	100.00%

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	62.79% 62.79%
チショルム・ビュー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Chisholm View Wind Project LLC)	ニューヨーク	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00% 10.00%
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	49.00% 100.00% 49.00% 1.00% 1.00%
シマロン・ベンド・III・ホールドコ・エルエルシー(Cimarron Bend III HoldCo LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	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	100.00% 100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
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・II・ホールディングス・エルエルシー	100.00% 100.00%
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 Holding II LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	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	100.00% 100.00%
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	100.00% 100.00%
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	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00% 100.00%
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	100.00% 100.00%
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	100.00% 100.00%
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	100.00% 100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
サイファ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cipher Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
シティポスト・ペイメント・デジタル・エスアールエル(CityPoste Payment Digital Srl)	テーラモ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネルX	シティポスト・ペイメント・エスピーエー	100.00% 50.00%
シティポスト・ペイメント・エスピーエー(CityPoste Payment SpA)	テーラモ	イタリア	-	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100.00% 50.00%
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	1.00	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	100.00% 100.00%
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)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%

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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	10,000.00	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	100.00%	100.00%
コジェネラシオン・エル・サルト・エスエル(清算中)(Cogeneracion El Salto SL in liquidation)	サラゴサ	スペイン	36,060.73	ユーロ	エネル・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	20.00%	14.02%
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	2,874,621.80	ユーロ	エネルX	エンデサX・セルヴィシオス・エスエルユー	20.00%	14.02%
コジェニオ・エスアールエル(Cogenio Srl)	ローマ	イタリア	2,310,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	20.00%	20.00%
コフナ・ソーラー・ファーム(ピーティーワイ)エルティーディー(Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コフナ(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
コフナ・ソーラー・ファーム・トラスト(Cohuna Solar Farm Trust)	シドニー	オーストラリア	1.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コフナ・ホールディングス・トラスト	100.00%	100.00%
コロンビア・ゼットイー・エスエーエス(Colombia ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	5,503,986,000.00	コロンビアペソ	エネルX	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100.00%	47.18%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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 Electrica de Cadiz SA)	カディス	スペイン	600,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・レッド・エスエーユー	33.50%	23.49%
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	14,730,800.00	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	25.00%	25.00%
コンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラーコエルチェ(Companhia Energetica do Ceara - Coelce)	フォルタレザ	ブラジル	1,085,346,885.76	ブラジルレアル	エネル・グリッドエンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	74.05%	60.92%
コンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスス・エスエーシーティーエム(Compania de Transmision del Mercosur SA - CTM)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,025,191,313.00	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド	エネル・ブラジル・エスエー エネル・シーアイイーエヌ・エスエー エネル・エスピーエー	74.15% 25.85% 0.00%	82.27%
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(Compania Energetica Veracruz SAC)	サンミゲル	ペルー	2,886,000.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ペルー・エスエーシー	100.00%	82.27%
コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエー(Compania Eolica Tierras Altas SA)	ソリア	スペイン	13,222,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	5.00% 35.63%	26.29%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
コンチェルト・エスアールエル(Concert Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	火力発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

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	100.00%	100.00%
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	550,000.00	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	81.83%	81.83%
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	73,000.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	44,538,000.00	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	1.01%	0.71%
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	271,652.00	ユーロ	エネル・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	25.00%	17.53%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
クレディト・ファシル・コデンサ・エスエー・カンパニア・デ・フィナンシアミエント(Crédito Fácil Codensa SA Compañía de Financiamiento)	ボゴタ	コロンビア	32,000,000,000.00	コロンビアペソ	エネルX	コロンビア・ゼットイー・エスエーエス エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネルX・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー	0.00% 48.99% 0.00%	23.12%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
クロス・トレイルズ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Cross Trails Energy Storage 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	100.00%	100.00%
クロス・トレイルズ・ジーイーエスエス・エルエルシー(Cross Trails GESS LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ガンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	0.10% 99.90%	100.00%
ダラ・ソーラー・インベストメント・エスアールエル(Dara Solar Investment Srl)	ブカレスト	ルーマニア	14,392,400.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%

デ・ロック・イントゥル・エスアールエル(De Rock Int ' l Srl)	ブカレスト	ルーマニア	5,629,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00% 0.00%	100.00%
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	2,000.00	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	100.00%	30.68%
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)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
デリヴェックス・エスエー(Derivex SA)	ボゴタ	コロンビア	715,292,000.00	コロンビアペソ	ファイナンス	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	5.00%	2.36%
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	33,101,350.00	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 キノ・ファシリティーズ・マネージャー・エスエー・デ・シーヴイ	99.99% 0.01%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
DITNE―ディストレット・テクノロジコ・ナツィオナーレ・スル・エネルジアーソシエタ・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	444,206.61	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	1.73%	1.73%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ディスパッチ・リニュアブル・エナジー・ソシエテ・アノニム(Dispatch Renewable Energy Societe Anonyme)	イラクリオン、クレタ島	ギリシャ	440,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.00%	0.00%
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	108,240.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	55.00% 45.00%	70.12%
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	12,621,210.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー	100.00%	70.12%
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	497,612,021.00	アルゼンチンペソ	サービス	エネル・アメリカス・エスエー	51.50%	42.37%
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	100.00%	74.13%
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	200.00	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	0.50% 99.50%	100.00%

次へ

ドミニカ・エネルジア・リンピア・エスエー・デ・シーヴイ(Dominica Energia Limpia SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,070,600,646.00	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	60.80%	20.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
ドーヴァー・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Dover Solar I 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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	50.00%	50.00%
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	100.00%	50.00%
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	100,000.00	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	100.00%	100.00%
イーエスシーオー・コミュニ・エスアールエル(E.S.CO. Comuni Srl)	ベルガモ	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	60.00%	60.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	74.13%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
エコソーラー2・プライベート・カンパニー(Ecosolar2 Private Company)	グレヴェナ	ギリシャ	1,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.10%	0.10%
エドガータウン・デポ・ソーラーⅠ・エルエルシー(Edgartown Depot Solar 1 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1,204,540,060.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー	100.00%	70.12%
イー・ディストリビューティ・バナト・エスエー(E-Distribuţie Banat SA)	ティミショアラ	ルーマニア	382,158,580.00	ルーマニアレイ	エネル・グリッド	エネル・エスピーエー	51.00%	51.00%
イー・ディストリビューティー・ドブロジャ・エスエー(E-Distribuţie Dobrogea SA)	コンスタンツァ	ルーマニア	280,285,560.00	ルーマニアレイ	エネル・グリッド	エネル・エスピーエー	51.00%	51.00%
イー・ディストリビューティ・ムンテニア・エスエー(E-distribuţie Muntenia SA)	ブカレスト	ルーマニア	271,635,250.00	ルーマニアレイ	エネル・グリッド	エネル・エスピーエー	78.00%	78.00%
イー・ディストリビュツィオーネ・エスピーエー(e-distribuzione SpA)	ローマ	イタリア	2,600,000,000.00	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	50.00%	50.00%

イージーピー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(EGP Australia (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	10,000.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	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	100.00%	100.00%
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	1,000,000.00	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	100.00%	100.00%
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	8,000,000.00	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	100.00%	47.18%
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	1,000.00	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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%

イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・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	100.00%	100.00%
イージーピー・マグダレナ・ソーラー・エスエー・デ・シーヴィ(Egp Magdalena Solar SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	691,771,740.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴィ 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・シーヴィ	99.00% 1.00%	100.00%
イージーピー・マテンバ・ニューコ・１・エスアールエル(EGP Matimba NewCo 1 Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	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	50.00%	50.00%
イージーピー・マテンバ・ニューコ・２・エスアールエル(EGP Matimba NewCo 2 Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	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	100.00%	100.00%
イージーピー・ネバダ・パワー・エル エルシー(Egp Nevada Power 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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
イージーピー・ソルトウェルズ・ソーラー・エルエルシー(EGP SaltWells 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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
イージーピー・スティルウォーター・ソーラー・エルエルシー(EGP Stillwater 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・スティルウォーター・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・スティルウォーター・ソーラー・ピーヴイ・II・エルエルシー(Egp Stillwater Solar PV II LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	スティルウォーター・ウッズ・ヒル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドコ・１・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドコ・10・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドコ・11・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドコ・12・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドコ・13・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドコ・14・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・15・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・16・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・17・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・18・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・19・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・2・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・20・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 20 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・21・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・22・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・23・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・24・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・25・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・26・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・27・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・28・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・29・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・3・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・30・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・4・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードコ・5・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・6・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・7・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・8・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・9・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・1・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 1 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・10・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 10 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・11・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 11 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・12・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 12 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・13・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 13 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・14・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 14 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・15・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 15 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・16・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 16 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・17・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 17 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・18・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 18 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・19・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 19 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・2・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 2 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・20・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 20 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・3・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 3 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・4・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 4 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァー ドコ・5・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 5 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

イージーピーエヌエー・2023・ホールドコ・6・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 6 LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドコ・7・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 7 LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドコ・8・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 8 LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホールドコ・9・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 9 LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
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	100.00% 100.00%
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	100.00% 100.00%
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 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	100.00% 100.00%
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	100.00% 100.00%
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(EGPNA Project Holdco 1 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・2・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 2 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	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	100.00% 100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・5・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 5 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	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	100.00% 100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・6・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 6 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	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	100.00% 100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・7・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 7 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	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	100.00% 100.00%
イージーピーエヌエー・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー(EGPNA Renewable Energy Partners LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー	10.00% 10.00%
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	100.00% 100.00%
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	100.00% 100.00%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー	100.00% 10.00%
イージーピーエヌエー・ウィンド・ホールディングス・1・エルエルシー(EGPNA Wind Holdings 1 LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00% 10.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%

エルコガス・エスエー(清算中) (Elcogas SA in liquidation)	プエルトリャノ（シウダード・レアル）	スペイン	809,690.40	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー エネル・エスピーエー	40.99% 4.32%	33.06%
エルコメックス・ソーラー・エナジー・エスアールエル(Elcomex Solar Energy Srl)	ブカレスト	ルーマニア	4,590,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エレクガス・エスエー(Elecgas SA)	ペゴ	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	50.00%	35.06%
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	10,000,000.00	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	60.00%	60.00%
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	165,876.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	52.54% 47.46%	70.12%
エレクトリカ・デ・リハー・エスエル(Eléctrica de Lijar SL)	カディス	スペイン	1,081,821.79	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー	50.00%	35.06%
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	500,000.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー	100.00%	70.12%
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)	カディス	スペイン	4,960,246.40	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー	50.00%	35.06%
エレクトロメタルジカ・デル・エブロ・エスエル(Electrometalúrgica del Ebro SL)	バルセロナ	スペイン	2,906,862.00	ユーロ	エネル・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	0.18%	0.12%
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	10,000.00	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	50.00%	17.53%
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	3,079,524,934.33	ブラジルレアル	エネル・グリッド エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エリニ(Elini)	アントワープ	ベルギー	76,273,810.00	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	4.00%	1.32%
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	100.00	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	0.10% 99.90%	100.00%
エマージング・ネットワークス・エルサルバドル・エスエー・デ・シーヴイ(Emerging Networks El Salvador SA de Cv)	サンサルバドル	エルサルバドル	2,000.00	米ドル	エネルX	エマージング・ネットワークス・グアテマラ・エスエー リヴィスター・ラタム・エスエルユー	1.00% 99.00%	19.50%
エマージング・ネットワークス・グアテマラ・エスエー(Emerging Networks Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	742,000.00	グアテマラケツァル	エネルX	リヴィスター・ラタム・エスエルユー ユフィネット・グアテマラ・エスエー	99.99% 0.01%	19.50%
エマージング・ネットワークス・ラタム・インク(Emerging Networks Latam Inc.)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	19.50%
エマージング・ネットワークス・パナマ・エスエー(Emerging Networks Panama SA)	パナマシティ	パナマ	300.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス／エニ―エスピーシー・パナマ・インク	100.00%	19.50%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	18,030,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100.00%	70.12%

前へ　次へ

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	9,335,000.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エスエー	100.00%	67.61%
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	10,000.00	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	100.00%	70.12%
エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エスエー (Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA)	セウタ	スペイン	16,562,250.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・レッド・エスエーユー	96.42%	67.61%
エンプレサ・デ・ジェネラシオン・エレクトリカ・ロス・ピノス・エスエー (Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos SA)	サンミゲル	ペルー	7,928,044.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシー エネルジェティカ・モンゾン・エスエーシー	100.00% 0.00%	82.27%
エンプレサ・デ・ジェネラシオン・エレクトリカ・マルコナ・エスエーシー (Empresa de Generación Eléctrica Marcona SAC)	サンミゲル	ペルー	3,368,424.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシー エネルジェティカ・モンゾン・エスエーシー	100.00% 0.00%	82.27%
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(Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	898,585,028.00	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド エネルX エンドユーザー市場 エネルX・ウェイ	ディストリレク・インヴェルソラ・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	56.36% 43.10%	59.33%
エンプレサ・エレクトリカ・ペフエンチェ・エスエー(Empresa Eléctrica Pehuenche SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	175,774,920,733.00	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	92.65%	56.27%
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー(Empresa Propietaria de la Red SA)	パナマシティ	パナマ	58,500,000.00	米ドル	エネル・グリッド	エネル・エスピーエー	11.11%	11.11%
イーエヌ・ソーラー・7・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー (En. Solar 7 Single Member Private Company)	マルーシ	ギリシャ	1,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	100.00%	100.00%
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	60,200.00	ユーロ	ファイナンス	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサ・コメルシアライゼーソォン・デ・エネルジア・エスエー (Endesa Comercialização de Energia SA)	ポルト	ポルトガル	250,000.00	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	100.00%	70.12%
エンデサ・エネルジア・レノバブル・エスエルユー(Endesa Energía Renovable SLU)	マドリード	スペイン	100,000.00	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	100.00%	70.12%
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	14,445,575.90	ユーロ	取引 エネルX エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
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	4,621,003,006.00	ユーロ	ファイナンス	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサ・ジェネラシオン・II・エスエーユー(Endesa Generación II SAU)	セビリア	スペイン	63,107.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサ・ジェネラシオン・ニュークリア・エスエーユー(Endesa Generación Nuclear SAU)	セビリア	スペイン	60,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100.00%	70.12%
エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー(Endesa Generación Portugal SA)	リスボン	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー 火力発電	エンデサ・エネルジア・エスエーユー エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	0.20% 99.20% 0.60%	70.12%

エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー(Endesa Generación SAU)	セビリア	スペイン	1,940,379,735.35	ユーロ	エネル・グリーン・パワー 火力発電 取引	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
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	965,305.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー	100.00%	70.12%
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	89,999,790.00	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
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	10,138,580.00	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	100.00%	70.12%
エンデサ・レッド・エスエーユー(Endesa Red SAU)	マドリード	スペイン	719,901,723.26	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサX・セルヴィシオス・エスエルユー(Endesa X Servicios SLU)	マドリード	スペイン	60,000.00	ユーロ	エネルX エネルX・ウェイ	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
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	600,000.00	ユーロ	エネルX・ウェイ	エンデサX・セルヴィシオス・エスエルユー エネルX・ウェイ・エスアールエル	49.00% 51.00%	85.36%
エンデサ・エスエー(Endesa SA)	マドリード	スペイン	1,270,502,540.40	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エンデサ・エスエー エネル・イベリア・エスアールエルユー	0.02% 70.10%	70.12%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	16,251,021.00	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	100.00%	100.00%
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	15,799,498,544.85	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	0.00% 82.27%	82.27%
エネル・アンド・シクン&ビヌイ・イノベーション・インフララブ・エルティーディー(Enel and Shikun&binui Innovation Infralab Ltd)	エアポートシティ	イスラエル	38,000.00	イスラエルシェケル	サービス	エネル・グリッド・エスアールエル	50.00%	50.00%
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	2,297,711,908.00	アルゼンチンペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	99.92% 0.08%	82.25%
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)	100.00%	100.00%
エネル・ブラジル・セントラル・エスエー(Enel Brasil Central SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	49,440.00	ブラジルレアル	サービス	エネル・ブラジル・エスエー エネルX・ブラジル・エスエー	20.23% 79.77%	82.27%
エネル・ブラジル・エスエー(Enel Brasil SA)	ニテロイ	ブラジル	38,070,269,190.10	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 エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.56% 0.44% 0.00%	82.27%
エネル・チリ・エスエー(Enel Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	3,882,103,470,184.00	チリペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	64.93%	64.93%

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	285,044,682.00	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	100.00%	82.27%
エネル・コリナ・エスエー(Enel Colina SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	82,222,000.00	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	0.00% 100.00%	64.34%
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	655,222,312,800.00	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	57.34%	47.18%
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	27,500,000.00	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	100.00%	47.18%
エネル・コーヴ・フォート・II・エルエルシー(Enel Cove Fort 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	100.00%	100.00%
エネル・コーヴ・フォート・エルエルシー(Enel Cove Fort LLC)	ビーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー(Enel Distribución Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	177,568,664,063.00	チリペソ	エネル・グリッド エネルX エンドユーザー市場エネルX・ウェイ	エネル・チリ・エスエー	99.09%	64.34%
エネル・ディストリビュシオン・ペルー・エスエーエー(Enel Distribución Perú SAA)	サンミゲル	ペルー	638,563,900.00	ペルーソル	エネル・グリッド エネルX エンドユーザー市場	エネル・ペルー・エスエーシー	83.15%	68.41%
エネル・エネルジア・エスピーエー(Enel Energia SpA)	ローマ	イタリア	10,000,000.00	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	100.00%	100.00%
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	25,000,100.00	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	100.00%	100.00%
エネル・エネルジー・ムンテニア・エスエー (Enel Energie Muntenia SA)	ブカレスト	ルーマニア	37,004,350.00	ルーマニアレイ	取引エネルX エンドユーザー市場	エネル・エスピーエー	78.00%	78.00%
エネル・エネルジー・エスエー(Enel Energie SA)	ブカレスト	ルーマニア	140,000,000.00	ルーマニアレイ	取引 エネルX エンドユーザー市場 エネルX・ウェイ	エネル・エスピーエー	51.00%	51.00%
エネル・エナジー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Energy Australia (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	200,100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	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	100.00%	100.00%
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	100.00	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	200,000,000.00	米ドル	ファイナンス	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	1,478,810,371.00	ユーロ	ファイナンス	エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル エネル・エスピーエー	75.00% 25.00%	100.00%
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	100,000,000.00	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	50.06%	23.62%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%

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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー(Enel Generación Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	552,777,320,871.00	チリペソ	エネル・グリーン・パワー 火力発電 取引 エンドユーザー市場	エネル・チリ・エスエー	93.55%	60.74%
エネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー(Enel Generación Costanera SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	701,988,378.00	アルゼンチンペソ	火力発電	エネル・アルジェンティーナ・エスエー	75.68%	62.25%
エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー(Enel Generación El Chocón SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	18,321,776,559.00	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	8.67% 59.00%	54.07%
エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー(Enel Generación Perú Saa)	サンミゲル	ペルー	1,538,101,266.24	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー 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	83.60%	68.78%
エネル・ジェネラシオン・ピウラ・エスエー(Enel Generación Piura SA)	サンミゲル	ペルー	73,982,594.00	ペルーソル	火力発電 取引	エネル・ペルー・エスエーシー	96.50%	79.39%
エネル・ジェネラシオン・エスエーデ・シーヴイ(Enel Generación SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	7,100,100.00	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	100.00%	100.00%
エネル・ジオサーマル・エルエルシー(Enel Geothermal 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	100.00%	100.00%
エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエル(Enel Global Services Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	90,885,000.00	ユーロ	取引	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アルジェンティーナ・エスエー(Enel Green Power Argentina SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	463,577,761.00	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 エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.86% 0.00% 0.14%	82.27%
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	134,518,400.90	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%

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	134,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	134,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	134,638,500.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	134,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	134,511,000.90	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	134,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	134,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・09・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・パルティチパソエス・エスエー)(Enel Green Power Aroeira 09 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo Participações SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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(Enel Green Power Australia (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト(Enel Green Power Australia Trust)	シドニー	オーストラリア	100.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	3,554,607.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	42,890,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・ボルダークーム・ホールディング(ピーティーワイ)・エルティーディー(Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ボルダークーム・トラスト(Enel Green Power Bouldercombe Trust)	シドニー	オーストラリア	10.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ブレジョランディア・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Brejolândia Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ブンガラ・トラスト(Enel Green Power Bungala 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	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	100.00%	100.00%
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	270,114,539.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	64,339,835.85	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー 取引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	99.61% 0.15%	82.07%
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	85,681,857.00	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー(Enel Green Power Chile Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	842,121,530.67	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	99.99% 0.01%	64.93%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・コフナ・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	3,419,700.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・コフナ・トラスト(Enel Green Power Cohuna 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	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	87,784,899.00	ブラジルレアル	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・クリスタル・エオリカ・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	98.63% 0.00% 1.37%	82.27%
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	204,653,590.90	ブラジルレアル	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	99.90% 0.00%	82.27%

前へ　次へ

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	237,601,272.90	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	225,021,296.24	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	230,869,708.24	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	180,208,000.90	ブラジルレアル	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	99.94% 0.00%	82.22%
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 Participaçoes SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	83,709,003.00	ブラジルレアル	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	99.16% 0.84%	82.27%
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	284,062,483.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	93,068,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	31,105,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	105,864,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・イー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina E Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	105,936,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	61,617,590.35	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	100.00% 0.00%	82.27%
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	20,000.00	ユーロ	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・ドイス・リアチョス・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	83,347,009.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	250,000.00	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	100.00%	100.00%
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	22,860.00	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 エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.96% 0.04%	99.99%
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	1,000.00	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	1.00% 99.00%	100.00%
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	1,000.00	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	0.10% 99.90%	100.00%
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	97,191,530.00	ブラジルレアル	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 エネル・グリーン・パワー・エミリアーナ・エオリカ・エスエー	98.35% 1.65% 0.00%	82.27%
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	11,152.74	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100.00%	70.12%
エネル・グリーン・パワー・エスペランサ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Esperança Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	99,418,174.00	ブラジルレアル	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	99.89% 1.11%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・エスペランサ・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Esperança Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	264,141,174.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・フラット・ロックス・ワン・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Flat Rocks One Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・フラット・ロックス・ワン・ホールディング・トラスト(Enel Green Power Flat Rocks One Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	100.00%
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	183,315,219.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%

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	221,001,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	25,000.00	ユーロ	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ジルガール・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ガーガー・トラスト(Enel Green Power Girgarre Trust)	シドニー	オーストラリア	10.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	100.00%
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	10,000.00	ユーロ	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	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	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー(Enel Green Power Hellas SA)	マルーシ	ギリシャ	40,187,850.00	ユーロ	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー(Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	600,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー(Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	141,569,641.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ホリゾンテ・エムピー・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Horizonte MP Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	431,566,053.00	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	0.01% 99.99%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(Enel Green Power India Private Limited)	ニューデリー	インド	200,000,000.00	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	100.00%	100.00%

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	272,000,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー 取引	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	219,806,645.67	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 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	0.08% 99.92% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	227,810,333.00	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	0.00% 100.00%	82.27%
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	408,949,643.00	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	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ジョアナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Joana Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	90,259,530.00	ブラジルレアル	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	98.33% 1.67%	82.27%
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	100,000.00	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	99.00% 1.00%	100.00%
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	5,665,000,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%

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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・45・エスエー)(Enel Green Power Lagoa Participações SA (formerly Enel Green Power Projetos 45 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	90,722,530.00	ブラジルレアル	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	99.20% 0.80%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・マティンバ・エスアールエル(Enel Green Power Matimba Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	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	50.00%	50.00%
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	5,600,000.00	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	80.00%	80.00%
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	662,949,966.00	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	100.00% 0.00%	100.00%
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	70,842,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	63,742,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエルエーユー(Enel Green Power Morocco SARLAU)	カサブランカ	モロッコ	639,000,000.00	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	0.00% 100.00%	100.00%
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	248,138,287.11	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	206,050,114.05	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・III・パルティチパソエス・エスエー)(Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo III Participações SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・モーロ・ノルト・01・エスエー(Enel Green Power Morro Norte 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	25,600,100.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	10,000.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%

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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・パラナパネマ・エスエー(Enel Green Power Paranapanema SA)	ニテロイ	ブラジル	162,567,500.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	10,000.00	ユーロ	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	100.00%	100.00%
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	74,124,000.00	ブラジルレアル	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 エネル・グリーン・パワー・パウ・フェッロ・エオリカ・エスエー	97.92% 2.08% 0.00%	82.27%
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	119,319,527.57	ブラジルレアル	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	98.25% 1.75%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシー(Enel Green Power Perú SAC)	サンミゲル	ペルー	1,291,373,507.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	100.00% 0.00%	82.27%
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	95,674,900.00	ブラジルレアル	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	98.50% 1.50%	82.27%

前へ　次へ

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	1,000,000.00	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	100.00%	100.00%
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	15,000,000.00	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル(Enel Green Power Romania Srl)	ブカレスト	ルーマニア	2,430,631,000.00	ルーマニアレイ	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	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	100.00%	50.00%
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	120.00	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	100.00%	50.00%
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	60,500,000.00	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	1.00% 99.00%	100.00%
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	272,000,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・サルト・アピアカス・エスエー(旧名称：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 Salto Apiacás SA(formerly Enel Green Power Damascena Eólica SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	274,420,832.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	750,000.00	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	100.00%	100.00%
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	91,300,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーンーパワー・サン・シリオ・01・エスエー(Enel Green Power São Cirilo 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・01・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・10) (Enel Green Power São Gonçalo 01 SA (formerly Enel Green Power Projetos 10))	テレジーナ	ブラジル	74,960,396.92	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	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・02・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・11) (Enel Green Power São Gonçalo 02 SA (formerly Enel Green Power Projetos 11))	テレジーナ	ブラジル	82,268,018.57	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	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・07・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・42・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (formerly Enel Green Power Projetos 42 SA))	テレジーナ	ブラジル	114,522,004.82	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・08・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・43・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (formerly Enel Green Power Projetos 43 SA))	テレジーナ	ブラジル	109,281,818.16	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・10・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・15)(Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (formerly Enel Green Power Projetos 15))	テレジーナ	ブラジル	82,871,484.32	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・11・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・44・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 11 SA (formerly Enel Green Power Projetos 44 SA))	テレジーナ	ブラジル	114,475,154.82	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・12・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・22・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 12 SA (formerly Enel Green Power Projetos 22 SA))	テレジーナ	ブラジル	108,022,914.82	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%

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	147,279,287.77	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	120,057,468.67	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・17・エスエー(Enel Green Power Sao Goncalo 17 SA)	テレジーナ	ブラジル	122,007,042.67	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・18・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・13・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 18 SA(formerly Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA))	テレジーナ	ブラジル	120,981,744.40	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	122,467,788.77	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・21・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・16)(Enel Green Power São Gonçalo 21 SA(formerly Enel Green Power Projetos 16))	テレジーナ	ブラジル	89,994,200.26	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	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・22・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・30)(Enel Green Power São Gonçalo 22 SA(formerly Enel Green Power Projetos 30))	テレジーナ	ブラジル	89,787,960.25	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	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・3・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・12)(Enel Green Power São Gonçalo 3 SA(formerly Enel Green Power Projetos 12))	テレジーナ	ブラジル	75,324,686.12	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	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・4・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・13)(Enel Green Power São Gonçalo 4 SA(formerly Enel Green Power Projetos 13))	テレジーナ	ブラジル	82,925,257.61	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	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・5・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・14)(Enel Green Power São Gonçalo 5 SA(formerly Enel Green Power Projetos 14))	テレジーナ	ブラジル	82,230,525.15	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	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・6・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・19・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 6 SA(formerly Enel Green Power Projetos 19 SA))	テレジーナ	ブラジル	183,602,691.38	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 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	0.00% 100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ジュダス・エオリカ・エスエー(Enel Green Power São Judas Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	82,674,900.00	ブラジルレアル	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	98.26% 1.74%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・01・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・９・エスエー)(Enel Green Power São Micael 01 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 9 SA))	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	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	0.10% 99.90%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・02・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・13)(Enel Green Power São Micael 02 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 13))	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	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	0.10% 99.90%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・03・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・16・エスエー)(Enel Green Power São Micael 03 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 16 SA))	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	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	0.10% 99.90%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・04・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・20・エスエー)(Enel Green Power São Micael 04 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 20 SA))	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	15,000,000.00	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100.00%	100.00%
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	8,000,000.00	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	100.00%	100.00%
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	10,000.00	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	100.00%	100.00%
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	50,000.00	ユーロ	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	100.00%	100.00%
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	50,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

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	1,000.00	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	0.10% 99.90%	100.00%
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 Tacaico Eolica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	50,034,360.00	ブラジルレアル	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	97.87% 2.13%	82.27%
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	15,000,000.00	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100.00%	100.00%
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 Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi)	イスタンブール	トルコ	37,141,108.00	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ユービー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	75,000.00	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	100.00%	100.00%
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 Angela 1 SA)	テレジーナ	ブラジル	182,273,006.17	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・21)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 10 SA (formerly Enel Green Power Projetos 21))	テレジーナ	ブラジル	122,100,849.07	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・23)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 11 SA (formerly Enel Green Power Projetos 23))	テレジーナ	ブラジル	132,786,606.48	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・24)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 14 SA (formerly Enel Green Power Projetos 24))	テレジーナ	ブラジル	198,554,956.48	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・25)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 15 SA (formerly Enel Green Power Projetos 25))	テレジーナ	ブラジル	125,100,849.07	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・26)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 17 SA (formerly Enel Green Power Projetos 26))	テレジーナ	ブラジル	152,022,288.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・27)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 19 SA (formerly Enel Green Power Projetos 27))	テレジーナ	ブラジル	95,587,248.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%

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 Angela 2 SA)	テレジーナ	ブラジル	299,922,006.17	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・28)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA (formerly Enel Green Power Projetos 28))	テレジーナ	ブラジル	92,895,408.95	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・29) (Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA (formerly Enel Green Power Projetos 29))	テレジーナ	ブラジル	41,179,409.72	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・４)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA (formerly Enel Green Power Projetos 4))	テレジーナ	ブラジル	99,786,606.48	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・６)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA (formerly Enel Green Power Projetos 6))	テレジーナ	ブラジル	100,732,205.24	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・７)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA (formerly Enel Green Power Projetos 7))	テレジーナ	ブラジル	84,786,606.48	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・８)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA (formerly Enel Green Power Projetos 8))	テレジーナ	ブラジル	83,786,606.48	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・９)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA (formerly Enel Green Power Projetos 9))	テレジーナ	ブラジル	81,245,805.55	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・18)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA (formerly Enel Green Power Projetos 18))	テレジーナ	ブラジル	91,786,606.48	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・20)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA (formerly Enel Green Power Projetos 20))	テレジーナ	ブラジル	118,786,606.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%

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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・36)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 (formerly Enel Green Power Projetos 36))	テレジーナ	ブラジル	94,727,364.09	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・17・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA (formerly Enel Green Power Projetos 17 SA))	テレジーナ	ブラジル	77,496,725.02	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・38・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA (formerly Enel Green Power Projetos 38 SA))	テレジーナ	ブラジル	89,917,563.24	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・47・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA (formerly Enel Green Power Projetos 47 SA))	テレジーナ	ブラジル	86,496,703.24	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・34・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA (formerly Enel Green Power Projetos 34 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	173,154,500.67	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・フォンテ・ドス・ヴェントス・1・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA (formerly Enel Green Power Fonte dos Ventos 1 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・33・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 (formerly Enel Green Power Projetos 33 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	221,832,010.12	ブラジルレアル	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	100.00 0.00%	82.27%
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	292,888,027.82	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・35・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA (formerly Enel Green Power Projetos 35 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	252,240,012.65	ブラジルレアル	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	100.00 0.00%	82.27%

前へ　次へ

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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・31・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 (formerly Enel Green Power Projetos 31 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	252,240,012.65	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・37・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA(formerly Enel Green Power Projetos 37 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	276,814,829.93	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・39・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA (formerly Enel Green Power Projetos 39 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	274,625,153.91	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・40・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA (formerly Enel Green Power Projetos 40 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	171,324,007.59	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・41・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (formerly Enel Green Power Projetos 41 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	344,251,125.91	ブラジルレアル	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 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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・41・エスエー)	100.00% 0.00% 0.00%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・ラジェド・アルト・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA (formerly Enel Green Power Lagedo Alto SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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・バルティチパソエス・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・クマル・06・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA (formerly Enel Green Power Cumaru 06 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	383,436,550.79	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%

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	369,758,650.79	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	112,576,700.90	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	379,980,530.79	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	212,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	112,501,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
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	112,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	337,473,758.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	318,740,450.79	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	112,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	353,284,550.79	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	298,952,100.79	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	332,473,758.81	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	112,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	112,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	112,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
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	112,501,000.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%

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	25,000.00	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	100.00%	100.00%
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	ベトナム	2,431,933.00	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	100.00%	100.00%
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	1,200,000.00	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	51.00%	51.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴォルタ・グランデ・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・Ｉ・エスエー)(Enel Green Power Volta Grande SA (formerly Enel Green Power Projetos I SA))	ニテロイ	ブラジル	565,756,528.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー 取引	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	15,000.00	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	1.00% 99.00%	100.00%
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	77,939,980.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	6,986,993.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ゼウス・エスユーエル・２・エスエー(Enel Green Power Zeus Sul 2 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリッド・エスアールエル(Enel Grids Srl)	ローマ	イタリア	10,100,000.00	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	67,208,000.00	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	0.00% 100.00%	47.18%
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	10,000.00	ユーロ	ファイナンス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	336,142,500.00	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	100.00%	100.00%
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	1,100,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・インシュランス・エヌヴイ(Enel Insurance NV)	アムステルダム	オランダ	60,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	1,000,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・イタリア・エスピーエー(Enel Italia SpA)	ローマ	イタリア	100,000,000.00	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	100.00%	100.00%

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	100.00%	100.00%
エネル・カンザス・エルエルシー(エネル・カンザス・エルエルシー)	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1,000,000.00	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	50.00	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	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	100.00%	100.00%
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	3,001.00	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	0.03% 99.97%	47.19%
エネル・ペルー・エスエーシー(Enel Perú SAC)	サンミゲル	ペルー	5,361,789,105.00	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	100.00%	82.27%
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	1,800,000,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー 火力発電 取引	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	10,100.00	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	0.99% 99.01%	47.19%
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	100.00	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	99.00% 1.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
エネル・ルーマニア・エスエー(Enel Romania SA)	ブフテア	ルーマニア	200,000.00	ルーマニアレイ	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	100.00%	100.00%
エネル・ソルト・ウェルズ・エルエルシー(Enel Salt Wells LLC)	ファロン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・サウジアラビア・リミテッド(Enel Saudi Arabia Limited)	アルコバール	サウジアラビア	1,000,000.00	サウジリヤル	エネル・グリッド	イー・ディストリビュツィオーネ・エスピーエー	60.00%	60.00%

エネル・セルヴィッシ・コミューネ・エスエー(Enel Servicii Comune SA)	ブカレスト	ルーマニア	33,000,000.00	ルーマニアレイ	サービス	イー・ディストリビューティ・バナト・エスエー イー・ディストリビューティ・ドブロジャ・エスエー	50.00% 50.00%	51.00%
エネル・ソール・エスアールエル(Enel Sole Srl)	ローマ	イタリア	4,600,000.00	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
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 Soluçoes Energéticas Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	42,863,000.00	ブラジルレアル	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 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	100.00% 0.00% 0.00%	82.27%
エネル・スティルウォーター・エルエルシー(Enel Stillwater 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・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・サプライズ・ヴァレー・エルエルシー(Enel Surprise Valley 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	100.00%	100.00%
エネル・テクスカン・インク(Enel Texkan Inc.)	ウィルミントン	米国	100.00	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	100.00%	100.00%
エネル・トレード・エナジー・エスアールエル(Enel Trade Energy Srl)	ブカレスト	ルーマニア	2,437,050.00	ルーマニアレイ	取引	エネル・ルーマニア・エスエー	100.00%	100.00%
エネル・トレード・セルビア・ディーオーオー・ベオグラード(清算中)(Enel Trade Serbia doo Beograd in liquidation)	ベオグラード	セルビア	300,000.00	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	100.00%	100.00%
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	14,011,100.00	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	55.00% 45.00%	82.26%
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	5,280,312.00	ブラジルレアル	取引	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	10,000,000.00	米ドル	取引	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	20,000.00	ウルグアイペソ	取引 エネルX エネルX・ウェイ	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	45,000,000.00	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	100.00%	100.00%
エネル・ウィンド・プロジェクト(アンバーイー)プライベート・リミテッド(Enel Wind Project (Amberi) Private Limited)	ニューデリー	インド	5,000,000.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	502.00	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	100.00%	100.00%
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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

エネルX・アレシボ・エルエルシー(Enel X Arecibo LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・ピーアール・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	127,800,000.00	アルゼンチンペソ	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・アスプテック・アベニュー・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Asputeck Ave. Project LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	28,424,578.00	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	100.00%	100.00%
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	7,209,880.00	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	100.00%	100.00%
エネルX・バッテリー・ストレージ・リミテッド・パートナーシップ(Enel X Battery Storage Limited Partnership)	オークビル	カナダ	10,000.00	カナダドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・カナダ・ホールディング・インク エネルX・カナダ・エルティーディー	0.01% 99.99%	100.00%
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	5,538,403.00	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド エナノック・ユーケー・II・リミテッド	0.00% 100.00%	100.00%
エネルX・ブラジル・エスエー(Enel X Brasil SA)	ニテロイ	ブラジル	471,725,892.00	ブラジルレアル	エネルX	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネルX・カナダ・ホールディング・インク(Enel X Canada Holding Inc.)	オークビル	カナダ	1,000.00	カナダドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・カナダ・エルティーディー	100.00%	100.00%
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	1,000.00	カナダドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	3,341,831,929.00	チリペソ	エネルX エネルX・ウェイ	エネル・チリ・エスエー	100.00%	64.93%
エネルX・カレージ・アベニュー・プロジェクト・エルエルシー(Enel X College Ave. Project LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	50,368,000.00	コロンビアペソ	エネルX	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100.00%	47.18%
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	5,000.00	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー(Enel X Finance Partner LLC)	ボストン	米国	100.00	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・ファイナンシャル・サービシズ・エスアールエル(Enel X Financial Services Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100.00%	50.00%
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	25,000.00	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	100.00%	100.00%
エネルX・ヘイデン・ロー・ストリート・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Hayden Rowe St. Project LLC)	ボストン	米国	100.00	米ドル	エネルX	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	10,841.00	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	100.00%	100.00%

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	200,000.00	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルX・ジャパン・ケーケー(Enel X Japan KK)	東京	日本	1,030,000,000.00	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	100.00%	100.00%
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	8,472,600,000.00	ウォン	エネルX	エネルX・コレア・リミテッド	80.00%	80.00%
エネルX・コレア・リミテッド(Enel X Korea Limited)	ソウル	大韓民国	11,800,000,000.00	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	100.00%	100.00%
エネルX・ラス・ピエドラス・エルエルシー(Enel X Las Piedras LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・ピーアール・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー(Enel X MA Holdings LLC)	ボストン	米国	100.00	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・エムエー・ピーヴイ・ポートフォリオ・1・エルエルシー(Enel X MA PV Portfolio 1 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・エムエー・ピーヴイ・ポートフォリオ・2・エルエルシー(Enel X MA PV Portfolio 2 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・プロジェクト・エムピー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・エムエー・ピーヴイ・ポートフォリオ・3・エルエルシー(Enel X MA PV Portfolio 3 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	39,921,546.00	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	0.00% 100.00%	100.00%
エネルX・モビリティ・エスアールエル(Enel X Mobility Srl)	ローマ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネルX エネルX・ウェイ	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルX・モリッセイ・ブールバード・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Morrissey Blvd. Project LLC)	ボストン	米国	100.00	米ドル	エネルX	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	313,606.00	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・ノルウェー・エーエス(Enel X Norway AS)	ポルスグルン	ノルウェー	11,000,000.00	ノルウェークローネ	エネルX・ウェイ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ペルー・エスエーシー(Enel X Perú SAC)	サンミゲル	ペルー	12,005,000.00	ペルーソル	エネルX エネルX・ウェイ	エネル・ペルー・エスエーシー	100.00%	82.27%
エネルX・ポルスカ・エスピー・ゼットオーオー(Enel X Polska Sp. zo.o.)	ワルシャワ	ポーランド	12,275,150.00	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	100.00%	100.00%
エネルX・ピーアール・ホールディングス・エルエルシー(Enel X Pr Holdings LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・プロジェクト・エムピー・ホールディングス・エルエルシー(Enel X Project MP Holdings LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・プロジェクト・エムピー・スポンサー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・プロジェクト・エムピー・スポンサー・エルエルシー(Enel X Project MP Sponsor LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

前へ　次へ

エネルX・ルーマニア・エスアールエル(Enel X Romania Srl)	ブカレスト	ルーマニア	7,044,450.00	ルーマニアレイ	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・エスアールエル	99.97% 0.03%	100.00%
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	8,000,000.00	ロシアルーブル	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	99.00%	99.00%
エネルX・エスアールエル(Enel X Srl)	ローマ	イタリア	1,050,000.00	ユーロ	エネルX	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
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)	ムンバイシティ	インド	45,000.00	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	100.00% 0.00%	100.00%
エネルX・シンガポール・ピーティーワイ・エルティーディー(Enel X Singapore Pte Ltd)	シンガポール	シンガポール	1,212,000.00	シンガポールドル	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	76,100,000.00	台湾ドル	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100.00%	100.00%
エネルX・ユーケー・リミテッド(Enel X UK Limited)	ロンドン	英国	32,628.00	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	100.00%	100.00%
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	3,500,000.00	米ドル	エネルX・ウェイ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	3,045,337.00	ブラジルレアル	エネルX・ウェイ	エネル・ブラジル・エスエー エネルX・ウェイ・エスアールエル	20.00% 80.00%	96.45%
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	エネルX・ウェイ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	11,229,030,071.00	チリペソ	エネルX・ウェイ	エネル・チリ・エスエー エネルX・ウェイ・エスアールエル	49.00% 51.00%	82.81%
エネルX・ウェイ・フランス・エスエーエス(Enel X Way France SAS)	パリ	フランス	2,901,000.00	ユーロ	エネルX・ウェイ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	25,000.00	ユーロ	エネルX・ウェイ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・イタリア・エスアールエル(Enel X Way Italia Srl)	ローマ	イタリア	5,000,000.00	ユーロ	エネルX・ウェイ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	0.10	米ドル	エネルX・ウェイ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・ペルー・エスエーシー(Enel X Way Perú SAC)	リマ	ペルー	1,561,900.00	ペルーソル	エネルX・ウェイ	エネル・ペルー・エスエーシー エネルX・ウェイ・エスアールエル	20.00% 80.00%	96.45%
エネルX・ウェイ・ルーマニア・エスアールエル(Enel X Way Romania Srl)	ブカレスト	ルーマニア	12,778,740.00	ルーマニアレイ	エネルX・ウェイ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・エスアールエル(Enel X Way Srl)	ローマ	イタリア	6,026,000.00	ユーロ	エネルX・ウェイ	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・スウェーデン・エーピー(Enel X Way Sweden AB)	ストックホルム	スウェーデン	50,000.00	スウェーデンクローナ	エネルX・ウェイ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・ユーケー・リミテッド(Enel X Way UK Limited)	ロンドン	英国	1.00	英国ポンド	エネルX・ウェイ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
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・ウェイ	エネルX・ウェイ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・ウッド・ストリート・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Wood St. Project LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX・ウェイ	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・ウッドランド・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Woodland Solar Project LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%

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	5,000,000.00	サウジリヤル	サービス	エネルパワー・エスアールエル	51.00%	51.00%
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	5,689,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネルパワー・エスアールエル(Enelpower Srl)	ミラノ	イタリア	2,000,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルジェティカ・モンゾン・エスエーシー(Energética Monzón SAC)	サンミゲル	ペルー	6,463,000.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシー エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネルジア・ベース・ナチュラル・エスエルユー(Energía Base Natural SLU)	バレンシア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	65,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンプレサ・デ・アリュンブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エスエー	100.00%	67.61%
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	3,576.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
エネルジア・エオリカ・ガレルナ・エスエルユー(Energía Eólica Galerna SLU)	マドリード	スペイン	3,413.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
エネルジア・エオリカ・グレガル・エスエルユー(Energía Eólica Gregal SLU)	マドリード	スペイン	3,250.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
エネルジア・グローバル・デ・メキシコ(エネルメクス)エスエー・デ・シーヴイ(Energía Global de México (Enermex) SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	50,000.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	99.00%	99.00%
エネルジア・グローバル・オペラシオネス・エスアールエル(Energía Global Operaciones Srl)	サンホセ	コスタリカ	10,000.00	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	100.00%	47.18%
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	33,452,769.00	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	60.80%	20.00%
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	673,583,489.00	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	60.80%	20.00%
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	2,953,980.00	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	0.01% 99.99%	100.00%
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	2,404,240,000.00	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	25.00%	16.23%
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	9,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	2,000,000.00	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	100.00%	70.12%

エネルジア・イ・ナチュラレザ・エスエルユー(Energía y Naturaleza SLU)	バレンシア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー(Energía y Servicios South America SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	12,120,575.70	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	100.00%	82.27%
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	546,919.10	ユーロ	エネル・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	54.95%	38.53%
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	3,200,000.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー	100.00%	70.12%
エネルジアス・デ・グラウス・エスエル(Energías de Graus SL)	バルセロナ	スペイン	1,298,160.00	ユーロ	エネル・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	66.67%	46.75%
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	270,450.00	ユーロ	エネル・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	97.00%	68.01%
エネルジアス・エスペシアレス・デ・ペナ・アルマダ・エスエーユー(Energías Especiales de Peña Armada SAU)	マドリード	スペイン	963,300.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	9,210,840.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	1,635,000.00	ユーロ	エネル・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	50.00%	35.06%
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	7,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンヴァシオス・プロモシオン・Ⅰ・エスエルユー エンヴァシオス・プロモシオン・Ⅱ・エスエルユー エンヴァシオス・プロモシオン・Ⅲ・エスエルユー	6.25% 6.25% 6.25%	13.15%
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	656,615,400.00	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	99.00% 1.00%	100.00%
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト・エスエー(Energie Electrique de Tahaddart SA)	タンジェ	モロッコ	306,160,000.00	モロッコディルハム	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	32.00%	22.44%
エネルゴ・ソネ・エスアールエル(Energo Sonne Srl)	ブカレスト	ルーマニア	31,520.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルゴテル・エーエス(Energotel AS)	ブラチスラヴァ	スロバキア	2,191,200.00	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	20.00%	6.60%
エナジー・ハイドロ・ピアヴェ・エスアールエル(清算中)(ENergy Hydro Piave Srl (in liquidation))	ベルーノ	イタリア	800,000.00	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	100.00%	100.00%
エナジー・ポディウム・プライベート・カンパニー(Energy Podium Private Company)	カテリーニ、ピエリア	ギリシャ	4,001.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.02%	0.02%
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	35,128,517.00	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	100.00%	100.00%
エナノック・ゲーエムベーハー(EnerNOC GmbH)	ミュンヘン	ドイツ	25,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

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	10,589.00	ユーロ	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100.00%	100.00%
エナノック・ユーケー・II・リミテッド(EnerNOC UK II Limited)	ロンドン	英国	21,000.00	英国ポンド	エネルX	エネルX・ユーケー・リミテッド	100.00%	100.00%
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	3,000.00	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	100.00%	70.12%
エンテック(チャイナ)インフォメーション・テクノロジー・シーオー・エルティーディー(Entech (China) Information Technology Co. Ltd)	深圳	中国	140,000.00	米ドル	エネルX	エナノック・ユーケー・II・リミテッド	50.00%	50.00%
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	1,500.00	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エンヴァシオス・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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
エンヴァシオス・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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
エンヴァシオス・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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
エンヴァシオス・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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,561,342.50	ユーロ	エネル・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	50.50%	35.41%
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	1,877,201.54	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	56.98% 39.50%	96.48%
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	240,400.00	ユーロ	エネル・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	80.00%	56.09%
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	216,360.00	ユーロ	エネル・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	55.00%	38.56%
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	-	ユーロ	エネル・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	40.00%	28.05%
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	480,930.00	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	50.00%	35.06%
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	1,758,000.00	ユーロ	エネル・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	40.00%	28.05%
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	420,708.40	ユーロ	エネル・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	50.00%	35.06%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	60.00%	42.07%
エンプレサ・エネルジア・エスエー(Epresa Energía SA)	カディス	スペイン	2,500,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・レッド・エスエーユー	50.00%	35.06%
エルミス・2・エナジアキ・プライベート・カンパニー(Ermis 2 Energeiaki Private Company)	グレヴェナ	ギリシャ	1,002.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.10%	0.10%

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	2,500.00	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	100.00% 100.00%
イー・ソーラー・エスアールエル(E-Solar Srl)	ローマ	イタリア	2,500.00	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	100.00% 100.00%
エッサウイラ・ウィンド・ファーム(Essaouira Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	300,000.00	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	70.00% 35.00%
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	40,050,000.00	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	2.38% 2.38%
エヴァキュアシオン・カルモナ・400-220・ケーヴィ・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	10,003.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンヴァシオス・プロモシオン・Ⅰ・エスエルユー エンヴァシオス・プロモシオン・Ⅱ・エスエルユー エンヴァシオス・プロモシオン・Ⅲ・エスエルユー	3.13% 6.58% 3.13% 3.13%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
エウィヴァ・エスアールエル(Ewiva Srl)	ミラノ	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	エネルＸ・ウェイ	エネルＸ・ウェイ・エスアールエル	50.00% 50.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
エクスプローラー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Explorer Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
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	3,505,000.00	ユーロ	エネル・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	70.00% 49.08%
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	3,230,000.00	ユーロ	エネル・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	73.60% 51.61%
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	100,000.00	ユーロ	エネル・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	51.00% 35.76%
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	5,488,500.00	ユーロ	エネル・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	65.00% 45.58%
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	8,046,800.00	ユーロ	エネル・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	90.00% 63.11%
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	4,200,000.00	ユーロ	エネル・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	90.00% 63.11%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00% 100.00%
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	1.00	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	100.00% 100.00%

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	2,362,045.90	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	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	100.00%	100.00%
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	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	10,000.00	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	100.00%	100.00%
フィンセック・ラブ・エルティーディー(Finsec Lab Ltd)	テルアビブ	イスラエル	100.00	イスラエルシェケル	エネルX	エネルX・エスアールエル	30.00%	30.00%
フラッグペイ・エスアールエル(Flagpay Srl)	ミラノ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネルX	ペイティッパー・エスピーエー	100.00%	50.00%
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	1.00	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.	100.00%	100.00%
フラット・ロックス・ガーガー・コフナ・フィンコ（ピーティーワイ）エルティーディー(Flat Rocks Girgarre Cohuna Finco (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	120.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コフナ・ソーラー・ファーム・トラスト フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ファーム・トラスト ガーガー・ソーラー・ファーム・トラスト	33.33% 33.33% 33.33%	100.00%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ファーム(ピーティーワイ)エルティーディー(Flat Rocks One Wind Farm (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・フラット・ロックス・ワン・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ファーム・トラスト(Flat Rocks One Wind Farm Trust)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・フラット・ロックス・ワン・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	51.00%	51.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
フォンチボン・ゼットイー・エスエーエス(Fontibón ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	392,420,000.00	コロンビアペソ	エネルX	ボゴタ・ゼットイー・エスエーエス	100.00%	47.18%
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	577,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%

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	1.00	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.	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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)	100.00%	100.00%
フロント・マリティム・デル・ベソス・エスエル(Front Marítim del Besòs SL)	バルセロナ	スペイン	9,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	61.37%	43.03%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	75,800.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	22,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	23,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	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	100.00%	100.00%
ファンダメンタル・レコグナイズド・システム・エスエルユー(Fundamental Recognized Systems SLU)	アンドラ	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

前へ　次へ

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	100.00	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	55.00%	27.50%
ガス・イ・エレクトリシダッド・ジェネラシオン・エスエーユー(Gas y Electricidad Generación SAU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	213,775,700.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100.00%	70.12%
ゴーリー・ハイドロ・エルエルシー(Gauley Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ジーアールピーピー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
ジェネラドラ・デ・オクシデンテ・エルティーディーエー(Generadora de Occidente Ltda)	グアテマラシティ	グアテマラ	16,262,000.00	グアテマラゲツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・グアテマラ・エスエー	99.00% 1.00%	47.18%
ジェネラドラ・エオリカ・アルト・パコラ・エスアールエル(Generadora Eólica Alto Pacora Srl)	パナマシティ	パナマ	10,100.00	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	0.99% 99.01%	47.19%
ジェネラドラ・モンテクリスト・エスエー(Generadora Montecristo SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	3,820,000.00	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	100.00% 0.00%	47.18%
ジェネラドラ・ソーラー・オーストラル・エスエー(Generadora Solar Austral SA)	チリキ	パナマ	10,000.00	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	100.00%	47.19%
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	10,000.00	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	100.00%	47.19%
ジェネラドラ・ソーラー・エル・プエルト・エスエー(Generadora Solar El Puerto SA)	チリキ	パナマ	10,000.00	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	100.00%	47.19%
ジェネラドラ・ソーラー・トレ・エスアールエル(Generadora Solar Tolé Srl)	パナマシティ	パナマ	10,100.00	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	0.99% 99.01%	47.19%
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	326,577,419,702.00	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	84.59%	54.92%
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	1,000.00	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	60.00%	60.00%
ガーガー・ソーラー・ファーム(ピーティーワイ)エルティーディー(Girgarre Solar Farm (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	エネル・グリーン・パワー・ガーガー・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
ガーガー・ソーラー・ファーム・トラスト(Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	10.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ガーガー・トラスト	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	4,042,375.00	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	4.68%	4.68%
グローバイト・エスエー(Globyte SA)	サンホセ	コスタリカ	900,000.00	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	10.00%	4.72%
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	1.00	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	100.00%	100.00%

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	3,026,160.00	米ドル	取引	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	33.33%	20.25%
グッドウェル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Goodwell Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	10.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	30,936,736.00	ユーロ	火力発電	ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリア・ジェネラシオン・エスエーユー	23.21%	16.28%
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	100.00%	100.00%
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	3,000.00	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	100.00%	50.00%
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	100,000.00	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	100.00%	50.00%
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	2,010,000.00	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	0.00% 100.00%	50.00%
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	7,500,000.00	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・グリッド・エスアールエル	50.00%	50.00%
グリッドパーティス・エルエルシー(Gridspertise LLC)	ドーヴァー	米国	160,000.00	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	100.00%	50.00%
ジーアールピーピー・ホールディングス・エルエルシー(GRPP Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	2.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー	50.00%	50.00%
ガダランケ・ソーラー・４・エスエル(Guadarranque Solar 4 SL)	セビリア	スペイン	3,006.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・II・エスエーユー	100.00%	70.12%
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	1,000,000.00	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	100.00%	47.18%
ギール・ウィンド・ファーム(Guir Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	10,000.00	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エーユー ミセス・リベロス・ペレス・ポーラ・クリスティーナ	99.00% 1.00%	99.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
ジーヴイ・エネルジー・リジェネラビリ・イタルロ・エスアールエル(GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl)	ブカレスト	ルーマニア	1,145,400.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00% 0.00%	100.00%
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	51.00%	51.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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)	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	100.00%	100.00%

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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	74.13%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	126,210.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー	100.00%	70.12%
ハイドロエレクトリカ・デ・オウロル・エスエル(Hidroeléctrica de Ourol SL)	ルゴ	スペイン	1,608,200.00	ユーロ	エネル・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	30.00%	21.04%
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)	コリナ	メキシコ	30,890,736.00	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	99.99%	99.99%
ハイドロフラミセル・エスエル(Hidroflamicell SL)	バルセロナ	スペイン	78,120.00	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	75.00%	52.59%
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	55,312,093.00	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	41.94% 54.76%	79.55%
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	6,303,000.00	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	50.00%	32.46%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
ハイ・ストリート・コーポレーション(ピーティーワイ)エルティーディー(High Street Corporation (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	2.00	豪ドル	エネルX	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ヒスパーノ・ジェネラシオン・デ・エネルジア・ソーラー・エスエル(Hispano Generación de Energía Solar SL)	ヘレス・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	3,500.00	ユーロ	エネル・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	51.00%	35.76%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%

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	51.00%	51.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	12,668,015.70	中国人民元	エネルX	ハブジェクト・ゲーエムベーハー	100.00%	12.50%
ハブジェクト・ゲーエムベーハー(Hubject GmbH)	ベルリン	ドイツ	65,943.00	ユーロ	エネルX	エネルX・ウェイ・エスアールエル	12.50%	12.50%
ハブジェクト・インク(Hubject Inc.)	サンタモニカ	米国	100,000.00	米ドル	エネルX	ハブジェクト・ゲーエムベーハー	100.00%	12.50%
アイシーイー・トゥデラ・エスエル(ICE Tudela SL)	ポスエロ・デ・アラルコン	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・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	5.12%	3.59%
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	100.00%	100.00%
イドロスシシリア・エスピーエー(Idrosicilia SpA)	ミラノ	イタリア	22,520,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	1.00%	1.00%
アイエフエックス・ネットワークス・アルジェンティーナ・エスアールエル(IFX Networks Argentina Srl)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,260,551.00	アルゼンチンペソ	エネルX	アイエフエックス／エニ－エスピーシー・Ⅴ・インク マイノリティ・ストック・ホールディング・コープ	99.85% 0.15%	19.50%
アイエフエックス・ネットワークス・コロンビア・エスエーエス(IFX Networks Colombia SAS)	ボゴタ	コロンビア	18,951,211,000.00	コロンビアペソ	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・パナマ・エスエー アイエフエックス／エニ－エスピーシー・Ⅲ・インク リヴィスター・ラタム・エスエルユー	48.43% 34.60% 16.97%	19.50%
アイエフエックス・ネットワークス・エルエルシー(IFX Networks LLC)	ウィルミントン	米国	80,848,653.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	19.50%
アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー(IFX Networks Ltd)	トルトラ	ヴァージン諸島	50,001.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルエルシー	100.00%	19.50%
アイエフエックス・ネットワークス・パナマ・エスエー(IFX Networks Panama SA)	パナマシティ	パナマ	26,460.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス／エニ－エスピーシー・パナマ・インク リヴィスター・ラタム・エスエルユー	79.37% 20.63%	19.50%
アイエフエックス／エニ－エスピーシー・Ⅲ・インク(IFX/Eni - SPC Ⅲ Inc.)	トルトラ	ヴァージン諸島	100.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	19.50%
アイエフエックス／エニ－エスピーシー・Ⅳ・インク(IFX/Eni - SPC Ⅳ Inc.)	トルトラ	ヴァージン諸島	100.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	19.50%
アイエフエックス／エニ－エスピーシー・パナマ・インク(IFX/Eni - SPC Panama Inc.)	トルトラ	ヴァージン諸島	100.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	19.50%
アイエフエックス／エニ－エスピーシー・Ⅴ・インク(IFX/Eni - SPC Ⅴ Inc.)	トルトラ	ヴァージン諸島	100.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	19.50%

アイアイケー・エネルジア・デ・ドセムル・エスエー・デ・シーヴィ(IIK Energía de Dzemul SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	6,479,172.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴィ	0.00% 100.00%	100.00%
アイアイケー・エネルジア・デ・テルチャック・エスエー・デ・シーヴィ(IIK Energía de Telchac SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	-	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴィ	0.00% 100.00%	100.00%
インフラストラクチュラ・デ・エヴァキュアシオン・ペニャフロー・220・ケーヴィ・エスエル(Infraestructura de Evacuación Peñaflor 220 kV SL)	マドリード	スペイン	3,500.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	41.14%	28.85%
インフラストラクチュラ・プエルト・サンタ・マリア・220・エスエル(Infraestructuras Puerto Santa María 220 SL)	マドリード	スペイン	3,000.00	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	50.00% 50.00%	70.12%
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	12,000.00	ユーロ	エネル・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	30.80%	21.60%
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	90,000.00	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	6.41% 6.41% 6.41%	13.48%
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	84,141.68	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	14.29%	10.02%
インスペクトレス・イ・コンサルトレス・イベルカル・エスエルユー(Inspectores y Consultores Ibercal SLU)	ビスカヤ	スペイン	3,100.00	ユーロ	火力発電	テクナトム・エスエー	100.00%	31.56%
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	11,026.00	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	7.94% 7.94% 7.94%	16.69%
インターナショナル・マルチメディア・ユニバーシティ・エスアールエル(清算中)(International Multimedia University Srl)(in bankruptcy)	-	イタリア	24,000.00	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	13.04%	13.04%
インヴェルソラ・ドック・スード・エスエー(Inversora Dock Sud SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	828,941,660.00	アルゼンチンペソ	サービス	エネル・アメリカス・エスエー	57.14%	47.01%
イプソマタ・ディーピージーユー・プライベート・カンパニー(Ipsomata DPGU Private Company)	イラクリオン、クレタ島	ギリシャ	5,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.02%	0.02%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	16,474,475.77	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%

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	1,000.00	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	100.00%	100.00%
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	51.00%	51.00%
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	4,107,097.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ハグイト・ソーラー・10・エムダブリュー・エスエー(Jaguito Solar 10 MW SA)	パナマシティ	パナマ	10,000.00	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	100.00%	47.19%
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	51.00%	51.00%
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	51.00%	51.00%
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(ティーイー)	イタリア	100.00	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100.00%	50.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	12,100,000.00	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	100.00%	100.00%
カーバ・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Khaba Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	18,100,000.00	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	100.00%	100.00%
キドラート・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Khidrat Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	78,100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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)	100.00%	100.00%
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	100.00	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・リノバビル・エスエー・デ・シーヴイ	99.00% 1.00%	100.00%
キノ・ファシリティーズ・マネージャー・エスエー・デ・シーヴイ(Kino Facilities Manager SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,933,340.00	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・リノバビル・エスエー・デ・アールエル・デ・シーヴイ	100.00% 0.00%	100.00%
コッキナリ・ディーピージーユー・プライベート・カンパニー(Kokkinari DPGU Private Company)	イラクリオン、クレタ島	ギリシャ	15,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.01%	0.01%
コングル・エネルジー・サナイ・ヴェ・ティカレット・アノニム・シルケティ(Kongul Enerjí Sanayí Ve Tícaret Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	14,537,500.00	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%

コポリー・ダブリューピーエス・エルエルシー(Koporie WPS LLC)	レニングラード州	ロシア連邦	21,000,000.00	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	100.00%	100.00%
コリア・ライン・コーポレーション(Korea Line Corporation)	ソウル	大韓民国	122,132,520,000.00	ウォン	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	0.25%	0.25%
クコス・エナジー・プライベート・カンパニー(Koukos Energy Private Company)	アテネ	ギリシャ	4,002.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.05%	0.05%
クロムスクレーダー・エスエー(Kromschroeder SA)	バルセロナ	スペイン	627,126.00	ユーロ	サービス	エンデサ・メディオス・イ・システマス・エスエルユー	29.26%	20.52%
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	100.00%	74.13%
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	100.00%	74.13%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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(Latamsolar Energías Renovables SAS)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000.00	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	100.00%	47.18%
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(Latamsolar Fotovoltaica Fundación SAS)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000.00	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	100.00%	47.18%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
ラヴァ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Lava Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	74.13%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	0.10% 99.90%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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)	100.00%	100.00%

前へ　次へ

リビアン・イタリアン・ジョイント・カンパニーーアジエンダ・リビコーイタリアーナ(エーエルアイ)(Libian Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I.))	トリポリ	リビア	1,350,000.00	ユーロ	サービス	エネルパワー・エスアールエル	0.33%	0.33%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	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	100.00%	100.00%
リンダル・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Lindahl Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リンダル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Lindahl Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	リンダル・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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)	100.00%	100.00%
リヴィスター・チリ・エスピーエー(Livister Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	11,843,107,407.00	チリペソ	エネルX	リヴィスター・ラタム・エスエルユー	100.00%	19.50%
リヴィスター・ラタム・エスエルユー(Livister Latam SLU)	マドリード	スペイン	2,442,066.00	ユーロ	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	19.50%
リャノ・サンチェス・ソーラー・パワー・ワン・エスアールエル(Llano Sánchez Solar Power One Srl)	パナマシティ	パナマ	10,020.00	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	0.20% 99.80%	47.19%
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	10.00%	10.00%
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	10.00%	10.00%
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	1,099,775.00	ユーロ	エネル・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	35.29%	24.74%
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	100.00%	100.00%
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	4,062,085.00	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51.00%	41.96%
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	21,027,600.00	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51.00%	41.96%

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	21,114,200.00	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51.00%	41.96%
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	24,338,000.00	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51.00%	41.96%
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	20,850,000.00	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	100.00%	100.00%
マラスピナ・エナジー・エスシーエーアールエル(清算中)(Malaspina Energy Scarl in liquidation)	ベルガモ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	100,000.00	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	100.00%	100.00%
メイプル・カナダ・ソリューションズ・ホールディングス・エルティーディー(Maple Canada Solutions Holdings Ltd)	-	カナダ	-	カナダドル	エネルX	エネルX・カナダ・エルティーディー	20.00%	20.00%
メイプル・エナジー・ソリューションズ・エルピー(Maple Energy Solutions LP)	-	カナダ	-	カナダドル	エネルX	エネルX・カナダ・ホールディング・インク	20.00%	20.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
マルテ・エスアールエル(Marte Srl)	ローマ	イタリア	6,100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	61,872,926.00	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 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	99.99% 0.01%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	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	100.00%	100.00%
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	10,000.00	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	100.00%	100.00%
エムシー・ソーラー・I・エルエルシー(MC Solar I 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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
メディダス・アンビエンタレス・エスエル(Medidas Ambientales SL)	プルゴス	スペイン	60,100.00	ユーロ	火力発電	テクナトム・エスエー	50.00%	15.78%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	51.00%	51.00%

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	181,728,901.00	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	99.99%	99.99%
ミブガス・エスエー (Mibgas SA)	マドリード	スペイン	3,000,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	1.35%	0.95%
ミデル・ウィンド・ファーム・エスエー(Midelt Wind Farm SA)	カサブランカ	モロッコ	145,000,000.00	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	70.00%	35.00%
ミングラニージャ・レノバブルズ・400・ケーヴィ・エーアイイー(Minglanilla Renovables 400 kV AIE)	バレンシア	スペイン	-	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネルジア・ペース・ナチュラル・エスエルユー エネルジア・エオリカ・アブレゴ・エスエルユー エネルジア・エオリカ・ガレルナ・エスエルユー エネルジア・エオリカ・グレガル・エスエルユー エネルジア・イ・ナチュラレザ・エスエルユー	4.79% 7.98% 9.31% 9.31% 4.79%	25.36%
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	3,346,993.04	ユーロ	エネル・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	5.39%	3.78%
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)	サラゴサ	スペイン	1,202,000.00	ユーロ	エネル・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	15.00%	10.52%
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	1,820,000.00	ユーロ	エネル・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	36.50%	25.59%
マイノリティー・ストック・ホールディング・コープ(Minority Stock Holding Corp.)	トルトラ	ヴァージン諸島	100.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	19.50%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
ミランダ・プラタフォルマ・ロジスティカ・エスエー(Miranda Plataforma Logística SA)	ブルゴス	スペイン	1,800,000.00	ユーロ	火力発電	ヌクレノール・エスエー	0.22%	0.08%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
モエビウス・テクノロジア・イーエム・インフォマチカ・エスエー(Moebius Tecnologia em Informatica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	150,000.00	ブラジルレアル	エネルX	ユフィネット・ブラジル・テレコミュニカソォン・エルティーディーエー	100.00%	19.50%
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	4,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エフアールヴィ・サモラ・ソーラー・1・エスエルユー	20.58%	14.43%
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	100.00%	74.13%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ムーニー・グループ・エスピーエー(Mooney Group SpA)	ミラノ	イタリア	10,050,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	50.00%	50.00%
ムーニー・エスピーエー(Mooney SpA)	ミラノ	イタリア	87,833,331.00	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100.00%	50.00%
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	8,549,999.00	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100.00%	50.00%

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	1.00	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	100.00%	100.00%
マウント・プレザント・エナジー・ストレージ・１・エルエルシー(Mount Pleasant Energy Storage 1 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルＸ エネルＸ・ウェイ	エネルＸ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
エムピージー・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(MPG Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	98,750,000.00	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エーユー	50.00%	50.00%
ネゴシオス・イ・テレフォニア・ネデテル・エスエー(Negocios y Telefonía NEDETEL SA)	グアヤキル	エクアドル	4,773,525.00	米ドル	エネルＸ	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	70.00%	13.65%
ネット・ボタニック・インターネット・インテリジェンテ・エスエー(Net Botanic Internet Inteligente SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	450,000.00	ブラジルレアル	エネルＸ	ユフィネット・ブラジル・テレコミュニカソォン・エルティーディーエー	100.00%	19.50%
ネトラ・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Netra Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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 エネルＸ・ウェイ	エネルＸ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	10.00	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)	80.00%	80.00%

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	10,000,000.00	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	60.00%	60.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
ノーサンバーランド・ソーラー・プロジェクト・Ｉ・エルエルシー(Northumberland Solar Project I 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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
ノボリティオ・レキュペラシオン・デ・バテリアス・エスエル(Novolitio Recuperación de Baterías SL)	ポンフェラーダ	スペイン	180,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	45.00%	31.55%
ヌクレノール・エスエー(Nuclenor SA)	ブルゴス	スペイン	102,000,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	50.00%	35.06%
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	5,204,028.73	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	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	51.00%	25.50%
エヌワイシー・ストレージ(353チェスター)エスピーイー・エルエルシー(NYC Storage (353 Chester) SPE LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
オクラナ・ア・ベツペクノスト・エスイー・エスアールオー(Ochrana A Bezpecnost Se SRO)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	33,193.92	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	2,610,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	5.00%	3.51%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1,999,998.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	5.00%	3.51%

オラビツァ・パワー・パーク・エスアールエル(Oravita Power Park Srl)	ブカレスト	ルーマニア	2,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー(Origin Goodwell Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・ウィンド・ホールディングス・１・エルエルシー	100.00%	10.00%
オリジン・ウィンド・エナジー・エルエルシー(Origin Wind Energy, LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	10.00%
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	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	50.00%	50.00%
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	100.00%	50.00%
オシニング・エナジー・ストレージ・１・エルエルシー(Ossining Energy Storage 1 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
オヴァシック・エオリコ・エネルジー・エレクトリック・ユーレチム・ヴェ・ティカレット・アノニム・シルケティ(Ovacik Eolíko Enerjí Elektrík Üretím Ve Tícaret Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	2,925,900.00	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
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	6,010.00	ユーロ	エネル・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	33.33%	23.37%
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	1,000.00	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	55.00%	27.50%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
パラヴェント・エスエル(Paravento SL)	ルゴ	スペイン	3,006.00	ユーロ	エネル・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	90.00%	63.11%
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	1,183,100.00	ユーロ	エネル・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	30.00%	21.04%
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	1,313,100.00	ユーロ	エネル・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	30.00%	21.04%

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	10,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1,413,533,480.00	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	0.50% 99.50%	100.00%
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	931,692,540.00	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	0.50% 99.50%	100.00%
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	1,489,508,400.00	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	0.50% 99.50%	100.00%
パルケ・エオリコ・ア・カペラダ・エスエルユー (Parque Eólico A Capelada SLU)	ア・コルーニャ	スペイン	5,857,704.33	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	120,400.00	ユーロ	エネル・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	50.17%	35.18%
パルケ・エオリコ・ビーアール・1・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ(Parque Eólico BR-1 SAPI de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	-	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	0.50% 25.00%	25.50%
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	1,603,000.00	ユーロ	エネル・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	80.00%	56.09%
パルケ・エオリコ・デ・バルバンザ・エスエー(Parque Eólico de Barbanza SA)	ア・コルーニャ	スペイン	3,606,072.60	ユーロ	エネル・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・バルバンザ・エスエー	75.00% 0.00%	52.59%
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)	ア・コルーニャ	スペイン	552,920.00	ユーロ	エネル・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	82.00%	57.50%
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	901,500.00	ユーロ	エネル・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	65.67% 1.00%	46.51%
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	3,810,340.00	ユーロ	エネル・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	90.00%	63.11%
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	6,540,000.00	ユーロ	エネル・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	75.50%	52.94%
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	3,006.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	4,096,626.00	ブラジルレアル	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	100.00% 0.00%	82.27%
パルケ・エオリコ・パンパ・エスエー(Parque Eólico Pampa SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	477,139,364.00	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	528,880.00	ユーロ	エネル・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	52.00%	36.46%

前へ　次へ

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	7,193,970.00	ユーロ	エネル・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	58.00%	40.67%
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	100.00	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	60.80%	20.00%
パルケ・ソーラー・カウチャリ・IV・エスエー(Parque Solar Cauchari IV SA)	サンサルバドル・デ・フフイ	アルゼンチン	500,000.00	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・アルジェンティーナ・エスエー エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	95.00% 5.00%	82.27%
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	100.00	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	60.80%	20.00%
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	306,024,631.13	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	60.80%	20.00%
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	66,092,165,170.93	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	60.91% 39.09%	78.64%
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	2,065,000.00	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	1.14%	1.14%
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	100.00%	74.13%
ペイティッパー・ネットワーク・エスアールエル(PayTipper Network Srl)	カシーナ	イタリア	40,000.00	ユーロ	エネルX	ペイティッパー・エスピーエー	100.00%	50.00%
ペイティッパー・エスピーエー PayTipper SpA)	ミラノ	イタリア	3,000,000.00	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100.00%	50.00%
ピーディーピー・テクノロジーズ・エルティーディ(PDP Technologies Ltd)	イスラエル	イスラエル	1,129,252.00	イスラエルシェケル	サービス	エネル・グリッド・エスアールエル	5.72%	5.72%
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	100.00	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	0.10% 99.90%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ペゴプーエネルジア・エレクトリカ・エスエー(Pegop - Energia Eléctrica SA)	ペゴ	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	0.02% 49.98%	35.06%
ピーエイチ・チュカス・エスエー(PH Chucas SA)	サンホセ	コスタリカ	100,000.00	コスタリカコロン	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・コスタリカ・シーエーエム・エスエー	24.69% 40.31%	30.67%
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	100,001.00	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	33.44% 66.54%	18.92%
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	100,001.00	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	34.32% 65.66%	19.29%

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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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・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	51.00% 1.00%	51.00%
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	100.00%	74.13%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	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)	100.00%	100.00%
ポトク・パワー・パーク・エスアールエル(Potoc Power Park Srl)	ブカレスト	ルーマニア	2,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
パワークロップ・マチアレッデュ・エスアールエル(PowerCrop Macchiareddu Srl)	ボローニャ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)	100.00%	50.00%
パワークロップ・ルッシ・エスアールエル(PowerCrop Russi Srl)	ボローニャ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)	100.00%	50.00%
パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)(PowerCrop SpA.(formerly PowerCrop Srl))	ボローニャ	イタリア	4,000,000.00	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	50.00%	50.00%
プレーリー・ローズ・トランスミッション・エルエルシー(Prairie Rose Transmission LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	10.00%
プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー(Prairie Rose Wind LLC)	アルバニー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	10.00%
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	36,965,444.64	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	60,101.22	ユーロ	エネル・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	30.00%	21.04%
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)	レリダ	スペイン	8,400,000.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	8.43%	5.91%
プログレソ・ソーラー・20・エムダブリュ―・エスエー(Progreso Solar 20 MW SA)	パナマシティ	パナマ	10,000.00	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	100.00%	47.19%

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	12,020.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
プロモトレス・ムデジャ・400・ケーヴィ・エスエル(Promotores Mudéjar 400 kV SL)	サラゴザ	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・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	24.75% 6.75% 5.69%	26.08%
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	89,708,835.00	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	99.99%	99.99%
プロウィンド・ウィンドファーム・ボグダネスティ・エスアールエル(Prowind Windfarm Bogdanesti Srl)	ブカレスト	ルーマニア	118,460,800.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーンパワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
プロウィンド・ウィンドファーム・デレニ・エスアールエル(Prowind Windfarm Deleni Srl)	ブカレスト	ルーマニア	202,009,300.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーンパワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
プロウィンド・ウィンドファーム・インヴェスティ・エスアールエル(Prowind Windfarm Ivesti Srl)	ブカレスト	ルーマニア	720,455,300.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーンパワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
プロウィンド・ウィンドファーム・ヴィソアラ・エスアールエル(Prowind Windfarm Viisoara Srl)	ブカレスト	ルーマニア	142,540,400.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーンパワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	27,000.00	ユーロ	エネル・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	33.33%	23.37%
プロイェクトス・イ・ソリュシオーネス・レノバブルズ・エスエーシー(Proyectos y Soluciones Renovables SAC)	サンミゲル	ペルー	1,000.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.90% 0.10%	99.98%
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)	ハイデラバード	インド	100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	10,002,740.00	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	90.00%	90.00%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	10,000,000.00	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	52.70%	52.70%
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	100.00%	100.00%
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	13,766,118.96	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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)	100.00%	100.00%

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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
アールシー・ウィンド・エスアールエル(RC Wind Srl)	ミラノ	イタリア	10,000.00	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	0.50%	0.50%
アールイー・アロヨ・エルエルシー(RE Arroyo LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	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	100.00%	100.00%
リークトルテスト・エスアールオー(Reaktortest SRO)	トルナヴァ	スロバキア	66,389.00	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	49.00%	16.17%
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	250,000.00	ユーロ	エネルX	エンデサX・セルヴィシオス・エスエルユー	50.00%	35.06%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	2,700,000.00	米ドル	サービス	エネル・エスピーエー	11.11%	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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

レデス・イ・テレコミュニカシオーネス・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ(Redes y Telecomunicaciones, S de RL de Cv)	サン・ペドロ・スーラ	ホンジュラス	82,395,000.00	ホンジュラスレンピラ	エネルX	リヴィスター・ラタム・エスエルユー	95.00%	18.53%
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	0.10% 99.90%	100.00%
レン・ウェーブ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Ren Wave Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
レノバブルズ・ブロヴァレス・400・ケーヴィ・エスエル(Renovables Brovales 400 kV SL)	セビリア	スペイン	5,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ベイリオ・ソーラー・エスエルユー デヘサ・デ・ロス・グアダルーペ・ソーラー・エスエルユー エミンテグラル・サイクル・エスエルユー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・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	6.24% 6.24% 16.99% 22.20% 6.24% 6.24%	44.98%
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	1,924,465,600.00	グアテマラゲツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・グアテマラ・エスエー	100.00% 0.00%	47.18%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
レノバブルズ・マンサナレス・400・ケーヴィ・エスエル(Renovables Manzanares 400 kV SL)	マドリード	スペイン	5,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー ストーンウッド・デサロロス・エスエルユー	27.86% 16.12%	30.84%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	39.24%	27.51%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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・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	51.00% 1.00%	51.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
ロシェル・ソーラー・エルエルシー(Rochelle Solar LLC)	コーラルスプリングス	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	10.00%	10.00%
ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー(Rocky Caney Wind LLC)	アルバニー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	10.00%
ロッキー・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rocky Ridge Wind Project LLC)	オクラホマシティ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー	100.00%	10.00%
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	6,010,000.00	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	100.00%	100.00%
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	100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ルスエネルゴスビト・エルエルシー(Rusenergosbyt LLC)	モスクワ	ロシア連邦	18,000,000.00	ロシア ルーブル	エンドユーザー市場	エネル・エスピーエー	49.50%	49.50%
ルスエネルゴスビト・シベリア・エルエルシー(Rusenergosbyt Siberia LLC)	クラスノヤルスクシティ	ロシア連邦	4,600,000.00	ロシア ルーブル	エンドユーザー市場	ルスエネルゴスビト・エルエルシー	50.00%	24.75%
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	51.00%	51.00%
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シア(S4ma Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością)	ワルシャワ	ポーランド	5,000.00	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	100.00%	100.00%
サブロイ・エスエー(Saburoy SA)	モンテヴィデオ	ウルグアイ	100,000.00	ウルグアイ ペソ	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルエルシー	100.00%	19.50%
サクメ・エスエー(Sacme SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	12,000.00	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	50.00%	29.66%

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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	462,185.98	ユーロ	エネル・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	50.00%	35.06%
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	60,000.00	ユーロ	エネル・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	66.67%	46.75%
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	100.00%	100.00%
サノサリ・エナジー・プライベート・リミテッド(Sanosari Energy Private LimitedC)	グルグラム	インド	100,000.00	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	100.00%	100.00%
サント・ロストロ・コジェネラシオン・エスエー(清算中)(Santo Rostro Cogeneración SA in liquidation)	セビリア	スペイン	207,340.00	ユーロ	エネル・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	45.00%	31.55%
サーディ・グリーン・ハイドロゲン・エスアールエル(Sardhy Green Hydrogen Srl)	サッロク	イタリア	10,000.00	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	50.00%	50.00%
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	100.00	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)	100.00%	100.00%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
エスイー・スルズビー・インジニエルスキ・スタヴィエブ・エスアールオー(Se Služby Inžinierskych Stavieb SRO)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	200,000.00	ユーロ	火力発電	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
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	5,000.00	ユーロ	エネル・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	37.50%	26.29%
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	3,010.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%

前へ　次へ

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	10,000,000.00 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	100.00%	100.00%
セット・カルモナ・400・ケーヴィ・レノバブルズ・エスエル(Set Carmona 400 kV Renovables SL)	セビリア	スペイン	10,000.00 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	16.00%	11.22%
セティル・エスアールエル(Setyl Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000.00 ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	27.50%	27.50%
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	1.00 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	100.00%	100.00%
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	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00 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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	3,000.00 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	100.00%	70.12%
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	3,000.00 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	100.00%	70.12%
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	3,000.00 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	100.00%	70.12%
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	3,000.00 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	100.00%	70.12%
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	3,000.00 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	100.00%	70.12%
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	3,000.00 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	100.00%	70.12%
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	3,000.00 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	100.00%	70.12%
シャーク・パワー・エスエルユー(Shark Power SLU)	セビリア	スペイン	143,000.00 ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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)	100.00%	100.00%

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	340,100,000.00	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	100.00%	100.00%
エスアイイーティー―ソシエタ・インフォルマツィオーニ・エスペリエンツェ・テルモイドラウリケ・エスピーエー(SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA)	ピアチェンツァ	イタリア	697,820.00	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	41.55%	41.55%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	10,000.00	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	100.00%	100.00%
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	10,000.00	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	100.00%	100.00%
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	175,200.00	ユーロ	エネル・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	28.13%	19.72%
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)	ア・コルーニャ	スペイン	2,007,750.00	ユーロ	エネル・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	96.00%	67.31%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
エスエル・エナジー・エスエーシー(SL Energy SAC)	リマ	ペルー	1,000.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシー エネル・ペルー・エスエーシー	99.90% 0.10%	82.27%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
スロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイ (Slovak Power Holding BV)	アムステルダム	オランダ	25,010,000.00	ユーロ	サービス	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50.00%	50.00%
スロベンスケ・エレクトラーネ・エネルジェティケ・スルズビー・エスアールオー(Slovenské elektrárne-Energetické Služby SRO)	ブラチスラヴァ	スロバキア	4,505,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス(Slovenské electrárne AS)	ブラチスラヴァ	スロバキア	1,269,295,724.66	ユーロ	火力発電 取引 エンドユーザー市場	スロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイ	66.00%	33.00%
スロベンスケ・エレクトラーネ・セスカ・リパブリカ・エスアールオー(Slovenské elektrárne Česká Republika, SRO)	モラフスカー・オストラヴァ	チェコ	295,819.00	チェココルナ	エンドユーザー市場	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
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	100.00%	100.00%

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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
ソシーベ・エネルジア・エスエー(Socibe Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	12,969,032.25	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	5,738,046,495.00	チリペソ	ファイナンス	エネル・チリ・エスエー	57.50%	37.33%
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	4,507,590.78	ユーロ	エネル・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	64.75%	45.40%
ソシエダッド・エオリカ・エル・プンタル・エスエル(Sociedad Eólica El Puntal SL)	セビリア	スペイン	1,643,000.00	ユーロ	エネル・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	50.00%	35.06%
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	2,404,048.42	ユーロ	エネル・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	60.00%	42.07%
ソシエダッド・パラ・エル・デサリョーリョ・デ・シエラ・モレナ・コルドベサ・エスエー(Sociedad para el Desarrollo de Sierra Morena Cordobesa SA)	コルドバ	スペイン	86,063.20	ユーロ	サービス	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーエスユー	1.82%	1.27%
ソシエダッド・ポルチュアリア・セントラル・カルタゲナ・エスエー(Sociedad Portuaria Central Cartagena SA)	ボゴタ	コロンビア	89,714,600.00	コロンビアペソ	火力発電	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネルX・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー	94.94% 5.05%	47.17%
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)	トリヴェント	イタリア	100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	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	55.00%	27.50%
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	5,000.00	ユーロ	エネル・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	49.84%	34.95%
ソラス・エレクトリシティ・エスアールエル(Solas Electricity Srl)	ブカレスト	ルーマニア	17,740,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	51.00%	51.00%
ソナ・エネルジー・ユレティム・アノニム・シルケティ (Sona Enerjí Üretím Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	50,000.00	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	601,000.00	ユーロ	エネル・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	36.00%	25.24%

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	10,000.00	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	50.00%	50.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
サウス・ウィンド・エナジー・エスアールエル(South Wind Energy Srl)	ブカレスト	ルーマニア	2,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	51.00%	51.00%
スピナツォーラ・エスピーヴイ・エスアールエル(Spinazzola SPV Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スリージャ・インフラストラクチャー・プライベート・リミテット(Sreeja Infrastructure Private Limited)	ハイデラバード	インド	100,000.00	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	100.00%	100.00%
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	0.10% 99.90%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スター・エナジー・シングル・メンバー・ピーシー(Star Energy Single Member P.C.)	マルーシ	ギリシャ	28,010.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	100.00%	100.00%
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	100.00	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	0.10% 99.90%	100.00%
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	90,000,000.00	インドルピー	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	50.00%	50.00%
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	100.00%	100.00%

スティルウォーター・ウッズ・ヒル・ホールディングス・エルエルシー(Stillwater Woods Hill Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1,811,016,348.00	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	55.21% 40.16%	95.37%
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	100.00%	100.00%
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	4,053,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ストリーンズタウン・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Strinestown Solar I 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	100.00%	100.00%
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	1,000.00	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	0.10% 99.90%	100.00%
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	13,750,000.00	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	57.00%	57.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	50,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	100.00%	70.12%
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	12,020,240.00	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・レッド・エスエーユー	33.50%	23.49%
スミニストロ・デ・ルズ・イ・フュエルザ・エスエル(Suministro de Luz y Fuerza SL)	バルセロナ	スペイン	2,800,000.00	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	60.00%	42.07%
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	1,000.00	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	75.00%	75.00%
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	51.00%	51.00%
エスユーエヌ４・コリタ・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 Koryta Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością)	ワルシャワ	ポーランド	5,750.00	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シア	80.00%	80.00%
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	5,750.00	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シア	80.00%	80.00%

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	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
タエ・テクノロジーズ・インク(TAE Technologies Inc.)	ポーリング	米国	53,207,936.00	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 タエ・テクノロジーズ・インク	1.12% 0.00%	1.12%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	60,508.00	ユーロ	エネル・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	51.00%	35.76%
テクナトム・ド・ブラジル・エンジェナリア・エ・セルヴィソス・エルティーディーエー(Tecnatom do Brasil Enghenaria e Serviços Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,600,000.00	ブラジルレアル	火力発電	テクナトム・エスエー	90.00%	28.40%
テクナトム・フランス・エスエーエス(Tecnatom France SAS)	サンルードヴァレンヌ	フランス	1,888,870.38	ユーロ	火力発電	テクナトム・エスエー	100.00%	31.56%
テクナトム・メキシコ・エスエー・デ・シーヴィ(Tecnatom México SA de Cv)	ベラクルス	メキシコ	6,000,000.00	メキシコペソ	火力発電	インスペクトレス・イ・コンサルトレス・イベルカル・エスエルユー テクナトム・エスエー	0.17% 99.83%	31.56%
テクナトム・セルヴィシオス・テクニコス・イ・コンサルトリア・エスエルユー(Tecnatom Servicios Técnicos y Consultoría SLU)	セバスティアンデロスレイエス	スペイン	3,000.00	ユーロ	火力発電	テクナトム・エスエー	100.00%	31.56%
テクナトム・ユーケー・エルティーディー(Tecnatom UK Ltd)	ロンドン	英国	1.00	英国ポンド	火力発電	テクナトム・エスエー	100.00%	31.56%
テクナトム・ユーエスエー・コーポレーション(Tecnatom USA Corporation)	ウィルミントン	米国	3,000.00	米ドル	火力発電	テクナトム・エスエー	100.00%	31.56%
テクナトム・エスエー(Tecnatom SA)	マドリード	スペイン	4,025,700.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	45.00%	31.56%
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	30,948,000.00	グアテマラゲツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	75.00%	35.38%
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	5,025,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	43.75%	30.68%
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	2,892,643,576.00	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	32.89 %	32.90%
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	100,000.00	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	100.00%	100.00%

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	6,100,000.00	ユーロ	エネルX	コジェニオ・エスアールエル	60.00%	12.00%
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	7,078,298.00	アルゼンチンペソ	火力発電	セントラル・ドック・スード・エスエー エネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	0.42% 1.68% 5.60%	4.22%
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	7,078,307.00	アルゼンチンペソ	火力発電	セントラル・ドック・スード・エスエー エネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	0.47% 1.89% 6.23%	4.71%
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・バルボナ	スペイン	481,000.00	ユーロ	エネル・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	45.00%	31.55%
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	5,000.00	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 セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエルユー	11.66% 8.83% 9.08%	20.73%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	200,000.00	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	100.00%	51.00%
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	100.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	10,000,000.00	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	60.00%	60.00%
トレド・ピーヴイ・エーアイイー(Toledo PV AIE)	マドリード	スペイン	26,887.96	ユーロ	エネル・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	33.33%	23.37%

前へ　次へ

トプレット・パワー・パーク・エスアールエル(Toplet Power Park Srl)	ブカレスト	ルーマニア	2,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
トップウィンド・エナジー・エスアールエル(Topwind Energy Srl)	ブカレスト	ルーマニア	2,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
トロ・レノバブルズ・400・ケーヴィ・エスエル(Toro Renovables 400 kV SL)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エフアールヴィ・サモラ・ソーラー・1・エスエルユー	8.28%	5.81%
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	3,100.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	1,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	5,000.00	ユーロ	エネル・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	60.53%	42.44%
トランスミソラ・デ・エネルジア・レノバブル・エスエー(Transmisora de Energía Renovable SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	233,561,800.00	グアテマラゲツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・グアテマラ・エスエー ジェネラドラ・モンテクリスト・エスエー	100.00% 0.00% 0.00%	47.18%
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	2,584,473,416.00	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	0.00% 60.15% 39.85%	82.27%
トランスポルテス・イ・ディストリビュシオネス・エレクトリカス・エスエー(清算中)(Transportes y Distribuciones Eléctricas SA in liquidation)	ジローナ	スペイン	72,121.45	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	73.33%	51.42%
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	3,000.00	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	17.73% 17.77%	24.89%
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	51.00%	51.00%
トゥーラ・ダブリューピーエス・エルエルシー(Tula WPS LLC)	トゥーラ	ロシア連邦	-	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	96,300,000.00	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	100.00%	100.00%

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	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	51.00%	51.00%
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	100.00%	100.00%
タイム・エスアールエル(Tyme Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	50.00%	50.00%
ユフィネット・アルジェンティーナ・エスエー(Ufinet Argentina SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	9,745,583.00	アルゼンチンペソ	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	99.95% 0.05%	19.50%
ユフィネット・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー(Ufinet Brasil Participações Ltda)	サント・アンドレ	ブラジル	120,784,639.00	ブラジルレアル	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	0.00% 100.00%	19.50%
ユフィネット・ブラジル・エスエー(Ufinet Brasil SA)	バルエリ	ブラジル	51,766,147.00	ブラジルレアル	エネルX	ユフィネット・ブラジル・テレコミュニカソォン・エルティーディーエー	80.00%	15.60%
ユフィネット・ブラジル・テレコミュニカソォン・エルティーディーエー(Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda)	サント・アンドレ	ブラジル	120,784,638.00	ブラジルレアル	エネルX	ユフィネット・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	19.50%
ユフィネット・チリ・エスピーエー(Ufinet Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	233,750,000.00	チリペソ	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	19.50%
ユフィネット・コロンビア・パルティチパシオネス・エスエーエス(Ufinet Colombia Participaciones SAS)	ボゴタ	コロンビア	10,001,001,000.00	コロンビアペソ	エネルX	ユフィネット・コロンビア・エスエー	100.00%	17.55%
ユフィネット・コロンビア・エスエー(Ufinet Colombia SA)	ボゴタ	コロンビア	1,180,000,000.00	コロンビアペソ	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ホンジュラス・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	0.00% 0.00% 90.00% 0.00%	17.55%
ユフィネット・コスタリカ・エスエー(Ufinet Costa Rica SA)	サンホセ	コスタリカ	25,000.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	19.50%
ユフィネット・エクアドル・ユフィエク・エスエー(Ufinet Ecuador Ufiec SA)	キト	エクアドル	9,865,110.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	0.00% 71.97%	14.04%
ユフィネット・エルサルバドル・エスエー・デ・シーヴイ(Ufinet El Salvador SA de Cv)	サンサルバドル	エルサルバドル	10,000.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	0.01% 99.99%	19.50%
ユフィネット・エフティーティーエイチ・グアテマラ・エルティーディーエー(Ufinet FTTH Guatemala Ltda)	グアテマラシティ	グアテマラ	7,007,000.00	グアテマラゲツァル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	51.00%	9.94%
ユフィネット・グアテマラ・エスエー(Ufinet Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	3,000,000.00	グアテマラゲツァル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	99.99% 0.01%	19.50%
ユフィネット・ホンジュラス・エスエー(Ufinet Honduras SA)	テグシガルパ	ホンジュラス	194,520.00	ホンジュラスレンピア	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	99.99% 0.01%	19.50%
ユフィネット・ラタム・エスエルユー(Ufinet Latam SLU)	マドリード	スペイン	15,906,312.00	ユーロ	エネルX	ザカパ・エスエーアールエル	100.00%	19.50%
ユフィネット・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Ufinet México S. de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	7,635,430.00	メキシコペソ	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	1.31% 98.69%	19.50%
ユフィネット・ニカラグア・エスエー(Ufinet Nicaragua SA)	マナグア	ニカラグア	2,800,000.00	ニカラグアコルドバ	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	0.50% 99.00% 0.50%	19.50%

ユフィネット・パナマ・エスエー (Ufinet Panama SA)	パナマシティ	パナマ	1,275,000.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	19.50%
ユフィネット・パラグアイ・エスエー (Ufinet Paraguay SA)	アスンシオン	パラグアイ	79,488,240,000.00	パラグアイグアラニ	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	75.00%	14.63%
ユフィネット・ペルー・エスエーシー (Ufinet Peru SAC)	リマ	ペルー	2,836,474.00	ペルーソル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	100.00% 0.00%	19.50%
ユフィネット・ユーエス・エルエルシー(Ufinet US LLC)	ウィルミントン	米国	1,000.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	19.50%
ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリアス・ジェネラシオン・エスエーユー (Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	190,171,520.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100.00%	70.12%
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	1,000.00	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	100.00%	100.00%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンターダ・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	653,327.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンターダ・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	748,697.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンターダ・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	805,024.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンターダ・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	653,327.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	221,724,006.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	221,724,006.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	221,724,006.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	221,724,006.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	221,724,006.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	221,724,006.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	221,724,006.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	221,724,006.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%

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	221,724,006.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	221,724,006.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	221,724,006.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ユーエスエムイー・ゼットイー・エスエーエス(USME ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	104,872,000.00	コロンビアペソ	エネルX	ボゴタ・ゼットイー・エスエーエス	100.00%	47.18%
ウスタヴ・ヤデルネホ・ヴィズクム・レズ・エーエス(Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS)	レズ	チェコ	524,139,000.00	チェココルナ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	27.77%	9.17%
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	30,000,000.00	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	100.00%	100.00%
ヴェクター・エネルジー・ユーレチム・アノニム・シルケティ(Vektör Enerjí Üretím Anoním Sírketí)	イスタンブール	トルコ	3,500,000.00	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	7,315,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	4,727,414.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	1,754,031.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ベントス・デ・サン・チリロ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de São Cirilo Energias Renováveis SA)	リイオデジャネイル	ブラジル	2,572,010.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	2,492,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	10,188,722.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
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	1,455,854,094.00	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	60.80%	20.00%
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	205,316,027.15	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	60.80%	20.00%
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	160,000.00	ユーロ	エネル・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	67.00%	46.98%
ヴィヴァ・ラボズ・エーエス(Viva Labs AS)	オスロ	ノルウェー	1,047,249.00	ノルウェークローネ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

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	1.00 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	100.00%	100.00%
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	100.00%	74.13%
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	1.00 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	100.00%	100.00%
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)	100.00%	100.00%
ウィスパイヤ・インク(Wespire, Inc.)	ボストン	米国	1,625,000.00 米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	11.21%	11.21%
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	100.00%	74.13%
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	100.00%	74.13%
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	300.00 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	100.00%	100.00%
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	1.00 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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00 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	100.00%	100.00%
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	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	99.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ワイルド・ラン・エルピー(Wild Run LP)	アルバータ	カナダ	10.00 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	0.10% 99.90%	100.00%

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	1.00	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	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	1.00	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	100.00%	100.00%
ウィンド・エナジー・グリーン・パーク・エスアールエル(Wind Energy Green Park Srl)	ブカレスト	ルーマニア	2,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	15,803,388.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
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	19,932,048.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
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	26,107,790.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
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	19,909,374.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
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	22,268,039.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
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	13,342,867.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
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 SpiliasSingle Member SA)	マルーシ	ギリシャ	28,267,490.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	51.00%	51.00%
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	10,000.00	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	100.00%	100.00%
ウッズ・ヒル・ソーラー・エルエルシー(Woods Hill Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	スティルウォーター・ウッズ・ヒル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シャロック・ソーラー・エスエルユー(Xaloc Solar SLU)	バレンシア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・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	100.00%	70.12%
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	15,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	20.00%	20.00%

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	20,000,000.00	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	33.33%	27.42%
イェデサ－コジェネラシオン・エスエー(清算中)(Yedesa-Cogeneración SA in liquiation)	アルメリア	スペイン	234,394.72	ユーロ	エネル・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	40.00%	28.05%
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	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ヨークタウン・エナジー・ストレージ・１・エルエルシー(Yorktown Energy Storage 1 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX エネルX・ウェイ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ザカパ・ホールドコ・エスエーアールエル(Zacapa HoldCo Sàrl)	ルクセンブルグ	ルクセンブルグ	76,180,812.49	ユーロ	エネルX	ザカパ・トプコ・エスエーアールエル	100.00%	19.50%
ザカパ・エルエルシー(Zacapa LLC)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネルX	ザカパ・エスエーアールエル	100.00%	19.50%
ザカパ・エスエーアールエル(Zacapa Sàrl)	ルクセンブルグ	ルクセンブルグ	82,866,475.04	米ドル	エネルX	ザカパ・ホールドコ・エスエーアールエル	100.00%	19.50%
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	29,970,000.00	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	19.50%	19.50%
ゼフィール・３・コンスタンツァ・エスアールエル(Zephir 3 Constanta Srl)	ブカレスト	ルーマニア	1,031,260.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	100.00%	100.00%

前へ

5【従業員の状況】

2022年12月31日現在、エネル・グループの従業員数は65,124人（2021年12月31日時点は66,279人）であった。2022年の当グループ内の1,155人の減少は、当期間中の新規雇用と退職のバランス（1,998人の増加）の影響を反映しており、以下を含む連結範囲の変更（全体で3,153人の減少）により相殺されている。

・イタリアにおけるエネル・ハイドロ・アッペニーノ・セントラレ・エスアールエルの買収
・イタリアにおけるメリタ・イタリア・エスアールエルの買収
・イタリアにおけるペイティッパー・エスピーエーの売却
・イタリアにおけるシティポスト・ペイメント・エスピーエーの売却
・イタリアにおけるペイティッパー・ネットワーク・エスアールエルの売却
・イタリアにおけるフラッグペイ・エスアールエルの売却
・イタリアにおけるグリッドスペルタイズ・エスアールエルの売却
・ブラジルのエネル・ジェラソォン・フォルタレザ・エスエー、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）、グリッドスペルタイズ・ラタム・エスエーの売却
・ロシアにおけるテプロプレグレス、エルエルシー・エネル・ルス・ウィンド・アゾブ、エルエルシー・エネル・ルス・ウィンド・コラ及びエネル・ロシアの売却
・チリのエネル・トランスミシオン・エスエーの売却
・スペインのグリッドスペルタイズ・イベリア・エスエルの売却

以下の表は、性別、年齢別、職位別及び地理的領域別に従業員数とその変動を分析したものである。また、従業員数のみ事業ライン別の分析も行っている。

年度末の従業員数

		2022	2021	変動	
従業員　性別	**人数**	**65,124**	**66,279**	**(1,155)**	**-1.7%**
- 男性	人数	49,899	51,341	(1,442)	-2.8%
	%	76.6	77.5	-0.9	-1.2%
- 女性	人数	15,225	14,938	287	1.9%
	%	23.4	22.5	0.9	4.0%
従業員　年齢別	**人数**	**65,124**	**66,279**	**(1,156)**	**-1.7%**
- <30	人数	8,543	7,761	782	10.1%
	%	13.1	11.7	1.4	12.0%
- 30-50	人数	36,795	38,024	(1,229)	-3.2%
	%	56.5	57.4	-0.9	-1.6%
- >50	人数	19,786	20,494	(708)	-3.5%
	%	30.4	30.9	-0.5	-1.6%
従業員　職位別	**人数**	**65,124**	**66,279**	**(1,155)**	**-1.7%**
- シニアマネージャー	%	2.1	2.1	-	-
- ミドルマネージャー	%	19.4	18.5	0.9	4.9%
- オフィススタッフ	%	53.2	53.6	-0.4	-0.7%
- ブルーカラー	%	25.3	25.8	-0.5	-1.9%
従業員　地域別	**人数**	**65,124**	**66,279**	**(1,155)**	**-1.7%**
- イタリア	人数	31,664	30,276	1,388	4.6%
	%	48.6	45.7	2.9	6.3%
- イベリア半島	人数	9,643	9,518	125	1.3%
	%	14.8	14.4	0.4	2.8%
- ラテンアメリカ	人数	17,361	18,763	(1,402)	-7.5%
	%	26.7	28.3	-1.6	-5.7%
- ヨーロッパ	人数	3,532	4,994	(1,462)	-29.3%
	%	5.4	7.5	-2.1	-28.0%
- 北米	人数	2,100	1,914	186	9.7%
	%	3.2	2.9	0.3	10.3%
- アフリカ、アジア及びオセアニア	人数	824	814	10	1.2%
	%	1.3	1.2	0.1	8.3%

事業ライン別従業員数

（人数）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在継続事業合計を占める割合（%）	2021年12月31日現在継続事業合計を占める割合（%）
火力発電及び取引	6,447	7,847	10.4%	11.8%
エネル・グリーン・パワー	9,397	8,989	15.2%	13.5%
エネル・グリッド	30,262	33,263	49.0%	50.2%
エンドユーザー市場	5,418	6,148	8.8%	9.3%
エネルX	2,875	3,352	4.7%	5.1%
ホールディング、サービス及びその他	7,325	6,680	11.9%	10.1%
継続事業合計	**61,724**	**66,279**	**100.0%**	**100.0%**
非継続事合計	**3,400**	-		
合計	**65,124**	**66,279**		

従業員の変動

2021年12月31日現在	**66,279**
雇用	6,412
退職	(4,414)
連結範囲の変更	(3,153)
2022年12月31日現在	**65,124**

従業員の変動の内訳

		2022	2021	変動	
雇用割合	%	**9.8**	**8.1**	**1.7**	**21.0%**
新規雇用　性別	人数	**6,412**	**5,401**	**1,011**	**18.7%**
- 男性	人数	4,356	3,764	592	15.7%
	%	67.9	69.7	-1.8	-2.6%
- 女性	人数	2,056	1,637	419	25.6%
	%	32.1	30.3	1.8	5.9%
新規雇用　年齢別	人数	**6,412**	**5,401**	**1,011**	**18.7%**
- <30	人数	3,359	2,579	780	30.2%
	%	52.4	47.8	4.6	9.6%
- 30-50	人数	2,905	2,653	252	9.5%
	%	45.3	49.1	-3.8	-7.7%
- >50	人数	148	169	(21)	-12.4%
	%	2.3	3.1	-0.8	-25.8%
新規雇用　地域別	人数	**6,412**	**5,401**	**1,011**	**18.7%**
- イタリア	人数	2,866	1,697	1,169	68.9%
	%	44.7	31.5	13.2	41.9%
- イベリア半島	人数	741	693	48	6.9%
	%	11.6	12.8	-1.2	-9.4%
- ラテンアメリカ	人数	1,542	1,704	(162)	-9.5%
	%	24.0	31.5	-7.5	-23.8%
- ヨーロッパ	人数	443	439	4	0.9%
	%	6.9	8.1	-1.2	-14.8%
- 北米	人数	614	636	(22)	-3.5%
	%	9.6	11.8	-2.2	-18.6%
- アフリカ、アジア及びオセアニア	人数	206	232	(26)	-11.2%
	%	3.2	4.3	-1.1	-25.6%
離職割合	%	**6.8**	**8.8**	**-2.0**	**-22.7%**
退職　性別	人数	**4,414**	**5,862**	**(1,448)**	**-24.7%**
- 男性	人数	3,391	4,779	(1,388)	-29.0%
	%	76.8	81.5	-4.7	-5.8%
- 女性	人数	1,023	1,083	(60)	-5.5%
	%	23.2	18.5	4.7	25.4%
退職　年齢別	人数	**4,414**	**5,862**	**(1,448)**	**-24.7%**
- <30	人数	655	702	(47)	-6.7%
	%	14.8	12.0	2.8	23.3%
- 30-50	人数	1,759	2,275	(516)	-22.7%
	%	39.9	38.8	1.1	2.8%
- >50	人数	2,000	2,885	(885)	-30.7%
	%	45.3	49.2	-3.9	-7.9%
退職　地域別	人数	**4,414**	**5,862**	**(1,448)**	**-24.7%**
- イタリア	人数	1,224	1,249	(25)	-2.0%
	%	27.7	21.3	6.4	30.0%
- イベリア半島	人数	578	956	(378)	-39.5%
	%	13.1	16.3	-3.2	-19.6%
- ラテンアメリカ	人数	1,534	2,779	(1,245)	-44.8%
	%	34.8	47.4	-12.6	-26.6%
- ヨーロッパ	人数	454	406	48	11.8%
	%	10.3	6.9	3.4	49.3%
- 北米	人数	428	361	67	18.6%
	%	9.7	6.2	3.5	56.5%
- アフリカ、アジア及びオセアニア	人数	196	111	85	76.6%
	%	4.4	1.9	2.5	-

従業員１人当たりの平均研修時間

		2022	2021	変動	
平均研修時間	**時間／人**	**47.4**	**44.6**	**2.8**	**6.3%**
平均研修時間　職種別：					
- シニアマネージャー	時間／人	44.1	29.6	14.5	49.0%
- ミドルマネージャー	時間／人	47.4	41.9	5.5	13.1%
- オフィススタッフ	時間／人	43.0	38.4	4.6	12.0%
- ブルーカラー	時間／人	57.1	60.3	(3.2)	-5.3%
平均研修時間　性別：					
- 男性	時間／人	48.3	46.5	1.8	3.9%
- 女性	時間／人	44.3	37.7	6.6	17.5%

多様性及び包摂

		2022	2021	変動	
障害者又は特定求職者	%	**3.3**	**3.2**	**0.1**	**3.1%**
女性シニアマネージャー及び女性ミドルマネージャー	人数	**4,462**	**4,163**	**299**	**7.2%**
シニア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	%	**31.8**	**30.6**	**1.2**	**3.9%**
マネージャーの後継者育成計画に占める女性の割合	%	**46.1**	**42.7**	**3.4**	**8.0%**
シニアマネージャーの後継者育成計画に占める女性の割合	%	**50**	**-**	**50**	**-**
基本給及び報酬の割合					
男性の基本給に対する女性の基本給の割合：	%	**104.7**	**104.8**	**-0.1**	**-0.1%**
- シニアマネージャー	%	83.9	84.6	-0.7	-0.8%
- ミドルマネージャー	%	92.8	94.2	-1.4	-1.5%
- オフィススタッフ	%	88.8	88.4	0.4	0.5%
- ブルーカラー	%	125.0	111.2	13.8	12.4%
男性の基本報酬に対する女性の基本報酬の割合：	%	**105.4**	**105.1**	**0.3**	**0.3%**
- シニアマネージャー	%	80.7	81.1	-0.4	-0.5%
- ミドルマネージャー	%	91.9	93.2	-1.3	-1.4%
- オフィススタッフ	%	89.3	88.4	0.9	1.0%
- ブルーカラー	%	125.4	112.0	13.4	12.0%

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

2022年11月、当グループは、2023-2025年の新しい戦略計画を提示した。これは、エネルギー移行に伴う機会を十分に活用することができるよう、地理的領域に焦点を当て、簡素化を基本として、新たな国際課題に対応するための戦略である。

特に、本戦略計画は以下を目標としている。

・持続可能な電化に向けた統合的な産業サプライチェーンに焦点を当てる。

・事業及び事業の地理的領域の戦略的再配置を実現する。

・早ければ2023年にも、通常利益の成長と信用指標の強化を組み合わせることにより、成長と財務の健全性を確保する。

これらの目標を達成するため、2023年から2025年にかけて、当グループは総額約37十億ユーロの投資を見込んでおり、そのうち60%は当グループの統合的な商業戦略（発電、顧客及びサービス）のサポートに、また、40%はエネルギー移行の実現者としての役割をサポートするため、グリッドに投資する。

かかる計画は、４つの戦略行動に焦点を当てている。

・顧客の需要と供給のバランスをとり、リスクとリワードのプロファイルを最適化する

2025年までに、当グループは、主要６ヶ国における電力量の約80%を固定価格契約で販売することを想定している。当グループはまた、固定価格販売分の100%を自社発電と長期電力購入契約（PPA）で賄い、約90%をカーボンフリー電源で賄うことを想定し、当グループの利益の進化をさらに確実なものにしている。

・競争力、持続可能性及び安全性を確保するための脱炭素化

2025年までに、当グループは、約21GWの再生可能エネルギー設備容量（うち主要国で約19GW）を追加する見込みであり、パリ協定に沿った脱炭素化目標の達成に向けて順調に進んでいる。

・移行を可能にするためのグリッドの強化、開発及びデジタル化

当グループのグリッドに関する戦略は、主要６ヶ国のうち５ヶ国、すなわちイタリア、スペイン、ブラジル、チリ及びコロンビアに関係している。

・事業ポートフォリオと地理的領域の合理化

当グループは、株主価値の最大化しグループ構造を再定義するために、戦略に合致しなくなった一部の事業や地理的領域から撤退し、さらなる組織の合理化を計画している。

以上の戦略行動の結果、2025年の当グループの通常EBITDAは、2022年の19.7十億ユーロに対して、22.2-22.8十億ユーロに達すると予測されている。

当グループの通常利益は、2022年の5.4十億ユーロから2025年には7.0-7.2十億ユーロに増加すると予想されている。

エネルの配当政策は依然として簡潔かつ予測可能であり、１株当たり配当（DPS）は、2022年の0.40ユーロから、2023年-2025年の期間に0.43ユーロまで増加すると予想されている。また、2024年及び2025年のDPSは、持続可能な最低ラインとなると考えるべきである。

2023年には、以下が計画されている。

・産業的成長を支えるため及び当グループが支持する脱炭素化政策の一環として、再生可能エネルギーへの投資方針を継続すること

・サービスの質の改善並びに柔軟性及び耐久性の強化を目標とする、特にイタリアにおける配電網へのさらなる投資

・顧客基盤の拡大を図るとともに、国際的な事業基盤を通じた継続的な効率化を目指して、消費の電化に特化した投資方針を継続すること

上述の観点から、当グループの2023-2025年計画が基づく財務目標は、以下のとおり報告されている。

財務目標

	2022年	2023年	2024年	2025年
利益増加				
通常EBITDA（十億ユーロ）	19.7	20.4-21.0	21.4-22.0	22.2-22.8
通常利益（十億ユーロ）	5.4	6.1-6.3	6.7-6.9	7.0-7.2
価値創造				
１株当たりの配当額（ユーロ）	0.40	0.43	0.43(1)	0.43(1)

(1) 最低DPS

「第一部－第３－２ 事業等のリスク」及び「第一部－第３－３ 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」を参照のこと。

(2) 経営環境

「第一部－第２ 企業の概況－３ 事業の内容」を参照のこと。

(3) 対処すべき課題

エネルのビジネスモデルは、気候変動問題に対して当グループが掲げたコミットメントを持続させるべく構成されている。2019年、エネルは国連からの行動要請に応え、2050年までに世界の平均気温の上昇を1.5℃に抑え、バリューチェーン全体で差し引きゼロになるように行動するという内容のコミットメントに署名した。2021年、エネルはネット・ゼロ・インパクト目標を2040年に前倒しすることを発表した。この目標の達成には、再生可能エネルギー及びエネルギー効率の大幅な加速だけでなく、経済モデル及び投資計画の完全な再考が必要である。

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。

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

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

当グループは、事業を行う市場環境から生まれるあらゆる機会から十分な利益を享受するために、２つの異なるビジネスモデル（オーナーシップ及びスチュワードシップ）を採用し、定めた目標を達成するために活用している。

対象地域及び事業環境に応じて、最も適切で効果的なビジネスモデルが採用される。

- **オーナーシップ・ビジネスモデル**では、当グループが再生可能エネルギー、ネットワーク及び顧客に直接投資する。本モデルは、発電から最終顧客との関係まで、バリューチェーン全体を既に活用できる国々で事業を行う場合に使用される。これはすなわち「主要」又は「ティア１」と定義される６ヶ国を指し、現在、ヨーロッパではイタリア及びスペイン、北米及び中南米では米国、ブラジル、チリ及びコロンビアがこれにあたる。当グループのビジネスモデルにおける顧客の重要性は、総合利益、すなわち生産又は購入されたエネルギーの販売から得られる利益が、当計画の要となることを意味する。総合利益の管理は、エネルギーの販売（エネルギー販売が行われる各市場における様々な選択肢が考慮される）及び調達フェーズ（様々調達オプションではなく当社の生産に関連したもの）の両方の同時最適化を前提としている。
- **スチュワードシップ・ビジネスモデル**では、当グループが展開する様々な事業において、重要な金融及び産業パートナーとの取引を通じて培ったノウハウの価値を最大化するために、既存のジョイント・ベンチャー（新規に設立された又は少数株主持分を取得して設立されたもの）に出資する。これは、パートナーに対する特定の契約上のサービスを有効にすることによって又はそれらの株式を後に市場で価値算定することによっても行われる。このモデルは、主に、当グループの事業展開が統合されておらず、新たな地理的領域の開拓や当グループの事業経験を別の環境で向上させることを目的として第三者とのパートナーシップを探している、「非主要」又は「非ティア１」の国々に焦点を当てているが、これらの国々に限定されない。このモデルはまた、主要国において、革新的なビジネスの立ち上げと規模拡大を促進するために活性化することもできる。

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

- **エネル・グリーン・パワー及び火力発電**：この事業ラインを通じて、当グループは、常に電力システムの十分な安全性及び充足性を確保することを目指しながら、新たな再生可能エネルギー施設への投資を増やし続けることで、エネルギー移行を促進し、発電ミックス及び事業を展開する国々の脱炭素化を管理している。さらに、デジタル化を活用することにより、資産をより一層効率的かつ効果的に運用し、フリートのパフォーマンスと新しいプラントの設計の向上につなげている。
- **国際エネルギー及びコモディティ管理**：この事業ラインを通じて、当グループは、当社が単一のポートフォリオとして事業を行う市場におけるエネルギーによる利益を管理している。このポートフォリオでは、発電及び小売事業は常に最適なバランスを確保することができる。また、この事業ラインでは全ての取引業務を国際デスク上で管理している。
- **エネル・グリッド**：エネルギー移行を実現するためのインフラを開発及び運用することで、当グループは、回復力と柔軟性のあるネットワークを通じて、地域に対して信頼性のあるエネルギー供給及びサービスの質を保証し、効率性、技術及びデジタル革新を活用し、十分な投資リターン及び現金創出を確保する。
- **エネルX・グローバル・リテール**：2021年末に誕生したこの事業ユニットは、エネルギー及び「コモディティを超えた」サービスの提供を管理し、顧客のための価値の最大化の実現、提供するサービスの革新及び開発、並びにこれらのサービスのライフサイクル全体を管理することを目的としている。当グループはとりわけ、グローバル・リテール部門を通じて、何百万もの家族、産業、企業及び都市と地域に根ざした連携を行っている。技術的な手段を講じることで、プラットフォーム・モデルは顧客満足度と顧客体験を向上させると同時に、より高いレベルの効率性を達成し得ると考えらえる。この事業ラインは、顧客基盤へのエネルギー供給を最適化し、また、顧客との長期的な関係を管理することで、ポートフォリオから生み出される価値を最大化する。エネルギー転換はまた、顧客の電化と脱炭素化の促進剤として機能し得るグリーン・エネルギーや「コモディティを超えた」エネルギー製品とサービスを提供することによっても促される。これらは顧客のより効率的なエネルギー利用を支援し、循環と脱炭素を推進することができる。
- **グローバル・ｅモビリティ**：既存及び新規の国におけるｅモビリティ・ソリューションのポートフォリオを管理し、顧客のための価値の最大化を図るとともに、エネルX・グローバル・リテールを活用した販売活動を行っている。ライフサイクル全体を管理することで、ｅモビリティ・ソリューションを革新及び開発することを目指している。

当グループの統合的な戦略への投資

2023年から2025年にかけて当グループが行う投資の総額は、約37十億ユーロとなる見込みであり、概ね主要６ヶ国に集中している。グループの投資額の約60%（このうち約50%が発電事業への投資、約10%が顧客事業及び先進的なエネルギーサービスへの投資）は、当グループの統合的な営業戦略を後押しすることが期待される。グリッドへの投資は、戦略計画期間中の投資の約40%を占めることが予想される。

発電及び小売事業

2023年から2025年にかけて、当グループは、統合的な営業戦略への約22十億ユーロの投資を計画している。地理的な観点からみると、この投資のほぼ90%は、それぞれの国に支援的な規制環境が整っていることも考慮し、当グループが持続可能な電化のトレンドを活用できるイタリア、スペイン及び米国に配分される予定である。具体的には、当グループは、以下の目的のために再生可能エネルギーの導入を加速させる予定である。

- イタリア及びスペインにおいて、当グループの火力発電所をコモディティの変動に影響されない持続可能な技術で代替することによって、より長期的な固定価格取引を可能にするため。
- 米国及びラテンアメリカにおいて、リターンの高い見通しが得られる長期PPAの恩恵を受けるため。発電及び小売事業から生み出されるEBITDAは、2025年には約15十億ユーロに達することが予想され、2022年から2025年にかけてのCAGRは約13%になる見込みである。

グリッド

2023年から2025年にかけて、当グループは、当グループの地理的プレゼンスの再バランス化及び規制環境の改善を踏まえ、また、エネルギー移行を推進するというグリッドの役割を強化するために、主にヨーロッパ（投資額の80%超）をターゲットとして、約15十億ユーロのグリッドへの投資を計画している。当グループの資本分配は、グリッドのEBITDAを2023年の推定約7.0十億ユーロから、2025年には約7.3十億ユーロまで増加させる見込みである。

スチュワードシップ・ビジネスモデル

スチュワードシップ・モデルの下、総額約15十億ユーロの投資が当グループ及び第三者を通じて動員される予定であり、このうち、

・最終的にジョイント・ベンチャーに売却される予定の資産に対するグループの直接投資が約1.3十億ユーロ、

・ジョイント・ベンチャーへのグループの株式注入が約1.1十億ユーロ、

・残りは第三者による投資となる。

これらの資源は、グループの顧客の電化プロセスを加速するための、さらなる再生可能エネルギーの生産、新しいインフラ及びサービスの追加に役立てられる。このモデルは、今後３年間で、累積EBITDAとして約1.5十億ユーロを生み出すことが予想され、2025年には当グループの持分価値は2.5-3.0十億ユーロになる見込みである。

財務管理

戦略計画に示された措置は、グループ純負債に直ちに目に見える好影響を与えることが予想され、グループ純負債は、2022年の推定58-62十億ユーロより大幅に減少し、2023年末までには51-52十億ユーロの範囲内になることが見込まれる。この結果、純負債のEBITDAに対する比率は、2022年に予想された3.0-3.3倍から、2023年には2.4-2.5倍に低下し、残りの計画期間中も横ばいになる見込みである。同様に、純負債に対するFFOの比率は2022年に予想された17%から11パーセントポイント上昇し、2023年には28%となり、残りの計画期間中も横ばいになる見込みである。

以上の財務戦略の結果、負債費用は、最近の金利上昇にもかかわらず、全体として安定的に推移し、3.4-3.5%程度でほぼ横ばいとなる見込みである。

サステナブル・ファイナンスは、引き続き当グループの財務戦略の中核を担う。総負債合計に占める持続可能な資金源の割合は、2022年に推定された約60%から、2025年には約70%まで増加することが予想される。

財務目標

2025年におけるグループの通常EBITDAは、2022年予測の19.0-19.6十億ユーロから増加し、22.2-22.8十億ユーロの範囲内での成長が見込まれ、CAGRは４-６%となる見込みである。2025年におけるグループの通常利益は、2022年予測の5.0-5.3十億ユーロから増加し、7.0-7.2十億ユーロの範囲内になると見込まれ、CAGRは10-13%となる見込みである。当グループは、シンプルで予測可能な配当政策を実施しており、2023年から2025年にかけてのDPSを、2022年の0.40ユーロから0.43ユーロに引き上げ、これにより2024年及び2025年のDPSは持続可能な最低水準になると考えられる。

2【事業等のリスク】

エネル・グループのリスク・ガバナンス・モデル

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

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

リスク・ガバナンスの「柱」

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

- 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のっとり、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、
  - 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応
  - 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

を通して、戦略的ガイダンス及びリスク管理監督の責任を負っている。

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。

- 地域リスク委員会の統合システム及び広域システム　当グループの事業の主なグローバル事業ライン及びグループが事業を展開する地域的領域に沿って組織され、その各トップ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の存在により、地域レベルで最も特徴的なリスクに対する適切な監視を実施している。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策について、当グループのトップマネジメントとの適切な合意を容易にし、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、リスク選考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、測定及び統制への単一アプローチの定義及び適用を可能にする、統合され、かつ形式化されたシステムである。
- リスク方針　責任、調整メカニズム及び主な統制活動の分配は、関連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域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。

当グループの「リスク・カタログ」

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

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

戦略リスク

立法及び規制の展開

当グループは、規制市場において業務を行っている。様々なシステムの運用規則、並びにそれらを特徴付ける規定及び義務の変更は、親会社の業務及び業績に影響を及ぼす。

そのため、エネルは、以下のような立法及び規制に関する動向を緊密に監視している。

- 配電セグメントにおける規制の定期的な改訂
- 電力市場の自由化（特に、イタリアで規定された加速化及び南アフリカにおいて予想される展開について注視している。）
- 発電セグメントにおける容量支払メカニズムの動向
- 価格上昇の影響からユーザーを守るための規制措置

これらの事項の展開に関連するリスクを管理するために、エネルは、現地のガバナンス機関及び規制機関との関係を強化し、立法及び規制の枠組みにおける不安定の原因に対処しこれを解消していく上で透明、協力的かつ積極的なアプローチを採用している。

マクロ経済的・地政学的動向

2023年のマクロ経済環境は、ほぼ全ての経済圏でインフレ率が中央銀行の目標値を大きく上回る水準に再びなると見込まれる。インフレ率は年間を通じて徐々に穏やかになると予想されるが、最終財及びサービスに係る基調的なインフレ・ダイナミクスの中には、今後数四半期に渡って持続する可能性があるものもある。これに対し中央銀行は、金融環境をさらに引き締めることで、金融政策の正常化プロレスを遅らせる可能性がある。特に中南米のような新興国においては、リスク選考がさらに低下すると、資本流出が進み、地方政府による債券発行に大きな負担がかかる可能性があるため、大きなリスクである。実際、多くの新興国では、経済回復を支えるために、パンデミック危機の際に財政余力を引き延ばしており、世界的な金融情勢の悪化にともない、多くの国で債務の持続可能性に関する懸念がさらに高まっている。最後に、COVID-19の新しい株が蔓延した場合、各国政府が移動に関する制限措置を再び導入せざるを得なくなり、結果としてサプライチェーンに新たな歪みが生じるという新しいリスクが持ち上がる可能性がある。

当グループは南米、北米及びアフリカを含む多くの地域で事業を展開しており、エネルは、カントリーリスク、例えばマクロ経済、財務、制度、社会又は気候に関するリスク、特に発生すると収益フロー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部門に関連するこれらのリスクを考慮する必要がある。エネルは、事業を行っている国のリスクの危険度を特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、発行した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超えることを目指している。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つのリスク構成要素に分類される。

より具体的には、オープンカントリーリスク評価モデルは、個々の国の経済的強靭性を測定することを目的としている。各国の経済的強靭性とは、世界の他の地域に対する位置付け、国内政策の有効性、銀行及び企業のシステムが持つ、システム全体の危機の前兆となり得る脆弱性、経済成長に関連した魅力のバランス、そして最終的には環境及び経済レベルのストレス要因（経済的要因）として異常気象を定量化することと定義される。これには、福祉、包摂及び社会進歩の水準の評価や、その国の制度及び政治体制の堅牢性（制度及び政治的要因）の評価並びに社会現象（社会的要因）を掘り下げた分析、エネルギーシステムの有効性及びエネルギー移行プロセスにおける現況も伴う。というのも、これらは全て、中長期的な投資の持続可能性を評価する上で重要な要因（エネルギー要因）となるためである。

具体的には、オープンカントリーリスク評価モデルに極端な気候現象を導入することで、地球規模の国レベルでの特定の気候ハザードの進展に関する統一評価を開発することが可能になる。

最後に、エネルギー移行プロセスの分析に関して、オープンカントリーリスク評価モデルには、目的を予測し、個々の国がとった行動及び道筋を定量化するために設計されたリスク及び機会の分析も含まれる。例えば、このモデルは、発電において再生可能エネルギー源が占める割合、電化プロセス及び国のエネルギーシステムの環境的持続可能性を反映する様々な要因を組み込んでおり、これとともに中長期的な国の成長の可能性及び魅力の評価にとって重要な特徴である。

気候変動に関連するリスク及び戦略的好機

気候変動に関連するリスクの特定及び管理並びに機会を捉えるための活動

前出のセクションで議論した通り、気候変動及びエネルギー移行は、当グループの活動に対して様々に影響する見込みである。

気候関連財務情報開示タスクフォース（TCFD）に沿って体系化された方法により、主要なリスク及び機会、並びにこれらに関連する事業に対する影響を特定するため、当グループは、シナリオ変数とリスク及び機会の種類との主な関係を明確に表し、リスク及び機会を管理する戦略的業務アプローチを策定し、軽減措置及び適応措置で構成されるフレームワークを採用している。

リスク／機会には２つの主要なマクロカテゴリーがある。物理的変数の変化に関するものと、移行シナリオの展開に関するものである。上記のフレームワークは、全体の一貫性の確保を目的としており、かかるシナリオは、定量的でモデルを使用するアプローチにより、内部のステークホルダーや外部の当局との対話の進行を組み合わせて構築されており、自然界の物理的現象及び移行現象の影響に関する分析及び評価を堅固な代替シナリオの中で行うことを可能にしている。

物的リスクは、急性的リスク（異常気象等）と慢性的リスクに分類され、前者は極めて激しい気象条件に、後者は緩やかだが構造的な気象条件の変化に関するものとなっている。

異常気象が発生した場合、当グループは、資産及びインフラが長期にわたり利用できないリスク、サービスの復旧費用、顧客の混乱等を経験することになる。気象条件が慢性的に変化した場合、当グループはその他のリスク又は機会にさらされる。例えば、気温構造が変化すれば、電力需要が変化して発電量に影響するおそれがあり、降雨又は風の条件が変化すれば、潜在的発電量が増減して当グループの事業に影響するおそれがある。一般的に、将来起こり得る変化に適応することは、革新及び戦略的ポジショニングの分野における活動も推進するため、新しい事業やより優れた製品は、変化する状況の中で持続的に生活するために発見される可能性がある。

二酸化炭素排出量の段階的削減を特徴とする、エネルギー移行には、規制及び法律の状況の変化と、技術開発及び競争の傾向、電化及びに顧客行動、並びにその結果としての市場の変化との両方に関連するリスク及び機会が伴う。

エネルがリスク及び機会の判断に使用する気候シナリオ及び移行シナリオに描かれている状況に沿って、顧客の新しい行動の採用、全ての経済部門における産業戦略の採用、及び税制を含む規制方針の発展に関連して、移行関連の主要な現象が起こり始めている。2030年までに、状況の変化に応じて移行傾向が明らかになるだろう。エネル・グループは、移行を主導し、促進することを決定しているため、あらゆる機会を捉える用意がある。前述のとおり、既にエネルギー移行を強く志向する（投資の90%超を相当数の「持続可能な開発目標」の改善に向けている。）当グループの戦略的選択により、当グループは、特定済みの中長期の現象を考慮したポジショニングを取り、リスクの軽減と機会の最大化を「設計により」統合することができる。戦略的選択には、当グループが採用した最良の方法の実施が伴う。

前述のフレームワークは、自然現象シナリオ及び移行シナリオと、当グループの事業に及ぼし得る影響の関連性も強調している。

こうした影響は、３つの時間軸の観点から評価される。１～３年の短期については、2022年に投資家に提示した「戦略計画」に基づく感度分析を行うことができる。2029年までの中期については、エネルギー移行の影響を査定することが可能である。2030年～2050年の長期においては、慢性化した構造的な気候変動が発現し始めるはずである。気候変動に関連するリスク及び機会の正確な特定及び管理を促進するために、これらのリスク及び機会を評価するための共通ガイドラインを記載したグループの方針が2021年に公表された。「気候変動のリスク及び機会」方針は、気候変動及びエネルギー移行に関連する問題を当グループのプロセス及び活動に組み込み、これにより、適応及び緩和戦略に沿った事業の耐性及び長期的な持続可能な価値創造を向上させるための産業上及び戦略上の選択を通知するための共有アプローチを定義する。この方針で考慮されている主な道筋は以下のとおりである。

- 現象の優先順位付け及びシナリオ分析。これらの活動には、当グループに関連する物理的及び移転現象並びに検討すべきシナリオのその後の作成が含まれ、内部及び外部ソースからのデータの分析及び処理により展開される。このようにして特定された現象について、シナリオ（例えば、再生可能資源の変化に関するデータ）を事業の運営（例えば、予想される潜在的発電量の変化）に結び付けるための機能を発展することができる。
- 影響の評価。これには、統合されたプロセス（例えば、新しい建物の設計、業務パフォーマンス等の評価）に沿って、業務、経済及び財務レベルの影響を定量化するために必要な全ての分析及び活動が含まれる。
- 業務上及び戦略上の措置。これまでの活動から得られた情報をプロセスに統合し、当グループの意思決定及び事業活動を伝える。これによって利益を得る活動及びプロセスの例としては、既存資産又は新規プロジェクトへの投資の評価におけるような資本分配、耐性計画の策定、リスク管理及び資金調達活動、技術及び事業の開発が挙げられる。

以下では、特定されたリスク及び機会の主要因、気象及び気候の現象に関する事業経営における最良の実務、並びに定性的・定量的影響評価の実行について、検討している。上記の活動は、生み出された情報に対する分析、評価及び管理を年間を通じて継続してきた努力を基礎として成り立っている。TCFDで宣言されているとおり、気候変動に関連するリスク及び機会についての情報開示プロセスは、年を追って段階的かつ漸進的に進展する見込みである。

エネルギー移行及び気候変動に対するエネルの耐性

気候変動、技術の進歩、政策の進化、マクロ経済のファンダメンタルズ並びに地政学的情勢及び市場の状況の変化の影響によって、強靭な事業戦略、すなわち外部からの衝撃に耐えられ、そのため潜在的危機の原因を吸収し、外部の状況が変化してもゆっくりであろうと急速であろうと繁栄することができる戦略と、新しい機会を特定し、行動に移すことができる戦略を開発することがますます重要になっている。したがって、エネルギー移行シナリオ及び様々な気候変動シナリオに関連する要因を共同で考慮することが長期計画の前提条件となる。

一連の移行シナリオ及び気候シナリオは、例えば電力需要に対する温度の将来的な影響、より大きな電化及び脱炭素化のプロセスをサポートするために必要な投資、市場環境及び消費者習慣の進化を考慮して、戦略的及び産業的決定を導く役割を果たす。エネルの戦略計画は投資の94%超が再生可能資源による発電の漸進的拡大並びにエネルギーシステム及び顧客を漸進的な電化に導くためのインフラ及びサービスの開発による気候変動対策に集中していることを考えると、化石燃料の使用の大幅な削減並びに品質及び効率の向上を目的としていることから、当グループの投資及び活動は、パリ協定に合致したエネルギー転換に沿った長期的な成長経路の視点に立っている。

長期的な気候シナリオの適用により、当グループの資産及び事業ポートフォリオの適応計画の構築が可能となる。気候シナリオは、両方の高レベルの指標（比較可能な国別リスク指標）及び高解像度データの両方を提供する分析をするために、各事業に最も関連性の高い物理現象（熱波、豪雨、火災の危険性等）の特定から始まって展開され、これにより、単一施設レベルでの物理的影響を検討することができる。このアプローチは、既存のポートフォリオ及び新規投資の両方に適用される。新規投資に関する詳細は、別途のセクション「新規プロジェクトの評価における気候変動の影響の算入」に記載される。資産脆弱性評価により、耐性を高めるための優先度の高い措置を特定することができる。

慢性的及び急性的な物理現象：当グループの事業、リスク及び機会に与え得る影響

以下の物理的変数の変化、並びにこれに伴う潜在的リスク及び機会に関連する業務上及び産業上の影響は、気候変動に関する政府間パネル（IPCC）により策定されたシナリオを当グループの基準点として評価される。

リスク及び機会を生む慢性的な物理的変化

トリエステにおいて国際理論物理学センター（ICTP）と策定した気候シナリオは、2030年以前の構造的変化について決定的な兆候を示すものではないが、2030年から2050年の間に構造的変化が起こり始める可能性はある。実際には、気象学的な大きな変動が記録されているが（例えば、2022年のヨーロッパでの干ばつ）、ある現象が構造的に変化しているのか、平均的な基準値が既に変化し始めているのかを短期的に立証することはまだ困難である。そのかわり、より長い時間軸で確率的な間隔を設けて確立される。

慢性的な物理的変化による主な影響は、以下の変数に反映される。

慢性的な物理的変化により影響を受ける変数

- 電力需要：電力需要の潜在的増減につながる平均気温の変化。
- 火力発電：火力発電に影響する海洋及び河川の水位並びに平均水温の変化。
- 水力発電：水力発電の潜在的増減につながる平均降雨量及び降雪量並びに平均気温の変化。
- 太陽光発電：太陽光発電の潜在的増減につながる平均日照量、平均気温及び平均降雨量の変化。
- 風力発電：風力発電の潜在的増減につながる平均風速の変化。

当グループは、物理的変数の変化と、異なる発電技術のカテゴリーにおける個々の発電所の潜在的発電量の変化との関係を予測している。

長期的な気候変動の影響評価の一環として、当社は、それぞれの技術に関連する慢性的な事象を特定し、潜在的な出力へ関連する影響の分析を開始した。

シナリオを分析すると、物理的変数の最近の傾向の慢性的な構造変化は、2030年以降に重要となることが分かる。しかしながら、潜在的な影響を示す推定値を得て、慢性的な影響の早期出現の可能性を含めるため、気候変数との直接の関係にかかわらず、物理的シナリオによって潜在的影響を受ける要因に対する事業計画の感応度をテストすることは可能である。現在の事業計画は、気候変動の傾向によって受け得る影響も考慮し、慢性的な現象に関連するシナリオの中央値の情報を用いて構築された。

慢性的な気候変動が再生可能エネルギー発電に与える影響に関する分析

気候変動の慢性的な影響が我々の発電所の生産に与える影響を計算するため、各再生可能エネルギー技術（風力、太陽光及び水力）毎及び発電所毎に、気候変数（気温、放射線量、風速、降雨量等）の変化に応じて、我々のポートフォリオ内の発電所における電気生産性の観点から起こり得る変化を関連付ける一連のアドホック関数が作成されている。

これらの「リンク」関数を校正するために、我々は気象及び気候変数の過去データ並びに我々の発電所の生産可能エネルギー観測値の内部参照から開始した。このようにして、各再生可能エネルギー発電所及び技術の特性に対応したリンク関数を得た。

これにより、気候変数の将来起き得る予測（RCP 2.6、 RCP4.5及びRCP8.5シナリオ）に対する慢性的な気候影響を調査することができた。

平均的な構造的変化をともなう慢性的な現象とともに、気象の典型的な変動、つまりより短期的な変動も研究する必要がある。過去10年間の電力生産量（TWh）の変動を分析し、気候シナリオによって予測される慢性的な傾向の変動幅及び気象データの過去の変動幅から得られた情報を、戦略計画のインプットとして取り込んだ。

発電所の生産は、顧客へエネルギーを販売するための調達につながるため、天候や気候の変動は全て調整につながる可能性がある。つまり、再生可能エネルギーの生産量が減少すると、調達側のバランスが崩れ、商業的戦略のために不足量をを市場で購入することになる可能性がある。反対に、再生可能エネルギーの生産量が増えれば、市場での購入量を減らすこと（又は販売量を増やすこと）ができる。

個々の発電所レベルで行われた分析及びその集計から、水力発電の平均的な発電量は将来的にわずかに減少する可能性があり（発電所によって大きな違いがある）、RCP 2.6シナリオの期間である2030年-2050年の間の国レベルの過去の数値と比較した平均変動は、-１%から-５%の範囲であると報告されている。風力発電の平均的な変動は、発電所の立地によって大きく異なり、プラスとマイナスの両方の小さな変動が生じる。最後に、太陽電池技術の効果は、RCP2.6シナリオの2030年-2050年の期間において、国レベルの平均値が最大３%増加し、概ねプラスに働くと考えられる。これらの効果は、ポートフォリオレベルで集計され、異なる変動のバランスをとる地理的分散及び技術的分散による効果を強調している。

リスク及び機会を生む急性的な物理的変化

急性的な物理現象（異常気象）に関しては、極端な物理現象の強度及び頻度により、資産に対して想定外の重大な物的損害が発生し、サービスの中断に伴い負の外部性をもたらす可能性がある。

気候変動シナリオの中で、当グループがさらされるリスクを規定するにあたり、急性的な物理要素は中心的役割を占める。これは、当グループの資産ポートフォリオが広範な地域に分散していることや、発電においては再生可能資源が最高度の重要性を持つことによるものである。

急性的な物理現象は、暴風、洪水、熱波、寒波等、それぞれ異なる様相を呈するが、多大な強度及び頻繁な発生をもって特徴づけられ、短期的には目立つことがなくとも、中長期の気候シナリオにおいては明らかに上昇傾向にある。

したがって、当グループは上記の理由により、短期の異常気象に関連するリスクは既に管理している。同時に、この方法論は、開発された気候変動シナリオ（RCP8.5、RCP4.5及びRCP2.6）に基づき、より長期の時間軸（至　2050年）にも拡張されている。

急性的な気象リスク評価手法

異常気象に起因するリスクを定量化するために、当グループは、保険業界及びIPCC報告書において採用されている統合災害分析アプローチを用いている。当グループは、その保険事業部門及び自社専用保険会社であるエネル・インシュランス・エヌヴイを通じて、自然災害に関連したリスクの評価に関する様々な局面、すなわち評価及び数値化から、それに対応した、影響を最小化するための保険による補償範囲までを管理している。

この手法は、暴風、熱波、熱帯低気圧、洪水等、分析可能な全ての異常気象に適用できる。自然災害のあらゆる類型について、３つの独立した要因が識別でき、その概要は次のとおりである。

- 事象発生の確率（ハザード）、すなわち特定の時間枠における理論上の事象発生頻度（再現間隔）。言い換えると、例えば、再現間隔250年の災害事象の任意の１年における発生確率は0.4%である。この情報は、事象の発生頻度のレベルを評価するために必要であり、その後、当グループの資産の地理的分布との関連付けを行う。
  この目的のため、当グループはハザードマップ・ツールを採用している。このツールは、多様な類型の自然災害について、異常気象に関連する推計頻度と、世界地図上の各地理的地点との関連付けを行うものである。この情報は、地理的参照データベースとしてまとめられ、グローバルな再保険会社、気象コンサルティング会社又は学術機関から入手される。
- ある災害事象が発生した場合にどれだけの価値が失われるかを比率で表示した、脆弱性。より具体的には、有形資産に対する損害、並びに発電及び／又は配電若しくはエンドユーザーへの電力サービスの提供の継続性に対する影響等が挙げられる。
  当グループは、特に資産がへの損害が生じた場合に備えて、太陽光、風力及び水力の各発電所、送配電網、一次・二次変電所等、ポートフォリオ内の各技術について、個別の脆弱性分析を実行及び推進している。これらの分析は、当然のことながら、様々な類型の技術に対して甚大な影響を及ぼす異常気象を中心として行われる。その結果は、深刻な影響を受ける資産の類型と、個別の自然災害事象とを関連付けた、一種のマトリクスとして表示される。
- 自然災害事象の存在により重大な影響を被る可能性のある一連の経済的価値が、当グループのポートフォリオ内に存在していることを表す、曝露。この要素についても、類型の異なる発電技術、配電資産及びエンドユーザーに対するサービスに関して、個別の次元で分析が行われる。

以上の３要素（ハザード、脆弱性及び曝露）が、異常気象に関連したリスクの評価においては常に基本的な構成要素となる。その意味で、当グループは、関連する時間軸毎の特異性に応じて、気候変動シナリオに関するリスク分析を分化させている。以下の表は、急性的な物理現象に起因する影響の評価に関して採用される考え方を要約したものである。

時間軸	*ハザード*	*脆弱性*	*エクスポージャー*
短期（１年～３年）	過去のデータ及び気象モデルに基づくハザードマップ	脆弱性は、極端な事象の種類、損害の特殊性及び問題のある技術の技術的要件に関連しており、本質的に時間軸とは無関係	当グループは短期を重要視
長期（2050年まで及び／又は2100年まで）	IPCCの様々なRCP気候シナリオに対応したハザードマップ及び具体的な検討		当グループは長期を重要視

したがって、ポートフォリオ内の資産の脆弱性に関しては、当グループの関連する国際事業ラインとの協力により、主要な異常気象が各種の技術に及ぼす影響の優先順位表が定められた。

異常気象に対する短期のリスク管理

当グループは、短期（１～３年）のうちに、リスクの評価及び定量化に加えて、自然災害事象の発生後に事業が損害として被る可能性のある影響を低下させる措置を講じる。措置は主に２種類あり、すなわち効果的な保険への加入及び気象適応措置、異常気象がもたらすおそれのある損失の予防である。

これらの措置の一般的特徴を以下に説明する。当然のことながら、損害の予防・軽減への適応措置の場合、当グループの発電、エネル・グリッド国際事業ラインは、個別に参照される。

急性的な物理的事象の当グループへの影響

エネル・グループは、その発電技術、地理的分布及び資産規模に関して十分に分散されたポートフォリオを有し、その結果、ポートフォリオの自然リスクに対するエクスポージャーも多様化している。当グループでは、多様なリスク削減措置を実施しており、これには、以下に記載するように、当社のリスク・プロファイルをさらに低下させるため、保険の補償並びにその他の管理及び運営に関する取決めの双方が含まれる。

過去５年間のデータで示されるように、経験的証拠はこれらのリスクによるごくわずかな影響を示している。総影響額が10百万ユーロを超える事象として定義される最も重大な事象を考慮すると、累積総影響額は約130百万ユーロとなり、当グループの2022年現在の付保資産価値（約224十億ユーロ）の0.06%未満を占め、その大半は保険金を通じて回収された。

急性的事象リスク指数（AERI）

当社グループは、気候変動に起因する急性的な現象に対するリスクの変化を高次元で示す気候変動指標「急性的現象リスク指標（AERI）」を策定した。特に、気候予測（RCP2.6）に基づき、2030年-2050年において気候変動に起因する予想される危険性の上昇に応じて変化するリスク・クラスで特徴づけられる地域に位置する設備容量のシェアを、過去の期間と比較して示している。

この指標は、気候変動の影響をより強く受けることになる発電所を特定するために、気候指標及び後述する予備スクリーニングに従ったアプローチを用いて、当グループの水力発電所、太陽光発電所及び風力発電所（エネル・グリーン・パワー及びエネルＸ）を検討するものである。この評価の目的は、適応策の特定に必要な詳細な分析の優先順位を定めることである。この指標は、各発電所及び関連する物理現象について実施されたスクリーニングの概要を示すものであることを明示することが重要であり、これに対して、より詳細な分析のため、優先順位は評価される。

特に、各発電所について関連する物理現象を考慮し、それに関して将来の気候変動のレベルを計算し、適切な加重システムを用いて各資産にリスククラス（高、中、低、超低）を割り当てる。この時点で結果を集計し、各リスクカテゴリーに分類された当グループのAERI値を算出することができる。

RCP2.6シナリオでは、エネル・グループの総解析容量のうち、気候変動によるリスクが高いと分類されるレベルに位置するのはわずか１%であり、これらのプラントについては、取り得る適応策を特定するために、詳細な分析の優先度が高い。一方、15%は中リスクの地域に位置している。これは、より高い解像度のデータを用いてより詳細な分析を進めるかどうかを評価し、特定の現象に対する適応の必要性を判断するために、資産の状況を定期的に分析する必要があることを意味する。最後に、残りの設備容量（84%）は、低リスク又は超低リスクに位置し、これらのカテゴリーに属する発電所は、RCP2.6シナリオにおいて実質的な気候変動の影響に晒されることはないと予想される。したがって、これらの発電所については、既に実施されている基準及び行動が適切であり、詳細な調査の優先度は低い。いずれにしても、全ての発電所に影響すると予想される気候変動を確実に監視するために、分析は継続的に更新され、改良される。

エネル・グループの保険

毎年、当グループは、事業を展開している様々な国における事業のため、グローバルな保険プログラムを開発している。補償範囲と補償額の観点から、主なプログラムは以下の２つである。

- **資産に対する重大な損害及び当該損害による事業の中断を対象とした財物プログラム（「財物損害及び事業中断保険プログラム」）。したがって、資産（又はその一部）の再建費用に加えて、発電及び／又は配電の停止による経済的損失も、保険契約に定められた限度額及び条件の範囲内で補償される。**
- **賠償責任プログラム（「総合的負債及び環境負債保険プログラム」）。異常気象が当グループの資産及び事業に及ぼす影響を含め、第三者に与えた損害を補償する。**

効果的なリスク評価に基づき、保険契約の中で適切な限度額及び保険条件を定めることができ、これは気候変動に関連する極端な気象事象の場合にも適用される。実際、後者の場合、事業への影響は甚大なものになる可能性があるが、過去に世界各地で起きたように、親会社専属保険会社であるエネル・インシュランス・エヌヴイを通じた当グループの強固な再保険能力もあり、十分な保険補償限度額によって当グループは、高度な回復力を発揮している。

かかる効果的な保険の存在は、当グループが行う発電資産及び配電資産の予防的メンテナンスの重要性を低くするものではない。実際、これらの活動の効果は異常気象の影響の緩和にすぐに反映される一方で、リスク資金を最適化し、自然災害に係るリスクを含む当グループのグローバルな保険プログラムの費用を最小化するために必要な前提条件である。この適応戦略は、保険及び周囲の状況による変化を超えた経営戦略及び行動の形を取る。例えば、当グループは、資産のリスク保有方針を変更し、リスク軽減の観点から最も優れた事業ラインに報いる内部リスク移転方針により、保険市場における保険料の強い上昇傾向の大部分を何とかして凌いだ。このような観点から、事象の事後分析から導き出した方法及び情報は、将来かかる事象が発生した場合に被害を軽減するために活用するプロセス及び実務を決定する上で、極めて重要な役割を果たす。

財物プログラムの中で、エネル・インシュランス・エヌヴイは、グループのSDGsについての損失及び目標達成に関連する事業ラインに対して保険料払戻しのメカニズムを提供し、当グループの気候変動課題への適応につながる好循環に寄与している。

エネル・グループの気候変動適応

当グループは、潜在的な影響を評価し、必要な適応策を適切に調整することで、有害事象への対応能力を高め（対応管理）、事業の回復力を高め（耐性措置）、有害事象による悪影響を及ぼす将来のリスクを低減する全体アプローチを用いて気候変動適応策を実施する。さらに、気候変動の影響を分析するために開発されたスキルやツールは、地域社会や全てのステークホルダーの適応を促進するためのソリューションを提供する新しい事業の選択肢の創出を通じて、価値を創造するために活用される。

適応ソリューションには、ポリシー措置並びに短期的決定及び長期的決定で実施されたベストプラクティスの両方が含まれる。

新規投資は、一般的なアプローチと同様に、設計及び建築段階において、気候リスクの影響を「設計によって」軽減するために、設計及び建設段階で早期措置を講じることもできる。例えば、設計段階で気候シナリオを考慮し、特定の現象に対する資産の脆弱性分析を行い、耐性のある解決策を実施することが挙げられる。

以下の表は、有害事象を有効に管理するためにエネルが実施し、気候変動の影響よる気象現象及びその進展に対する耐性を高めるための措置の種類の高レベルな概要である。以下の項では、特定の措置について詳しく説明する。

事業ライン	A. 耐性措置―資産の耐性の向上	B. 対応管理―有害事象管理
エネル・グリーン・パワー及び火力発電	**既存資産** １．水力リスクの評価及び設計のためのガイドライン ２．O&MからE&C及びBDへの教訓的なフィードバック **新規建築** 既存資産に対する措置に加え、 １．環境影響評価書（試作）に含まれる気候変動リスク評価(CCRA)	**既存資産** １．危機事象及び事象管理 ２．場所固有の緊急事態管理計画及び手順 ３．差し迫った極端な事象を予測するための特定のツール
エネル・グリッド	**既存資産及び新規建築** １．グリッド体制強化計画策定のためのガイドライン（例えば、イー・ディストリブッツィオーネの「ネットワーク耐性向上プラン」）	**既存資産** １．配電網に対するリスク予防、準備、対応及び復旧活動のための戦略及びガイドライン ２．緊急事象及び重要事象の管理のためのグローバル・ガイドライン ３．電気設備（電線、変圧器等）に関わる火災のリスク防止及び準備のための対策
エネルＸ・グローバル・リテール	**既存資産** １．中長期的な気候変動の影響に関する予備的分析	**既存資産** １．エネルＸ危険事象管理

エネルが発電の耐性を確保する方法

発電に関して、当グループは個別の施設を対象にした措置を実施し、特別管理活動及びプロセスを確立している。

以下は、個別の施設につき近年実施した措置の例である。

- イタリアのポー川等、河川の水位の低下によって生じる問題に対処するため、特定の発電所について冷却水管理システムを改善した。
- 吸気流を改善し、CCGTにおける周辺温度の上昇によって生じる出力の減少を相殺するため、噴霧器を設置した。
- 洪水のリスクを軽減するため、排水ポンプの設置や、盛土のかさ上げ、運河の定期清掃や発電所に隣接する土地の地滑りを防止するための統合への介入を行った。
- 水力発電所において、数値シミュレーションを用いて洪水シナリオを発電用地毎に定期的に再評価した。策定されたシナリオは、土木工事、ダム及び取水口に対する緩和措置並びに介入によって管理されている。

当グループは、気象事象が発電に与える影響を管理するため、以下のような最良の方法を採用している。

発電業務において気候事象を管理するための当グループの実務
主要な政策：管理、O&M事業、ダム及び水圧インフラストラクチャーの安全性、重要事象管理

- 再生可能エネルギー資源の利用可能性を監視し、かつ、異常気象を感知するための気象予報、並びに従業員及び資産を確実に保護するための警告システム。
- 水文学的シミュレーション、土地調査（ドローンの使用によるものを含む。）、デジタルGIS（地理情報システム）及び衛星測定による脆弱性の監視。
- ダム及び水力発電所における10万超のパラメータ（160百万超の過去の測定値を含む。）の高度なモニタリング。
- 発電所のリアルタイム遠隔監視。
- 米国オクラホマ州の風力発電所等、竜巻及びハリケーンの被害を受けやすい地域における発電所内のセーフルーム。
- 発電所内及び発電所外の地域のリスクを評価するために、開発の初期段階から水文学及び水力学の調査を行うための具体的なガイドラインを採用し、水理不変の原則に従った排水及び緩和システムを設計段階に適用する。

- 主要なプロジェクトパラメータにおける潜在的な気候傾向の検証を関連プロジェクトのシステムのサイズ（例えば、新規CCGTの冷却のより高い柔軟性を確保するための冷却水源の温度の評価）及び土木工事（例えば、太陽光発電所の排水システムの設計のための降雨量評価）を考慮に入れる。
- ハリケーン及び熱帯性暴風雨の記録及び過去の軌道を含む最新のデータベースを用いた極値風速の推定が、新たな条件に最も適した風車技術の選択を可能にする。

また、有害事象に確実かつ迅速に対応するため、当グループは、特別な危機管理手続を採用している。具体的には、業務を迅速に復旧するための全ての行動をリアルタイムで通信及び管理する手順書、並びに可能な限り速やかに全ての発電所の損害を評価し、かつ、業務を安全に復旧するための標準チェックリスト等である。気候現象の影響を最小限に抑えるための１つのソリューションは、学んだ教訓のフィードバックプロセスにより表され、技術的機能により実行される。これは、既存の運用モデルにより管理され、将来のプロジェクトに影響を与える。

適応需要を特定するための将来の気候影響の分析

発電事業ラインでは、当グループの発電所の中長期的な影響を推定するため、グローバルに関連する現象をマッピングし、急性的及び慢性的な気候リスクの分析を行っている。

特に、急性的な事象分析は、２つのフェーズに分けて行われた。

- 初めに全ての水力発電所、風力発電所及び太陽光発電所のハザード及びエクスポージャーの予備的スクリーニングを行い、脆弱性の程度に基づいて既存の発電所ポートフォリオを分類し、リスクレベルがより高い発電所を特定し、そこから１つ又は２つの発電所を選択して、取り得る適応措置を決定することを目的とする。
- リスク優先度の高い発電所を詳細に分析することで、将来的に可能な適応措置や生産量低下を防ぐための対策を特定することができる。

この詳細な分析は、極端な事象の頻度及び強度が上がる可能性を考慮し、その結果として、関連する現象に晒される発電所を特定するために実施された。

試験的な拠点の詳細な分析により、検討された一連の現象全体について、長期的に高いリスクを抱える少数の発電所が特定された。

豪雨

- 2022年には、相当数の発電所に対する分析作業が行われたが、その結果、敷地の地形及び発電所に対する現象の影響との間に高い相関関係があることが明らかになり、特定の敷地、特に関係する現象に最も晒される発電所を分析する必要性が確認された（技術では太陽光発電が、地域レベルではラテンアメリカが最もリスクに晒された。）。
- より広範な研究により、水理学的リスクのレベルを許容できる閾値まで下げるために取り得る構造的適応策を特定することができた。その実施には、費用対効果の分析が必要である。かかる構造的適応策には、例えば、水理学的緩和策（主に堤防、河床の再整備並びに排水路、拡張タンク及びラミネートタンクの適応）の整備や、土砂移動工事によるリスクのある部品の引き上げ、太陽光発電パネルの場合は支持構造を延長することが考えられる。

熱波

- 2022年、熱波が太陽光発電システムに与える影響について深く研究された。この重要な事象は、降雨がなく高温が何日も続くことに特徴付けられる。
- この気候現象の頻度及び強度の増加にもかかわらず、この発電所には大きな影響はなく、特定の場所で特定の期間にディレーティングを行ったことによりインバータの性能が低下した程度だった。

暴風雨

- 暴風雨のリスクに関して、かかる事象の増加を示すシナリオにもかかわらず、影響分析、特に分析した風力発電所で、設計による高いレベルの耐性を示している。
- エネル・グリーン・パワーの発電所に対する現象の影響が限定的であることを考慮し、適応策の実施には、費用対効果分析に基づく具体的なサイトアセスメントが必要である。

山火事

・ 火災リスクに関して、事業ラインは、最もリスクの高い場所を特定するための調査を実施した。火災を未然に防ぎ、対応時間を短縮するために、発電所の設計段階又は運用段階で採用可能な適応策をいくつか特定した。これには、プロジェクトエリア周辺の植生除去、防火帯の設置、火災発生時の対応方法に関する地元当局との調整等が含まれる。

策定されたこれらの方法論は、エネル・グリーン・パワーの新しい発電所の設計及び開発にも適用することを目指し、徐々に改良されていく予定である。

これらの調査により、リスク予防（例えば、アダプティブデザインの採用）及び事象管理並びに非市場リスクの管理の観点から、適応の必要性を定量化することが可能になる。

エネルの戦略の中核をなすグリッドの耐性

エネル・グリッド事業ラインは、前述のグループガイドライン（「気候変動リスク及び機会」）に従い、具体的な方針（気候変動リスク評価）を発表した。これは、リスク及びその影響を軽減するために実施すべき行動を監視するために、管理する発電所及び実施する活動に関して、気候変動リスクを特定、分析及び評価する一般基準、手法ツール及び要件を提供するものである。

エネル・グリッド事業ラインにおいて、当グループは近年、異常気象に対処するため、「４Ｒ」と呼ばれるアプローチを採用している。ネットワーク内の緊急事態への備え並びに気候変動による資産の損害及び停電が発生した場合に迅速なサービス回復のための措置を定義するため、具体的な方針（これは配電網の耐性を確保するための革新的戦略を実行しようとしている）が策定されている。４Ｒ戦略は４つのフェーズに分かれている。

１） リスクの防止：事象により配電網の部品を紛失する確率を下げ、かつ／又はその影響を最小限に抑えることを可能にする行動を含む（例えば、インフラの堅牢性の強化措置及びメンテナンス措置の両方）。耐性向上のための技術的な解決策の選択は、各気象事象及び地域的領域において最も適切な対応を特定するカタログによって導かれる。

２） 準備：市民保護局及び現地機関と協力しながら、潜在的に重要な事象を特定する適時性を向上させ、停電が発生した場合に必要な資源を準備するためのあらゆる措置を含む。

３） 対応：異常気象の発生が確認された際に、緊急事態に対処する業務上の能力を意味するフェーズである。現場で経営資源を動員する能力及び回復バックアップシステムによって電力供給を遠隔で回復する能力と直接に相関する。

４） 復旧：このフェーズが最終フェーズで、事前に実施した回復力強化措置にもかかわらず異常気象によりサービスが中断した場合、可及的速やかにグリッドを通常の稼働状況に復旧させることを目的とする。

このアプローチに従い、係る事業ラインは、気候変動に関する様々な側面及びリスクに言及するため、特定の行為に対する様々な方針を準備しており、以下が特筆すべき方針である。

緊急時における準備、対応及び復旧のための行動ガイドライン

本方針は、４Ｒアプローチの最後の３つのフェーズをカバーしており、準備戦略の改善、全停電の影響の緩和及び最終的には可能な限り短時間でできるだけ多くの顧客に対するサービスを回復させるためのガイドライン及び対策を示している。

ネットワークの回復力計画のためのガイドライン

本方針は、優先順位の評価を可能にすることを目的として、ネットワークに最も影響を与える異常気象の特定、AS-ISネットワークの特定のKPIの評価及び提案された介入策に基づいて現状を改善することを目指している。このようにして、特定のエリア又は地域において実施された場合に、特に重要な異常事象の発生したグリッドへの影響を最小限に抑えることができる行動が選択される。したがって、この方針は、４Ｒアプローチの最初の２つのフェーズをカバーし、リスク回避及びリスク準備に関する措置を提案する。

イタリアでは、この方針は、イー・ディストリブッツィオーネが2017年から毎年作成している「回復計画」に変換されており、この計画は、特定の重要な地域における異常事象、特に熱波、氷結及び暴風（それに伴う倒木のリスク）の影響を軽減するために、３年間の時間軸でアドホック投資を行う開発計画の補遺となるものである。2017年-2021年には、約672百万ユーロが投資され、2022年-2024年計画の補遺に明記されているように、次の３年間にも約262百万ユーロが投資される予定である。これらのリスクに対処するための投資として、絶縁されていない電線を対象とした絶縁された導体への交換、ある場合には地下ケーブルの敷設又は上記現象に対して脆弱でない電力を復旧させるためのルートを含むソリューションを行っている。

イタリアと同様に、ヨーロッパ及び南米の他の国でも、各地域の特徴を十分に考慮しながら異常気象に対するグリッドの回復力を高めることを目指し、特定の目的への投資計画を準備するため、同様の問題が検討されている。

電気設備へ影響を与える森林火災に対するリスク回避措置及びリスクへの準備措置

本方針は、森林火災のリスクへの対処に特化しており、森林火災の場合に適用される緊急管理措置対する統合的なアプローチの概要を述べており、これは、エネルの発電所を脅かす可能性のある配電網自体に起因する外部要因か又は稀な場合のいずれかの森林火災の場合に対応するものである。この文書では、リスクのある地域や発電所を特定し、具体的な防止策（例えば、メンテナンス計画及び改善点の評価等）を定義し、火災が発生した場合には、その影響を最小限にとどめ、可及的速やかなサービスの復旧を目指し緊急事態を最適に管理するため、関係する様々な地域で実施すべきガイドラインを提供している。

支援活動

気象予測システムの導入、グリッドの状態の監視及び重要な気象現象がグリッドに与える影響の評価、運用計画の作成並びに具体的な演習の実施等がある。この点で特に重要なのは、緊急事態に対応するために、社内の人材及び契約者の両方からなる臨時の人員を動員するための事前協定である。例えば、イタリアでは、MV線路の結氷を観測及び調査するための３つの実験ステーションを設置及び稼働させたほか、雪及び風に非常にさらされる地域において地上線上のIoTセンサーを監視する試験（プロジェクト・ニューマン）が開始された。

エネル・グリッドは、2022年12月に欧州電気事業者連盟-EPRI(1)が発行した「来る嵐：異常気象に対する電気の耐性の構築」と題する報告書を含む、気候変動に対する耐性及び適応力の重要性及び可能な行動に関する初期の業界出版物の起草に大きく貢献している。

(1) EPRI：米国電力研究所

エネル・グリッドは、継続的な改善を確実にすることを目指し、気候変動への影響やグリッドの耐性を高める適応策をサポートする革新的な技術的解決策を特定するために、スタートアップや業界の専門家に直接連絡を取ったり、エネル・グループのイノバビリティ部門が提案する課題を利用したスカウト活動を実施したりしている。

将来の気候の影響を分析し、適応策を特定する

グローバルレベルでの主要な事象のマッピングに始まり、エネル・グリッドは、中長期的にグリッドに与える将来の影響を評価するため、当グループが事業を展開している様々な国の最も重大な脅威の傾向を監視している。そのためにまず、過去に発生した異常気象がグリッドに与える影響（関連する障害を含む）の予備評価を行う必要がある。これにより、あらゆる適応策を特定するための優先的な分析を行うことができる。

これらの評価をもとに、2022年には具体的な現象及び地域的領域について詳細な調査が行われた。以下はその一例である。

豪雨／暴風

- 2022年、スペインにおける爆発的な（強烈な風と雨の組み合わせによって発生する）サイクロジェネシス現象を調査するため、2050年までの事象を予測し、将来起こり得るグリッド資産への影響を評価する分析を実施した。初期の結果によると、過去の観測記録とほぼ同じ傾向であり、カタルーニャ地方の沿岸部は例外で、今後、事象の激化が予想される。

- 同じく2022年、コロンビアでは、ボゴタ及びクンディナマルカの両地域で降雨の影響に関する研究が行われ、2050年までに起こり得るシナリオが評価された。綿密な調査の結果、この現象に関連するマイナスの影響は、長期間に渡って相当程度持続することが分かった。これらの初期結果に基づき、計画されている対応策は、主に洪水リスクを回避するための都市部における二次変電所の防水工事及び降雨の直接的な影響による結果を抑えるための空中インフラの強化に関するものである。

熱波

- 2022年には、イタリアの熱波について、2020年の初期結果に基づいて、さらなる調査を行った。この重要な事象は、数日間にわたって続く高温及び降水がないことが特徴で、地下ケーブルからの熱の発散が妨げられることで、特に都市部や夏の観光地では、配電網の多重故障のリスクが異常に高まる。実施された分析によると、この気候現象は今後数十年の間、2050年までに10%から40%（気候シナリオによる）強まることが明らかになっており、上記の耐性計画及びNRRP（国家復興回復計画）の入札に参加し、インフラの耐性を高めるために割り当てられた資金（350百万ユーロ）により、既に拡大中の公約に示されている適切な適応行動が必要である。

森林火災

- 火災リスクに関しては、かかる事業ラインでは、前述の方針と同様に、地形や環境特性に基づいて地域の火災リスクを評価する指標（FWI：火災気象指標）を支援ツールとして適用し、この現象の発展に関する2050年までのシナリオを予測した上で、火災リスク予防に関する方針の更新を準備している。これまでのところ、各国は森林火災の危険性が最も高い地域を特定するための調査を実施している。今日、この研究では、様々な環境（自然保護地域、森林、生息地）で配電網をより正確に識別するために、GIS（地理情報システム）マッピングも利用する。これにより、火災の危険を防止するためのより効果的な構造又はメンテナンス設計措置を採用することができる。

適応活動 ― エネルX・グローバル・リテール

異常気象に対処するため、エネルX・グローバル・リテール事業ラインは、気候変動に適応するための行動を策定するために、物理現象による潜在的な影響を推定する作業を開始し、優先すべき国／資産に関するリスク及び機会を特定している。

所有資産に対する影響分析が実施されたが、資産ポートフォリオ全体の中に占める割合は低い。同時に、企業間取引及び政府企業間取引の顧客を対象に、潜在的なリスク及び考えられる耐性解決策の評価も行っている。

適応に関する作業では、エネル・グリーン・パワー及び火力発電並びにエネル・グリッドが策定した、太陽光（分散型エネルギーPV）及び公共照明に対する急性的な気象事象の評価及び管理に関する研究を拡大し、エネルX・グローバル・リテールの資産の脆弱性の評価のための方法論を定義することに焦点を当てた。

太陽光については、暴風、豪雨／洪水及び火災リスク等、特定の急性的な事象の優先対象として特定された国／資産において、気候リスクの予備スクリーニングが実施された。過去に実施された作業及び太陽光エネルギーの予備スクリーニングの結果から、特定された資産に対する気候の影響に関する重要な問題は発生していない。この分析は、新しい施設の拠点にも拡大される見込みである。公共照明については、これまでに記録された過去の損失／故障に関するデータと急性的な気候変動との相関分析が進められている。

新規プロジェクトの評価における気候変動の影響の算入

新規プロジェクトの評価及び実施に関連する多くの活動は、一般的な気候及び施設固有の気候から恩恵を受ける可能性があり、当グループでは、新規プロジェクトの評価で既に考慮されている分析との統合を開始している。例えば、

- 事前研究：この段階では、気候データは、オープンカントリーリスクモデルに統合された、物理的シナリオの分析で事前に議論した現象等の特定の気候現象の分析及び気候リスク指標等の総合的指標により、事前のスクリーニングツールとして役立つことができる。これらのデータは、技術毎に関係があると認められる分野において最も関連性の高い現象の事前措置を提供する。

- 予想出力の推定：気候シナリオは、どのように気候変動が特定の施設における再生可能資源の利用可能性を変更するかを評価できるように、段階的に統合される。潜在的出力の事前分析の詳細な開発において、選択されたパイロット施設に現在適用されているアプローチが説明され、その後全体の発電ポートフォリオにわたって規模が拡大される。
- 環境影響分析：当グループは、気候変動リスク評価をプロジェクト文書に組み込み始めている。これには、主な物理現象及びその地域で予想される変化の記載が含まれる。
- 耐性のある設計：前述のように、設計による耐性のある資産の開発は、主要な気候変動適応ソリューションである。当グループは、急性的な事象の頻度及び激しさの増大等の気候データに基づく分析を継続的に検討することに取り組んでいる。後者では、プロジェクトの耐用年数にわたる全ての必要な適応措置を含む将来の資産を含む将来の資産の耐性を増大させるために、既に使用されているこれまでのデータに基づく既存の分析を統合する。

移行の現象：事業、リスク及び機会に対する影響

移行変数に伴うリスク及び機会に関して、当グループは、潜在的なリスク及び機会の原因を特定するため、様々な参照シナリオと、リスク特定プロセス（競争状況、産業の長期的なビジョン、重要性分析、技術革新等）を構成する各種要素とを併用している。最も重要な現象を優先的に表示している。以下は、この枠組みにおいて特定された主要なリスク及び機会である。

方針及び規制

排出及びカーボン・プライシングに関する制限

（市場主導型ではない）政府の措置及び市場ベースのメカニズムによる排出制限を強化する法令。

- 機会：カーボンフリー・テクノロジーに対する投資を促進するための、二酸化炭素価格シグナルを強化する指揮統制規制及び市場ベースのメカニズム。
- リスク：各種当時者及び関係政策立案者が協調的アプローチを取れないこと、また政策手段の効果が限定的であること。これらは、エネルギー移行に重点を置いた断固たる当グループの戦略と比較した、各種部門における電化及び脱炭素化への動きのペースに影響を与える。

移行及びエネルギーの安全性を加速させるための方針及び規制

エネルギー移行を目的とした政策、規制枠組み及び市場設計の見直しが、各国のエネルギー構成の主流としての再生可能エネルギー資源の利用、エネルギー消費の電化、エネルギー効率及び電力システムの柔軟性向上、インフラの整備等、エネルギーシステムの導入に誘導する。

- 機会：当グループの戦略に沿った電力技術や配電網の長期市場（PPA、CfD）の整備により、再生可能エネルギーへの投資にとってより有利な枠組みを構築する。
- リスク：行政の認可プロセスの遅延並びに中核国の市場設計及び規制の枠組みの非効率性は、資産の収益性を低下させ、成長機会を制限するおそれがある。

回復力及び適応に関する規制

気候変動の変遷における回復力に対する投資を奨励するため、基準を上げ、特別なメカニズムを導入すること。

- 機会：サービス品質リスク、企業資産の損失リスク並びに顧客及びコミュニティへの継続性リスクによる影響を下げる投資から恩恵を受ける。
- リスク：格別深刻な異常気象により想定を超える影響が生じた場合、復旧が計画よりも遅れるリスクがあり、評判リスクも伴う。

エネルギー移行のための金融政策

エネルギー移行を促す政策及び金融商品の開発。これにより投資フレームワーク及び政策立案者の長期的な、信頼できる安定したポジショニングをサポートすることができるはずである。金融市場及び公的金融商品に持続可能性を組み込むことを目的としたルール並びに／又は公的及び民間金融商品（ファンド、メカニズム、タクソノミー、ベンチマーク等）の導入。

- 機会：投資フレームワークに準じた新たな市場及び持続可能な金融商品を創出し、エネルギー移行目標並びにこれに伴う費用及び利息に対する影響に沿って、脱炭素化のために公的資金及び資金源の利用を拡大する。移行のための助成金付きサポート・ツール（ファンド及びコール）を導入する。
- リスク：公的資金の状況の悪化により、エネルギー移行を加速させるための十分な行動を取れず、商品を提供できないこと、新たな商品及びルールの導入が不確実になり、又は遅れること。

市場

コモディティ価格のダイナミクス

商品価格の変動に関連するような市場のダイナミクスの変化は、事業者、政策立案者及び顧客の行動に影響を与える可能性がある。

- 機会：エネルギーコスト及び商品価格の変動によるエクスポージャーを削減するための解決策として、クリーンな電化が加速する。従来の化石燃料技術から効率的な電気技術への転換を図る顧客の傾向の高まり。
- リスク：潜在的に不利な施策の導入による「無秩序な」エネルギー移行。

市場力学

気候変動のリスクに対する意識の高まりや規制の強化により、最終顧客はより持続可能な技術を採用する傾向がある。

- 機会：長期的な契約（PPA）への需要の高まりが一助を担い、電力需要の増加に伴うプラスの影響及び再生可能エネルギーの余地が大きくなる。

テクノロジー

移行を支援する新たなテクノロジーの浸透

電気自動車、貯蔵、需要反応及びグリーン水素の生産用の電解槽等の新たなテクノロジーの漸進的な浸透。業務モデル及び「プラットフォーム」ビジネスモデルを移行するためのデジタル・テクノロジーの大規模な採用。

- 機会：電気システムの柔軟性を支えるテクノロジー・ソリューション開発に対する投資のための余地の拡大。グリーン水素の生産のための再生可能エネルギーの追加的な後押し。
- リスク：原材料のサプライチェーンの減速及び中断は、調達の遅れ及び／又はコストの増加につながる可能性があり、再生可能エネルギー、貯蔵及び電気自動車の普及が遅れる可能性がある。

商品及びサービス

住宅用エネルギー消費及び工業プロセスの電化

最終利用の電化が徐々に進むにつれ、より低コストで、地域の排出量への影響が小さく、効率性の高い製品（ヒートポンプ式等）の地域住宅及び産業セクターへの普及が拡大する。商品以外のサービスを提供する機会が増え、顧客のエネルギーコスト及び二酸化炭素排出量を削減する機会の増加。消費の電化を支援するためのグリッドへの投資の拡大。

- 機会：電力効率の向上によるエネルギー消費量の減少を背景とした電力消費量の増加。商品以外のサービスを提供する機会並びに顧客のエネルギーコスト及び二酸化炭素排出量を削減する機会の増加。消費の電化を支援するため、グリットへの投資の拡大。
- リスク：この市場セグメントにおけるさらなる競争。増加する負荷及びサービス継続性を提供するために不可欠な電力網の適切な整備への依存。

電気モビリティ

気候変動の観点から、より効率的かつ効果的な輸送手段の利用、電気モビリティ及び充電インフラの開発の重視、工業エネルギー消費者の電化。

- 機会：電力需要の増加並びに電気輸送の浸透及び「商品を超えた」サービスの普及に伴うマージン拡大によるプラスの影響。
- リスク：この市場部門におけるさらなる競争。

当グループは、潜在的リスクを軽減し、エネルギー移行によって生まれる機会を捉えるため、既に戦略的行動を起こしている。ESG要因を組み込んだ産業・財務戦略のおかげで、持続可能性及びイノベーションによって形作られた統合的アプローチは、長期的な共通の価値を生むことが可能である。

完全な脱炭素化及びエネルギー移行に焦点を当てた戦略により、排出量削減に向けたより意欲的な方針の展開に伴うリスクに対して当グループの回復力が確保され、再生可能エネルギー発電、インフラ及び実現するテクノロジーの開発機会が最大化される。これは、当グループのスチュワードシップモデルに基づいて運営されている資産を活用し、統合されたプレゼンスを持つ国々での地理的位置付けによるところもある。

エネルギー移行がもたらすリスク及び機会を定量化するため、「エネルのエネルギー移行シナリオ」にて説明される移行シナリオを検討した。業務に最も影響を与える変数への影響を特定した。スローワー・トランジション・シナリオ及びアクセラレイテッド・トランジション・シナリオでは、消費の電化の進展の影響を受けた電力需要－及びそのため電子技術の浸透－及び発電構成等が挙げられる。これらの検討により、資源配分において当グループが取り得る戦略的ポジショニングを決定するための着想が得られる。

エネルの基本シナリオ、パリシナリオは、最終エネルギー消費の電化及び再生可能エネルギー発電の開発の増加により支えられた、脱炭素化及びエネルギー効率化への大きな目標を想定している。エネルギー移行の力学は、当グループに大きな機会をもたらす可能性がある。特に、小売り電力市場では、とりわけ輸送及び住宅部門では、最終消費の電化が進むことにより、他のより汚染的なエネルギーに比べて電力消費量が大幅に増加することになる。同様に、エネルギー構成に占める再生可能エネルギーの割合が徐々に増加することで、卸売りにおける中長期的な電力価格の引下げが起きる。ただし、中期的なシステム限界価格に基づく市場設計が変わらないことを考慮すると、この影響は限定的である。どのような市場構造であっても、異なる効果をもたらす可能性がある。

移行シナリオの変更による財務上の影響については、EBITDAの観点から、スローワー・トランジション・シナリオ及びアクセラレイテッド・トランジション・シナリオが2030年の業績に与える影響を基本のパリシナリオと比較して分析した。

一方、消費の電化に関しては、スローワー・トランジション・シナリオでは、特に、電気自動車及びヒートポンプで最も効率的な電気技術の普及率が低くなることが想定され、商品に限定的影響を与え、商品小売事業を超え得るパリシナリオと比較して電力需要の減少を生じる。同時に、電力需要の減少は再生可能エネルギーの成長余地を狭め、発電事業に影響を与える。

アクセラレイテッド・トランジション・シナリオでは、グリーン水素製造技術のコストがより急速に削減されると想定している。これはこのエネルギー源へのより大幅な普及に転換され、ブルー水素及びグレー水素に代替し、パリシナリオと比較して国の電力需要及び再生可能エネルギーの導入に付加的な影響を与える。

全てのシナリオでは、特にパリシナリオ及びアクセラレイテッド・トランジション・シナリオを除き、様々な地域において配電網が管理すべき複雑さが大幅に増加する。実際、分散型発電及び蓄電システム等のその他の資源の大幅な増加、電動モビリティ及びそれに関連する充電インフラの普及、消費の電化率の増加並びに新しい消費形態を持つ新しいアクターの出現を予想している。

これらの発展は、電力の引出し／注入ポイントの分散化、電力需要及び平均所要電力の増加並びにエネルギーの流れに強い変動をもたらし、ダイナミックで柔軟なグリッドの管理が必要となる。したがって、このシナリオでは、接続を確保し、適切なレベルの品質及び回復力を確保するために、革新的な運用モデルの採用を促すための追加投資が必要になると予想している。これらの投資には、エネル・グリッド事業ラインにおいて適切な財務リターンを確保するため、一貫した方針及び規制シナリオが伴う必要がある。

競争環境

これまでのセクションで見てきたように、競争環境の分析は、当社グループが事業を展開し、その事業意欲を定義する背景を分析する上で、重要な要素の一つである。

また、市場の進化にともなうリスクは、競合他社の産業面及び財務面での業績を定期的にモニタリングすることにより軽減される。

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

同業者を特定するプロセスは、当グループのポジショニング及び戦略プランニング活動に有用な情報、KPI並びに報告要素をタイムリーに収集するために、定期的に更新される。

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

財務リスク

エネルは、その業務において、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さらされている。

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

財務リスク・ガバナンス・システムはまた、リスク管理部署により定期的に監視される、当グループ及び各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。

財務リスクの管理に関する更なる情報は、連結財務書類の注記49を参照のこと。

金利

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さらされている。

金利リスクへのエクスポージャーは主に新たな債務の財務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。

金利リスク管理方針は、当グループの金融負債のポートフォリオの最適化及びOTCデリバティブの利用によって金融費用及びそのボラティリティを抑制することを目指している。

特別なプロセス、リスク指標及び運用限度額を通してリスクを管理することで、当グループは、考えられる財務的な悪影響を限定すると同時に、債務構造を最適化して適切な柔軟性を確保できる。

商品

エネルはエネルギー市場で業務を行っており、そのため、電力、ガス及び燃料並びにその他の商品（鉱物及び金属等）の価格変動（価格リスク）を含むエネルギー商品価格のボラティリティの向上又は需要不足若しくはエネルギー商品の不足（ボリュームリスク）に起因する損失を被るリスクにさらされている。

これらのリスクは効果的に管理できなければ、業績に対して重大な影響を及ぼし得る。

かかるエクスポージャーを軽減するために、当グループは、先にエンドユーザー又は卸販売業者向けの燃料及び原料の供給並びに電力提供に関する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た。

エネルはまた、残存商品リスクの測定、最大許容リスクに対する上限の設定並びに規制市場及び店頭(OTC)市場におけるデリバティブを用いたヘッジ戦略の遂行について定める正式な手続を実施している。商品リスクの管理プロセスにより、当グループは、市場価格の想定外の変動によるマージンに対する影響を限定すると同時に、短期的な機会を捉えるために必要な柔軟性を十分に確保できる。

燃料及び原材料の供給中断のリスクを軽減するために、当グループは燃料供給源を多様化し、異なる地理的領域の供給業者を利用している。

2022年、ロシア・ウクライナ紛争及び気候変動の影響を受け、COVID-19のパンデミックが引き起こした複雑な世界経済危機は継続しており、エネルギー商品及びその他原材料の価格のボラティリティのさらなる大幅な上昇に火をつけている。前四半期において、エネルが記録したリスクは、2021年に見込んだ2022年のエネルギー商品のリスクの限度額を上回ったが、慎重かつ適時の緩和措置、ロシア産のガスへの依存度を下げるための事業及び供給ルートの地理的分散により、抑制された。最後に、契約条項の柔軟性及び代理ヘッジ手法（ヘッジ用デリバティブが市場で入手できない場合又は十分な流動性がない場合）を含む国際戦略及び地域戦略の採用により、非常にダイナミックな市場環境下でも結果を最適化することができた。

通貨

当グループの地理的多様性、債券発行及び商品取引の国際市場の利用を考慮すると、当グループの企業は、表示通貨とその他の通貨との間の為替相場の変動により、財務書類における業績及び財務状態全体に想定外の変動が生じるリスクにさらされている。

エネルの現在の構成を考えると、通貨リスクへのエクスポージャーは主に米ドルに連動しており、また、以下に起因している。

- 燃料又は電力の購入又は売却に関するキャッシュ・フロー
- 投資、外国子会社からの配当金又は株式投資の購入若しくは売却に関するキャッシュ・フロー
- 商業的関係に関連したキャッシュ・フロー
- 金融資産及び金融負債

為替相場リスクの潜在的影響は以下に反映される。

- 価格設定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及び負債の公正価値の再評価又は修正（取引リスク）
- 異なる会計通貨を有する子会社の連結（換算リスク）

通貨リスク管理方針は、当グループの会社の換算リスク以外のエクスポージャーを体系的にヘッジする方法に基づいている。

適切な運用プロセスによって、一般的にはOTC市場における金融デリバティブを利用する適切なヘッジ戦略の策定及び実施が確保されている。

特別なプロセス及び指標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限定すると同時に、運用ポートフォリオのキャッシュ・フロー管理を最適化できる。

当年度、通貨リスクはリスク管理方針に基づいて管理され、デリバティブ市場へのアクセスに問題はなかった。

信用及び相手方

当グループの商取引、コモディティ取引及び金融取引により、信用リスクにさらされる。信用リスクとはすなわち、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る流入キャッシュ・フローの中断、回収コストの増加（決済リスク）及び不利な市場条件で交渉された当初の取引が同様の取引に置き換えられることによる収益の減少（代替リスク）等がある。その他のリスクには、単一の相手方若しくは関連する顧客グループ又は同一業種若しくは同じ地理的領域で活動する相手方に対する重大なエクスポージャーに関連する風評リスク及び財務リスクが含まれる。

信用リスクへのエクスポージャーは、以下の種類の業務から発生する。

- 自由市場及び規制市場での電気及びガスの販売及び配送、並びに財及びサービスの供給（売上債権）
- 資産の現物交換を伴う取引活動及びコモディティを原資産とする金融商品の取引（コモディティポートフォリオ）
- デリバティブ、銀行預金、及び、より一般的に、金融商品の取引（金融ポートフォリオ）

商業活動及びコモディティ取引に関連した信用リスク管理方針は、相手方の信用力の事前評価を行うこと、並びに保証の取得といった軽減措置を講じることを定めている。

特別なリスク指標及び可能であればリスク制限に基づいてリスクを管理することで、信用力が悪化した場合の経済的及び財務的な影響を持続可能な範囲に抑えることが可能になる。同時に、このアプローチは、ポートフォリオ管理を最適化するために必要な柔軟性も確保する。

また、当グループは、償還請求権の伴わない債権をファクタリングする取引を行っている。かかる取引によって、当該ファクタリングに係る資産は完全に認識外となる。

なお、金融取引及びコモディティ取引に関しては、（信用評価の優れた取引相手を選好して）ポートフォリオの多様化を図ること、並びにリスク軽減条項（例えば、ネッティングの取決め）及び場合によっては現金担保を取り交わす規定を含む所定の標準化された契約の枠組みを採用することを通じてリスクの軽減を図っている。

営業債権の減損判定において考慮された一部の顧客セグメントの回収状況の悪化にもかかわらず、当グループのポートフォリオはこれまでのところ、マクロ経済コンテクスト及び現在の価格シナリオに対する回復力を示している。これは、デジタル回収チャネルの拡大及び商業顧客の確かな分散を反映している。

流動性

エネルの流動性リスク管理方針は、追加の資金源に頼ることなく、所定の時間軸で予想されるコミットメントを満たすのに十分な流動性を維持するように設計されており、また、予想外のコミットメントを満たすのに十分なプルデンシャルな流動性準備金を保持している。さらに、中長期的なコミットメントを満たすために、エネルは、資金需要を満たすために使用する資金源の多様な構造及びバランスのとれた満期プロファイルをもたらす借入戦略を追求している。

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、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）又は市場における当グループのリスクの認識の変更により、債務を適時に履行できない、好ましくない条件でしか履行できない又は資本損失を伴う資産からの投資を制限されるリスクである。

市場が認識するリスクを定める要因のうち、格付会社がエネルに付与する信用格付けは決定的な役割を果たす。それは、信用格付けは資金調達源の利用可能性及びその資金調達に当たっての財務的条件に影響を及ぼすからである。信用格付けが引き下げられると、資本市場の利用可能性が制限され、あるいは資金調達コストが増加することとなる可能性があり、結果として、当グループの財務状態、財務業績及びキャッシュ・フローに悪影響が及ぶ。

2022年、エネルのリスク・プロファイルは2021年12月と比較して若干変化し、フィッチが安定的見通しの「A-」から安定的見通しの「BBB+」となった。エネルの格付けは依然として、スタンダード・アンド・プアーズが安定的見通しの「BBB+」、ムーディーズが安定的見通しの「Baa1」である。

流動性を効率的に管理するために、財務活動は主に持株会社レベルに集中しており、主に通常の営業活動によって得られた現金を利用して流動性の必要性を満たし、現金余剰を適切に管理している。

ロシア・ウクライナ紛争にともなう2022年のガス価格の高騰は、コモディティ・デリバティブのマージンに影響を与え、これは前例のない水準に達した。年度末現在、当グループが監視している流動性リスク指数は、2022年に設定された限度額の範囲内にあり、異常で予測不能な事象による厳しい流動性の状況の下でも、当グループの耐性を示している。

デジタル・テクノロジーリスク

サイバーセキュリティ

常に新たな挑戦を生む技術開発のスピード、高まるサイバー攻撃の頻度と激しさ、並びに重要インフラ及び戦略的産業部門のターゲットとしての魅力は、極端な例では企業の通常業務が中断し得る潜在的リスクを浮き彫りにしている。サイバー攻撃は、近年劇的に進化している。その件数は、複雑さ及び影響と同様に飛躍的に増加しており、脅威の源を速やかに特定することがますます困難になっている。エネル・グループの場合、このエクスポージャーは、様々な業務環境（データ、産業及び従業員）、固有の複雑性に伴う状況、及び長年にわたり当グループの日常業務プロセスに組み込まれつつある資源の連係を反映している。

当グループは、IT（情報技術）、OT（操業技術）及びIoT（インターネット・オブ・シングス）の全ての部門に適用されるサイバーセキュリティの総合的なガバナンス・アプローチを採用している。そのフレームワークは、上級経営陣のコミットメント、世界的な戦略管理、全ての事業分野の関与、並びに当グループのシステムの設計及び実施を担当するユニットを基準としている。当グループは、市場に存在する最高の技術を活用するとともに、人々のサイバーセキュリティへの意識を高め理解を深めるための取組みを通じて、人的要因にも取り組んでおり、これは、企業防衛の最前線を表している。加えて、その枠組みには、情報セキュリティに関する規制要件が盛り込まれているほか、特定された脆弱性を特定し排除するための大規模なテスト（IT、OT及びIoT環境）が実施されている。また、当グループは、「リスク・ベース」及び「設計によるサイバーセキュリティ」の各アプローチに基づくITリスク管理方法を策定し、これによって全ての戦略的決定に事業リスクの分析を組み込み、ソリューション及びサービスのライフサイクル全体を通してセキュリティ要件を統合している。エネルはまた、ITセキュリティのインシデントに対して積極的に対応するために、独自に運用するサイバー・エマージェンシー対応チーム（CERT）も創出した。

最後に、当グループは2019年、技術的対抗措置に加えて他のツールによってかかるリスクを軽減するため、サイバーセキュリティ・リスクのための保険に加入した。

デジタル化、ITの有効性及びサービスの継続性

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

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

オペレーショナル・リスク

健康及び安全

エネルの従業員及び契約社員が晒される業務上の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の業務に関連している。安全衛生、労働環境、企業構造、資産及びプロセスの管理を規定する法律、規制及び手続の違反は、従業員、労働者及びステークホルダーの健康に悪影響を及ぼす可能性があり、行政上若しくは司法上及び関連する経済上の罰則を受けるリスク、財政的及び風評的な影響を引き起こす可能性がある。

主な業務上の健康及び安全のリスクは、労働安全衛生に関わる主要なリスクは、各事業所又は企業資産毎に評価される。

グループレベルでは、過去３年間に発生した主な事象の分析により、発生確率の観点から、機械的な事故（落下、衝突、破砕及び切断）が最も多く、関連する潜在的な影響の観点からは、電気的な事故（致命的な傷害にもなり得る。）が最も深刻であることが示された。

さらに、世界の様々な地域に当グループが存在することに関連して、従業員及び契約社員は、パンデミック及びパンデミックの可能性のある潜在的な新しい感染症に関連した健康リスクにさらされる可能性があり、これは健康及び幸福に影響を及ぼす可能性がある。

エネルは、グループの主要経営陣が署名した健康及び安全へのコミットメント宣言を採択した。

この方針を実行するために、当グループの各事業ラインには、国際規格であるUNI ISO 45001に準拠した独自の労働安全衛生管理システムがあり、このシステムは、危険の特定、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、予防措置及び保護措置の有効性の検証並びに是正措置に基づいている。エネル・グループは、予防措置及び保護措置に基づいた構造化された健康管理システムを定義しており、これは、従業員の心身の健康及び組織の幸福を促進し、個人生活と職業生活のバランスをとることを目的とした企業文化の発展にも一役買っている。

このシステムでは、請負業者及びサプライヤーの選定及び管理の厳格性並びに安全性能の継続的な改善プログラムへの関与の促進も考慮されている。

さらに、進行中のパンデミックに結び付くリスクに関連する緊急事態に関しては、緊急事態管理を全てのグループ内の組織で確実にするために、親会社のP&O部門内に、各事業ライン及び各国にリエゾンを持つ特定のユニットが設置されている。

特に、この組織構造及び関連する管理プロセスにより、グループレベル及び国レベルで、従業員及び契約社員の健康を守るための全ての予防行動、保護行動及び介入行動を指揮、統合及び監視することが可能となり、また、業務活動とは厳密には関係のない外因性の健康リスク要因にも対応することができる。

環境

近年、希少な天然資源（多くの原料及び水を含む。）の開発に伴い、環境の価値及び生態系に影響をもたらす開発モデルに関連するリスクに対し、コミュニティ全体の感応度が引き続き高まっている。

地球温暖化並びに水資源の開発及び劣化の進行等、これらの影響の相乗効果により、地球上の最も敏感な地域で環境上の緊急事態が発生するリスクが高まり、工業用、農業用及び公共の目的等の水資源の異なる利用方法の間で競争が巻き起こる危険性もある。

これらのニーズに応えて、当局は、新たな産業イニシアチブの展開に対してこれまで以上に厳格な制約を課し、影響力の最も大きい産業においては、持続可能とはみなされなくなったテクノロジーの廃止を奨励し又は義務付ける等、環境規制における制限を強化している。

生物多様性への影響を緩和するための我々の国際的なコミットメントも大きくなっている。ヨーロッパでは既にグリーンディールとして導入されており、2022年には、モントリオールのCOP15で採択された生物多様性グローバルフレームワークで承認された。

これに関連して、あらゆる部門の企業、及びとりわけあらゆる業界の最大手企業は、環境リスクがますます経済的リスクになりつつあることを、これまで以上に認識している。この結果、企業は、革新的かつ持続可能な技術的ソリューション及び開発モデルを開発及び採用することに対するコミットメント及び説明責任を強化することが求められる。

エネルは、環境に対する影響及びリスクの効果的な防止及び最小化を、全ライフサイクルを通じて各プロジェクトの基本的要素としている。

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することで、あらゆる企業活動に伴う環境リスク及び機会を特定及び管理するため、体系化された方針及び手続を実施できるようになる。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、単なる環境規制の遵守を超える要件を設定することで、環境への影響のリスク、風評リスク及び訴訟リスクを軽減している。また、エネルが設定する困難な環境改善目標（例えば、大気排出物、廃棄物の生成、特に水ストレスの高く、生息地や種に影響を与える地域における水の消費に関するもの等）を達成するための数々の行動も、これに寄与している。

水不足のリスクは、原則として稼働が水の供給に依存しない再生可能資源による発電の増加を基礎とする、エネルの開発戦略によって直接軽減される。また、消費を削減する技術的ソリューションを開発するため、水ストレスの高い地域の資産には特に配慮している。河川の流域管理当局と協力を続けていることで、当グループは、水力発電資産の持続可能な管理のために最も有効な共通戦略を採用することができる。

最後に、生態系については、生物種及び自然生息地の生物多様性の保護、回復及び保全のため、緩和の階層（回避、最小化、回復及び相殺）を尊重し、採用した対策の効果を検証するために、適切な陸地、海洋及び河川のモニタリング活動を実施する等、効果的な活動が行われている。

エネルは、自然及び生物多様性に関する問題について、影響力のあるステークホルダー及びネットワーク（ビジネス・フォー・ネイチャー、自然関連財務情報開示タスクフォース、持続可能な開発のための世界経済人会議及び科学的根拠に基づく自然に関する目標）と国際的に積極的に連携している。

調達・物流・サプライチェーン

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

これらの原則は、全てのステークホルダーとの信頼関係を確立し、財務的な競争力の確保だけでなく、児童労働の回避、労働安全衛生及び環境責任を含む当グループにとって重要な分野でのベストプラクティスを考慮した安定した建設的な関係を定義するために、エネルが自主的に採用する組織的プロセス及び組織的管理に組み込まれている。より大きな相互作用並びに外部世界及び企業組織の様々な部分との統合により、調達プロセスは、価値創造における中心的な役割をますます強めている。グローバル調達は耐性がありかつ持続可能なサプライチェーンに貢献しており、循環経済の観点から、刷新を育成し、当グループの価値観及び目標をそれによってエネルの目標達成の実現者となるサプライヤーと共有する。

より具体的には、サプライヤー側の道徳的行動を生むために、入札時にボーナス要素を導入している。例えば、顧客の環境への影響は、上流のサプライチェーンの影響に強く影響され、これがグローバル調達によりサプライヤーがカーボンフットプリントを客観的に測定し、パフォーマンスを改善する理由である。

調達手続の観点から、様々な調達部門は入札メカニズムをほぼ体系的に採用しており、これにより指定された技術要件、経済及び財務要件及び環境要件、安全、人権、法的権利並びに倫理的権利を有する全ての事業者に対して、最大限の競争及び平等なアクセスの機会を確保している。直接依頼による競合手続のない調達は、当該事項に関する現行の法律を遵守し、正当な動機付けがなされた例外的な場合にのみ行われる。

さらに、エネル・グループ全体の唯一のグローバル・サプライヤー資格制度は、調達プロセスが始まる前から、調達手続への参加を意図する潜在的なサプライヤーが、全ての分野における当社の戦略的ビジョン及び期待並びにこれまでの要件同じ価値観を採用していることを確認する。

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、特定の指標（債務不履行の可能性、個々のサプライヤー又は産業グループとの契約の集中度、サプライヤーのエネルへの依存度、入札中の行動の正しさのパフォーマンス指標、品質並びに契約履行における時間厳守及び持続可能性、カントリーリスク等を含む。）により監視されており、調達、交渉及び入札額の戦略の定義を導くためのしきい値が指定されており、これによりリスク及び利益（貯蓄）の可能性の選択を知らせることができる。

COVID-19の緊急事態の影響に対抗するために取られた行動は、サプライチェーンの中断を避けるために供給源を分化すること及び通常はエネルとサプライヤーの間で物理的なやり取りが必要な活動を遠隔地で行うこと（例えば、会社での検査）に重点を置いている。さらに、ウクライナの地政学的情勢が市場の変動を増大させ、COVID-19パンデミックにより既に緊迫しているサプライチェーンにさらなるストレスを与える結果に対抗するため、グローバル調達は、市場における不足、物流問題及び事業中断のリスクを軽減するために、特定の契約上の監視義務を通じて、我々のサプライヤーの積極的参加により、供給／物流チェーンに関連する活動を常に監視している。

人材及び組織

エネルは、国連2030アジェンダの持続可能な開発目標の達成に貢献するため、持続可能性を戦略の中心に据え、ビジネスモデルの中核としている。当グループは、持続可能性を地理的、経済的及び社会的な様々な文脈に組み込み、地球の未来のために不可欠である公正な移行を導き、再生可能エネルギーの成長を通じてエネルギー構成の脱炭素化を加速させ、消費の電化を促進することを目指している。

エネルギー転換からデジタル化及び技術革新のプロセスに至るまで、当グループが経験している社会的、経済的及び文化的な大規模な変革は、仕事の世界にも大きな影響を与え、そのパラダイムを一新し、文化及び組織に大きな変化をもたらすため、新しい職業資格やスキルが必要である。

変化に対応するためには、この画期的な変革に対応するための適切なツールを用いて、社会的及び労働的な側面を持つ人材を中心に据え、包括的に行動することが不可欠である。

組織は、バリューチェーン全体を通じて持続可能な、機敏かつ柔軟な新しい仕事及びビジネスモデルにますます移行していかなければならない。また、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理解し、各人の多様性及び才能を高めるための方針を採用することが不可欠である。

その人らしさを認識すること、常に耳を傾けること、共感、共有、情熱、関与は、「私」から「私たち」へと進む道の中にある当社における働き方及び経験のキーワードである。

エネルギー転換において、人材の重視性及び人的資源の管理は重要な役割を担っており、実現可能な要素として作用し、特別な目標に対しての優先事項であることを示している。その主要な事項は以下のとおりであり、デジタル・スキル及び能力の開発、長期的な雇用可能性を確保するための従業員の再教育及びスキルアップの促進（継続的で、パーソナライズされた、柔軟で、アクセスがしやすく、横断的な）、サプライヤー及び請負業者の両者の我々の従業員と働く人々も対象とした、業界のベスト・プラクティスの共有及びトレーニング、業績を保証すると同時にモチベーションや幸福感として理解される従業員の満足度を上げる企業目的への適切かつ幅広い関与、労働環境及びパフォーマンスを評価するシステムの開発、当グループが事業を展開する全ての国に多様性及び多様性受け入れ方針を普及させること、並びに才能ある人材を惹きつけ採用するための重要な要素である、無差別及び機会均等の原則に基づく、包括的組織文化を浸透させることである。

当グループは、プロセスの簡素化及びデジタル化を通じて組織モデルの耐性及び柔軟性を高め、エンパワーメント・プロセスを強化することにより、個人及びチームの実効性と自主性を可能にし、私たちを肯定することで、人材の才能、態度及び希望を活用する「ジェントル」リーダーシップ・モデルを通じた起業家的アプローチの育成等に取り組んでいる。様々な人の事情に配慮し、オフィスワークとリモートワークを柔軟な比率で組み合わせるハイブリッド方式や、革新的かつ柔軟な組織モデルの使用は、階層や統制ではなく、信頼と責任に基づく企業文化の発展を支援することに照準を合わせたツールである。

この戦略に従って、社会対話も個人重視をますます強化するモデルへと進化している。例えば、エネル及び労働組合は、個人の幸福、関与、意欲及び参加を中心に据えた革新的なプロトコルである「個人憲章」に署名しており、その原則は、当グループが事業を展開する他の国でも歓迎され実施されている。

このコミットメントは、「アンバサダー」として、関係の持続可能性に焦点を当てた共通のモデルや行動の採用を推進する人材を組織内に生み出すことを目的としている。

コンプライアンス・リスク

個人情報の保護に関連するリスク

市場のデジタル化及びグローバル化の時代において、エネルの事業戦略は、バリューチェーン全体でのデータ駆動型の顧客中心のアプローチを用いて、デジタルプラットフォームに基づくビジネスモデルへの変革を加速させることに重点を置いている。

40ヶ国超に存在する当グループは、公共サービス分野で最大の顧客基盤（約67百万人）を持ち、現在65,000人超の従業員を擁している。その結果、当グループの新規ビジネスモデルでは、2023年-2025年の戦略計画で想定されている財務上及び事業上の成果を挙げるために、ますます大規模かつ増大する個人情報の管理が必要となる。

このためエネルは、個人情報の保護に関連するリスク（エネルが事業を展開するほぼ全ての国におけるプライバシー法制の著しい進展を考慮しなければならない問題）にさらされている。これらのリスクは、顧客、従業員及びその他（例えば、サプライヤー）の個人情報の機密性、完全性又は利用可能性の喪失につながり、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及びその結果としての財務上の損失並びに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、全レベルで個人情報問題に責任のある人材（グローバル及び国レベルでのデータ保護オフィサーの任命を含む。）を任命して、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、この分野における特定の地域の規制に準拠して、個人情報保護に影響を与えるリスクを管理している。

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】

(1)　業績等の概要

「第一部－第３－３－(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３－３－(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

当グループ及び親会社の業績を示し、その財務構造を分析するため、エネルは、当グループ及びエネル・エスピーエーが採用するIFRS-EUの下で構想され連結財務書類及び個別財務書類にそれぞれ含まれる表とは異なる、別の再分類された表を作成した。これらの再分類された表は、連結財務書類及び個別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、当グループ及び親会社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確信している。

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

当該ガイドラインは、以前のCESR勧告（2013年３月20日改訂版ESMA/2013/319）を更新したものである。ただし、委任規則（EU）2019/980の附属書第29号に記載されている特別発行者に関する勧告は例外であり、本ガイドラインには変更されておらず、引き続き適用される。

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

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

売上総利益

「営業利益」に「減価償却費、償却費及び減損損失」を加えて算出される営業成績指標をいう。

通常売上総利益

オーナーシップ及びスチュワードシップのビジネスモデルに関連した中核事業から生じた「売上総利益」に非継続事業の通常売上総利益を加えたものとして定義される。企業再編に関連する費用及びCOVID-19のパンデミックに直接起因する費用を算入しない。

通常営業利益

オー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「営業利益」に非継続事業の通常営業利益を加えたものとして定義される。

通常売上総利益に関連して言及された中核営業に関連しない取引の影響について「営業利益」を調整し、減損テスト（減損損失の戻入を含む。）又は「売却目的保有の資産」への分類後の資産及び／又はグループ資産に係る重要な減損損失を算入から除外することにより算出される。

グループ通常利益

オー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エネルの中核事業から生じた「グループ利益」として定義される。

2022年５月20日付け法律第51号に規定される2022年分のエネルギー会社に対する連帯税及び2022年12月29日付け法律第197号に規定される連帯税、並びに「通常営業利益」で述べた項目について主に調整された「グループ利益」から、税効果及び非支配持分を算入から除外したものに等しい。

低炭素通常EBITDA

エネル・グリーン・パワー、エネル・グリッド、エネルX並びにエンドユーザー市場（ガスを除く。）の事業ラインに含まれる一連の製品、サービス及び技術に関する通常売上総利益をいう。

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」
・「有価証券」及び「その他の固定金融資産」に含まれる「その他の金融資産」
・「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」

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。

・「長期貸出資産の流動部分」、「ファクタリング債権」、「有価証券」、「現金担保」及び「その他の流動金融資産」に含まれる「その他の金融資産」
・「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）」
・「その他の流動負債」に含まれる「その他の金融負債」

売却目的保有の純資産

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

純投下資本

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

純金融負債

以下により決定される財務構造指標をいう。

・「その他の固定金融負債」、「その他の金融負債」にそれぞれ含まれる「長期及び短期金融借入」を考慮した、「長期借入」、「短期借入」及び「長期借入の流動部分」から、
・「現金及び現金同等物」、
・「長期貸出資産の流動部分」、「ファクタリング債権」、「現金担保」及び「その他の流動金融資産」に含まれる「その他の金融資産」、並びに
・「非流動有価証券」、及び「その他の固定金融資産」に含まれる「その他の金融資産」、
・「貸付金に関連する為替レートに関するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ資産」及び「貸付金に関連する為替レートに関する公正価値ヘッジ・デリバティブ資産」を差し引いたもの
・「貸付金に関連する為替レートに関するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ負債」及び「貸付金に関連する為替レートに関する公正価値ヘッジ・デリバティブ負債」

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。

連結範囲の主な変更

検討対象の２期間において、多くの取引の結果として連結範囲は変更された。詳細については、連結財務書類の注記８「期中の主な取得及び処分」を参照のこと。

当グループの業績

以下は、当グループの営業成績及び環境パフォーマンスの詳細である。

業務

SDG		2022年	2021年	増減
	純発電量(TWh)	227.8	222.6	5.2
	うち			
7	*－再生可能エネルギー(TWh)*	*112.4*	*108.8*	*3.6*
	純有効発電設備容量合計(GW)	84.6	87.1	(2.5)
7	純有効再生可能発電設備容量(GW)	53.6(1)	50.1	3.5
7	純有効再生可能発電設備容量(%)	63.4%	57.5%	5.9%
7	追加的有効再生可能発電設備容量(GW)	4.96	5.18	(0.22)
9	エネルの配電網による送電量(TWh)(2)	507.7	510.6	(2.9)
9	稼働中のスマートメーターを有するエンドユーザー(数)(2)(3)	45,824,963	45,169,318	655,645
9	配電及び送電網(km)	2,024,038	2,233,368	(209,330)
	エンドユーザー(数)	72,655,170	75,178,777	(2,523,607)
	エネルの電力販売量(TWh)	321.1	309.4	11.7
	エンドユーザーに対するガス販売量(十億立方メートル)	10.2	9.9	0.3
	個人顧客(数)	66,784,895	69,342,818	(2,557,923)
	－うち自由市場	*27,864,392*	*24,839,600*	*3,024,792*
11	需要反応容量(MW)	8,476	7,713	763
11	公共の充電地点(数)(2)(4)	22,617	18,069	4,548
11	貯蔵(MW)	760	375	385

(1) 2022年の管理された再生可能エネルギー容量及びバッテリーを含めると、再生可能エネルギー設備容量は59GWで、総発電容量の66%に相当する。
(2) 2021年の数値は、より正確な計算を反映している。
(3) うち、第二世代スマートメーターは、2022年では25.2百万、2021年では23.5百万であった。
(4) ジョイント・ベンチャーにより管理されているものを含めた充電地点数は、2022年には23,122ヶ所、2021年には18,344ヶ所となっていることに留意されたい。

2022年における**エネルの純発電量**は、2021年から5.2TWh増加（2.3%）した。この増加は、主にブラジル及び北米における風力発電の増加（+5.5TWh）、イタリアにおける石炭発電所からの寄与分の増加（+5.9TWh）並びに、特にスペイン及びチリにおける複合サイクル発電所による発電の増加（+2.7TWh）を反映している。また、2022年にロシアの企業が完全に連結対象外となったことにより、石油、ガス及び複合サイクル電源のみに関連する発電量が11.2TWh減少したことにも留意されたい。

2022年12月末までに、当グループの**純有効発電設備容量**合計は、84.6GWとなり、2021年と比べて2.5GW減少した。2022年には、主に北米、ブラジル及びスペインにおいて1.8GWの新規風力発電設備が導入され、主にチリ、米国、スペイン及びインドにおいて2.6GWの新規太陽光発電容量も導入された。純発電量との関連で既に述べたように、ロシアの全ての企業、合計5.3GWが連結対象外となった。

2022年12月末の時点で、当グループの**純有効再生可能発電設備容量**は53.6GWに達し、2021年と比較して3.5GWの増加となり、純有効発電設備容量全体の63.4%を占めている。

配電及びアクセス、エコシステム並びにプラットフォーム

		2022年	2021年	増減	
エネルの配電網による送電量	TWh	507.7	510.6(1)	(2.9)	-0.6%
SAIDI	平均分数	230.7	243.3	(12.6)	-5.2%
SAIFI	平均回数	2.6	2.8	(0.2)	-7.1%
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(2)	数	45,824,963	45,169,318(1)	655,645	1.5%
デジタル化されたエンドユーザー	%	63%	60%		
エネルの電力販売量	TWh	321.1	309.4	11.7	3.8%
－うち自由市場	*TWh*	*198.3*	*176.0*	*22.3*	
個人顧客	数	66,784,895	69,342,818	(2,557,923)	-3.7%
－うち自由市場	*数*	*27,864,392*	*24,839,600*	*3,024,792*	
公共の充電地点(3)	数	22,617	18,069(1)	4,548	20.1%
需要反応容量	MW	8,476	7,713	763	9.9%

(1) 2021年の数値は、より正確な計算を反映している。
(2) うち、第二世代スマートメーターは、2022年では25.2百万、2021年では23.5百万であった。
(3) ジョイント・ベンチャーにより管理されているものを含めた充電地点数は、2022年には23,122ヶ所、2021年には18,344ヶ所となっていることに留意されたい。

エネルの配電網による送電量は、2022年において合計507.7TWhとなり、2021年から2.9TWh減少（-0.6%）したが、これは主にイタリア（-6.5TWh）に起因し、ブラジル（+1.4TWh）、アルゼンチン（+0.8TWh）、チリ（+0.7TWh）及びスペイン（+0.6TWh）における増加を相殺して余りあるものであった。

2022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、655,645の増加となり、主にイタリア（+146,490）、スペイン（+103,134）及びブラジル（+83,272）において増加した。

我々の使命は、効率的でデジタル化された電力網を通じて、品質、アクセス性及び信頼性の高いサービスを提供することであり、電力を使用することで、全ての顧客のより持続可能なライフスタイルを実現することである。当グループは、配電システム運営会社（DSO）として、「スマート」、モダン、フレキシブル及びデジタルという未来のグリッドを開発するためのエネルギー移行の課題を受け入れてきた。エネルは、グリッドの先進的なデジタル化を活用して、リソース・コストの効率化及び電化に関連する顧客体験の質の向上を実現し、最高レベルのサービスを実現することに新たに注力している。

この継続的な文化的進化は、世界最高のグリッド・オペレーターになるという我々の目標の中核をなしている。この野心的な変化を支援するために、我々はGrid Futurability®を立ち上げたが、これは、今後数年間にわたってネットワークを更新、強化及び拡大するためにエネルが採用している、国際的で顧客に焦点を当てたアプローチである。エネルは、Grid Futurability®計画の範囲内で、グループの戦略に沿って、未来に向けて完全に脱炭素化されたグリッドを創出するために、主要なステークホルダー（例えば、業界団体、大学及び研究所、その他のDSO、ベンダー、委託業者等）と積極的に関与することにより、ゼロ・エミッションへの道を調整することを目標に、バリューチェーンの様々な関係者と共同で作業を開始した。

持続可能なインフラストラクチャーは、我々の「ゼロ・アンビション」計画の目標を達成するための鍵である。2022年に、エネルは原材料消費の削減、経済的価値の最大化及び環境負荷の低減を目標に、「サステイナブル・バイ・デザイン」の概念を適用してバリューチェーンを徹底的に見直し、生産プロセス及び資産デコミッショニングの再設計を行った。

グリッドはまた、適切に再生させた場合、新しい資産又は他の生産チェーンの新しい製品の生産での動力として使用できる「材料の鉱山」となる。「グリッドマイニング」として知られる手法を用いて、老朽化したグリッドインフラストラクチャーから貴重な物質及びデバイスを回収するために、資産のバリューチェーン全体を分析し、社会的な側面を最大化することで環境負荷と資源消費を最小化し、長期的な価値を創出することを目指している。

従来の技術投資を超えて、エネルは、優先順位を特定し、循環経済ソリューション及びプロセスを通じて今後数年間でグリッドの更新、強化及び拡大を行い、とりわけ地域及び地域社会とグリッドとの統合を再考するために、農村部及び都市部の両方の環境における顧客の様々なニーズを考慮する。

エネルは、持続可能で信頼性があり、安全な電力サービスへのアクセスを促進するとともに、このサービスが最も脆弱で最もリスクの高い顧客を含むできるだけ多くの顧客に届くようにすることに責任を負っている。エネルギーへの普遍的なアクセスは、貧困と闘い、長期的に持続可能な経済成長を確保する上での主要な原動力の一つである。この点に関して、2022年12月31日現在、農村部及び郊外地域の約690,000人が、新たなグリッド接続の恩恵を受けることができる。

また、配電システム運営会社（DSO）及びその他のエネルギー産業のプレイヤーに、革新的で、柔軟で、持続可能で統合されたサービスを提供する新たな産業及び商業会社であるグリッドスペルタイズに関連する作業も継続中である。同社は、エネルギー移行の一環として、業界全体の電力網のデジタル変革を推進するのに役立つ信頼できるパートナーとして位置づけられている。

2022年の**エネルの電力販売量**は321.1TWhとなり、前年と比べて11.7TWhの増加（+3.8%）となった。電力量は、主にイタリア（+4.4TWh）、ラテンアメリカ（+7.2TWh）、チリ（+3.1TWh）及びブラジル（+2.4TWh)で増加した。加えて、2022年の**エネルのガス販売量**は、合計10.2十億立方メートルとなり、前年と比べて0.3十億立方メートルの増加となった。

エネルの主導的地位は、我々がクオリティの高いサービスを提供する際の顧客への配慮により獲得されてきたものであり、それは電力及び／又は天然ガスの提供にとどまらず、とりわけ当グループの顧客の認識及び満足度に関係した当グループのサービスの無形の側面にまで及ぶ。

居住向け及び事業向けの両方の市場のための当グループの製品を通して、エネルは、環境への影響を低減し、最も脆弱な住民層に集中して、専用のサービスを提供している。実際に、当グループが事業を行う全ての国々では、全ての人々が平等に電力にアクセスできるように、電気及びガス料金の支払において最も脆弱な住民層を補助する様々な形式の支援（しばしば政府のイニシアチブに連動する。）が提供されている。

エネルは、信頼性のある回答を提供し、信頼、協力及び対話に基づく永続的な関係を確立するために、市場ニーズを予測することにより、高水準のサービス品質及び最大限の顧客満足度を確保することに取り組んでいる。近年では、新たな決済手段の導入やデジタルチャネルの充実により、消費量を把握し、エネルギー効率を向上させる手段を顧客に提供している。エネルでは、エネルギー移行において顧客が果たす重要な役割を顧客に認識させることを目標としているため、再生可能エネルギーの使用、リサイクル及び再利用、共有並びに廃棄物の削減という良い習慣を採用することで、地球への負荷を低減することを選択した全ての個人の貢献を認識することに取り組んでいる。

2022年には、デジタル顧客、すなわちウェブやアプリでサインアップした顧客がエネルの全顧客の37%を占めた。

エネルはまた、デジタル化及び新たなサービスの開発を拡大するための努力を継続している。エネルＸ・グローバル・リテールは、エネルギーの使用効率を高めるためにサービスのデジタル化を加速するとともに、家庭、企業及び行政においてクリーンな電力をますます利用しやすく、一般的にする革新的な技術の開発をリードし続けている。

2022年には、消費者、企業及び都市の輸送における顧客体験の向上及び電化の支援を目的とした先進的な充電技術及び柔軟なソリューションを開発するとともに、急速に成長している市場のニーズに応えるべく、電気自動車に特化した、より具体的には電気自動車の充電インフラストラクチャーの拡大に特化した「エネルＸ・ウェイ事業ライン」を立ち上げた。

2022年のエネルの**公共の充電地点**は、主にイタリアとスペインで2021年と比べて4,548ヶ所増加し、22,617ヶ所に達した。

気候変動への取組み並びに自然資本の保護及び活用

主な気候変動指標

		2022年	2021年	増減	
温室効果ガス直接排出量－スコープ１	(百万teq)	53.1	51.6	1.5	2.9%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ２（位置ベース）(1)	(百万teq)	4.0	3.8	0.2	5.3%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ２（市場ベース）(1)	(百万teq)	6.1	6.1	-	-
温室効果ガス非直接排出量－スコープ３(2)	(百万teq)	75.8	70.5	5.3	7.5%
－うちガス販売に関連する排出	(百万teq)	22.9	22.3	0.6	2.7%
温室効果ガス直接実質排出量－スコープ１(3)	(gCO2eq/kWh)	233	229	4	1.7%
発電に関する温室効果ガススコープ１排出量(4)	(gCO2eq/kWh)	229	225	4	1.8%
統合電源に関する温室効果ガススコープ１及びスコープ３排出量(4)	(gCO2eq/kWh)	218	203	15	7.4%
二酸化硫黄実質排出量	(g/kWh)	0.07	0.07	-	-
窒素酸化物実質排出量	(g/kWh)	0.32	0.35	(0.03)	-8.6%
微粒子実質排出量	(g/kWh)	0.005	0.005	-	-
ゼロ・エミッション発電の全体に対する割合	(%)	61.0	60.3	0.7	1.2%
直接燃料消費量合計	(Mtoe)	26.5	26.3	0.2	0.8%
火力発電所の平均効率性(5)	(%)	42.8	42.9	-0.1	-0.2%
水源確保が困難な地域における取水量(6)	(%)	19.3	23.0	-3.7	-16.1%
真水の実質取水量合計	(リットル/kWheq)	0.23	0.25	(0.02)	-8.0%
二酸化炭素の参考価格	(ユーロ/ton)	78.17	53.24	24.93	46.8%
低炭素製品、サービス及び技術に係る通常EBITDA(7)	(百万ユーロ)	13,900	17,298	(3,398)	-19.6%
低炭素製品、サービス及び技術に係るCAPEX(8)	(百万ユーロ)	13,351	12,305	1,046	8.5%
全体に対する低炭素製品、サービス及び技術に係るCAPEXの割合(8)	(%)	92.1	93.9	-1.8	-1.9%

(1) 2021年の数値は、新たなSBTi認証に沿って、発電のための揚水に関連する非直接排出量（スコープ２）に使用される計算方法が変更されたことに伴い、より正確に計算されている。
(2) 2021年の数値は、グリッド工事に関連する排出量の計算に使用される方法の変更を反映し、より正確に計算されている。
(3) 実質排出量は、再生可能エネルギー発電、原子力発電及び火力発電（熱の寄与を含み、揚水発電を除く。）の合計に対する割合として、合計直接排出量（スコープ１）を考慮して計算されている。2021年の数値は、新たなSBTi認証に沿って、実質直接排出量からの揚水発電の除外にも関連する注記１に記載されている計算方法の変更に伴い、より正確に計算されている。
(4) 2022年にSBTiが認定した新目標に対応するKPI。
(5) 平均効率性は、プラント資産について計算され、発電量により加重される。
(6) スペインの多数の原子力発電所の冷却水の取水量の計算方法が2022年に改良されたことに伴い、2021年のプロセス及びクローズドサイクル冷却水の取水量全体が再計算された。
(7) 2021年の数値は、制御モデルの変更によるガスマージンの変更を反映して調整されている。
(8) 2021年の数値は、リテール・ラタムがエネル・グリッド（I&N）に含まれたことを反映して調整されている。

エネルの気候変動対策へのコミットメントは、2022年に、地球温暖化を1.5°C未満に抑えるためにサイエンス・ベースド・ターゲット・イニシアチブ（SBTi）によって認定された４つの目標から構成される、当グループのバリューチェーン全体にわたる直接排出量及び非直接排出量の両方をカバーする脱炭素化ロードマップの定義によって、新たな歴史的節目を迎えた。

エネルの新たな認定目標は、2021年に当社が設定した、ゼロ・エミッションへのコミットメントを2050年から2040年に10年前倒しする目標に続くものである。

二酸化炭素換算の直接排出量（スコープ１）は、2021年から2.9%の増加となり、53.1百万トン相当となった。前年と比較して電力需要の増加により火力発電が増加したことが、年間の水力発電の減少を相殺した。

太陽光及び風力の寄与分の増加を反映して、2022年にエネルがゼロ・エミッションの供給源から調達した発電量は、総発電量の61.0%に達し、2021年と比べて僅かに増加している。

我々の発電所の操業に関連した環境負荷の低減は、利用可能な最善の技術及び最善の国際的なプラクティスの適用を通じて追求される我々の戦略的目標である。

とりわけ、火力発電に関する大気汚染物質の排出量に関しては、2022年には、ガス発電所及びCCGT発電所からの総排出量の減少を反映して、窒素酸化物排出量が絶対的にも実質的にも僅かに減少した。二酸化硫黄及び粉塵の排出量は2021年とほぼ同じである。二酸化硫黄の実質排出量は0.07g/kWheq（2021年から横ばい）、窒素酸化物の実質排出量は0.32g/kWheq（0.35g/kWheqとなった2021年と比べて-９%）、粉塵の実質排出量は0.005g/kWheqとなり、2021年から横ばいであった。

自然資本の保護及び開発

自然資本の保護及び気候変動対策は、我々が事業を行う地域社会の持続可能な経済開発を促進するために、計画並びに事業運営及び開発に組み込まれる戦略的要素であり、エネルギー市場における当社のリーダーシップを強化するための決定要因である。

エネルギー企業として、我々の事業は、天然資源に依存すると同時に、天然資源に影響を与えるものでもある。そのため、国際的な自然関連財務情報開示タスクフォース（TNFD）の枠組みに沿って、リスク及び機会の評価をグループ・ガバナンス及び意思決定プロセスに統合し、時間をかけて具体的な目標を設定するようにしている。

我々のエネルギーミックスの脱炭素化は、自然への負荷を低減し、生息地を再生し、生態系サービスの利益を地域社会と共有するという目標とともに、我々の持続可能性戦略の基礎となっている。

責任ある水資源の管理

		2022年	2021年(1)	増減	
総取水量	(百万立方メートル)	76.0	73.1	2.9	4.0%
水源確保が困難な地域における取水量	(%)	19.3	23.0	-3.7	-16.1%
真水の実質取水量合計	(リットル/kWheq)	0.23	0.25	(0.02)	-8.0%
総消費水量	(百万立方メートル)	45.2	43.9	1.3	3.0%
水源確保が困難な地域における消費水量	(%)	20.6	24.0	3.4	-14.2%

(1) スペインの多数の原子力発電所の冷却水の取水量の計算方法が2022年に改良されたことに伴い、2021年のプロセス及びクローズドサイクル冷却水の取水量全体が再計算された。

水は、特に火力発電及び原子力発電において必須の要素であるが、特に太陽光や風力といった自然エネルギーへの移行が徐々に進んでおり、我々の全体的な水需要は減少している。発電に必要な水は、「希少でない」水源（すなわち、海水）及び希少な水源（すなわち、地表及び地下の真水並びに民間利用の水）から得られる。2022年から、エネルは、真水の実質取水量を削減するための新たなより困難な目標を採用し、水資源の保全に対するコミットメントを新たにし、再活性化した。2022年の真水の実質取水量は0.23リットル/kWheqとなり、2021年（0.25リットル/kWheq）から僅かに減少した。

水源の最も効率的な管理を確保するために、エネルは、水不足のリスクを抱える地域（水源確保が困難な地域）に所在する全ての発電用地を継続的に監視している。とりわけ、「危機的な」発電用地(1)として特定された発電用地、すなわち、工程上の必要性から真水を引き入れているような水源確保が困難な地域に所在する用地では、消費を最小限に抑え、希少でない水源（すなわち、海水及び工業用水又は廃水からの取水を最大化するために、水管理方法が分析されている。

エネル・グループの総発電量の約13.3%は、水源確保が困難な地域における真水を使用したものである。

(1) 世界資源研究所の水リスク地図情報に定められている「（最低基準）水源確保が困難」な状態に関連したGRI基準に沿ってマッピングされている。

生物多様性に対するエネルのコミットメント

エネルは、ますます多くの国で発電用地及びその周辺の生物多様性の管理及び保全を幅広く経験している。2019年、エネルは、開発及び操業から廃止まで、我々の発電所の全ライフサイクルを通じて生物多様性への影響を管理するための原則及び手順を設定したグループ・ガイドラインを採用した。

生物多様性及び自然への潜在的な影響を特定することは、緩和の階層に沿って、関連する影響を回避、最小化、是正又は相殺するための最も効果的な戦略を決定するために必須である。同様に、生物多様性及び自然資本に依存する全てのものを特定することで、それらに起因する当社にとってのリスクを抑制するための最善の戦略を特定することができる。

2022年には、操業中の発電所及びその周辺の種や自然生息地を保護するための200件のプロジェクトを実施し、そのうち80件は政府、非政府組織及び大学と連携して開発され、総投資額は11.9百万ユーロとなった。これらのプロジェクトは世界中で実施された。生物多様性への負荷を軽減するために、関連する方針を適用した措置の例は、以下のアドレスのEnel.comのSustainabilityのセクションで閲覧可能である。

https://www.enel.com/investors/sustainability/strategy-sustainable-progress/biodiversity

また、2022年には、主にブラジル、チリ、スペイン及び北米において、影響を受けた固有種の保護及び監視を目的とした、建設中の発電所に関連するプロジェクトをさらに63件実施し、総投資額は6.4百万ユーロ超となった。

次へ

当グループの業績

(単位：百万ユーロ)

	通常損益計算書(1)				損益計算書			
	2022年	2021年	増減		**2022年**	2021年(2)	増減	
収益	143,009	88,006	55,003	62.5%	140,517	85,719	54,798	63.9%
費用	125,692	71,318	54,374	76.2%	122,964	71,009	51,955	73.2%
コモディティ契約から生じた純損益	2,366	2,522	(156)	-6.2%	2,365	2,523	(158)	-6.3%
売上総利益	**19,683**	**19,210**	**473**	**2.5%**	**19,918**	**17,233**	**2,685**	**15.6%**
減価償却費、償却費及び減損損失	7,554	6,975	579	8.3%	8,725	9,682	(957)	-9.9%
営業利益／（損失）	**12,129**	**12,235**	**(106)**	**-0.9%**	**11,193**	**7,551**	**3,642**	**48.2%**
金融収益	8,305	5,420	2,885	53.2%	8,287	5,403	2,884	53.4%
金融費用	10,812	8,247	2,565	31.1%	10,743	8,147	2,596	31.9%
純金融費用	**(2,507)**	**(2,827)**	**320**	**11.3%**	**(2,456)**	**(2,744)**	**288**	**10.5%**
持分法による投資利益／（損失）	**27**	**102**	**(75)**	**-73.5%**	**4**	**571**	**(567)**	**-99.3%**
税控除前利益／（損失）	**9,649**	**9,510**	**139**	**1.5%**	**8,741**	**5,378**	**3,363**	**62.5%**
法人税	2,622	2,831	(209)	-7.4%	3,523	1,620	1,903	-
継続事業からの利益／（損失）	**7,027**	**6,679**	**348**	**5.2%**	**5,218**	**3,758**	**1,460**	**38.9%**
非継続事業からの利益／（損失）	**-**	-	**-**	**-**	**(2,298)**	**99**	**(2,397)**	**-**
当年度利益（親会社株主及び非支配持分）	**7,027**	**6,679**	**348**	**5.2%**	**2,920**	**3,857**	**(937)**	**-24.3%**
親会社株主に帰属	5,391	5,593	(202)	-3.6%	1,682	3,189	(1,507)	-47.3%
非支配持分に帰属	1,636	1,086	550	50.6%	1,238	668	570	85.3%

(1) 通常損益計算書には、臨時項目は含まれていない。結果の要約は、売上総利益、営業利益及び当期利益（親会社株主に帰属）の合計について報告された数値と通常の数値との調整を示している。

(2) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

次へ

収益

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年(1)	増減	
電力販売	69,340	45,053	24,287	53.9%
送電	11,096	10,606	490	4.6%
ネットワーク事業者からの手数料	979	800	179	22.4%
機関市場事業者からの繰入金	1,667	833	834	-
ガス販売	8,970	4,744	4,226	89.1%
ガス輸送	80	599	(519)	-86.6%
燃料販売	5,605	1,791	3,814	-
電力及びガスのネットワークへの接続手数料	826	769	57	7.4%
建設契約からの収益	1,672	1,268	404	31.9%
期間中に決済された契約に係る現物決済を伴うコモディティの売却と公正価値の損益	32,987	13,422	19,565	-
付加価値サービス販売	1,384	1,092	292	26.7%
その他の収益	5,911	4,742	1,169	24.7%
合計	**140,517**	**85,719**	**54,798**	**63.9%**

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

収益は、2021年に計上された85,719百万ユーロから63.9%増加して2022年において54,798百万ユーロとなった。平均価格が上昇する文脈において、この変動は主にエネルギーの生産量及び取引量の増加、（特にイタリア及びスペインにおける）販売量の増加、ブラジルにおける金利調整、ラテンアメリカにおける配電の増加並びに為替の好影響に起因する。

2022年の収益には、チリにおける送電資産売却に係る臨時利益1,051百万ユーロ、ユフィネット（220百万ユーロ）及びグリッドスペルタイズ（合計520百万ユーロ）に対する保有持分の一部売却に係る通常利益並びにムーニー・グループ・エスピーエーへの多数の会社の売却に係る通常利益（67百万ユーロ）が含まれている。一方、2021年の収益には、オープン・ファイバー・エスピーエーに対する保有持分の売却に係る1,763百万ユーロの通常利益が含まれていた。

費用

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年(1)	増減	
電力購入	46,955	27,404	19,551	71.3%
発電のための燃料消費	9,286	4,050	5,236	-
取引用燃料及びエンドユーザー向け販売用ガス	40,742	16,414	24,328	-
原料	3,534	3,410	124	3.6%
人件費	4,571	5,140	(569)	-11.1%
サービス、リース及びレンタル	16,606	15,663	943	6.0%
その他の営業費用	4,685	1,969	2,716	-
資産計上された費用	(3,415)	(3,041)	(374)	-12.3%
合計	**122,964**	**71,009**	**51,955**	**73.2%**

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

費用の増加は、主に生産量の増加及び適用される平均価格の上昇に関連したエネルギー商品供給の増加（49,115百万ユーロ）の結果である。

マイナスの影響は、セルグ・テ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）及びブラジルのCGTフォルタレザの合計349百万ユーロでの売却によるものでもあった。

コモディティ契約から生じた純損益

2022年のコモディティ契約から生じた純損益は、主に市場価格の変動に起因して、前年と比べて158百万ユーロ減少した。

通常売上総利益／（損失）

以下の表は、事業ライン別の売上総利益／（損失）を示している。

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年	増減	
火力発電及び取引	6,094	1,702	4,392	-
エネル・グリーン・パワー	3,779	4,815	(1,036)	-21.5%
エネル・グリッド	8,276	7,663	613	8.0%
エンドユーザー市場	1,122	3,086	(1,964)	-63.6%
エネルX(1)	673	356	317	89.0%
ホールディング、サービス及びその他(1)	(261)	1,588	(1,849)	-
合計	**19,683**	**19,210**	**473**	**2.5%**

(1) 2021年のエネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

通常売上総利益は合計19,683百万ユーロとなり、2021年から473百万ユーロ増加した。2021年におけるオープン・ファイバー・エスピーエーに対する保有持分の売却益（1,763百万ユーロ）、並びに2022年におけるユフィネット及びグリッドスペルタイズに対する持分の一部売却益並びにムーニー・グループ・エスピーエーへの多数の会社の売却益（合計807百万ユーロ）の計上を伴うスチュワードシップ経営の影響を除くと、通常売上総利益は2021年に比べ1,429百万ユーロ増加した。この業績は、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及びエネルXの各事業の統合による統合マージン（1,422百万ユーロ）の推移に加え、エネル・グリッドの業績の寄与により達成された。

より具体的には、火力発電及び取引に起因するマージンの改善がイタリア及びスペインにおける劣悪な水環境に関連した水力発電の大幅な減少を相殺し、顧客に十分に移転されなかった供給コストの増加に関連した欧州のエンドユーザー市場のマイナスの変動を吸収した。通常売上総利益の増加はまた、金利調整及び為替レートの推移による主にラテンアメリカにおけるグリッドの推移も反映している。

売上総利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2022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	エネルX	ホールディング、サービス及びその他	合計
通常売上総利益／（損失）	**6,094**	**3,779**	**8,276**	**1,122**	**673**	**(261)**	**19,683**
非通常買収・合併	(137)	-	839	-	-	-	**702**
エネルギー移行及びデジタル化費用	(212)	(51)	(23)	(2)	(1)	(8)	**(297)**
非継続事業	(42)	(246)	38	125	(20)	8	**(137)**
COVID-19費用	(6)	(5)	(16)	(2)	-	(4)	**(33)**
売上総利益／（損失）	**5,697**	**3,477**	**9,114**	**1,243**	**652**	**(265)**	**19,918**

(単位：百万ユーロ)

	2021年(1)						
	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(2)	ホールディング、サービス及びその他(2)	合計
通常売上総利益／（損失）	**1,702**	**4,815**	**7,663**	**3,086**	**356**	**1,588**	**19,210**
エネルギー移行及びデジタル化費用	(795)	(47)	(423)	(94)	(15)	(216)	(1,590)
非継続事業	(86)	(191)	(110)	43	(15)	25	(334)
COVID-19費用	(8)	(7)	(30)	(2)	-	(6)	(53)
売上総利益／（損失）	**813**	**4,570**	**7,100**	**3,033**	**326**	**1,391**	**17,233**

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。
(2) エネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

戦略的に重要でなくなった一部の海外投資を廃止する計画の範囲内で、エネル・トランスミシオン・チリ並びにブラジルの火力発電会社であるCGTフォルタレザ及び配電会社であるセルグ・テ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）が2022年に売却された。これらの売却により、エネル・トランスミシオン・チリは1,051百万ユーロの利益を、エネル・ゴイアス（208百万ユーロ）及びCGTフォルタレザ（135百万ユーロ）は損失を計上した。

通常営業利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
火力発電及び取引	5,253	729	4,524	-
エネル・グリーン・パワー	2,230	3,480	(1,250)	-35.9%
エネル・グリッド	5,254	4,813	441	9.2%
エンドユーザー市場	(435)	1,753	(2,188)	-
エネルX(1)	362	120	242	-
ホールディング、サービス及びその他(1)	(535)	1,340	(1,875)	-
合計	**12,129**	**12,235**	**(106)**	**-0.9%**

(1) エネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

2022年の**通常営業利益／（損失）**は、通常営業総利益／（損失）について上記のとおり述べられた要因並びに年度中にラテンアメリカで販売及び再生可能エネルギー事業の範囲内で認識された減価償却費及び償却費の増加の結果として106百万ユーロ減少した。

営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2022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	エネルX	ホールディング、サービス及びその他	合計
通常営業利益／（損失）	**5,253**	**2,230**	**5,254**	**(435)**	**362**	**(535)**	**12,129**
非通常買収・合併	(500)	-	12	-	-	-	**(488)**
エネルギー移行及びデジタル化費用並びに減損損失	(287)	(51)	(23)	(2)	(1)	(8)	**(372)**
非継続事業	(28)	(193)	120	151	(17)	9	**42**
COVID-19費用	(6)	(5)	(16)	(2)	-	(4)	**(33)**
その他の変動	(47)	(11)	(15)	(12)	-	-	**(85)**
営業利益／（損失）	**4,385**	**1,970**	**5,332**	**(300)**	**344**	**(538)**	**11,193**

（単位：百万ユーロ）

	2021年(1)						
	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(2)	ホールディング、サービス及びその他(2)	合計
通常営業利益／（損失）	**729**	**3,480**	**4,813**	**1,753**	**120**	**1,340**	**12,235**
エネルギー移行及びデジタル化費用並びに減損損失	(1,819)	(47)	(423)	(94)	(15)	(216)	(2,614)
スペインにおけるエネルギー発電所の簿価引下げ-半島外地域、メキシコ及びオーストラリア	(1,488)	(185)	-	-	-	-	(1,673)
その他の減損損失	-	(159)	(12)	-	1	(45)	(215)
非継続事業	(56)	(131)	(22)	66	(12)	26	(129)
COVID-19費用	(8)	(7)	(30)	(2)	-	(6)	(53)
営業利益／（損失）	**(2,642)**	**2,951**	**4,326**	**1,723**	**94**	**1,099**	**7,551**

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

(2) エネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

上記の売上総利益に関する項目に加え、最も重要な債券の経常項目には、以下が含まれる。

・アルゼンチンの会社であるエネル・ジェネラシオン・コンスタネラ・エスエー及びセントラル・ドック・スードに関連する調整。これらの会社については、売却交渉が進行中であり、その結果、売却目的保有の資産に分類されている。

・主にイタリアの関連引当金、チリの様々な発電所の簿価引下げ及びコロンビアのカルタゲナ発電所の減損を含む、エネルギー移行及びデジタル化のための費用及び調整。

・IFRS第５号に従い、ルーマニア及びギリシャで保有する資産の業績の「非継続事業からの利益／（損失）」に分類され、通常の目的では継続事業として適切な項目に分類される非継続事業。

・主に半島地域及び非半島地域に関連するスペインの特定のプロジェクトの簿価引下げ並びにFunacの債権の調整を含むその他の変動。

非継続事業からの利益／（損失）

非継続事業からの利益／（損失）には、「IFRS第５号－売却目的で保有する非流動性資産及び非継続事業」に基づくロシア、ルーマニア及びギリシャの会社の非継続事業への分類の影響が計上される。より具体的には、かかる数値には為替換算準備金の戻入れ1,054百万ユーロ及び簿価引下げ497百万ユーロに起因する1,551百万ユーロの利益への全体的なマイナスの影響を含むロシアの会社の売却の影響と、取引相手との進行中の交渉に基づきルーマニアの会社の純資産を推定実現可能価額まで調整するための696百万ユーロの調整が含まれている。2021年の数値は、2022年との比較のためにのみ調整されていることに留意されたい。詳細は、連結財務書類注記６を参照のこと。

グループ通常利益

2022年の**グループ通常利益**は、前年同時期の5,593百万ユーロと比べて、5,391百万ユーロとなった。

通常利益の減少は、非支配持分の増加によるマイナスの影響が過年度の負債管理に関する財務業務の効率化により部分的に相殺されたこと、及び税負担の軽減により悪化した。

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年
グループ通常利益	**5,391**	**5,593**
非継続事業に分類された会社の減損損失	(1,992)	-
法令第21/2022号及び法律第197/2022号に基づく連帯税	(724)	-
非通常買収・合併	(716)	-
エネルギー移行及びデジタル化費用並びに減損損失	(189)	(1,839)
COVID-19費用	(23)	(36)
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資産の簿価引下げ	(18)	540
その他の変動	(47)	(42)
エネルギー発電所の簿価引下げ	-	(1,027)
グループ利益	**1,682**	**3,189**

電気料金の値上げから利用者を保護するメカニズムへの寄与（121百万ユーロ）並びに法令第21/2022号及び法律第197/2022号それぞれによりイタリアで導入された連帯税（603百万ユーロ）がグループ利益に及ぼす影響に留意されたい。

エネルの事業の欧州のタクソノミーとの適合性に関するステートメント

財務指標の計算プロセス

エネルは、全ての経済活動をバリューチェーンに沿って次の３つのカテゴリー（適格-適合、適格-非適合及び非適格）に分類する具体的な導入プロセスを実施した。

各経済活動に関連する財務指標の計算は、個別のプロセスを用いて行われ、その中で、以下の基準を実施し、以下の検討を行った。

・欧州のタクソノミー規則で要求される３つの財務指標である売上高（収益）、資本支出（capex）及び営業支出（opex又は通常営業費用）は、適格性分析に従って計算された。
・明示的に要求されていないが、エネルは、通常売上総利益についても評価を行った。この指標は、エネルのような統合型電力会社の実際の財務成績を最もよく表していると考えている。
・財務情報は、エネル・グループが使用する会計システム、又は各事業ラインが使用する管理システムから収集された。しかし、より詳細な数値の記載を提供するため、又は全体的な適格性-適合性の計算から一定の特定の活動を除外するために、いくつかの例外も設定された（非適合である水力発電や、適格-適合の供給システムのうち適格-非適合とみなされるインフラ等）。例として、以下のプロキシーが使用された。
  －水力発電：その発電量に2021年及び2022年の平均ユニット収益を乗じたものを考慮して、適格-非適合の水力発電所を除外した。このアプローチは、資本支出、通常営業費用及び通常売上総利益にも拡張して適用された。
  －供給：温室効果ガスの排出強度が100gCO2eq/kWhの閾値を超える発電所と、変電所又はネットワークとの間の新規接続は、その電力（MW）に2021年及び2022年の平均収益（千ユーロ/MW）を乗じたものを考慮して除外された。このアプローチは、収益と資本支出にのみ適用された。

・報告された財務データの合計は、「セグメント」の数値を参照しており、第三者やセグメント間取引に関する項目を含む。
・財務指標は、電気とガスの販売を全て非適格として報告している。
・2021年の数値は、以下の方法変更を考慮し、再表示されている。
－ガス化石燃料による発電：補完的委任法で定められた基準の適用により、適格-非適合であるとみなされた（以前は非適格であると報告されていた。）。
－送配電：コロンビアの配電活動の適格性は、過去５年間に設定された新しい再生可能エネルギー容量に関連する国の電力システムからの最新情報を考慮して再定義され、適格-適合から適格-非適合へとステータスが変更された。さらに、ライフサイクルを通じて測定した温室効果ガスの排出強度が100gCO2eq/kWhを超える発電所と、変電所又はグリッドとの間の直接接続の新規設定又は既存の直接接続の拡張を目的としたインフラを特定する基準について、微調整が行われた。
－電力の小売販売：気候委任法にその活動が明示されていない点で、適格でないとみなされた（以前は適格であると宣言されていた。）。
－エネルＸ・グローバル・リテール: 分散型電源の範囲にあるガス化石燃料からの熱電併給（CHP）は、補完的委任法に定められた基準の適用により、適格-非適格とみなされるようになった（以前は非適格とみなされていた。）。
－資本支出：欧州委員会委任規則（EU）第2012/2178号で要求されている「IFRS第16号-リース」53項(h)に基づき、認識した費用を考慮する。
・合計の収益、資本支出、通常売上総利益及び営業費用の実際の額は、個々の活動それぞれの収益、投資、通常売上総利益及び営業費用に対応している。個々のKPI（重要業績評価指標）のレベルは、当グループの合計の収益／資本支出／通常売上総利益のうち個々の経済活動に対応している（通常営業費用を除く。その合計はタクソノミー上要求される種類の費用のみを指す。）。個々の経済活動の収益／資本支出／通常売上総利益／通常営業費用のシェアは、気候変動緩和目的に貢献する。気候変動緩和目的は、気候変動適応目的よりも関連性が高く、また他の環境目的の基準がまだ使われていないため、気候変動緩和目的に対してのみ適合性分析が行われたことからも、気候変動緩和目的は、EUタクソノミーの唯一の目的である。2022年のキャピタル・マーケッツ・デイに、エネルは、当グループの気候変動緩和への貢献に、2023年から2025年の期間のcapexを80%適合させると発表した。

総合的なパフォーマンス

2022年に、気候変動緩和目的への実質的な貢献、他の環境目的を害さない（DNSH）原則の尊重及び最低限の社会的セーフガードの確保により、我々の経済活動がEUのタクソノミーに適合するレベルは、以下のとおり報告されている。

2022年に、売上高（収益）の21.4%がEUのタクソノミーに適合した事業活動によって生み出された（2021年は33.9%）。（注：2021年の数値は、「財務指標の計算プロセス」に記載した方法変更に基づき再計算されている。）

2022年の収益は、2021年に比べて実際の額は大きく増加した。この増加は、主に価格上昇と火力発電の増加により、ガスからの発電等タクソノミー上非適合である事業や、電気・ガスの取引・販売や石炭火力発電等その他の非適格な活動で見られた。その結果、適合である収益は12%減少した。

2022年に、営業費用（opex）の66.9%は、EUのタクソノミーに適合した事業活動によって生み出された（2021年は60.8%）。（注：2021年の数値は、「財務指標の計算プロセス」に記載した方法変更に基づき再計算されている。）

2022年に、主に再生可能エネルギーの生産及びタクソノミー上適合である供給活動で発生した維持費用の増加により、タクソノミー上適格／適合である活動のopexのパーセンテージは2021年と比較して増加した。

2022年において、通常売上総利益（EBITDA）の56.7%は、EUのタクソノミーに適合した事業活動によって生み出された（2021年は63.9%）。（注：2021年の数値は、「財務指標の計算プロセス」に記載した方法変更に基づき再計算されている。）

タクソノミー上適格／適合である活動のEBITDAのパーセンテージは、主に収益の変動により2021年から2022年にかけて減少した（詳細は上記を参照のこと。）。

2022年に、資本支出（capex）の81.9%は、EUのタクソノミーに適合した事業活動によって生み出された（2021年は82.0%）。（注：2021年の数値は、「財務指標の計算プロセス」に記載した方法変更に基づき再計算されている。）

タクソノミー上適格-適合である活動の2022年の実際のcapexは、これらの活動に関する2022-2024年戦略計画における2022年の計画上の数値よりも4.5%高い。この差は、主に、適格-適合である活動のcapexの実際の額が計画と比べて大きかったこと（0.5十億ユーロ超）、また一部は2022-2024年戦略計画では考慮されていなかった「IFRS第16号-リース」53項(h)に従って認識した費用の統合等EUタクソノミーの会計処理に調整が行われたことに起因している。

電力販売活動の観点から見た総合的な業績

EUタクソノミーの気候委任法では、電力小売業（NACE D35.1.4）は、気候変動の緩和に大きく寄与しないという前提で、明示的に含まれていない。しかし、電力小売は、エネルギーバリューチェーンの基本的なセグメントである。持続可能なエネルギーシステムの定義からこの活動を除外することは、EU市場の自由化が果たす重要な役割、ひいては脱炭素化されたエンドユーザー消費の努力と価値を阻害するものである。

さらに、再生可能エネルギーによる電化は、クリーンで利用しやすく、ハイイールドであるという点で、気候変動に対処するための最も効率的で費用対効果の高いソリューションであり、真のクリーンエネルギーシステムを実現する唯一の方法である。しかし、エネルギーの最終消費を持続的に電化するためには、クリーンなエネルギー生産技術だけでなく、エネルギーの小売販売を行う企業が、エンドユーザーのエネルギー需要を満たすために、再生可能エネルギーを提供することが必要である。

これらの理由から、エネルは、EUのタクソノミーでは、電力の小売を適格な活動として明示的に考慮し、その適合性は、発電の活動に使われるものと同じ基準に基づくべきであると考える。このように、エンドユーザーへの電力販売は、生産源とつながっているため、再販業者が持続可能な資源から電力を販売するインセンティブが働く。このような状況の中で、統合型電力会社の役割はさらに重要なものとなる。同じグループ内の異なる会社で電力の生産と小売を行っているが、これらの電力会社は、エネルギーバリューチェーン全体をよりグローバルで統一的な視点で捉えて活動モデルを管理している。

以下は、電力小売がタクソノミー上適格であり、発電と同じ基準を適用して適合性を判断した場合の全体の数値の提示である。この数値は、イタリアとスペインで実施されている生産源保証の仕組みに基づいている。この仕組みは、実際に再生可能な資源を生産源とする電力再販業者が販売する電力のパーセンテージについて消費者に透明性を提供し、それによって発電活動に関連するEUタクソノミーの既存の基準を満たす。

その結果、電力販売収入は、生産源保証を用いるイタリア及びスペインのグループ会社による電力小売販売量に基づき（各国当局の提供する数値に基づく。）、平均単価収入を適用して測定されている。このアプローチは、capex、opex、通常売上総利益（EBITDA）についても採用されている。二重計上を避けるため、セグメント別の適格収益は、セグメント間取引（エネル・グリーン・パワー、エネル・グリッド及びリテール間）を控除して表示している。

電力小売販売業績	単位	2022	2021
通常売上総利益（EBITDA)			
- 適格-適合	%	57.6	67.0
- 適格-非適合	%	19.2	18.5
- 非適格	%	23.2	14.5
合計	百万ユーロ	**19,683**	**19,210**
ターンオーバー（売上高）			
- 適格-適合	%	30.2	40.4
- 適格-非適合	%	34.2	35.5
- 非適格	%	35.6	24.1
合計	百万ユーロ	**143,009**	**88,006**
capex（資本支出）			
- 適格-適合	%	83.0	82.7
- 適格-非適合	%	9.2	9.6
- 非適格	%	7.8	7.7
合計	百万ユーロ	**15,088**	**13,831**
営業費用（opex)			
- 適格-適合	%	66.9	61.1
- 適格-非適合	%	14.2	15.7
- 非適格	%	18.9	23.2
合計	百万ユーロ	**1,050**	**1,029**

業績の内訳

以下のデータは、特定のエネルギー・セクターにおける経済活動に関する委任規則（EU）第2021/2139号及びそれらの経済活動に特有の情報の開示に関する委任規則（EU）第2021/2178号を改正する、2022年３月９日の欧州委員会委任規則（EU）第2022/1214号に従って報告している。

テンプレート１－原子力・化石ガス関連活動

原子力エネルギー関連活動		
1	この事業は、燃料サイクルからの廃棄物を最小限に抑えた上で原子力プロセスからエネルギーを生成する革新的な発電施設の研究、開発、実証及び展開を実施し、それに資金提供を行い、又はそのエクスポージャーを有する。	いいえ
2	この事業は、地域熱供給や水素生成などの産業プロセスを含む電気やプロセス熱を生成する新しい原子力施設の建設と安全な運営、及び利用可能な最良の技術を用いた安全なアップグレードを実施し、それらに資金提供を行い、又はそれらに関するエクスポージャーを有する。	いいえ
3	この事業は、地域熱供給や原子力からの水素生成等の産業プロセスを含め、電気やプロセス熱を生成する既存の原子力施設の安全な運営やその安全なアップグレードを実施し、それに資金提供を行い、又はそのエクスポージャーを有する。	はい
化石ガス関連活動		
4	この事業は、化石ガス燃料を使用して電気を生成する発電施設の建設又は運営を実施し、それに資金提供を行い、又はそのエクスポージャーを有する。	はい
5	この事業は、化石ガス燃料を使用する熱冷却複合発電施設の建設、改修及び運営を実施し、それに資金提供を行い、又はエクスポージャーを有する。	いいえ
6	この事業は、化石ガス燃料を使用して熱／冷供給する熱生成施設の建設、改修及び運営を実施し、それに資金提供を行い、又はエクスポージャーを有する。	いいえ

上表のとおり、エネルに適用ある活動は、既存の原子力発電所の安全運営とガス化石燃料を使用する発電所の運営に関するものだけである。１番の活動は100%非適格であり、一方２番の活動は100%適格-非適合である。したがって、以下の表は、補完的委任法の付属書のテンプレート４と５を参照している。委任法の残りのテンプレートは、エネルのビジネスモデルには適用されない。また、気候変動適応目的の適合性分析に十分なデータがないため、気候変動緩和目的にのみに関連する情報を掲載している。

テンプレート４－タクソノミー上適格であるが、タクソノミー上非適合である経済活動

欧州のタクソノミーに基づく売上高（収益）

経済活動	**気候変動緩和**	
	金額（単位：百万ユーロ）	**%**
委任規則第2021/2139号の付属書Ⅰ及びⅡの4.29項で言及される、タクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	9,506	6.6
上記１～６番で言及されていない、その他のタクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	**1,774**	**1.2**
タクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合（合計）	**11,280**	**7.8**

欧州のタクソノミーに基づくcapex（資本支出）

経済活動	**気候変動緩和**	
	金額（単位：百万ユーロ）	**%**
委任規則第2021/2139号の付属書Ⅰ及びⅡの4.29項で言及される、タクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	393	2.6
上記１～６番で言及されていない、その他のタクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	**563**	**3.7**
タクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合（合計）	**956**	**6.3**

欧州のタクソノミーに基づく営業費用（opex）

経済活動	**気候変動緩和**	
	金額（単位：百万ユーロ）	**%**
委任規則第2021/2139号の付属書Ⅰ及びⅡの4.29項で言及される、タクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	93	8.9
上記１～６番で言及されていない、その他のタクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	**42**	**4.0**
タクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合（合計）	**135**	**12.9**

欧州のタクソノミーに基づく通常売上総利益（EBITDA）

経済活動	気候変動緩和	
	金額（単位：百万ユーロ）	%
委任規則第2021/2139号の付属書Ⅰ及びⅡの4.29項で言及される、タクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	2,492	12.7
上記１～６番で言及されていない、その他のタクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	**569**	**2.9**
適用されるKPIの分母に含まれる、タクソノミー上適格であるがタクソノミー上非適合である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合（合計）	**3,061**	**15.6**

テンプレート５－非適格の経済活動の分類

欧州のタクソノミーに基づく売上高（収益）

経済活動	気候変動緩和	
	金額（単位：百万ユーロ）	%
委任規則第2021/2139号の付属書Ⅰ及びⅡの4.28項に従いタクソノミー上非適格であるテンプレート１の３番に言及される経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	1,572	1.1
上記１～６番で言及されていないその他のタクソノミー上非適格である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	**99,521**	**69.6**
タクソノミー上非適格である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合（合計）	**101,093**	**70.7**

欧州の税法に基づくcapex（資本支出）

経済活動	気候変動緩和	
	金額（単位：百万ユーロ）	%
委任規則第2021/2139号の付属書Ⅰ及びⅡの4.28項に従いタクソノミー上非適格であるテンプレート１の３番に言及される経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	142	0.9
上記１～６番で言及されていないその他のタクソノミー上非適格である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	**1,639**	**10.9**
タクソノミー上非適格である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合（合計）	**1,781**	**11.8**

欧州のタクソノミーに基づく営業費用（opex）

経済活動	気候変動緩和	
	金額（単位：百万ユーロ）	%
委任規則第2021/2139号の付属書Ⅰ及びⅡの4.28項に従いタクソノミー上非適格であるテンプレート１の３番に言及される経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	87	8.3
上記１～６番で言及されていないその他のタクソノミー上非適格である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	**126**	**12.0**
タクソノミー上非適格である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合（合計）	**213**	**20.3**

欧州のタクソノミーに基づく通常売上総利益（EBITDA）

経済活動	気候変動緩和	
	金額（単位：百万ユーロ）	%
委任規則第2021/2139号の付属書Ⅰ及びⅡの4.28項に従いタクソノミー上非適格であるテンプレート１の３番に言及される経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	651	3.3
上記１～６番で言及されていないその他のタクソノミー上非適格である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合	**4,806**	**24.4**
タクソノミー上非適格である経済活動の、適用されるKPIの分母に対する量と割合（合計）	**5,457**	**27.7**

創出した価値及びステークホルダーへ分配した価値

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年(1)
直接創出した経済価値	**140,821**	**85,865**
直接分配した経済価値		
営業費用	114,384	62,063
人件費及び給付	3,646	4,296
資本提供者への支払（株主及び貸主）	7,691	7,409
政府への支払(2)	6,027	4,916
	131,748	**78,684**
留保された経済価値	**9,073**	**7,181**

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

(2) この金額は、当グループが負担する税金費用である「税負担総額」を含んでいる。詳細については、連結非財務書類を参照のこと。2021年の数値はより正確な情報に基づいて調整されている。

エネルが直接創出し、分配した経済価値は、当グループがいかにすべてのステークホルダーに利益をもたらしたかを示す参考指標となる。直接創出された価値及び営業費用の増加は、エネルギー商品、特にガス及び電気の平均価格及び取扱量の上昇を反映している。

インフレ圧力の高まりに対応するために採用された金融引き締めの姿勢に伴う金利の上昇に関連した支払利息を反映して、資本提供者への支払が本質的に増加した。

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)

	2022年12月31日	2021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	106,135	102,733	3,402	3.3%
- のれん	13,742	13,821	(79)	-0.6%
- 持分法適用投資	1,281	704	577	82.0%
- その他の純固定資産／（負債）	(5,139)	(4,742)	(397)	-8.4%
純固定資産合計	**116,019**	**112,516**	**3,503**	**3.1%**
純運転資本				
- 売掛金	16,605	16,076	529	3.3%
- 棚卸資産	4,853	3,109	1,744	56.1%
- 機関市場事業者からの純売掛金	(1,083)	(762)	(321)	-42.1%
- その他の純流動資産／（負債）	(11,193)	(10,953)	(240)	-2.2%
- 買掛金	(17,641)	(16,959)	(682)	-4.0%
純運転資本合計	**(8,459)**	**(9,489)**	**1,030**	**10.9%**
総投下資本	**107,560**	**103,027**	**4,533**	**4.4%**
引当金				
- 従業員給付	(2,202)	(2,724)	522	19.2%
- リスク及び費用に対する引当金並びに純繰延税金	(5,997)	(6,548)	551	8.4%
引当金合計	**(8,199)**	**(9,272)**	**1,073**	**11.6%**
売却目的保有の純資産	**2,789**	**280**	**2,509**	**-**
純投下資本	**102,150**	**94,035**	**8,115**	**8.6%**
株式合計	**42,082**	**42,342**	**(260)**	**-0.6%**
純金融負債(1)	**60,068**	**51,693**	**8,375**	**16.2%**

(1) 明確にするために付言すると、通貨リスクのヘッジを考慮して、当グループは、資金調達において通貨リスクをヘッジするために使用される、キャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値を、純金融負債の測定に含める決定をした。その結果、2021年12月31日現在の純金融負債は比較目的のために修正再表示されている。

*有形固定資産及び無形固定資産*は、主に当年度中の投資（13,173百万ユーロ）、イーアールジー・ハイドロの買収及びプラスの為替動向の結果として増加した。これらの影響は、主にエネル・トランスミシオン・チリ、エネル・ロシア、セルグ・ディストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー（以下「エネル・ゴイアス」という。）、シー・ジー・ティー・フォルタレザ及びオーストラリアの多数の企業の売却に関連する連結会社における変更、ルーマニア及びギリシャにおける事業の非継続事業への分類、並びにアルゼンチンの会社であるエネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー及びセントラル・ドック・スード・エスエーに関連する資産の売却目的保有への分類により、部分的に相殺された。

*のれん*は、主に前述の売却並びに売却目的保有及び非継続事業への分類の結果として減少した。これらの影響は、プラスの為替動向により部分的に相殺された。

*持分法適用投資*は、特に、グリッドスペルタイズの支配持分の一部売却及び喪失、イージーピー・サウス・アフリカの一部売却、新たな持分法適用の合弁会社の設立を承認したムーニー取引、並びにスロベンスケ・エレクトラーネへの投資の価値調整に関連する連結会社における変更により、増加した。これらの影響は、ユフィネットの売却により部分的に相殺された。

純運転資本は、主に2022年の物価上昇を反映したガス及びその他の商品全般の棚卸資産の結果として増加した。

売却目的保有の純資産は、主に、ルーマニア及びギリシャの会社の非継続事業への分類、並びにアルゼンチンの会社であるエネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー及びセントラル・ドック・スード・エスエーの売却目的保有への分類により、増加した。

純投下資本は、2022年12月31日時点で102,150百万ユーロとなり、親会社の所有者に帰属する資本及び少数株主持分42,082百万ユーロ、並びに純金融負債60,068百万ユーロによりまかなわれた。純負債については、2022年12月31日時点での負債資本比率は、（2021年12月31日時点での1.22と比較して）1.43であった。

純金融負債

以下の表は、純金融負債の構成及び変動を示している。

(単位：百万ユーロ)

	2022年12月31日	2021年12月31日	増減	
長期負債				
-銀行借入	15,261	12,579	2,682	21.3%
-社債	50,079	39,099	10,980	28.1%
-その他の借入(1)	2,851	2,942	(91)	-3.1%
長期負債	*68,191*	*54,620*	*13,571*	24.8%
長期金融資産及び有価証券	(4,213)	(2,692)	(1,521)	-56.5%
純長期負債	**63,978**	**51,928**	**12,050**	**23.2%**
短期負債				
銀行借入				
-長期銀行借入の流動部分	890	989	(99)	-10.0%
-その他の短期銀行借入	1,320	1,329	(9)	-0.7%
短期銀行借入	*2,210*	*2,318*	*(108)*	-4.7%
社債（流動部分）	1,612	2,700	(1,088)	-40.3%
その他の借入（流動部分）	333	342	(9)	-2.6%
コマーシャル・ペーパー	13,838	10,708	3,130	29.2%
デリバティブに対する現金担保及びその他の資金調達	1,513	918	595	64.8%
その他の短期金融借入(2)	1,721	363	1,358	-
その他の短期負債	*19,017*	*15,031*	*3,986*	26.5%
長期貸出資産（短期部分）	(2,838)	(1,538)	(1,300)	-84.5%
貸出資産－現金担保	(8,319)	(6,485)	(1,834)	-28.3%
その他の短期金融資産	(2,266)	(356)	(1,910)	-
銀行に預託された現金及び現金同等物並びに短期有価証券	(11,119)	(8,946)	(2,173)	-24.3%
現金及び現金同等物並びに短期金融資産	*(24,542)*	*(17,325)*	*(7,217)*	-41.7%
純短期負債	**(3,315)**	**24**	**(3,339)**	**-**
借入に関連する純為替デリバティブ	(595)	(259)	(336)	-
純金融負債(3)	**60,068**	**51,693**	**8,375**	**16.2%**
「売却目的保有の純資産」に関連する純金融負債	**892**	**699**	**193**	**27.6%**

(1) 「その他の非流動金融負債」に含まれるその他の非流動金融借入を含む。
(2) 「その他の流動金融負債」に含まれる流動借入を含む。
(3) 数値の比較可能性を高めるため、エネル・グループによる純金融負債の新しい表示に従い2021年12月31日時点の純金融負債を再計算する必要があった。

純金融負債は、2022年12月31日時点で60,068百万ユーロであり、2021年12月31日の51,693百万ユーロと比べて8,375百万ユーロ増加した。これは主に以下の要因に起因する。(ⅰ)契約資産を含む当年度の投資のための資金需要（14,503百万ユーロ、売却可能として再分類された156百万ユーロを含む。）、(ⅱ)ハイブリッド債保有者に支払われるクーポン123百万ユーロを含む配当支払合計5,024百万ユーロ、(ⅲ)イーアールジー・ハイドロの買収合計（取得した現金を控除した）1,196百万ユーロ、(ⅳ)為替相場情勢の悪影響1,054百万ユーロ、並びに(ⅴ)リース負債の増加445百万ユーロ。

営業活動によるキャッシュ・フロー、戦略上重要でなくなった複数の株式投資の売却、及び複数の投資の売却可能投資又は非継続事業への再分類（主にルーマニア及びギリシャ）により、上述の状況に関連する資金需要は部分的に相殺された。

なお、当グループでは、純金融負債の報告を改善するため、第三者との外貨建ての借入をヘッジするために使用される通貨スワップ取引の公正価値を含めることを選択している。

総金融負債は2022年12月31日現在89,418百万ユーロとなり、前年より17,449百万ユーロ増加した。

総金融負債

(単位：百万ユーロ)

	2022年12月31日			2021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	71,026	18,392	89,418	58,651	13,318	71,969
うち						
- 持続可能な資金調達	*42,561*	*13,977*	*56,538*	*28,973*	*10,474*	*39,447*
持続可能な資金調達／総負債合計（%）			63%			55%

より具体的には、**総長期金融負債**（短期部分を含む。）は71,026百万ユーロ（持続可能な資金調達42,561百万ユーロを含む。）となり、内訳は以下のとおりである。

・社債は51,691百万ユーロ（そのうち持続可能な社債に関しては29,661百万ユーロ）であり、2021年12月31日と比べて9,892百万ユーロ増加した。社債の変動は主に、2022年に発行された以下の持続可能性連動債の発行によるものである。
　－エネル・ファイナンス・インターナショナルによる１月における総額2,750百万ユーロのマルチトランシェの発行。
　－エネル・ファイナンス・インターナショナルによる４月における750百万英ポンド（2022年12月31日時点で845百万ユーロ相当）の発行。
　－エネル・ファイナンス・インターナショナルによる６月における総額3,500百万米ドル（2022年12月31日時点で3,279百万ユーロ相当）のマルチトランシェの発行。
　－エネル・ファイナンス・インターナショナルによる９月における総額1,000百万ユーロの発行。
　－エネル・ファイナンス・インターナショナルによる10月における1,000百万米ドル（2022年12月31日時点で937百万ユーロ相当）のマルチトランシェの発行。
　－エネル・ファイナンス・インターナショナルによる10月における3,000百万米ドル（2022年12月31日時点で2,811百万ユーロ相当）のマルチトランシェの発行。
・銀行借入は16,151百万ユーロ（そのうち持続可能な資金調達に関しては12,900百万ユーロ）である。これらの借入は、主に新規資金調達の利用に起因して前年と比べて9,892百万ユーロ増加したが、当期中の返済により僅かに部分的に相殺された。これらの新規銀行借入の中で注目すべき点は、
　－イーケーエフ及びシティによりエネル・ファイナンス・アメリカに供与された持続可能性連動ローンの2022年12月31日時点における430百万米ドル（2022年12月31日時点で403百万ユーロ相当）の引き出し。
　－欧州投資銀行により当グループの様々な企業に供与された持続可能な目標に関連する資金調達総額1,294百万ユーロ。
・その他の借入は3,184百万ユーロで、前年から100百万ユーロ増加した。

総短期金融負債は、2021年12月31日と比べて5,074百万ユーロ増加し、18,392百万ユーロとなった。主に、コマーシャル・ペーパー13,838百万ユーロを含み、これらはすべて持続可能な目標に関連している。

現金及び現金同等物並びに短期金融資産は、2021年末と比べて8,738百万ユーロ増加し、28,755百万ユーロとなった。かかる増加は主に、当座預金残高及び短期有価証券の増加（2,173百万ユーロ）、その他の短期債権の増加（1,910百万ユーロ）並びに現金担保金融債権の増加（1,834百万ユーロ）に起因する。

借入に関連する純為替デリバティブは、2022年12月31日時点で595百万ユーロであり、第三者との外貨建ての借入をヘッジする通貨スワップ取引の公正価値について考慮している。このようなデリバティブの分類の詳細は、連結財務諸表注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

サステナブル・ファイナンス

エネルでは、サステナブル・ファイナンスは価値を生み出すための重要な手段である。持続可能性連動債の新規発行は、2022年において行われたすべての持続可能な資金調達と併せて、年末までに当グループの総負債に対するサステナブル・ファイナンスの比率を63%に達成することを、可能にした。

サステナブル・ファイナンスには、持続可能な投資に向けられた公的資金及び民間資金が含まれ、それによって持続可能な開発目標の達成に取り組んでいる。

2020年において、エネルは、持続可能性に連動したアプローチをすべての金融負債商品に拡大する文書である、「持続可能性に連動した資金調達フレームワーク」により指定された持続可能性目標の一つ以上の達成に、資金調達コストをリンクさせるメカニズムを、資金調達契約に含めた世界初の会社となった。これはグループ全体でサステナブル・ファイナンスの発展を管理する指標、目標及び原則を設定し、当社の財務戦略を当社の持続可能性の目標に結びつける。持続可能性に連動した資金調達フレームワークは、当グループの戦略計画に定められた目標に沿って毎年更新されている。

最新のフレームワークでは、「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)」を100%削減する目標(1)を2050年までから2040年までに引き上げている。

(1) なお、KPIの前の版では「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)」は 「温室効果ガス直接排出量(スコープ１)」とされていた。

また、SDG7及びSDG13並びに気候変動緩和のEU環境目標の達成に向けた行動の範囲内で、2023年２月に新たに３つの指標が追加されたことにも留意する必要がある（すなわち、「統合電力に関連するスコープ１及び３の温室効果ガス排出量の強度(gCO2eq/kWh)」、「ガス小売に関連するスコープ３の温室効果ガスの絶対排出量(MtCO2eq)」、及び「EUタクソノミーに沿った資本支出の割合(%)」である。）。

したがって、当グループの金融商品及び取引には、直接的又は間接的な温室効果ガス排出量の削減（SDG13「気候変動に具体的な対策を」）、再生可能エネルギー容量の増加（SDG7「エネルギーをみんなに、そしてクリーンに」）、又はEUタクソノミー規則（2020/852）の第３条に定める基準に従って環境的に持続可能と認められる活動における一定期間内の資本支出の割合に関する目標達成に関連する金利又はその他の構造条件若しくは金融条件を設定することができる。

2023年２月に発表されたエネルの持続可能性に連動した資金調達フレームワークの最新版に含まれるKPI及び目標は以下のとおりである。

	実際	目標					
	2022年	2022年	2023年	2024年	2025年	2030年	2040年
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）	229		148	140	130	72	0
統合電力に関連するスコープ１及び３の温室効果ガス排出量の強度（gCO2eq/kWh）	218				135	73	0
ガス小売に関連するスコープ３の温室効果ガスの絶対排出量（MtCO2eq）	22.9				20.9	11.4	0
再生可能エネルギー設備容量の割合(%) (1)	63.1%	60%	65%	66%	76%	85%	100%
EUタクソノミーに沿った資本支出の割合(%)	81.9%		>80%				

(1) 算出に当たっては、個別契約の契約条件に基づき、当グループが取得した発電所に係る531.1MWの設備容量を除外している。

これらの指標は定期的に外部機関によって検証され、エネルはその数値を年次財務報告書及びサステナビリティレポートで公表している。

2022年には、再生可能エネルギー設備容量が全体の63.1%を占め、最低基準である60%の目標を上回った。具体的には、2020年にエネル・ファイナンス・インターナショナルによって英国ポンド市場で初めて発行された持続可能性連動債の目標を達成したことを含む。

2022年に当グループは、23十億ユーロを超える規模のストラクチャード取引を伴う、サステナブル・ファイナンスを目指す開発戦略を引き続き追求している。

具体的には、当グループは金融子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル及び、今回初めてとなるエネル・ファイナンス・アメリカを通じて、様々な市場及び通貨にて約12.1十億ユーロの持続可能性連動債を発行した(2)。

(2) 2022年６月に、エネル・ファイナンス・インターナショナルは米ドル市場でマルチトランシェ債の発行を行ったが、そのうちの１つは、2040年までに「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」をゼロにするという当グループの目標に関連するものであり、エネルギー多国籍企業として初めてのものであった。

2022年５月に、エネル及びエネル・ファイナンス・インターナショナルは、SDG13に連動した世界最大の持続可能なクレジット・ファシリティである現行の持続可能性連動リボルビング・クレジット・ファシリティの額を10十億ユーロから13.5十億ユーロに増額した。

2022年４月、エネル・ファイナンス・インターナショナルは、「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」を2023年までに148gCO2eq/kWh以下、又は2024年までに140gCO2eq/kWh以下とするためのKPIに連動するコマーシャル・ペーパー・プログラムを更新し、６十億ユーロから８十億ユーロに増額した。

さらにエネルは、複数の金融取引先と持続可能な保証及びデリバティブに関する契約を締結しており、これらの契約はいずれも、当グループが今後数年間で持続可能な目標を達成する能力に関連している。

最後に、2023年２月にエネル・ファイナンス・インターナショナルは、合計1.5十億ユーロに及ぶ持続可能性連動債を２つのトランシェでローンチした。この新規発行は、世界で初めて、EUタクソノミーに関連する指標及び国際連合の持続可能な開発目標（SDGs）に関連する指標を統合し、さらに完全な脱炭素化の目標も含んでいる。

公的資金の領域では、当グループは景気復興計画を支持しており、ヨーロッパ及び各国レベルでのグリーン・ディール及び復興計画の実施において戦略的パートナーとなることを目指している。目標は、EUタクソノミーと完全に整合して、GDP、雇用、二酸化炭素排出量の削減に大きな影響を与える欧州経済のグリーン化及びデジタル化の加速を目的とし脱炭素化、電力網、電化に焦点を当てたすぐに取り掛かれるプロジェクトの広範なパイプラインを通じて、持続可能、迅速及び効果的な回復を推進することである。

この目標を達成するため、当グループは、オーナーシップ・モデル及びスチュワードシップ・モデルの両方によって相対的な影響力を持つ、2023年から2030年の期間における約4.3十億ユーロの投資において、潜在的イニシアティブを特定した。これらのイニシアティブは、グリーン水素、再生可能エネルギー及び貯蔵、太陽光発電製造産業の活性化、スマート・グリッド、グリッドの耐性化並びに電気モビリティのための充電インフラストラクチャーに焦点を当てている。

また、当グループは、バス車両の電化の拡充、港のグリーン化、公共建築物の省エネルギー化の推進等、エネルギー消費の脱炭素化・電化を目指すと同時に、官民連携を推進した。

さらに、国際金融機関や国内金融機関からの補助金付き貸付については、当グループは持続可能性に連動した金融商品の利用を通じて、持続可能な成長を支えるための資本の動員を加速することを目的としたイノベーション・プロセスを主導している。

具体的には、2022年には総額1.8十億ユーロの補助金付き融資を受けたが、この融資は、民間セクターの融資に倣ったもので、SDG13に関連する持続可能性連動メカニズムが含まれている。主な取引の一部には、デンマークの輸出信用機関であるEKFとエネル・ファイナンス・アメリカとの間で締結された合計800百万米ドルの、初の持続可能性に連動した資金調達が含まれる。

今後数年間、エネルは、持続可能な借入と当グループの負債合計の比率を2025年までに約70%にすることを目標に、サステナブル・ファイナンス・ツールを引き続き活用していく。

サステナブル・ファイナンスを推進するための国際ラウンドテーブルへの参加

エネルはサステナブル・ファイナンスに引き続き注力しており、国連グローバル・コンパクトのSDGsのための最高財務責任者連合の共同議長を務めたり、国連の持続可能な開発のためのグローバル投資家（GISD）同盟に参加する等、世界中の主要な利害関係者に対するコミットメントを強化している。

最高財務責任者連合は、統合SDG投資及びファイナンスに関する原則を発表した後、企業が設定したSDGsの目標及び関連指標の分析、SDG投資及びファイナンス戦略の実施に向けた企業のケーススタディ、並びにセクター別プロファイルの作成に焦点を当てた。このような状況の中で、最高財務責任者達はSDGsを支援するために110十億米ドル以上を投資し、それによってSDGファイナンスは前年比55%増加した。さらに、諮問委員会が設置された。エネルは当該委員会のメンバーであり、産業と地域の能力を提供し、特定の問題について最高財務責任者達とより広範なサステナブル・ファイナンス・コミュニティとの間の協力の調整を支援し、新しい連合メンバーを募集するための推奨事項及び連絡先を提供している。

また、GISDアライアンスとの協力によって達成された成果も注目に値する。例えば、モデル・マンデートの更新は、資産所有者が、管理目標及び持続可能性目標を、資産の管理者との間の契約に確実に反映させるための指針となる。さらに、エネルはGISDアライアンスのメンバーであることから、サステナビリティ報告に関する国際サステナビリティ基準委員会（ISSB）による公開協議に対応したGISDアライアンスの共同声明に貢献している。

また、当社のステークホルダーであるCSRヨーロッパを通じてヨーロッパで行われてきた活動も注目に値する。この点において、エネルは欧州SDGサミット2022と連携して、ラウンドテーブル（ダブル・マテリアリティがどのようにCSRDに統合され、企業がどのようにそれを実施できるかに関する「サステナビリティ報告におけるダブル・マテリアリティの役割」及び、循環経済とエネルギー移行に関する「グリーン移行における循環性の挑戦」）に参加した。

キャッシュ・フロー

詳細については、連結財務書類の注記46を参照のこと。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年(1)	増減	
火力発電及び取引	990	822	168	20.4%
エネル・グリーン・パワー	6,386	5,662	724	12.8%
エネル・グリッド	5,547	5,296	251	4.7%
エンドユーザー市場	721	643	78	12.1%
エネルX	371	285	86	30.2%
ホールディング、サービス及びその他	332	289	43	14.9%
合計(2)	**14,347**	**12,997**	**1,350**	**10.4%**

(1) 2021年の数値は、一部の純資産並びに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。
(2) この数値は、「売却目的保有」として分類されたユニットに関する156百万ユーロ（2021年は111百万ユーロ）を含まない。

資本支出は、前年より1,350百万ユーロ増加した。

二酸化炭素排出削減に関するパリ協定に沿って、また、エネルギー効率及びエネルギー移行ゴールに従い、エネル・グループは、特に再生可能エネルギーに投資している。より具体的には、かかる増加は主に、イタリア（415百万ユーロ）、カナダ（189百万ユーロ）、ペルー（159百万ユーロ）、スペイン（120百万ユーロ）、チリ（63百万ユーロ）、オーストラリア（40百万ユーロ）、コロンビア（13百万ユーロ）及びブラジル（24百万ユーロ、一部は通貨の影響による）に関連したものである。この増加は、インド（102百万ユーロ）、南アフリカ（71百万ユーロ）、メキシコ（21百万ユーロ）、パナマ（12百万ユーロ）及びグアテマラ（７百万ユーロ）における資本支出の減少によって僅かに部分的に相殺された。

増加している不安定な気候事象に対応し、グリッドの耐性化へ投資するため、配電への投資も増加した。

配電への投資が最も多かったのは、イタリア（160百万ユーロ）、ブラジル（157百万ユーロ）及びペルー（16百万ユーロ）で、主に送電網の保守及び信頼性の向上のためであった。これらの要因は、スペイン、チリ及びコロンビアにおける資本支出の減少により、僅かに部分的に相殺された。

エンドユーザー市場事業ラインにおける資本支出は、特にイタリア（33百万ユーロ）及びスペイン（52百万ユーロ）で、顧客管理プロセスのデジタル化に本質的に起因して増加した。

エネルXによる資本支出の増加は、主にイタリア（27百万ユーロ）におけるeシティ事業及びeホーム事業、北米（25百万ユーロ）及びオーストラリア（９百万ユーロ）における新規プロジェクト実行のためのバッテリー電力貯蔵への投資の増加、ブラジル（11百万ユーロ）におけるスマート照明、eホーム事業及び送電エネルギー事業（太陽光発電の新規プロジェクトの開始に伴う）による支出増加の複合効果、ペルー（12百万ユーロ）における公共照明事業、コロンビア（７百万ユーロ）における送電エネルギー事業（太陽光発電）の新規プロジェクト開始、並びにスペイン（５百万ユーロ）におけるeホーム事業によるものであった。

火力発電及び取引における資本支出の増加（168百万ユーロ）は、特にイタリア及びラテンアメリカで、多くの発電所において二酸化炭素排出量を減少させるために石炭からガスへの転換が行われたことに起因する。

第１セグメント（事業ライン）及び第２セグメント（地理的領域）別の業績

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

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

・第１セグメント：事業ライン
・第２セグメント：地理的領域

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

当社の組織は、事業ライン（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、エネル・グリッド、エンドユーザー市場、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、イベリア半島、ヨーロッパ、ラテンアメリカ、北米、アフリカ、アジア及びオセアニア並びに中央／ホールディング）を引き続き基盤としている。

2022年及び2021年の第１セグメント（事業ライン）別の業績

2022年の業績(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	エネルX	ホールディング、サービス及びその他	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他収入	53,239	6,669	19,806	58,478	2,143	182	140,517	-	140,517
他のセグメントとの取引による収益及びその他収入	23,096	2,498	3,226	3,674	66	2,053	34,613	(34,613)	-
収益合計	**76,335**	**9,167**	**23,032**	**62,152**	**2,209**	**2,235**	**175,130**	**(34,613)**	**140,517**
コモディティ契約から生じた純損益	551	183	-	1,608	(13)	**(5)**	2,324	41	2,365
売上総利益／（損失）	**5,697**	**3,477**	**9,114**	**1,243**	**652**	**(273)**	**19,910**	**8**	**19,918**
減価償却費、償却費及び減損損失	1,312	1,507	3,782	1,543	308	273	8,725	-	8,725
営業利益／（損失）	**4,385**	**1,970**	**5,332**	**(300)**	**344**	**(546)**	**11,185**	**8**	**11,193**
資本支出	**990(2)**	**6,386(3)**	**5,547(4)**	**721**	**371(5)**	**332**	**14,347**	**-**	**14,347**

(1)セグメント収益は、第三者からの収益及びその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)「売却可能」又は「非継続事業」として分類された２百万ユーロを含まない。
(3)「売却可能」又は「非継続事業」として分類された42百万ユーロを含まない。
(4)「売却可能」又は「非継続事業」として分類された110百万ユーロを含まない。
(5)「売却可能」又は「非継続事業」として分類された２百万ユーロを含まない。

2021年の業績(1)(2)(3)

(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	エネルX	ホールディング、サービス及びその他	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他収入	22,334	7,011	16,994	36,097	1,372	1,911	85,719	-	85,719
他のセグメントとの取引による収益及びその他収入	10,269	2,161	3,248	1,302	56	2,101	19,137	(19,137)	-
収益合計	**32,603**	**9,172**	**20,242**	**37,399**	**1,428**	**4,012**	**104,856**	**(19,137)**	**85,719**
コモディティ契約から生じた純損益	537	(55)	-	2,006	-	(3)	2,485	38	2,523
売上総利益／（損失）	**813**	**4,570**	**7,100**	**3,033**	**326**	**1,360**	**17,202**	**31**	**17,233**
減価償却費、償却費及び減損損失	3,455	1,619	2,774	1,310	232	292	9,682	-	9,682
営業利益／（損失）	**(2,642)**	**2,951**	**4,326**	**1,723**	**94**	**1,068**	**7,520**	**31**	**7,551**
資本支出	**822**	**5,662** (4)	**5,296**	**643**	**285**	**289**	**12,997**	**-**	**12,997**

(1) セグメント収益は、第三者からの収益及びその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) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

(3) エネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

(4) 「売却可能」又は「非継続事業」として分類された111百万ユーロを含まない。

前へ　次へ

上記に加えて、当グループは、地域／国に業績を分類し、地理的領域別の業績も監視する。以下の表では、区分／事業ライン別だけでなく地理的領域別での業績の見通しを示すことを目的として、検討対象の２期間について通常売上総利益が示されている。

なお、通常売上総利益は、臨時項目を除いている。売上総利益との調整については、「当グループの業績」を参照のこと。

通常売上総利益(1)(2)

(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			エネルX			ホールディング、サービス及びその他			合計		
	2022	2021	増減	2022	2021	増減	2022	2021	増減	2022	2021	増減	2022	2021	増減	2022	2021	増減	2022	2021	増減
イタリア	**2,735**	**464**	**2,271**	**(562)**	**1,184**	**(1,746)**	**3,707**	**3,836**	**(129)**	**448**	**2,311**	**(1,863)**	**122**	**153**	**(31)**	**50**	**34**	**16**	**6,500**	**7,982**	**(1,482)**
イベリア半島	**2,583**	**844**	**1,739**	**631**	**840**	**(209)**	**1,621**	**1,877**	**(256)**	**356**	**547**	**(191)**	**76**	**62**	**14**	**(20)**	**21**	**(41)**	**5,247**	**4,191**	**1,056**
ラテンアメリカ	**737**	**350**	**387**	**2,372**	**1,809**	**563**	**2,445**	**1,810**	**635**	**435**	**263**	**172**	**127**	**94**	**33**	**(119)**	**(79)**	**(40)**	**5,997**	**4,247**	**1,750**
アルゼンチン	*76*	*97*	*(21)*	*21*	*24*	*(3)*	*88*	*3*	*85*	*30*	*12*	*18*	*5*	*5*	*-*	*(3)*	*(3)*	*-*	*217*	*138*	*79*
ブラジル	*81*	*132*	*(51)*	*506*	*334*	*172*	*1,489*	*1,120*	*369*	*233*	*136*	*97*	*4*	*1*	*3*	*(23)*	*(18)*	*(5)*	*2,290*	*1,705*	*585*
チリ	*399*	*(49)*	*448*	*798*	*536*	*262*	*168*	*144*	*24*	*67*	*44*	*23*	*18*	*21*	*(3)*	*(93)*	*(57)*	*(36)*	*1,357*	*639*	*718*
コロンビア	*29*	*58*	*(29)*	*674*	*601*	*73*	*487*	*385*	*102*	*77*	*49*	*28*	*74*	*50*	*24*	*-*	*-*	*-*	*1,341*	*1,143*	*198*
ペルー	*154*	*114*	*40*	*203*	*141*	*62*	*213*	*158*	*55*	*28*	*22*	*6*	*26*	*17*	*9*	*-*	*(1)*	*1*	*624*	*451*	*173*
パナマ	*(2)*	*(2)*	*-*	*102*	*127*	*(25)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*100*	*125*	*(25)*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*68*	*46*	*22*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*68*	*46*	*22*
ヨーロッパ	**45**	**81**	**(36)**	**244**	**177**	**67**	**(61)**	**96**	**(157)**	**(126)**	**(41)**	**(85)**	**50**	**19**	**31**	**(5)**	**5**	**(10)**	**147**	**337**	**(190)**
ルーマニア	*(8)*	*(2)*	*(6)*	*140*	*82*	*58*	*(61)*	*96*	*(157)*	*(126)*	*(41)*	*(85)*	*17*	*11*	*6*	*(1)*	*7*	*(8)*	*(39)*	*153*	*(192)*
ロシア	*53*	*83*	*(30)*	*18*	*5*	*13*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*1*	*-*	*1*	*-*	*-*	*-*	*72*	*88*	*(16)*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*86*	*90*	*(4)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*32*	*8*	*24*	*(4)*	*(2)*	*(2)*	*114*	*96*	*18*
北米	**(20)**	**(39)**	**19**	**988**	**699**	**289**	**-**	**-**	**-**	**4**	**6**	**(2)**	**(6)**	**36**	**(42)**	**(24)**	**(15)**	**(9)**	**942**	**687**	**255**
アメリカ及びカナダ	*(19)*	*(35)*	*16*	*907*	*627*	*280*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(6)*	*36*	*(42)*	*(24)*	*(15)*	*(9)*	*858*	*613*	*245*
メキシコ	*(1)*	*(4)*	*3*	*81*	*72*	*9*	*-*	*-*	*-*	*4*	*6*	*(2)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*84*	*74*	*10*
アフリカ、アジア及びオセアニア	**-**	**-**	**-**	**93**	**110**	**(17)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(7)**	**2**	**(9)**	**(3)**	**(2)**	**(1)**	**83**	**110**	**(27)**
南アフリカ	*-*	*-*	*-*	*73*	*82*	*(9)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*73*	*82*	***(9)***
インド	*-*	*-*	*-*	*17*	*3*	*14*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*17*	*3*	*14*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*3*	*25*	*(22)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(7)*	*2*	*(9)*	*(3)*	*(2)*	*(1)*	*(7)*	*25*	*(32)*
その他	**14**	**2**	**12**	**13**	**(4)**	**17**	**564**	**44**	**520**	**5**	**-**	**5**	**311**	**(10)**	**321**	**(140)**	**1,624**	**(1,764)**	**767**	**1,656**	**(889)**
合計	**6,094**	**1,702**	**4,392**	**3,779**	**4,815**	**(1,036)**	**8,276**	**7,663**	**613**	**1,122**	**3,086**	**(1,964)**	**673**	**356**	**317**	**(261)**	**1,588**	**(1,849)**	**19,683**	**19,210**	**473**

(1) 通常売上総利益は、臨時項目を含まない。売上総利益との調整については、「当グループの業績」を参照のこと。

(2) エネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

前へ　　次へ

火力発電及び取引

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2022年	2021年	増減	
石炭火力発電	19,722	13,858	5,864	42.3%
燃料油及びターボガス発電	14,652	22,709	(8,057)	-35.5%
複合サイクル発電	54,436	51,718	2,718	5.3%
原子力発電	26,508	25,504	1,004	3.9%
純発電量合計	**115,318**	**113,789**	**1,529**	**1.3%**
－うちイタリア	*30,149*	*23,808*	*6,341*	*26.6%*
－うちイベリア半島	*52,674*	*44,799*	*7,875*	*17.6%*
－うちラテンアメリカ	*22,439*	*23,934*	*(1,495)*	*-6.2%*
－うちヨーロッパ	*10,056*	*21,248*	*(11,192)*	*-52.7%*

火力発電の増加は、主に以下の要因によるものである。

・主にイベリア半島における、複合サイクル発電の2,718百万kWhの増加。

・石炭火力発電の5,864百万kWhの増加。これは主に、イタリア及びスペインにおける悪天候による水不足を補う必要があったことに起因する。かかる悪天候は2022年中の水力発電に大きな不利益を与えた。

増加の一部は、アルゼンチンにおける複合サイクル発電の低下、ラテンアメリカにおける石炭火力発電の減少、並びにピージェイエスシー・エネル・ロシアの全持分の売却を要因とする、ヨーロッパにおける燃料油及びターボガス発電及び複合サイクル発電両方の減少によって相殺された。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2022年	2021年	増減	
石炭火力発電	6,590	6,910	(320)	-4.6%
燃料油及びターボガス発電	7,204	11,715	(4,511)	-38.5%
複合サイクル発電	13,895	15,039	(1,144)	-7.6%
原子力発電	3,328	3,328	-	-
合計	**31,017**	**36,992**	**(5,975)**	**-16.2%**
－うちイタリア	*11,569*	*11,569*	*-*	*-*
－うちイベリア半島	*12,751*	*12,751*	*-*	*-*
－うちラテンアメリカ	*6,697*	*7,396*	*(699)*	*-9.5%*
－うちヨーロッパ	*-*	*5,276*	*(5,276)*	*-*

2022年12月31日時点の火力発電所の純有効発電容量は31,017MWであり、これは2021年と比較して5,975MWの減少であった。かかる減少は主に、ブラジルのフォルタレザCGT発電所の売却、チリのボカミナⅡ発電所の廃止、及びピージェイエスシー・エネル・ロシアの全持分の売却に起因する。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2022年		2021年		増減	
収益	76,335		32,603	(1)	43,732	-
売上総利益／（損失）	5,697		813	(1)	4,884	-
通常売上総利益／（損失）	6,094		1,702		4,392	-
営業利益／（損失）	4,385		(2,642)	(1)	7,027	-
通常営業利益／（損失）	5,253		729		4,524	-
資本支出	990	(2)	822		168	20.4%

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。
(2)売却目的保有又は非継続事業に分類されたユニットに関する２百万ユーロを含まない。

以下の表は、従来型の火力及び原子力発電による火力発電及び取引による収益の内訳を示している。

火力及び原子力発電による収益

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年
収益(1)(2)		
火力収益	24,155	12,952
－うち石炭火力発電	*6,500*	*1,904*
原子力収益	1,570	1,403
合計に対する火力収益の割合	17.2%	15.1%
－うち合計に対する石炭火力収益の割合	*4.6%*	*2.2%*
合計に対する原子力収益の割合	1.1%	1.6%

(1) 分析された収益はセグメント収益を対象とし、これには第三者との取引による収益及び各セグメントの他のセグメントとの取引による収益の両方が含まれる。
(2) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

以下の表は、2022年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益(1)

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	55,389	22,816	32,573	-
イベリア半島	17,488	8,344	9,144	-
ラテンアメリカ	3,858	2,390	1,468	61.4%
－うちアルゼンチン	*145*	*165*	*(20)*	*-12.1%*
－うちブラジル	*959*	*957*	*2*	*0.2%*
－うちチリ	*2,268*	*899*	*1,369*	-
－うちコロンビア	*218*	*186*	*32*	*17.2%*
－うちペルー	*268*	*183*	*85*	*46.4%*
－うちその他の国	-	-	-	-
北米	218	100	118	-
ヨーロッパ	14	(3)	17	-
－うちルーマニア	*14*	*(3)*	*17*	-
－うちロシア	-	-	-	-
その他	106	122	(16)	-13.1%
部門間消去及び調整	(738)	(1,166)	428	36.7%
合計	**76,335**	**32,603**	**43,732**	**-**

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

2022年の**収益**は76,335百万ユーロであり、2021年から43,732百万ユーロの増加であった。この変化は、主に以下の要因によるものである。

・イタリアにおける、主に電力及びガス販売の増加。これは、主にガスを中心としたコモディティ価格の上昇、及び年間における降雨量の低下による水力発電の減少を相殺するための火力発電の増加に起因する。

・スペインにおける、販売量の増加及び平均価格の上昇に伴う電力販売からの収益の増加、並びに2022年12月23日付けの命令第TED/1315/2022号に基づき支払われた、半島外地域における発電に関する追加費用報酬1,578百万ユーロの計上（2021年より1,013百万ユーロの増加）。

通常売上総利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	2,735	464	2,271	-
イベリア半島	2,583	844	1,739	-
ラテンアメリカ	737	350	387	-
－うちアルゼンチン	*76*	*97*	*(21)*	*-21.6%*
－うちブラジル	*81*	*132*	*(51)*	*-38.6%*
－うちチリ	*399*	*(49)*	*448*	-
－うちコロンビア	*29*	*58*	*(29)*	*-50.0%*
－うちペルー	*154*	*114*	*40*	*35.1%*
－うちその他の国	*(2)*	*(2)*	-	-
北米	(20)	(39)	19	48.7%
ヨーロッパ	45	81	(36)	-44.4%
－うちルーマニア	*(8)*	*(2)*	*(6)*	-
－うちロシア	*53*	*83*	*(30)*	*-36.1%*
その他	14	2	12	-
合計	**6,094**	**1,702**	**4,392**	**-**

2022年において**通常売上総利益**は4,392百万ユーロ増加し、これは主に期間中の水不足の影響による火力発電の増加に加え、イタリア及びスペインにおける平均販売価格の上昇、並びにイタリアにおいてコモディティ価格リスクをヘッジするための戦略を最適に運用したことに起因する。

売上総利益は5,697百万ユーロを計上し、2021年の813百万ユーロより4,884百万ユーロ増加した。2022年における例外的項目は以下のとおりである。

・主にチリのボカミナⅡ石炭火力発電所における燃料在庫の価値調整及び多数の発電所の転換に関連する費用に対してエネル・プロデュツィオーネが認めた引当金に関連する、デジタル化とエネルギー移行のための費用（212百万ユーロ）
・ブラジルのフォルタレザCGT発電所の売却による損失（135百万ユーロ）及び取引費用（２百万ユーロ）
・主にロシアにおける多数の会社の非継続事業への分類（42百万ユーロ）

2021年における例外的項目は、889百万ユーロの費用の増加に反映された。

通常営業利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	2,591	265	2,326	-
イベリア半島	2,068	271	1,797	-
ラテンアメリカ	571	180	391	-
－うちアルゼンチン	*4*	*27*	*(23)*	*-85.2%*
－うちブラジル	*75*	*120*	*(45)*	*-37.5%*
－うちチリ	*361*	*(91)*	*452*	*-*
－うちコロンビア	*12*	*41*	*(29)*	*-70.7%*
－うちペルー	*122*	*86*	*36*	*41.9%*
－うちその他の国	*(3)*	*(3)*	*-*	*-*
北米	(20)	(39)	19	48.7%
ヨーロッパ	31	52	(21)	-40.4%
－うちルーマニア	*(8)*	*(2)*	*(6)*	*-*
－うちロシア	*39*	*54*	*(15)*	*-27.8%*
その他	12	-	12	-
合計	**5,253**	**729**	**4,524**	**-**

通常営業利益の増加は、主に通常売上総利益に関するコメントで述べた要因を反映しており、減価償却費、償却費及び減損損失（合計132百万ユーロ）の前年度に比べた減少が関係している。

2022年における**営業利益は**4,385百万ユーロを計上し（2021年は2,642百万ユーロの営業損失）、これは通常営業利益及び売上総利益に関して上述した要因に加え、以下の要因を反映している。

・コスタネラ及びドック・スード（それぞれ174百万ユーロ及び116百万ユーロ）に関連する、アルゼンチンにおける売却可能資産に分類された純資産の価値調整
・ブラジルのフォルタレザCGT発電所の売却に関する調整額73百万ユーロ
・2023年11月に予定されている商業運転の終了に関連する、コロンビアのソシエダッド・ポルチュアリア・セントラル・カルタヘナに関する発電所の価値調整（64百万ユーロ）
・イタリアにおける一部の石炭火力発電所の10百万ユーロの簿価引下げ
・スペインにおける多数のプロジェクトに関する45百万ユーロの資産の減損損失

2021年における例外的項目は、3,371百万ユーロの費用の増加につながった。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	408	303	105	34.7%
イベリア半島	272	334	(62)	-18.6%
ラテンアメリカ	289	143	146	-
北米	7	8	(1)	-12.5%
ヨーロッパ	14	34	(20)	-58.8%
合計	**990 (1)**	**822**	**168**	**20.4%**

(1) 売却目的保有又は非継続事業に分類されたユニットに関する２百万ユーロを含まない。

資本支出における168百万ユーロの増加は、主にイタリア及びラテンアメリカに起因するもので、主にエネルギー移行プロジェクトの範囲内で行われた多数の発電所の転換に関連するものであった。

エネル・グリーン・パワー

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2022年	2021年	増減	
水力発電	51,728	57,001	(5,273)	-9.3%
地熱発電	6,117	6,086	31	0.5%
風力発電	43,255	37,791	5,464	14.5%
太陽光発電	11,306	7,899	3,407	43.1%
その他の資源	43	40	3	7.5%
純発電量合計	**112,449**	**108,817**	**3,632**	**3.3%**
－うちイタリア	*18,311*	*24,157*	*(5,846)*	*-24.2%*
－うちイベリア半島	*12,041*	*12,794*	*(753)*	*-5.9%*
－うちラテンアメリカ	*53,154*	*46,441*	*6,713*	*14.5%*
－うちヨーロッパ	*2,458*	*2,488*	*(30)*	*-1.2%*
－うち北米	*23,385*	*20,356*	*3,029*	*14.9%*
－うちアフリカ、アジア及びオセアニア(1)	*3,100*	*2,581*	*519*	*20.1%*

(1) 2021年の数値は、より正確な発電量の計算を反映している。

2022年の純発電量は、2021年と比べ増加した。かかる増加は風力発電及び太陽光発電の増加によるものであり、水力発電の減少により部分的に相殺された。

風力発電の最も大きな変化は、ブラジル（+3,032百万kWh）及び米国（+2,421百万kWh）でみられた。太陽光発電は、主にチリ（+925百万kWh）、イベリア半島（+778百万kWh）、米国（+782百万kWh）、ブラジル（+553百万kWh）及びインド（+218百万kWh）で増加がみられた。

水力発電は、水不足によりイタリア（-5,689百万kWh）及びイベリア半島（-1,645百万kWh）で急激に減少したが、ラテンアメリカ（+2,093百万kWh）における発電量の増加によりわずかに相殺された。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2022年	2021年	増減	
水力発電	28,355	27,847	508	1.8%
地熱発電	931	915	16	1.7%
風力発電	15,735	14,903	832	5.6%
太陽光発電	8,534	6,395	2,139	33.4%
その他の資源	6	6	-	-
純有効発電容量合計	**53,561**	**50,066**	**3,495**	**7.0%**
－うちイタリア	*14,683*	*14,040*	*643*	*4.6%*
－うちイベリア半島	*9,293*	*8,390*	*903*	*10.8%*
－うちラテンアメリカ	*17,827*	*16,506*	*1,321*	*8.0%*
－うちヨーロッパ	*1,020*	*1,248*	*(228)*	*-18.3%*
－うち北米	*9,532*	*7,941*	*1,591*	*20.0%*
－うちアフリカ、アジア及びオセアニア	*1,206*	*1,941*	*(735)*	*-37.9%*

純有効発電容量の増加は、主にチリ、コロンビア、米国及びイベリア半島での太陽光発電所の新規建設（+2.1GW）、及び主にブラジル及び米国での風力発電所の新規建設（+0.83GW）、並びにイタリアにおける新規水力発電所の買収の影響によるものである。

我々はまた、チリで水力発電所を廃止し（-0.04GW）、南アフリカで多数の再生可能エネルギー会社を売却した。これにより、風力発電の容量が減少した（-0.74GW）。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
収益	9,167	9,172 (1)	(5)	-0.1%
売上総利益／（損失）	3,477	4,570 (1)	(1,093)	-23.9%
通常売上総利益／（損失）	3,779	4,815	(1,036)	-21.5%
営業利益／（損失）	1,970	2,951 (1)	(981)	-33.2%
通常営業利益／（損失）	2,230	3,480	(1,250)	-35.9%
資本支出	6,386 (2)	5,662 (3)	724	12.8%

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

(2) 売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットについての42百万ユーロを含まない。

(3) 売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットについての111百万ユーロを含まない。

以下の表は、2022年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益(1)

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	2,149	2,725	(576)	-21.1%
イベリア半島	935	900	35	3.9%
ラテンアメリカ	4,164	4,235	(71)	-1.7%
－うちアルゼンチン	*35*	*37*	*(2)*	*-5.4%*
－うちブラジル	*739*	*1,551*	*(812)*	*-52.4%*
－うちチリ	*2,076*	*1,375*	*701*	*51.0%*
－うちコロンビア	*822*	*884*	*(62)*	*-7.0%*
－うちペルー	*201*	*141*	*60*	*42.6%*
－うちパナマ	*178*	*153*	*25*	*16.3%*
－うちその他の国	*113*	*94*	*19*	*20.2%*
北米	1,702	1,147	555	48.4%
－うち米国及びカナダ	*1,424*	*971*	*453*	*46.7%*
－うちメキシコ	*282*	*176*	*106*	*60.2%*
－地域の消去	*(4)*			
ヨーロッパ	40	1	39	-
－うちルーマニア	*28*	-	*28*	-
－うちロシア	*11*	-	*11*	-
－うちギリシャ	-	-	-	-
－うちその他の国	*1*	*1*	-	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	196	175	21	12.0%
その他	288	264	24	9.1%
部門間消去及び調整	(307)	(275)	(32)	-11.6%
合計	**9,167**	**9,172**	**(5)**	**-0.1%**

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

収益は実質的に前年並みとなった。水不足によるイタリアにおける販売減少、及び価格下落によるブラジルにおける販売減少は、チリ及び北米においてより高額な平均価格での販売量が増加したことにより、概ね相殺された。

通常売上総利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年	**増減**	
イタリア	(562)	**1,184**	**(1,746)**	-
イベリア半島	631	840	(209)	-24.9%
ラテンアメリカ	2,372	**1,809**	563	**31.1%**
－うちアルゼンチン	*21*	*24*	*(3)*	*-12.5%*
－うちブラジル	*506*	*334*	*172*	*51.5%*
－うちチリ	*798*	*536*	*262*	*48.9%*
－うちコロンビア	*674*	*601*	*73*	*12.1%*
－うちペルー	*203*	*141*	*62*	*44.0%*
－うちパナマ	*102*	*127*	*(25)*	*-19.7%*
－うちその他の国	*68*	*46*	*22*	*47.8%*
北米	988	699	289	41.3%
－うち米国及びカナダ	*907*	*627*	*280*	*44.7%*
－うちメキシコ	*81*	*72*	*9*	*12.5%*
ヨーロッパ	244	177	67	37.9%
－うちルーマニア	*140*	*82*	*58*	*70.7%*
－うちロシア	*18*	*5*	*13*	-
－うちギリシャ	*88*	*95*	*(7)*	*-7.4%*
－うちその他の国	*(2)*	*(5)*	*3*	*60.0%*
アフリカ、アジア及びオセアニア	93	110	(17)	-15.5%
その他	13	(4)	17	-
合計	**3,779**	**4,815**	**(1,036)**	**-21.5%**

2022年における**通常売上総利益**の減少は、主にイタリア及びスペインで特に顕著に記録された水不足の影響によるもので、水力発電の急激な縮小に加えて、契約上の義務を果たすための電力スポット市場での調達コストの上昇に起因している。

チリ、ブラジル及び北米における新規発電所の稼働に伴う太陽光及び風力発電の増加は、上記のマイナス要因によって一部相殺された。

売上総利益は、3,477百万ユーロ（2021年は4,570百万ユーロ）となった。これには、COVID-19のパンデミックに伴い発生した職場の消毒、個人防護具及び寄付金に関する費用（５百万ユーロ）、多数の会社の非継続事業への分類（246百万ユーロ）、並びにチリにおける多数のプロジェクトの簿価引下げ（51百万ユーロ）が反映されている。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年	**増減**	
イタリア	(874)	902	(1,776)	-
イベリア半島	373	609	(236)	-38.8%
ラテンアメリカ	1,942	1,448	494	34.1%
－うちアルゼンチン	*14*	*18*	*(4)*	*-22.2%*
－うちブラジル	*378*	*253*	*125*	*49.4%*
－うちチリ	*625*	*378*	*247*	*65.3%*
－うちコロンビア	*625*	*553*	*72*	*13.0%*
－うちペルー	*168*	*107*	*61*	*57.0%*
－うちパナマ	*83*	*112*	*(29)*	*-25.9%*
－うちその他の国	*49*	*27*	*22*	*81.5%*
北米	594	382	212	55.5%
－うち米国及びカナダ	*541*	*334*	*207*	*62.0%*
－うちメキシコ	*53*	*48*	*5*	*10.4%*
ヨーロッパ	190	114	76	66.7%
－うちルーマニア	*123*	*61*	*62*	-
－うちロシア	*14*	*(1)*	*15*	-
－うちギリシャ	*55*	*61*	*(6)*	*-9.8%*
－うちその他の国	*(2)*	*(7)*	*5*	*71.4%*
アフリカ、アジア及びオセアニア	18	46	(28)	-60.9%
その他	(13)	(21)	8	38.1%
合計	**2,230**	**3,480**	**(1,250)**	**-35.9%**

2022年の**通常営業利益**は、2021年から1,250百万ユーロ減少し、減価償却費、償却費及び減損損失1,549百万ユーロ（2021年は1,335百万ユーロ）を含む。減価償却費は特に増加し、2021年と比較して185百万ユーロの増加であったが、これは主に新規稼働した発電所に起因する。

2022年の**営業利益**は、1,970百万ユーロ（2021年は2,951百万ユーロ）となった。これは主に通常営業利益に関連して記述したものと同じ要因を反映している。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年	**増減**	
イタリア	821	406	415	-
イベリア半島	833	713	120	16.8%
ラテンアメリカ	2,106	1,864	242	13.0%
北米	2,408	2,238	170	7.6%
ヨーロッパ	51	204	(153)	-75.0%
アフリカ、アジア及びオセアニア	149	207	(58)	-28.0%
その他	18	30	(12)	-40.0%
合計	**6,386 (1)**	**5,662 (2)**	**724**	**12.8%**

(1) 売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットについての42百万ユーロを含まない。
(2) 売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットについての111百万ユーロを含まない。

2022年の**資本支出**は、前年比で724百万ユーロ増加した。かかる変化は具体的には以下に起因する。

- イタリアにおいて415百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に太陽光発電所及び電池に起因する。
- ラテンアメリカにおいて242百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主にコロンビア、チリ、ペルーの太陽光発電所及びペルーの風力ファームに起因する。
- 北米において170百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に米国における太陽光発電所及び貯蔵システムに起因する。

・イベリア半島における資本支出が120百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に太陽光発電所に起因する。
・ヨーロッパの風力ファームにおける資本支出が減少したこと。
・アフリカ、アジア及びオセアニアにおける資本支出が58百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主にインドの風力ファームにおける資本支出が削減されたことに起因し、オーストラリアの風力ファームにおける資本支出の増加により部分的に相殺された。

エネル・グリッド

事業

配電及び送電網

(単位：百万kWh)

	2022年	2021年	増減	
エネルの配電網で送られた電力(1)	507,660	510,560	(2,900)	-0.6%
－うちイタリア(1)	*220,379*	*226,923*	*(6,544)*	*-2.9%*
－うちイベリア半島(1)	*131,813*	*131,184*	*629*	*0.5%*
－うちラテンアメリカ	*139,921*	*136,407*	*3,514*	*2.6%*
－うちヨーロッパ(1)	*15,547*	*16,046*	*(499)*	*-3.1%*
稼働中のスマートメーターを有するエンドユーザー（人）(1)	45,824,963	45,169,318	655,645	1.5%

(1) 2021年の数値は修正再表示されている。

2022年に送電網で送られた電力は減少（0.6%減少）した。これは主に以下に起因する。
・イタリア（-2.9%）。低、中、高及び超高電圧顧客に配電された電力の需要の減少があった。また、他の配電業者に供給された電力も前年比でわずかに減少した。
・ヨーロッパ（-3.1%）。主に居住顧客に起因して、ルーマニアにおける送電量が減少した。
かかる減少は、主にアルゼンチン、チリ、コロンビア、ペルー及びブラジルにおける送電量が増加したラテンアメリカ（2.6%）によって、部分的に相殺された。

顧客毎の平均停電回数

SAIFI（平均回数）	2022年	2021年	増減	
イタリア	*1.6*	*1.8*	*(0.2)*	*-11.1%*
イベリア半島	*1.3*	*1.4*	*(0.1)*	*-7.1%*
アルゼンチン	*5.3*	*4.9*	*0.4*	*8.2%*
ブラジル	*4.5*	*4.8*	*(0.3)*	*-6.3%*
チリ	*1.6*	*1.5*	*0.1*	*6.7%*
コロンビア	*3.9*	*5.2*	*(1.3)*	*-25.0%*
ペルー	*2.9*	*2.3*	*0.6*	*26.1%*
ルーマニア	*2.7*	*2.9*	*(0.2)*	*-6.9%*

顧客毎の平均停電継続時間

SAIDI（平均分数）	2022年	2021年	増減	
イタリア	*41.9*	*42.9*	*(1.0)*	*-2.3%*
イベリア半島(1)	*64.4*	*70.1*	*(5.7)*	*-8.1%*
アルゼンチン	*892.0*	*797.3*	*94.7*	*11.9%*
ブラジル	*547.3*	*607.9*	*(60.6)*	*-10.0%*
チリ	*159.0*	*152.3*	*6.7*	*4.4%*
コロンビア	*320.0*	*401.4*	*(81.4)*	*-20.3%*
ペルー	*607.7*	*413.9*	*193.8*	*46.8%*
ルーマニア	*92.0*	*109.7*	*(17.7)*	*-16.1%*

(1) 2021年の数値はより正確な計算を反映している。

上記の表に示されるとおり、サービスの質はほぼ全ての地理的領域において改善されたが、アルゼンチンのSAIDIは高止まりしている。これは特に、当グループにより管理されていない高電圧システムの障害によるものである。また、ペルーでは、保守作業及び悪天候による停電が増加した。

グリッド損失

グリッド損失（平均%）	2022年	2021年	増減	
イタリア	*4.7*	*4.7*	-	-
イベリア半島	*7.0*	*7.1*	*(0.1)*	*-1.4%*
アルゼンチン	*17.1*	*18.0*	*(0.9)*	*-5.0%*
ブラジル	*13.5*	*13.1*	*0.4*	*3.1%*
チリ	*5.1*	*5.2*	*(0.1)*	*-1.9%*
コロンビア	*7.5*	*7.5*	-	-
ペルー	*8.2*	*8.5*	*(0.3)*	*-3.5%*
ルーマニア	*8.5*	*8.7*	*(0.2)*	*-2.3%*

業績

（単位：百万ユーロ）

	2022年		2021年		増減	
収益	23,032		20,242	(1)	2,790	13.8%
売上総利益／（損失）	9,114		7,100	(1)	2,014	28.4%
通常売上総利益／（損失）	8,276		7,663		613	8.0%
営業利益／（損失）	5,332		4,326	(1)	1,006	23.3%
通常営業利益／（損失）	5,254		4,813		441	9.2%
資本支出	5,547	(2)	5,296		251	4.7%

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。
(2) 売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットについての110百万ユーロを含まない。

以下の表は、2022年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益(1)

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年	増減	
イタリア	6,963	7,326	(363)	-5.0%
イベリア半島	2,258	2,489	(231)	-9.3%
ラテンアメリカ	12,956	10,366	2,590	25.0%
－うちアルゼンチン	*1,000*	*688*	*312*	*45.3%*
－うちブラジル	*7,762*	*7,109*	*653*	*9.2%*
－うちチリ	*2,562*	*1,262*	*1,300*	-
－うちコロンビア	*753*	*630*	*123*	*19.5%*
－うちペルー	*879*	*677*	*202*	*29.8%*
ヨーロッパ	(8)	-	(8)	-
その他	1,273	590	683	-
部門間消去及び調整	(410)	(529)	119	22.5%
合計(1)	**23,032**	**20,242**	**2,790**	**13.8%**

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

収入の増加は、主にインフレ率の上昇に伴う金利調整、及びラテンアメリカ、特にブラジルにおける為替レートの変動による好影響に起因する。これらの影響は、イタリア及びスペインにおける一部の不利なレート変動によって部分的に相殺された。スペインでは、2022年7月27日付けの命令第TED/749/2022号により、2017年、2018年及び2019年のレート報酬が遡及的に変更された（-180百万ユーロ）。

通常売上総利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	3,707	3,836	(129)	-3.4%
イベリア半島	1,621	1,877	(256)	-13.6%
ラテンアメリカ	2,445	1,810	635	35.1%
－うちアルゼンチン	*88*	*3*	*85*	-
－うちブラジル	*1,489*	*1,120*	*369*	*32.9%*
－うちチリ	*168*	*144*	*24*	*16.7%*
－うちコロンビア	*487*	*385*	*102*	*26.5%*
－うちペルー	*213*	*158*	*55*	*34.8%*
ヨーロッパ	(61)	96	(157)	-
その他	564	44	520	-
合計	**8,276**	**7,663**	**613**	**8.0%**

通常売上総利益の増加は、主に、一部の金利調整と為替レートの変動による、ラテンアメリカにおける増加に起因する。この傾向は、特にスペイン、イタリア及びルーマニアにおいて、コモディティ価格の上昇による顧客への影響を緩和するための金利の指標化及び改定が行われなかったことにより、部分的にのみ相殺された。

売上総利益は、9,114百万ユーロとなり、2021年の7,100百万ユーロから2,014百万ユーロ増加した。具体的には、通常売上総利益に関して記述した好影響に加えて、エネル・トランスミシオン・チリによって認識された1,051百万ユーロの増加があり、さらに2021年に比べて2022年におけるデジタル化及びエネルギー移行のための構造改革に関する引当金が減少した（2021年の423百万ユーロに対し、2022年は23百万ユーロ）ことが挙げられる。これらの好影響は、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）の売却に係る280百万ユーロの損失及び関連する取引費用（４百万ユーロ）により部分的に相殺された。

通常営業利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	2,357	2,500	(143)	-5.7%
イベリア半島	815	1,094	(279)	-25.5%
ラテンアメリカ	1,671	1,175	496	42.2%
－うちアルゼンチン	*52*	*(25)*	*77*	-
－うちブラジル	*975*	*708*	*267*	*37.7%*
－うちチリ	*109*	*95*	*14*	*14.7%*
－うちコロンビア	*391*	*297*	*94*	*31.6%*
－うちペルー	*144*	*100*	*44*	*44.0%*
ヨーロッパ	(143)	6	(149)	-
その他	554	38	516	-
合計	**5,254**	**4,813**	**441**	**9.2%**

2022年の**通常営業利益**の増加は、主に、通常売上総利益に関連して記述した要因に加えて、投資による減価償却費及び償却費の増加を反映している。

2022年の**営業利益**は5,332百万ユーロ（2021年は4,326百万ユーロ）であり、これは売上総利益及び通常営業利益に関して記述した影響に加えて、ブラジルのセルグ・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）の売却に関する純資産価値の調整額827百万ユーロを反映している。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	2,714	2,554	160	6.3%
イベリア半島	860	874	(14)	-1.6%
ラテンアメリカ	1,809	1,663	146	8.8%
ヨーロッパ	140	192	(52)	-27.1%
その他	24	13	11	84.6%
合計	**5,547 (1)**	**5,296**	**251**	**4.7%**

(1) 売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットについての110百万ユーロを含まない。

資本支出は前年同期比で251百万ユーロ増加した。

この増加は、主に以下に起因する。

・ラテンアメリカ、特にブラジルにおける配電線及び変電所への投資の増加。

・イタリアにおける新規顧客の接続の増加、及びサービス品質の向上のための投資（eグリット及びDSO 4.0プロジェクト）の増加。

エンドユーザー市場

事業

電力販売

(単位：百万kWh)

	2022年	2021年	増減	
自由市場	198,254	175,958	22,296	12.7%
規制市場	122,854	133,467	(10,613)	-8.0%
合計	**321,108**	**309,425**	**11,683**	**3.8%**
－うちイタリア	*97,195*	*92,768*	*4,427*	*4.8%*
－うちイベリア半島	*79,003*	*79,457*	*(454)*	*-0.6%*
－うちラテンアメリカ	*135,094*	*127,906*	*7,188*	*5.6%*
－うちヨーロッパ	*9,816*	*9,294*	*522*	*5.6%*

2022年における電力販売量の増加は、特にイタリア（企業間の販売（B2B）及び企業から顧客への販売（B2C）の両部門）（+12.8TWh）、ラテンアメリカ（+6.7TWh）並びにスペイン（+2.0TWh）の自由市場での販売（+22.3TWh）によるものである。一方、規制市場では、主に2021年と比較して顧客数が減少したことにより、主にイタリア（-8.3TWh）並びにスペイン（-2.5TWh）における企業間の販売（B2B）及び企業から顧客への販売（B2C）の両部門で販売量が減少した（-10.6TWh）。

天然ガス販売

(単位：百万立方メートル)

	2022年	2021年	増減	
企業から顧客への販売	3,910	3,731	179	4.8%
企業間の販売	6,333	6,142	191	3.1%
合計	**10,243**	**9,873**	**370**	**3.7%**
－うちイタリア	*4,726*	*4,353*	*373*	*8.6%*
－うちイベリア半島	*4,909*	*5,180*	*(271)*	*-5.2%*
－うちラテンアメリカ	*342*	*160*	*182*	-
－うちヨーロッパ	*266*	*180*	*86*	*47.8%*

2022年の主にイタリア及びラテンアメリカにおける販売量の増加は、スペインでの消費量の減少によって一部相殺された。2021年と比較して企業間の販売（B2B）部門及び企業から顧客への販売（B2C）部門における販売量はともに増加を記録した。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年		増減	
収益	62,152	37,399	(1)	24,753	66.2%
売上総利益／（損失）	1,243	3,033	(1)	(1,790)	-59.0%
通常売上総利益／（損失）	1,122	3,086		(1,964)	-63.6%
営業利益／（損失）	(300)	1,723	(1)	(2,023)	-
通常営業利益／（損失）	(435)	1,753		(2,188)	-
資本支出	721	643		78	12.1%

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

以下の表は、2022年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益(1)

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	32,666	19,818	12,848	64.8%
イベリア半島	27,764	16,177	11,587	71.6%
ラテンアメリカ	1,687	1,393	294	21.1%
－うちアルゼンチン	*-*	*2*	*(2)*	*-*
－うちブラジル	*507*	*349*	*158*	*45.3%*
－うちチリ	*114*	*93*	*21*	*22.6%*
－うちコロンビア	*807*	*760*	*47*	*6.2%*
－うちペルー	*259*	*189*	*70*	*37.0%*
北米	9	7	*2*	28.6%
ヨーロッパ	-	-	-	-
その他	26	4	22	-
部門間消去及び調整	-	-	-	-
合計	**62,152**	**37,399**	**24,753**	**66.2%**

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

2022年の**収益**は前年度比66.2%増となった。これは主に、イタリア及びスペインにおける販売量及び販売価格の増加により、電力販売（17,825百万ユーロ増加）及びガス販売（6,228百万ユーロ増加）による収益が増加したことによるものである。

通常売上総利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年	**増減**	
イタリア	448	2,311	(1,863)	-80.6%
イベリア半島	356	547	(191)	-34.9%
ラテンアメリカ	435	263	172	65.4%
－うちアルゼンチン	*30*	*12*	*18*	-
－うちブラジル	*233*	*136*	*97*	*71.3%*
－うちチリ	*67*	*44*	*23*	*52.3%*
－うちコロンビア	*77*	*49*	*28*	*57.1%*
－うちペルー	*28*	*22*	*6*	*27.3%*
北米	4	6	(2)	-33.3%
ヨーロッパ	(126)	(41)	(85)	-
その他	5	-	5	-
合計	**1,122**	**3,086**	**(1,964)**	**-63.6%**

2022年の**通常売上総利益**の減少は、主に以下に起因する。

・イタリアにおける1,863百万ユーロの減少。主に自由市場における1,857百万ユーロの減少に起因する。この変化は、購入量の増加と調達コストの増加により、主に電力の購入と輸送のコストが増加したことによるものである。

・スペインにおける191百万ユーロの削減。スペインでは、自由市場での販売量の増加により、エネルギーミックス全体における水力発電の寄与の低下を考慮し、平均価格が上昇している中でスポット市場におけるエネルギー調達を必要とした。

これらの悪影響は、ラテンアメリカ、特にブラジル、コロンビア、チリ及びアルゼンチンにおける金利調整後のマージン及び販売量の増加による172百万ユーロの増加により一部相殺されたに過ぎない。

売上総利益は、1,243百万ユーロとなった（2021年は3,033百万ユーロ）。これは、通常売上総利益について述べた要因の影響に加え、エネルギー移行及びデジタル化に伴う構造改革計画に関する費用の引当金（２百万ユーロ）、COVID-19のパンデミックに対応して発生した職場の消毒、個人用保護具及び寄付に関する費用（２百万ユーロ）並びにIFRS第５号で定められた「非継続事業」としての分類の要件を満たしたため、ルーマニアで保有する資産に関連する収益及び費用項目が「非継続事業からの利益/（損失）」に分類されたこと（125百万ユーロのプラスの影響）による臨時項目にも起因している。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年	**増減**	
イタリア	(546)	1,508	(2,054)	-
イベリア半島	76	345	(269)	-78.0%
ラテンアメリカ	178	(41)	219	-
－うちアルゼンチン	*14*	*4*	*10*	-
－うちブラジル	*39*	*(113)*	*152*	-
－うちチリ	*44*	*20*	*24*	-
－うちコロンビア	*57*	*31*	*26*	*83.9%*
－うちペルー	*24*	*17*	*7*	*41.2%*
北米	3	5	(2)	-40.0%
ヨーロッパ	(151)	(64)	(87)	-
その他	5	-	5	-
合計	**(435)**	**1,753**	**(2,188)**	**-**

通常営業利益は、前述の通常売上総利益の要因に加え、主にイタリア及びスペインにおける無形資産の償却及び売掛債権の減損が123百万ユーロ増加したことに関する減価償却費及び償却費の101百万ユーロの増加を反映している。

2022年の**営業損失**は、300百万ユーロの損失（2021年は1,723百万ユーロの利益）であり、実質的に通常総利益に関連した上記の要因、並びにイタリア及びスペインにおける減価償却費、償却費及び減損損失の増加並びに売掛債権の減損を反映している。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年	増減	
イタリア	460	427	33	7.7%
イベリア半島	248	196	52	26.5%
ヨーロッパ	13	20	(7)	-35.0%
合計	**721**	**643**	**78**	**12.1%**

資本支出の増加は、主にイタリアとスペインにおける、顧客管理プロセスのデジタル化に実質的に起因する。

エネルX

事業

	2022年	2021年	増減	
需要反応容量（MW）	8,476	7,713	763	9.9%
照明地点（千単位）	3,023	2,821	202	7.2%
貯蔵（MW）	760	375	385	-

需要反応容量は、主に北米（+541MW）及び日本（+282MW）において増加した。照明地点は、主にイタリア、ブラジル及びチリにおいて増加したが、貯蔵量は主に北米における再生可能エネルギー発電所での新電池の設置により増加した。

業績(1)

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年	増減	
収益	2,209	1,428 (2)	781	54.7%
売上総利益／（損失）	652	326 (2)	326	-
通常売上総利益／（損失）	673	356	317	89.0%
営業利益／（損失）	344	94 (2)	250	-
通常営業利益／（損失）	362	120	242	-
資本支出	371 (3)	285	86	30.2%

(1) 2021年のエネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

(2) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

(3) この数値は、売却目的保有又は非継続事業に分類されたユニットに関する２百万ユーロを含まない。

以下の表は、2022年の地理的領域別の財務業績を示している。

収益(1)(2)

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	742	504	238	47.2%
イベリア半島	365	266	99	37.2%
ラテンアメリカ	373	271	102	37.6%
－うちアルゼンチン	*15*	*11*	*4*	*36.4%*
－うちブラジル	*30*	*22*	*8*	*36.4%*
－うちチリ	*74*	*64*	*10*	*15.6%*
－うちコロンビア	*193*	*127*	*66*	*52.0%*
－うちペルー	*61*	*47*	*14*	*29.8%*
北米	247	243	4	1.6%
ヨーロッパ	83	50	33	66.0%
アフリカ、アジア及びオセアニア	70	67	3	4.5%
その他	484	144	340	-
部門間消去及び調整	(155)	(117)	(38)	-32.5%
合計	**2,209**	**1,428**	**781**	**54.7%**

(1) 2021年のエネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

(2) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

2022年の**収益**は、前年度比54.7%増加し、以下により最も大きな成長を示した。

・ユフィネットの持分の一部売却（220百万ユーロ）及びエネルX・エスアールエルによる複数の会社のムーニー・グループ・エスピーエーへの売却（67百万ユーロ）の結果。

・イタリア、主にeホーム事業、デマンド・レスポンス事業及びeシティ事業に起因する、省エネルギーシステムの販売及び設置が増加したことによる。

・コロンビア、eバスプロジェクトに関連する活動による。

・スペイン、主にeホーム事業において。

通常売上総利益／（損失）(1)

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	122	153	(31)	-20.3%
イベリア半島	76	62	14	22.6%
ラテンアメリカ	127	94	33	35.1%
－うちアルゼンチン	*5*	*5*	-	-
－うちブラジル	*4*	*1*	*3*	-
－うちチリ	*18*	*21*	*(3)*	*-14.3%*
－うちコロンビア	*74*	*50*	*24*	*48.0%*
－うちペルー	*26*	*17*	*9*	*52.9%*
北米	(6)	36	(42)	-
ヨーロッパ	50	19	31	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	(7)	2	(9)	-
その他	311	(10)	321	-
合計	**673**	**356**	**317**	**89.0%**

(1) 2021年のエネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

通常売上総利益は主に、上述したとおり、ユフィネットの持分の一部売却及びエネルX・エスアールエルによる複数の会社のムーニー・グループ・エスピーエーへの売却による利益によるものであった。

売上総利益は652百万ユーロ（2021年は326百万ユーロ）となった。通常売上総利益と比較した21百万ユーロの差は、エネルギー移行及びデジタル化に伴う構造改革計画に関して確保された引当金、並びにIFRS第５号で定められた「非継続事業」への分類の要件を満たした、ルーマニアで保有する資産に関連する収益及び費用項目の「非継続事業からの利益／（損失）」への分類に関するものである。

通常営業利益／（損失）(1)

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年	増減	
イタリア	(39)	46	(85)	-
イベリア半島	28	16	12	75.0%
ラテンアメリカ	103	75	28	37.3%
－うちアルゼンチン	*5*	*5*	-	-
－うちブラジル	*4*	*1*	*3*	-
－うちチリ	*18*	*20*	*(2)*	*-10.0%*
－うちコロンビア	*58*	*39*	*19*	*48.7%*
－うちペルー	*18*	*10*	*8*	*80.0%*
北米	(50)	-	(50)	-
ヨーロッパ	45	15	30	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	(12)	(1)	(11)	-
その他	287	(31)	318	-
合計	**362**	**120**	**242**	**-**

(1) 2021年のエネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

通常営業利益は、減価償却費、償却費及び減損損失311百万ユーロ（2021年は236百万ユーロ）を含む。減価償却費、償却費及び減損損失の増加は、主に増加した無形資産の償却費及び売掛債権の減損に起因する。

2022年の**営業利益**は、344百万ユーロ（2021年は94百万ユーロ）であり、売上総利益に関連して上述した要因を反映している。

資本支出(1)

（単位：百万ユーロ）

	2022年	2021年	増減	
イタリア	96	69	27	39.1%
イベリア半島	45	40	5	12.5%
ラテンアメリカ	77	46	31	67.4%
北米	67	42	25	59.5%
ヨーロッパ	5	4	1	25.0%
アフリカ、アジア及びオセアニア	15	10	5	50.0%
その他	66	74	(8)	-10.8%
合計	**371 (2)**	**285**	**86**	**30.2%**

(1) 2021年のエネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されている新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

(2) この数値は、売却目的保有又は非継続事業に分類されたユニットに関する２百万ユーロを含まない。

資本支出は、主にイタリアではeシティ事業及びeホーム事業において、北米及びオーストラリアではバッテリー電力貯蔵事業において、ブラジルではスマート・ライトニング・プロジェクト、eホーム事業及び分散エネルギー事業（新規の太陽光発電プロジェクトの開始）のコスト増加による複合的な影響を受け、ペルーでは公共照明事業において、コロンビアでは分散エネルギー事業（太陽光発電）の開始を受け、並びにスペインではeホーム事業において増加した。

ホールディング、サービス及びその他

業績(1)

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
収益	2,235	4,012 (2)	(1,777)	-44.3%
売上総利益／（損失）	(273)	1,360 (2)	(1,633)	-
通常売上総利益／（損失）	(261)	1,588	(1,849)	-
営業利益／（損失）	(546)	1,068 (2)	(1,614)	-
通常利益／（損失）	(535)	1,340	(1,875)	-
資本支出	332	289	43	14.9%

(1) 2021年のエネルＸ事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、新たな事業ラインであるエネルＸ・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。
(2) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

以下の表は、2022年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益(1)(2)

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	819	793	26	3.3%
イベリア半島	504	470	34	7.2%
ラテンアメリカ	11	21	(10)	-47.6%
北米	57	42	15	35.7%
ヨーロッパ	6	2	4	-
その他	1,095	2,915	(1,820)	-62.4%
部門間消去及び調整	(257)	(231)	(26)	-11.3%
合計	**2,235**	**4,012**	**(1,777)**	**-44.3%**

(1) 2021年のエネルＸ事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、新たな事業ラインであるエネルＸ・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。
(2) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。

収益の減少は、主に2021年にスチュワードシップの戦略的柱の範囲でオープン・ファイバーの売却により認識された利益1,763百万ユーロによるものである。

通常売上総利益(1)

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	**増減**	
イタリア	50	34	**16**	**47.1%**
イベリア半島	(20)	21	**(41)**	**-**
ラテンアメリカ	(118)	(79)	**(39)**	**-49.4%**
－うちアルゼンチン	*(3)*	*(3)*	**-**	**-**
－うちブラジル	*(22)*	*(18)*	***(4)***	***-22.2%***
－うちチリ	*(93)*	*(57)*	***(36)***	***-63.2%***
－うちペルー	-	*(1)*	***1***	**-**
北米	(24)	(15)	**(9)**	**-60.0%**
ヨーロッパ	(6)	5	**(11)**	**-**
アフリカ、アジア及びオセアニア	(3)	(2)	**(1)**	**-50.0%**
その他	(140)	1,624	**(1,764)**	**-**
合計	**(261)**	**1,588**	**(1,849)**	**-**

(1) 2021年のエネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

2022年における**通常売上総利益**の減少は、主に上述の収益の増減に起因し、特に2021年におけるオープン・ファイバーの売却の影響によるものである。

売上総利益は、主に通常売上総利益に関する上述の要因を反映している。2022年の臨時項目は主にデジタル化及びエネルギー移行の費用に関するものであったが、2021年の臨時項目は主に合計216百万ユーロの構造改革及びデジタル化計画のための引当金を含んでいた。

通常営業利益(1)

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	**増減**	
イタリア	(28)	(45)	**17**	**37.8%**
イベリア半島	(59)	(32)	**(27)**	**-84.4%**
ラテンアメリカ	(121)	(82)	**(39)**	**-47.6%**
－うちアルゼンチン	*(3)*	*(3)*	**-**	**-**
－うちブラジル	*(25)*	*(19)*	***(6)***	***-31.6%***
－うちチリ	*(93)*	*(59)*	***(34)***	***-57.6%***
－うちペルー	-	*(1)*	***1***	**-**
北米	(31)	(23)	**(8)**	**-34.8%**
ヨーロッパ	(6)	3	**(9)**	**-**
アフリカ、アジア及びオセアニア	(4)	(2)	**(2)**	**-**
その他	(286)	1,521	**(1,807)**	**-**
合計	**(535)**	**1,340**	**(1,875)**	**-**

(1) 2021年のエネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

2022年における**通常営業利益**は、基本的に通常売上総利益の減少と同様であり、減価償却費、償却費及び減損損失の23百万ユーロの増加を考慮したものである。

2022年における**営業利益**は、売上総利益及び通常営業利益に関する前述の要因を反映している。

資本支出(1)

(単位：百万ユーロ)

	2022年	2021年	増減	
イタリア	141	83	58	69.9%
イベリア半島	58	45	13	28.9%
ラテンアメリカ	8	6	2	33.3%
北米	9	5	4	80.0%
ヨーロッパ	1	2	(1)	-50.0%
その他	115	148	(33)	-22.3%
合計	**332**	**289**	**43**	**14.9%**

(1) 2021年のエネルX事業ラインの数値は、一部の純資産並びにそれに関連する収益及び費用が、新たな事業ラインであるエネルX・ウェイに移転されたことを考慮して調整されている。

イタリアにおける2022年の**資本支出**の増加は、エネルギー効率の分野で子会社のエネルX・イタリア・エスアールエルのために履行された事業に関するエネル・イタリア・エスピーエーによる資本支出に主に起因する。

イベリアにおける資本支出の増加は、エネルX・ウェイによる新しい電気自動車充電地点への投資の増加に起因する。

エネルの株式

エネル及び金融市場

	2022年	2021年
一株当たり売上総利益（ユーロ）(1)	1.96	1.70
一株当たり営業利益（ユーロ）(1)	1.10	0.74
一株当たりグループ利益（ユーロ）	0.15	0.31
一株当たりグループ通常利益（ユーロ）	0.53	0.55
一株当たり配当金（ユーロ）	0.40	0.380
一株当たりグループ資本（ユーロ）	2.82	2.92
株価 - 12ヶ月間の最高値（ユーロ）	7.20	8.95
株価 - 12ヶ月間の最安値（ユーロ）	4.00	6.53
12月の平均株価（ユーロ）	5.15	6.77
時価総額（百万ユーロ）(2)	52,325	68,804
12月31日現在の発行済株式数（百万株）(3)	**10,167**	**10,167**

(1) 2021年の数値は、ロシア（2022年第４四半期に売却）、ルーマニア及びギリシャにおける保有資産に関連する利益／（損失）について、IFRS第５号による非継続事業への分類の要件が満たされたため、「非継続事業からの利益／（損失）」に分類されたことを考慮して、比較目的のみのために調整された。
(2) 12月の平均株価で算出。
(3) 2022年は、7,153,795株、2021年は4,889,152株の自己株式が含まれている。

		2022年12月31日 現在	2021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	ネガティブ	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	ネガティブ	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+	A-
	短期	F2	F2

2022年の世界のマクロ経済状況は、2021年に記録されたパンデミック後の回復のペースから、実体経済が全般的に減速したことを特徴としていた。高インフレは急速かつ予想外に世界経済に影響を与え、中央銀行は直ちに金融引締政策を採用せざるを得なかった。

さらに、ロシアとウクライナの間の軍事紛争と、それが世界規模で引き起こした不確実性は、エネルギー、商品及び食品市場に大きな影響を与え、最終消費財の価格に直接的な影響を及ぼした。

インフレの影響とそれに伴うFRBによる金融引き締めが米国のGDPを圧迫し、産出量は年率2.1%の増加となった。

ユーロ圏においては、上期は予想を上回る回復を見せたが、下期はロシアとウクライナの間の軍事紛争による不確実性の高まりやエネルギー価格の急騰により、欧州経済が大幅に減速した。インフレ率の上昇に対応するために欧州中央銀行が導入した金融引締政策は、市場の金融環境の悪化につながった。

ラテンアメリカでも同様の状況であり、上期に民間の財及びサービスに対する需要が大幅に回復した後、マクロ経済の状況は各国中央銀行の金融引締政策により特徴付けられ、景気回復が鈍化した。

マクロ経済情勢の悪化は金融市場のパフォーマンスにも影響を与えた。欧州の主要株価指数は2022年において下落して終了した。イタリアのFTSE MIB指数は13.3%下落、スペインのIbex35指数は5.6%下落、ドイツのDAX指数は12.4%下落、フランスのCAC40指数は9.8%下落した。

ユーロ圏の公益事業部門（EURO STOXX Utilities）は11.3%の下落で年度末を迎えた。

最後に、エネルの株価については、2022年の終値は一株当たり5.03ユーロで前年比28.6%の下落となった。

2022年１月26日、エネルは2021年の利益から１株当たり0.19ユーロの中間配当を支払い、2022年７月20日に同年の配当の残額を0.19ユーロ支払った。2022年の配当総額は１株当たり0.38ユーロとなり、2021年の１株当たり0.358ユーロを約６%上回った。

2022年の通常利益に関しては、2023年１月25日に0.20ユーロの中間配当が支払われ、配当の残額は2023年７月26日に支払われる予定である。

2022年12月31日時点で、機関投資家のエネルに対するポジションは株式資本の56.7%（2021年12月31日現在は59.4%）に減少し、個人投資家のシェアは19.7%（2021年12月31日現在は17.0%）に上昇した。経済産業省の持分は23.6%と横ばいであった。

2022年12月31日時点で、社会的責任投資家（SRI）は株式資本の約14.9%（2021年12月31日現在の14.6%から増加）であり、機関投資家の26.2%（2021年12月31日現在は24.6%）を占めている。責任投資原則に署名した投資家は、株式資本の42.1%を占めている。

前へ

４【経営上の重要な契約等】

エネルがイーアールジーから527MWの水力発電所の取得を完了

2022年１月３日、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーは、1,267百万ユーロで、イーアールジー・パワー・ジェネレーション・エスピーエーからのイーアールジー・ハイドロ・エスアールエル（その後エネル・ハイドロ・アペニノ・セントラレ・エスアールエルに改称し、2022年12月１日付けでエネル・プロデュツィオーネに合併された。）の全株式資本の取得を完了した。エネル・ハイドロ・アペニノ・セントラレ・エスアールエルが所有する発電所（ウンブリア州、ラツィオ州及びマルケ州に所在）は、527MWの発電設備容量を備え、約1.5TWhの平均年間発電量を誇る。

エネルがユーロ債市場において2.75十億ユーロの３トランシェの持続可能性連動債を発行

2022年１月10日、エネル・エスピーエーにより支配されるオランダで登録された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、2.75十億ユーロの３トランシェの持続可能性連動債を発行した。本債券は、温室効果ガス直接排出量（スコープ１）の削減に関連したエネルの持続可能性目標の達成に連動しており、国際連合の持続可能な開発目標13「気候変動に具体的な対策を」に寄与し、当グループの持続可能性に連動した資金調達フレームワークに沿うものである。

フィッチがエネルの長期格付けを「BBB+」に見直し、短期格付けは「F-2」で据え置き、見通しは安定

2022年２月４日、フィッチ・レーティングスは、エネル・エスピーエーの長期格付けを以前の水準の「A-」から「BBB+」に見直したと発表した。また、同社はエネルの短期格付けを「F-2」で据え置いた。見通しは引き続き安定している。

同社によると、エネルの格付け変更は、エネルギー移行における設備投資計画の段階的な拡大につながる投資機会に牽引される中期的なレバレッジの増加が予想されることを主な理由としている。

エネルがユフィネット・ラタムにおけるシンヴェンとのパートナーシップの更新を完了

2022年３月24日、エネルＸ・エスアールエルの完全子会社であるエネルＸ・インターナショナル・エスアールエルは、2021年12月21日にシックスス・シンヴェン・ファンドが支配するホールディング・カンパニー及びセブンス・シンヴェン・ファンドが支配するホールディング・カンパニーと締結した契約を完了させた。当該契約に基づき、エネルＸ・インターナショナルは、シックスス・シンヴェン・ファンドからユフィネット・ラタム・エスエルユー（以下「ユフィネット」という。）の株式資本の79.4%を取得し、同時に同社の株式資本の80.5%をセブンス・シンヴェン・ファンドに売却した。その結果、エネルＸ・インターナショナルは、現在間接的にユフィネットの19.5%の持分を保有しており、同社とシンヴェンのパートナーシップを更新している。

具体的には、ユフィネットに対する持分の20.6%を間接的に保有していたエネルＸ・インターナショナルが、残りの79.4%を1,320百万ユーロで取得するコール・オプションを行使した。同時に、エネルＸ・インターナショナルは、ユフィネットから利用可能な準備金の分配として207百万ユーロを受領し、同時にユフィネットの株式資本の80.5%を1,186百万ユーロでセブンス・シンヴェン・ファンドに売却した。

当該契約に基づき、エネルＸ・インターナショナルは、間接的にユフィネットの株式資本の19.5%を保有することに加え、ユフィネット及びそのホールディング・カンパニーの取締役会の代表権を維持し、標準的な少数株主保護権を保持している。

エネルが750百万ポンドのシングルトランシェの持続可能性連動債を発行

2022年４月５日、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイは市場においてポンド建ての持続可能性連動債を発行した。本債券は、温室効果ガス直接排出量（スコープ１）の削減に関連するエネルの持続可能性目標の達成に連動しており、国際連合の持続可能な開発目標13「気候変動に具体的な対策を」に寄与し、当グループの持続可能性に連動した資金調達フレームワークに沿うものである。

エネルがラテンアメリカにおける持続可能性連動融資のため、欧州投資銀行及びSACEと600百万ユーロのファシリティに合意

2022年４月11日、エネル、開発部門のEIBグローバルを通じて行動する欧州投資銀行（EIB）及びイタリアの輸出信用機関であるSACEは、SACEにより保証され、複数国、複数事業かつ複数通貨で最大600百万ユーロ（650百万ドル超に相当）のファシリティを想定した持続可能性に連動した資金調達フレームワークを通じて、ラテンアメリカにおける再生可能エネルギー及びエネルギー効率化プログラムの開発を支援するため提携した。

かかる合意の一環として、エネル・グループの子会社であるエネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシーは、ペルーにおける約300MWの風力及び太陽光発電プロジェクトの実施のため130百万ドルの融資を受けた。600百万ユーロのファシリティの残存部分は、再生可能エネルギー発電及び配電に係るプロジェクトを通じて、ブラジル及びコロンビアにおけるエネル・グループの持続可能な投資の成長を支援する。

エネルは持続可能性連動リボルビング・クレジット・ファシリティを13.5十億ユーロに増額

2022年５月11日、エネル・エスピーエー及びそのオランダ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、複数の金融機関と2021年３月に締結した10十億ユーロの持続可能性連動リボルビング・クレジット・ファシリティを3.5十億ユーロ増額する改訂修正契約を締結した。当該契約は、3.5十億ユーロの増額分は最長で2025年５月までの３年間利用可能であり、2026年５月に満期を迎える10十億ユーロの主たるトランシェと合わせて、当グループの資金需要を満たし、堅固な流動性ポジションを強化するために用いられることを想定している。

クレジット・ファシリティについて、その主な融資条件は改訂修正契約により変更されることはなく、温室効果ガス直接排出原単位（スコープ１）に関連する主要業績指標（KPI）に連動し、国際連合の持続可能な開発目標（SDG）13「気候変動に具体的な対策を」の達成に寄与している。

当該取引は、エネルの財務戦略の一環であり、かかる財務戦略は、サステナブル・ファイナンスにより一層特徴づけられ、当グループの戦略計画に示されるとおり、当グループの総負債合計に占める持続可能な資金源の割合を2024年には約65%、2030年には70%超とすることを達成するという目標に沿ったものである。

エネルが、世界で初めて完全脱炭素化に向けて歩みを進める多国籍エネルギー・グループとして、米国市場及び国際市場において3.5十億ドルのマルチトランシェの持続可能性連動債を発行

2022年６月９日、エネル・エスピーエーにより支配されるオランダで登録された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（EFI）は、米国市場及び国際市場で総額3.5十億ドル（約3.3十億ユーロに相当）に及ぶマルチトランシェの機関投資家向け持続可能性連動債を発行した。

本債券は、温室効果ガス直接排出量（スコープ１）の削減に関連するエネルの持続可能性目標の達成に連動しており、国際連合の持続可能な開発目標（SDG）13「気候変動に具体的な対策を」に寄与し、当グループの持続可能性に連動した資金調達フレームワークに沿うものである。

多国籍エネルギー・グループとして初めて、債券が完全脱炭素化に向けた軌道に連動しており、今回の30年トランシェの発行は、2040年までに電気及び熱の生成から生じる温室効果ガス直接排出量ゼロを達成する当グループの目標と連動している。

エネルは2022年長期インセンティブ・プランの対象となる自己株式を買取り

2022年６月28日、エネル・エスピーエーは2022年６月20日から６月24日の間に、ボルサ・イタリアーナ・エスピーエーにより組織・管理されているユーロネクスト・ミラノ証券取引所において、１株当たりの出来高加重平均価格5.4063ユーロ、合計2,132,769.266ユーロで394,500株の自己株式の買取りを行った。

当該取引は、2022年５月19日に開催された株主総会で承認された権限を行使し、2022年長期インセンティブ・プランの対象となることが決議された、株式買戻プログラムが開始されたことを示している。

エネルとインテサ・サンパウロが共同してムーニーの買収を完了

2022年７月14日、エネル（完全子会社であるエネルＸ・エスアールエルを通じて活動）及びインテサ・サンパウロ・エスピーエー（子会社であるバンカ・５・エスピーエーを通じて活動）は、シューマン・インベストメンツ・エスエー（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VIによって支配されている会社）からムーニー・グループ・エスピーエーの株式資本の70%を取得した。

具体的には、必要な行政上の認可を得た後、エネルＸがムーニーの株式資本の50%を買収する一方で、バンカ・５は以前保有していた30%のムーニーの持分を50%に増加させ、ムーニーを両当事者の共同支配下においた。

ムーニーの100%に対する企業価値が1,385百万ユーロであることに基づき、エネルＸは、エクイティ部分に対し総額約225百万ユーロ（価格調整を含む。）を支払い、シューマン・インベストメンツ・エスエーのムーニーに対する既存のクレジットの取得のため約125百万ユーロを支払った。

2022年７月25日、「エネルＸ・ペイ」のブランドで売り出している、イタリアにおけるエネルＸの金融サービス事業に関連する全ての活動はムーニーに売却された。具体的には、エネルＸはムーニーに対し、約140百万ユーロで、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、ジュニア・インシュランス及び子会社の株式資本の100%に相当する持分を売却し、それによって欧州に拠点を置く共同フィンテックを創設した。かかる取引は、エネル・グループの2022年-2024年戦略計画に沿っており、スチュワードシップ・モデルに該当する。

エネルがユーロ債市場において１十億ユーロの持続可能性連動債を発行

2022年９月６日、エネル・エスピーエーにより支配されるオランダで登録された金融会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイは、ユーロ債市場で総額１十億ユーロに及ぶ機関投資家向け持続可能性連動債を発行した。

かかる新規発行は、温室効果ガス直接排出量（スコープ１）の削減に関連するエネルの持続可能性目標の達成に連動しており、国際連合の持続可能な開発目標（SDG）13「気候変動に具体的な対策を」に寄与し、当グループの持続可能性に連動した資金調達フレームワークに沿うものである。

戦略計画に従って、この新しい持続可能性連動債は、当グループの総負債合計に占める持続可能な資金源の割合を2024年には約65%、2030年には70%超とする当グループの目標達成に寄与するものである。

新規の持続可能性連動債

2022年10月７日、エネル・エスピーエーは、その子会社であってオランダで登録された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・エヌヴイ及び米国で登録された金融会社であるエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシーを通じて、総額4.0十億ドル（約4.1十億ユーロに相当）に及ぶ機関投資家向け持続可能性連動債を、米国市場及び国際市場において発行した。当該債券は、複数のトランシェに分かれて発行され、エネルにより保証される。

エネルは、EKF及びシティとの間で800百万ドルの持続可能性に連動した一般目的融資に合意

2022年10月12日、エネル・グループは、デンマークの輸出信用機関であるEKFから、最大800百万ドルのファシリティの設定を受けた。当該ファシリティはシティによりアレンジされ、当グループのデンマークのサプライヤーとの世界規模の取引関係に基づいており、エネルの2040年ネット・ゼロ目標の一環として、柔軟な手段を通じて、風力エネルギーの開発を支援し、気候変動による影響を低減することを目的としている。

エネルはピージェイエスシー・エネル・ロシアの全ての持分を売却

2022年６月16日、エネル・エスピーエーは、ピージェイエスシー・ルクオイル及びクローズ型複合投資信託「ガスプロムバンク・フレジア」と、エネル・ロシアに対する保有持分全て（エネル・ロシアの株式資本の56.43%に相当）の総額約137百万ユーロでの売却について、それぞれ別個に２件契約を締結した。

2022年10月12日、2022年６月16日付けの契約に従い、エネル・エスピーエーは、ピージェイエスシー・ルクオイル及びクローズ型複合投資信託「ガスプロムバンク・フレジア」への、ピージェイエスシー・エネル・ロシアに対する保有持分全て（エネル・ロシアの株式資本の56.43%に相当）の総額137百万ユーロでの売却を完了した。当該取引は、2022年８月５日付け政令第520号第５項に基づくロシア連邦大統領による取引承認を含む、当事者と締結した別個の２件の契約に規定された全ての条件が満たされた後に完了した。

当該取引の結果、エネルは、従業員及び顧客に対する継続性を確保しつつ、約5.6GWの従来型発電設備及び開発段階の異なる約300MWの風力発電設備を含む全てのロシアにおける発電所資産を売却した。

当該取引により、主に為替換算準備金の戻入れ（約1,054百万ユーロ）に起因して、報告されたグループ利益に対し約1,551百万ユーロのマイナスの影響が生じた。

エネルはチリにおける送電事業の売却を完了

2022年12月９日、エネル・エスピーエーは、７月28日付けの契約を実行に移し、上場子会社であるエネル・チリ・エスエーが、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%の持分全てを、インヴェルシオネス・グルーポ・サエサ・エルティーディーエーに支配されるソシエダッド・トランスミソラ・メトロポリターナ・エスピーエー（STM）に売却したことを発表した。

この種の取引に係る慣習的な一定の条件を充足し、チリの競争当局である経済監督庁（FNE）から承認を得た後、当該売却は、2022年11月７日に開始し12月６日に終了したSTMとマレコ・ホールディングス・コープによる公開買付けに応じて実行された。

STMは、エネル・チリが保有するエネル・トランスミシオン・チリに対する全ての持分につき、資本対価全額1,399百万ドル（約1,575百万ドルの企業価値に相当）を支払い、これには2022年１月１日から公開買付けの開始日までの金利に基づく価格調整も含まれていた。

当該取引の一環として、STMはエネル・トランスミシオン・チリの関係会社間貸付金についても返済した。

当該取引により、約１十億ユーロのキャピタル・ゲインが生じた。

エネルはルーマニアの全事業の売却に関してPPCと独占交渉を開始

2022年12月14日、エネル・エスピーエーは、ルーマニアにおけるエネル・グループが保有する全ての株式持分（以下「対象資産」という。）の将来的な売却に関連して、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（PPC）と独占交渉契約を締結した。独占交渉期間中、2023年１月末まで、両当事者は取引文書について交渉し、PPCは対象資産について適切なデュー・ディリジェンスを実施した。かかるデュー・ディリジェンスが完了次第、PPCの取締役会はエネルに対して拘束力のあるオファーを提示するか決定する。両当事者は、当該取引に関して拘束力のある契約を締結した場合、市場に通知を行う。

エネルはCVCに対しグリッドスペルタイズの50%の売却を完了

2022年12月22日、エネル・エスピーエーは、2022年10月20日に調印した契約に従い、従前調印した契約に規定された全ての条件を満たした後、エネル・グリッド・エスアールエルを通じて、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（CVC）に対し、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%の持分の売却を完了したことを発表した。

上記契約に従い、CVCは総額約300百万ユーロ（625百万ユーロの企業価値に相当（100%ベース））を支払った。さらに、当該契約には企業価値を最大１十億ユーロ（100%ベース）に引き上げる可能性のある繰延支払が含まれていた。

取引全体により、エネル・グループの利益に約520百万ユーロのプラスの影響が生じた。当該取引を受けて、エネルとCVCは共同支配体制で同社を運営する。

当該取引は、顧客のエネルギー需要の電化プロセスを加速させるための新しいインフラ及びサービスをもたらすことを目的とした、第三者との投資の実行を想定するスチュワードシップ・モデルの下で、エネル・グループの現在の戦略計画に沿ったものである。

相手方との当該契約において、他の条項の中でもとりわけ、2029年以降、CVCがその持分を市場で売却することを決定し、当該ファンドが行った投資に対する特定の利益を確保し得る価格を支払う意思のある買い手が見つからない場合、エネルはグリッドスペルタイズの支配権を取り戻す選択肢を有することが規定されている。2022年12月31日現在、このシナリオの発生可能性はほぼないと評価された。

エネルはSACEにより保証される12十億ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティに調印

2022年12月23日、エネル・エスピーエー並びにバンコ・ビーピーエム・エスピーエー、ビーピーイーアール・バンカ・エスピーエー、カッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティ・エスピーエー、インテサ・サンパウロ・エスピーエー及びユニクレジット・エスピーエー（幹事銀行としても行為）からなる金融機関団は、エネル及びエネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーのエネルギー市場における取引活動の担保要件を満たす資金を提供するため、12十億ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティを締結した。

当該クレジット・ファシリティは、イタリアの輸出信用機関であるSACEエスピーエーにより、額面金額の最大70%まで約18ヶ月の期間で保証され、特に（ⅰ）「ロシアによるウクライナ侵攻に伴う経済支援のための国家補助措置に関する臨時危機枠組み」に関する欧州委員会の最終通達C（2022年）第7945号及び「国家補助：ロシアによる対ウクライナ戦争に関連する企業支援のため、最大23十億ユーロまでの予算の増加を含む、イタリアの政策修正」に関する2022年12月20日付けの欧州委員会決定SA.104722号並びに（ⅱ）2022年７月15日付け法律第91号に変換された、2022年５月17日付け政令第50号（以下「補助政令」という。）（2022年11月17日付け法律第175号に変換された、2022年９月23日付け政令第144号により修正された。）の条項に従い確定された。

エネルはゴイアスにおけるブラジルの配電業者の売却を完了

2022年12月29日、エネル・エスピーエーは、2022年９月23日に調印した契約に従い、チリの上場会社であるエネル・アメリカス・エスエーを通じて支配される子会社のエネル・ブラジル・エスエーが、ブラジルの配電会社であるセルグ・ディストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー（以下「エネル・ゴイアス」という。）の持分全て（同社の株式資本の約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・パティシパソエス・エ・インヴェスティメントス・エスエー（以下「エクアトリアル」という。）に対して売却したことを発表した。

2022年９月に調印した売買契約に従い、エネル・ブラジル及びエネル・アメリカスの取締役会が取引を承認し、またこの種の取引に係る慣習的な一定の追加条件（ブラジルの電力規制当局である国家電力庁（ANEEL）及びブラジルの競争当局である経済擁護行政委員会（CADE）による許可を含む。）が満たされた後、売却は完了する。

エネル・ブラジルは、保有するエネル・ゴイアスの持分全てを、取引完了後の調整を条件として、総額約8.5十億ブラジルレアル（約1.6十億ドルに相当）で売却した。

対価総額の内訳は以下のとおりである。

- エクアトリアルは、エクイティ部分に対し、約1.5十億ブラジルレアル（285百万ドル超に相当）を取引完了時に支払った。
- エネル・ゴイアスは、取引完了から12ヶ月以内に、約7.0十億ブラジルレアル（約1.3十億ドルに相当）の関係会社間貸付金を返済する。

取引全体は、エネル・ゴイアスの（ⅰ）現在のキャッシュ・ポジション、（ⅱ）第三者債務及び（iii）偶発債務を含む。

また、当事者は、現在の及び潜在的な偶発債務の結果に基づくアーンアウト支払メカニズムに合意した。

当該取引により、損益に総額約１十億ユーロのマイナスの影響が生じた。

事故に関連したイー・ディストリブッツィオーネに対する刑事手続―イタリア

2021年７月１日、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーは、ターラントの検察庁により主導された、多くの従業員及び経営陣並びにイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー自体に対する法令第231/2001号に基づく手続に関して通知を受けた。これは、2021年６月27日から28日にかけての夜間に発生した、委託先業者の従業員１名が負傷した事故を受けたものであった。

捜査段階において再現不可能な技術的評価を命じられ、検察官の技術コンサルタントによる2021年12月15日付けの報告書が提出され、検察官の証拠に含められた。その後、予備的な調査の完了通知が被告及び会社に対して送達された。検察官のファイルへのアクセスが許可されたことにより、弁護側は多くの被告に対する告訴の棄却決定について知ることができた。

カナリア諸島政府のエネルギー総局により主導される制裁手続－スペイン

2021年10月６日、カナリア諸島政府のエネルギー総局（以下「エネルギー総局」という。）は、イー・ディストリビュシオン・レデス・デジタルス・エスエルユー（EDRD）に対し、グリッドのポイントへの接続に係る許可を不当に拒絶又は変更して、苦情及び事故に関する連絡サービスを運用し適切に機能させる義務に従うことを怠ったことによる違反の疑いで、それぞれ、３件の懲罰手続（ES.AE.LP 006/2019ES、AE.LP 007/2019ES及びAE.LP 008/2019）を主導する３つの決議について通知した。2021年10月29日、EDRDは、それぞれの手続において書面を提出した。３件の手続において科されうる罰金は、それぞれ11百万ユーロ、18百万ユーロ及び28百万ユーロに及ぶ。３件の手続のうち１件（ES.AE.LP 006/2019ES）は、罰金を科されることなく終結した。

2022年１月24日、エネルギー総局は、EDRDに対し、2021年11月18日付けの新たな決議について通知したが、その決議により、継続的で深刻であると分類された５件の違反及び非常に深刻だが継続的ではないと分類された２件の違反を犯した疑いでさらなる懲罰手続が主導され、最大94百万ユーロの罰金の可能性を示唆した。違反の疑いは、再び、グリッドへのアクセス及び接続の申請、接続の実行、顧客の要求に対する処理、与えられた情報、実施されたシステム及び実行の遅延に言及するものである。2022年９月28日、エネルギー総局は、EDRDに対し、2022年９月26日付けの決議案について通知したが、これは、電力産業に関する法律（法律第24/2013号）の規定に基づき、５件の深刻な違反及び２件の非常に深刻な違反を犯した疑いに責任があると認定されたことに対し、約31.5百万ユーロの罰金をEDRDに科すものであった。現時点では、罰金は科されていない。

2022年特別料金改定（リオデジャネイロ）－ブラジル

2022年７月13日、エネル・ディストリビューソォン・リオデジャネイロは、国家電力庁（ANEEL）の総局が2022年７月12日に承認した、2022年の特別料金改定についての決議第3064/2022号の効力（当該影響は約300百万ブラジルレアル（約59百万ユーロ）と事前に算定されていた。）を停止するよう予防的措置（職務執行令状）の申立てを行った。2022年７月27日、連邦裁判所は、エネル・ディストリビューソォン・リオデジャネイロの予防的申立てを認容し、さらなる決議が行われるまで決議第3064/2022号の効力を停止することを認めた。2022年８月３日、ANEELは当該決定に対する異議の申立てを行い、それに続き、エネル・ディストリビューソォン・リオデジャネイロに有利に与えられた予防的措置について再検討するよう求める総局の覚書を裁判所に提出した。

5【研究開発活動】

イノベーション

194件の概念実証が2022年度中、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。

60件のソリューションが2022年度の事業においてスケールアップ段階にある。

「オープン・パワー」ビジョンに沿って、当グループは、エネルギー移行の課題に取り組むため、オープン・イノベーション・アプローチを推進している。「オープン・イノベーション」モデルにより、当グループの「戦略計画」の原動力を勘案しつつ、事業の諸課題に対処するために当社のあらゆる分野とスタートアップ、産業パートナー、中小企業（SME）、研究所、大学及び企業とを（クラウドソーシングのプラットフォームもある程度利用して）結びつけることが可能となる。

当社は、多数のイノベーション・パートナーシップ契約を有しており、再生可能エネルギー関連の従来の事業分野及び従来型発電に加えて、eモビリティ、マイクログリッド、エネルギー効率及び産業におけるモノのインターネット（IoT）のための新たなソリューションの展開を促進してきた。

エネルのイノベーション戦略は、オンラインのクラウドソーシングのプラットフォームであるopeninnovability.comと、10ヶ所のイノベーション・ハブ（うち３ヶ所はラボも兼ねる。）及び22ヶ所のラボ（うち３ヶ所はスタートアップ専用）のグローバル・ネットワークを活用し、スタートアップ及び中小企業とのコラボレーションの新しいモデルを強化している。後者は革新的なソリューション及び新しいビジネスモデルを提供するもので、エネルは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、自社の専門知識、試験施設及びパートナーのグローバル・ネットワークを利用可能にしている。ハブは、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（カターニア、ピサ、ミラノ、シリコンバレー、ボストン、リオデジャネイロ、マドリッド、バルセロナ、サンチアゴ・デ・チリ、テルアビブ）に設置されている。これらのハブは、事業ラインが明白に示すイノベーションのニーズに対応して、イノベーション活動に関わる全ての参加企業との関係を構築し、革新的なスタートアップや中小企業をスカウトするための主要な拠点となっている。2022年９月、エネルは新たに、再生可能エネルギー及び電力グリッドに関する人工知能の開発及びロボティクスを専門に取り扱うAI＆ロボティクス・ラボをテルアビブに開設した。

さらに2022年、エネルはイノベーション・マネジメントに関するISO56002基準を世界で最初に自発的に採用した企業の１つとなった。ISO56002基準は、より範囲の広いISO56000基準の１つであり、アイデアの誕生からそれを世界規模で実行するまで、イノベーション・マネジメントに係る全ての側面を対象とする。この基準により、従業員及びステークホルダーの創造性を刺激し、かつ市場の発展に沿う新しい価値の提案が現れることを促すようなイノベーションの文化を普及させる条件整備を通じて、イノベーション及び事業機会の有効性を高めることができる。

2021年、アイデアの創出からプロジェクトの実行段階まで、ビジネスを包括的に支援することを目的として、当グループにおけるオープン・イノベーション・カルチャーとアジャイル・トランスフォーメーションの融合が行われた。これには、時間をかけて競争力の優位性及びコストの最適化を生み出すための重要な原動力としてイノベーション及びアジャイル手法を用いる。

2022年度もまた、事業に重要な関連性のある問題や新しいテクノロジーにイノベーションで対応し、当グループの価値を創造するため、専門分野横断的なワーキング・グループが設立され、イノベーション・コミュニティの活動が引き続き行われた。既存のエネルギー貯蔵、ブロックチェーン、ドローン、エネルギー蓄積、メタバース、ロボティクス、センサー及び量子コンピューティングに係るコミュニティに、ウエアラブル機器、アディティブ・マニュファクチャリング、データ収益化、人工知能及び機械学習、素材並びに水素を含む他のイノベーション・コミュニティが追加された。かかるコミュニティは、潜在的なテクノロジーの改善を継続的に観察したり、有用な新ビジネスモデル、付加価値サービスを共有したり、また、エネル・グループの様々な分野で実行する可能性のあるテクノロジー類型の事例を利用している。

イノベーション活動の一端を示す数字として、2022年においては194件（2021年は168件）の概念実証が革新的なソリューションをテストするために開始される一方、60件（2021年は46件）の革新的なソリューションがスケールアップ段階にあり、イノベーションに104.5百万ユーロ（人件費を含む。）が投資された。

知的財産

エネルの知的財産ポートフォリオ（以下「IP」ともいう。）は、持続可能な成長の一翼を担う一連の情報から構成されている。オープン・イノバビリティ®エコシステムは、発明のフローを生み出す社内外のソリューションの創出及び共有を通じてイノベーションをもたらすが、これらの発明は知的財産保護の手段を用いて保護され、利用される。

2022年12月31日現在、当グループは163の特許ファミリーにおいて合計883件の産業発明に対する特許を出願した。そのうち、711件が付与され、172件が出願中となっている。かかるポートフォリオは、当グループが関わる全ての市場における保護を確保するものである。エネルのIPポートフォリオには、23件の実用新案及び194件の意匠登録も含まれる。特許、実用新案及び意匠のほか、IP権には技術及び商業両方の性質の産業機密も含まれ、「企業秘密管理」手続の規定に従って継続的に体系化され、維持管理されている。当グループはまた、2,027件の商標を保有しており、うち1,642件が既に登録され、385件が出願中となっている。

エネルは知的財産権の創出及び利用を管理するプロセスを「知的財産管理」及び「企業秘密管理」という組織的手続に整理統合した。両手続ともIPの創出において人的資本を必須の要素とみなし、発明の過程における従業員の参加を奨励することに努め、あらゆる発明の戦略的重要性を強調している。

2022年度中、全ての国際事業ラインにおいて、知的財産の体系化及び保護の活動が継続された。具体的には、次のとおりである。

・エネルX・グローバル・リテールは、戦略的プラットフォームに活動の焦点を当て、エネルXの全ての事業ユニットの戦略データを格納するビッグ・データ・プラットフォーム上、及びエネルXの顧客のための「Xカスタマー」グローバル管理システム上で著作権を体系化した。
循環経済に関して、エネルXはその循環性スキームを関連するスコア及び運用メカニズムとともに著作権法に基づき保護した。
遠隔医療の分野では、完全なウェルネス・パッケージをユーザーに提供する「Smart Axistance eWell」アプリのグラフィック・インターフェースに関して、多数の意匠を欧州連合において登録済みである。

・エネル・グリーン・パワー及び火力発電は、当年度の進展を以下のとおり報告する。
- 太陽光発電セクターにおいては、（ｉ）産業発明に関する特許の出願、並びに太陽光パネルを現場で設置するプロセスを自動化し、設置の時間及び費用を削減するとともに作業者の安全性を高めるソリューションに関する意匠の出願、（ii）排気装置内のウェーハの処理に用いられるカセットのウェーハ・バー・ホルダーの除去及び自動挿入を最適化するシステムに関してフランス原子力・代替エネルギー庁（CEA）と共同所有する特許の出願。さらに、３SUN工場においては、主に営業秘密の形式で、ギガファクトリー・プロジェクトに必要な技術的ノウハウの生成及び保護が継続されている。

- 水力発電において、水力発電用螺旋装置、ディストリビューター羽根、又は水力発電用小口径パイプライン等のアクセス困難な場所の検査を可能にして、プラント制御を円滑化するロボット・ソリューションに係る実用新案に関する特許の出願

・エネル・グリッドは、2022年度中の発明に関し、２件の特許の出願を申請した。１件はグリッド及びグリッド事象に関する資産の認識並びに異常の検出に関する分野であり（プロジェクトODIN）、もう１件は高所で作業する労働者用の安全装置の分野である。また、（ⅰ）環境負荷の低減のため再生原料を使用して実装する新しい持続可能なロード・キャブの設計に係る意匠の登録、及び（ⅱ）道路建設現場の境界設定に関する手法からなる、安全分野の実用新案に関する特許出願の申請についても記しておく。
また、当年度中、グリッドスペルタイズは、Quantum Edge - Qed®の装置に関連した特許出願を申請することにより、IPポートフォリオを強化した。同装置は、二次変電所の物理的構成要素をデジタル化するためにエッジコンピューティングを利用しており、設置、訓練及び運転並びに維持の費用を低減させ、ネットワークの信頼性を高める。
・国際eモビリティは、家庭用スマート充電器のJuiceBox DC及びJuiceBox 4.0をそれぞれ（ⅰ）欧州連合、英国及び米国において登録される国際意匠登録、並びに（ⅱ）カナダ、メキシコ及び米国において登録される国際意匠登録を利用して保護した。電気自動車の充電ステーションに関する知的財産の保護もまた拡張され、JuiceMedia 2.0及びJuiceMod各製品は、欧州連合及び米国において意匠登録された。
・エネル・グローバル・サービシズは、商標「ENEL OOPS...! INNOVATION®」としても保護されているイノベーション管理手法に関する産業発明について、イタリアで特許出願を申請した。この手法は、オープン・イノバビリティ®ツールを使用した産業工程の改善に基づいている。

より全般的に、当グループは、電気及びガスの市場のデータベース及び予測アルゴリズム、特定の資産又は生産活動に対する気候変動の影響を評価するためのシナリオ・データを用いた先進的な定量モデルに関する、主に著作権保護及び営業秘密の形で表現されるIP密度の高いソリューションの開発に対し、資源を投入し続けている。特に、かかる活動には（ⅰ）ある資産が気候変動の潜在的影響に「抵抗する」能力を特徴づけること、（ⅱ）ある事象又は気候事象の組合せが発電所に損害を与える確率を数値化すること、及び（ⅲ）改善すべき行動又は分野の優先順位付けのための特定の技術的アプローチとともに、分散形式を含め、資産の「弱点」の指標を提供することを目指した開発モデルが含まれる。

デジタル化

2022年、サイバーセキュリティ分野のイノベーション活動は、イノベーション・ハブのネットワーク並びにそのスタートアップのポートフォリオ及び当グループのレベルで築かれたパートナーシップにより恩恵を受けた。
かかる相互関係により、最良の慣行及び運用モデルの共有並びに情報共有チャネルの構築及び強化が可能となった。
この分野の主なイニシアチブは、以下に報告するとおりである。

・量子計算がもたらす将来の計算能力の向上により脅威にさらされる現在の暗号化モデルを是正する方法の理解強化に向けた、量子鍵配送及び耐量子暗号化アルゴリズムに基づくソリューションの分析
・オープンソース・コード及び第三者ソフトウェアのライブラリーについて、いずれも脆弱性の観点及びユーザーライセンスの観点から分析する、ソフトウェア開発支援サービス及びソリューション
・分散型アプローチと比較した場合の集中保護の技術の回復力の理解に向けた、ブラウザ分離ソリューション（ブラウザが悪意ある当事者のエントリーポイントとなることを防止するため、ブラウザをネットワークから分離すること）及びブラウザセキュリティの分析
・計算能力の低い分散型デバイス向けの、機械学習及び人工知能に基づくバーチャル認証ソリューション
・組織自体のセキュリティを損なうおそれのある、資産及び組織が使用する第三者のサービスの脆弱性を特定するためのサービス（外部攻撃サーフェス）

・人工知能及び機械学習の大きな可能性を活用し、ITの脅威の検知並びにインシデントの分析、相関及び対応に係るプロセスの自動化の能力を強化するソリューション
・革新的な技術の支援を得て資産及びデバイス（モバイル・デバイス、IoT、ウェブ・アプリケーション等）の脆弱性を特定するためのソリューション
・操業環境に影響を与えることなくスクリプトに関して脆弱性特定手順を実施することを通じた、産業環境の精査

エネルにおけるサイバーセキュリティ対策

エネルはサイバーインシデントについて、先を見越した管理及び対応を行うため、自前のCERT（サイバー緊急事態対応チーム）を設置しており、当グループの基盤すなわち全ての従業員及び資産（工場設備、インフラストラクチャー、IT及びOTのオブジェクト、並びに当グループの事業に役立つデバイス全般）を保護するために関連するステークホルダーと協力及び情報交換を行うよう促している。平均して、CERTの監視により毎日、約7,000のデータソースから３十億件の事象が法人資産に関連して記録されており、これらは自動分析によって相互に関連付けられ、１日当たり平均300件の「インシデント」として提示される。このデータは、セキュリティ上のインシデントを監視し、処理を最適化するため、セキュリティ情報・イベント管理（SIEM）プラットフォーム上でグローバルに収集され、事業運営に支障を来す前に潜在的脅威及び脆弱性が特定され、ネットワーク上の異常な挙動が分類される。

インシデントは、具体的な影響マトリックス（エネル・サイバー・インパクト・マトリックス）に基づいて分類され、０から４までの段階に分けられる。アクシデントの大半は、当グループの体制にほとんど影響することなく、レベル０又は１に分類され、自動的又は半自動的に、ブロックされるか又は既存の会社防衛手段により処理される。これに対し、レベル２、３又は４に分類されたインシデントは、当グループに潜在的影響があり、関係ステークホルダーの関与の下、直接、CERTのアナリストが対処する。

インシデント管理は、事の性質上、複雑かつ常時変化するサイバー空間に遅かれ早かれ直面する展開とならざるを得ない。実際、CERTの創設以来、対処する事象の件数は増加し、防御すべき範囲も拡大したため、新しいテクノロジーの導入及び専門化が進むスキルの集約につながった。この方向での進化は、SOARと機械学習との統合に表れている。前者はセキュリティ・オーケストレーション、自動化及びレスポンスの頭字語であり、自動操作フローの定義により、反復タスクを自動化できるソフトウェア製品である。後者は人工知能の一種であり、使用するデータに基づいて学習し、又はパフォーマンスを改善するシステムの構築を取り扱う。これらのテクノロジーは、インシデントの分析及び処理の段階において、必要な活動の加速、強化及び画一的追跡を可能にすることで、アナリストに多大な支援を提供し、これによりアナリストは並行処理を行い、人の介入を必要とするより複雑なアクションに集中することができる。

2022年度中のCERTに関連するもう１つの重要な進展は、新たにサイバーセキュリティの専門家を揃え、内部チームを強化したことであった。

循環経済

2015年以来、循環経済はエネルの戦略の原動力であり、ビジネスモデルの持続可能性及び競争力を高めるため、当グループの全ての活動に組み込まれている。

循環経済は、再生可能資源、燃料又は原材料の別を問わない天然資源の利用における統合的アプローチにより、持続可能な経済モデルへの移行において重要な要素となっている。脱炭素化及び電化は、循環性と無関係でなく、どちらも原材料への依存度をできる限り低下させようとする新たな経済モデルの開発を目指す１つのパラダイムの一部であり、ビジネスモデルの完全な持続可能性（環境的にも社会的にも）及び競争力の保証につながるものである。

当グループのビジョンは５つの柱を持ち、これらは、デザイン（投入する材料の選択に始まり、耐用年数の拡大、資産の稼働率及び耐用年数が尽きた時点の回収可能価値の最大化に焦点を当てた計画の作成）、資産の使用方法（すなわち耐用年数の延長、シェアリング、製品のサービス化）並びに循環ループのクローズド化（すなわちリユース、リマニュファクチャリング、リサイクル、及び回収材料を新規循環のインプットとして再使用すること）という３つの主要なてこにより作用する。

このように、循環型モデルは当グループのあらゆる活動に組み込まれ、資源の消費及び関連する社会的、環境的影響を低減すること、並びに原材料特に重要性が極めて高いコモディティの調達に関連する地政学的リスク及び価格リスクを低下させることによりビジネスモデルの競争力を高めることを目的としたバリューチェーンの再設計を目指している。この関連で、エネルのイニシアチブには再生可能資源の使用又は以前のライフサイクルに由来する資源の使用（例えば、再生プラスチックをスマートメーターや電気自動車の充電インフラに使用すること）の推進、並びに代替的な材料及びアプローチを用いた新たなソリューション（例えば、化学的貯蔵システムと比較すると持続可能性の高い材料（岩石等）を用いる重力蓄電又は熱エネルギー貯蔵）の特定が含まれている。

循環型アプローチは、その本来の性質により、開かれたアプローチであり、絶えず、様々なステークホルダー及び拡大されたエコシステム（サプライヤー、顧客、機関、イノベーションのエコシステム等）との協力を模索している。拡大されたエコシステムは自らの属する特定のセクターのみに限定されるのではなく、新しいセクター及び分野における、シナジーが生み出せるカウンターパーティを含む。こうした理由から、エネルは購入する製品及びサービスの循環性の向上を目標とする「循環型調達戦略」を実行してきており、また、リサイクル及び耐用年数終了時の回収による資源のより有効な利用のインセンティブをサプライヤーに与えるため、バリューチェーンに沿った原材料及びその影響の追跡を改善するツール及び新たなアプローチの開発も行っている。

循環型アプローチを採用した初期の段階から、エネルは、モデルが持続可能であるにとどまらず経済的競争力を持つためには、測定可能でなければならないとの理解に基づき、循環性の環境的利益及び経済的利益の測定を活用してきた。ダボスで開催された2023年世界経済フォーラムの一環として、エネルは、循環性を測定するための新しいKPIである「Economic CirculAbility©」を発表した。これは、当グループ全体のEBITDAについて、様々な事業活動のバリューチェーン全体で消費された資源量（燃料もコモディティも含む。）と比較したものである。同時に、当グループは、この指標を2030年までに2020年比で倍増させると表明した。これは、生み出されるEBITDAに対する資源消費量を半減させることを意味する。エネルはこうして、世界で最初にこの種の循環性指標を採用し、意欲的な目標を掲げた企業となっている。

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３－３ 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」を参照のこと。

２【主要な設備の状況】

2022年12月31日現在、当グループは、1,295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1,270、スチュワードシップが25）及び276の熱電施設（そのうち原子力発電施設６）を保有しており、それらは火力、水力、地熱及びその他の再生可能エネルギー資源の施設から構成される。当グループは、配電ネットワークを所有しており、それは2022年12月31日現在で合計2,024,038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。2022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95百万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】

（2023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】

（2023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
記名式額面株式（１株の額面金額１ユーロ）	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】

（2023年５月31日現在）

年月日	発行済株式総数（株）		資本金（ユーロ）		摘　要
	増減数	残高	増減額	残高	
2016年４月１日	763,322,151増	10,166,679,946	763,322,151増	10,166,679,946	エネルに有利となるエネル・グリーン・パワーの部分的非比例会社分割に関して、2016年１月11日の株主総会で決議された有償増資に基づいて新規発行された763,322,151株の引受け

(4)【所有者別状況】

下記「第一部－第５－１ 株式等の状況－(5)大株主の状況」を参照のこと。

(5)【大株主の状況】

本書提出日現在、エネルの主な株主はイタリア経済財務省（MEF）であり、エネルの株式を23.585%保有している。イタリアの法律及びエネルの定款の規定によれば、エネルの株式資本の３%を超えて保有する株式に係る議決権は行使することができない。しかしながら、株主総会での定足数を決定する目的で、議決権を行使できない株式も数えられるものとする。そのため、エネルは事実上MEFの支配に服しており、MEFは、これまでのところ、エネルの定時株主総会において過半数の取締役を任命するにあたって十分な議決権を有している。

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、2023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。

（2023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
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	220,900,831	2.173
シンガポール政府	C/O、シンガポール、キャピタル・トウ、37-01、ロビンソン・ロード	157,174,786	1.546
イタリア銀行	イタリア、ローマ、ヴィア・ナツィオナーレ 91	124,016,450	1.122
ヴァンガード・トータル・インターナショナル・ストック・インデックス	アメリカ合衆国、マルバーン、ヴァンガード・ブルヴァード、100	102,574,033	1.009

*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）
2020年度	3,334	0.33
2021年度	3,638	0.36
2022年度	3,861	0.38

2023年５月10日に開催された定時株主総会において、エネルの株主は、2022年12月31日に終了した事業年度について、総額約4,067百万ユーロ、すなわち普通株式１株当たり0.40ユーロの配当を支払うことを決議した（うち１株当たり0.20ユーロ、総額で2,033百万ユーロは、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0.20ユーロの中間配当は、2023年１月24日の営業終了時現在の登録株主に対して、2023年１月25日に支払われた。残りの普通株式１株当たり0.20ユーロの年間配当は、2023年７月25日の営業終了時現在の登録株主に対して、2023年７月26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額面価額の５分の１に達するまでは、かかる純利益の５％に相当する額が法定準備金に割り当てられなければならない。累積損失の結果として当社の資本が減少した場合、配当は資本が回復するまで支払われないか、又はかかる損失の金額分、減額される可能性がある。取締役会は、一定の制限には服するが、中間配当の分配を認めることができる。

償還及び時効

エネルにより宣言された年間配当はいずれも、適用のある法令に従って支払われる。株主は、正式に承認された財務書類に基づき払われた年間配当について、かかる配当を善意で受領した場合には、これをエネルに対して返還する必要はない。支払可能日から５年以内に受領されなかった配当は、エネルの利益のために没収され、準備金に加えられる。

支払方法及び支払時期

エネルが宣言した配当は、1998年６月24日付け法令第213号並びに2008年２月22日付けイタリア銀行及びCONSOB規制に従い、モンテ・ティトーリ又は仲介機関が各株主の指示のもとで株式を預託しているその他の公認の集中証券保管・管理システムを通じて、各株主に対し支払われる。

配当方針

株主配当：エネルは、簡潔で予測可能かつ魅力的な配当方針を、計画により対象とされた期間（2022年－2024年）実施する。株主は、2024年までに１株当たり0.43ユーロに到達することを目指して、今後３年間、固定の保証された増配（DPS）を受領する予定である。

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】

コーポレート・ガバナンスの概要及び構造

エネル・エスピーエー（以下「エネル」又は「当社」という。）は、電力及びガスセクターにおいて、とりわけヨーロッパ及びラテンアメリカを中心に世界を主導する組織の１つである多国籍グループ（以下「エネルグループ」、「エネル・グループ」又は「当グループ」という。）の親会社である。当グループは、各大陸にわたる47超の国において業務を展開しており、正味設備容量約84.6GWからエネルギーを生産し、約２百万kmのネットワークにより配電する。当グループは、世界中に約73百万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（旧メルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオ）に上場しており、イタリアの全会社中最大の株主数を有する（個人及び機関の投資家を合わせて約670,000）。エネルの株主は、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を含み、エネル及び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、本書提出日現在、エネル・グループは、他に11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。）を含む。

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、2020年１月31日に公表されたイタリアのコーポレート・ガバナンス・コード(1)（以下「コーポレート・ガバナンス・コード」という。）に規定された原則を遵守しており、当社は、「非集中所有型」の「大企業」(2)としてコーポレート・ガバナンス・コードを遵守するとともに、国際的なベストプラクティスを尊重している。

(1) コーポレート・ガバナンス・コードは、ボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）のウェブサイト（https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2020-eng.en.pdf）上で閲覧可能である。
(2) コーポレート・ガバナンス・コードにおいて、「大企業」は過去３暦年それぞれの最終取引所営業日において時価総額が１十億ユーロを上回った企業、「集中所有型企業」は定時株主総会において行使可能な議決権の過半数を単一の株主（又は株主間の議決権行使契約に参加する相対多数の株主）が直接又は（子会社、受託者若しくは第三者を通じて）間接的に保有している企業と定義される。

エネルが採用したコーポレート・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いるため、持続可能な成功という目標を達成することを目指している。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するため、当社の組織構造は、以下を含んでいる。

・当社の経営に対して責任を負い、（ⅰ）取締役会の任務の適切な内部配分を確保するために予備的、積極的かつ助言的な機能を有する取締役会付属委員会並びに（ⅱ）法律及び特定の社内手続によって定められた任務を遂行する関連当事者委員会を構成員の間で設置した取締役会
・（ⅰ）当社が法律及び定款を遵守するとともに、当社の業務を遂行する上で適切な経営原則を遵守すること、（ⅱ）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妥当性、（ⅲ）単体及び連結財務書類の監査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法定監査役会

・とりわけ次の事項を決議するために招集される株主総会（定時総会又は臨時総会）-（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）自己株式の買付け及び売却、（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

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。

統制及びリスクシステム

リスク統制システムの主な要素	確認の有無
内部統制及びリスク管理システム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マンデートの存在	確認された
リスク管理業務及び法務リスク・不遵守リスクの監視を担当する特別な組織構造の存在	確認された
明確化された戦略目標に沿った事業管理に伴う事業リスクの適合性の年次評価	確認された
具体的な遵守プログラム（231モデル、汚職ゼロ・トレランス、人権ポリシー等）の準備	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辞任した場合等）において会社の正常な管理を確保するための非常事態計画の準備	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法的費用、経費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採択された決議に従い、エネルは、取締役会及び監査役会のメンバー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法的費用を提供又は返金するものとする。かかる決議に従い、エネルの取締役又は監査役が、（ⅰ）最終判決により確定した故意の違法行為若しくは重過失、又は（ⅱ）当社の不利益となる行為の結果として、犯罪行為又は税務違反により発生した法的費用、経費及び過料は引当金を計上せず、また払い戻さない。1998年に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、取締役及び監査役に対しても団体交渉合意書第15条第１項に定める補償を付与する。本有価証券報告書の提出日現在、当該利害関係者がその職務の遂行に関連して生じた第三者に対する民事上の責任は、最終判決により確定した故意の違法行為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及び法的取扱を規制する決定は、それぞれの職務並びに子会社若しくは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、最終判決で確定した故意又は重過失の場合、又は明らかに当社に損害をもたらす行為の場合を除く。

さらに、エネルの役員に関しては、適用可能な全国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）役員の刑事訴訟への関与に関連する全ての法的費用を負担する。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、監査役及び役員は、「取締役及び役員保険」（又はD&O）を購入可能及び購入済であり、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失がカバーされるが、自らの重過失の場合を含む、故意の不法行為の場合を除く。この点において、エネルの取締役又は監査役の保険は、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の代わりに、自費で加入している。

上記に関して、2022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。2022年末、そして本書提出日現在、エネルの株式資本は10,166,679,946ユーロであり、額面金額１ユーロである同数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（旧メルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオ）に上場されている。

1.2 主要な株主及び株主間の合意

エネルの株主名簿への登録、CONSOBに対してなされ当社が受領した報告及びその他の入手可能な情報に基づくと、本書提出日現在、当社の株式資本の３%を超える持分を保有する当社株主は、以下のとおりである。

当社主要株主	株式資本保有割合
経済財務省（MEF）	23.585%
ブラックロック・インク*	5.023%

* 限定的資産運用目的で間接的に保有されている持分

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の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号の第19条第６項の規定（その後、法律第102/2009号に変換された。）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、直接的に及び／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、買収者が、取締役の選任及び解任に関する決議で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号に変換され、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。

2022年度中、当社は、この件に関して2019年９月21日付け法令第105号（改正の上で2019年11月18日付け法律第133号により法律に変換され、その後改正及び追補が加えられた。）に定められた暫定規定の適用も受け、同規定は2022年12月31日まで有効であった。

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、当社及び当社の子会社の従業員である株主（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 取締役の選出及び交替、並びに定款の変更

取締役の選出及び交替を定める規則は、下記「選出、交替及び非常事態計画」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任
・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一致させること
・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。

2022年５月19日に開催された定時株主総会において、2021年５月20日の定時株主総会で付与された権限を事前に取り消した上で（エネルはこの事実に基づいて、2021年中、合計1,620,000株の自己株式を購入した。）、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。）及び支出額２十億ユーロを上限として、自己株式の取得及びその後の処分につき授権されたことに留意されたい。自己株式の取得は、株主総会の日から18ヶ月間を期間として授権され、取得した自己株式の処分については、期限は設けられていない。さらに、この株主総会では、取締役会の提案に基づき、当社の自己株式の取得及び処分の目的、条項及び条件を定め、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設定した。

上述の株主総会によって付与された権限及びその後2022年６月16日に採択された取締役会決議を実施するにあたって、エネルは、イタリア民法第2359条に従ってエネル及びその子会社の経営陣を対象とした2022年LTIプランに対応するための買戻計画を策定した。この計画を実施して2022年６月17日から同年７月20日までの期間に実施した取引により、当社は合計2,700,000株の自己株式を購入した。したがって、既に保有していたエネル自己株式4,889,152株を考慮し、また、2019年LTIプラン（2019年５月16日の株主総会で承認された。）の受益者に対して2022年９月５日に払い出したエネル株式435,357株を勘案すると、2022年12月31日現在、エネルは株式資本の約0.07%に相当する7,153,795株の自己株式を保有している。

さらに、2023年５月10日に開催された定時株主総会においては、2022年５月19日の定時株主総会で付与された上述の権限を取り消した上で、最大500百万株（当社の株式資本の約4.92%に相当する。）のエネル株式の２十億ユーロの支出額合計を上限とした取得及びその後の処分に関する取締役会に付与された権限が、当該株主総会の開催日からさらに18ヶ月間更新されたことに留意を要する。買い取った自己株式の処分について、期限は設けられていない。また、この株主総会では、取締役会の提案及び株式買戻しに関する適用ある法律の規定に従い、当社の自己株式の取得及び処分の目的、条項及び条件を定め、特に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設定した。

1.8 支配権の変更に関する条項

エネルの支配権に変更があった場合に効力を生じるか、修正されるか又は終了する、エネル又はその子会社が当事者となっている重要な契約（以下本書において「支配権の変更」事例という。）について、以下に記載している。

A）エネルとエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌブイとのシンジケート・クレジット・ファシリティ契約

2021年３月、エネル及びその子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌブイ（以下「EFI」という。）は、銀行団との間で、最高額10十億ユーロのクレジット・ファシリティ契約を締結した。2022年５月、エネル、EFI及び同じ貸付銀行団は、上記の与信枠を3.5十億ユーロ増額することを主な目的とした修正・改定契約を締結した。この契約に基づき、追加分の3.5十億ユーロは2025年５月までの３年間利用可能であるが、10十億ユーロの主たるトランシェは2026年３月に期間満了となる。2022年12月の時点では、本クレジット・ファシリティ契約は使用されていない。

2022年12月、エネルは、額面価額の70%までSACEエスピーエー及び金融機関団により保証される12十億ユーロのリボルビング与信枠に調印した。2022年12月の時点では、2024年６月に期間満了となるこの与信枠は使用されていない。

さらに、2020年10月、エネルは銀行団との間で、１十億ユーロに相当する「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。2022年12月の時点では、2026年10月に期間満了となる上記クレジット・ファシリティ契約は、全額使用されていた。

前述の各クレジット・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(3)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、又は契約から撤退する意向を通告することができるものとみなされる。

(3) 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ように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（合併という手段さえ含めて）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行以上が契約から撤退する意向を通告してきた場合、

- 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期限前に返済して、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ペナルティなしに取り消すよう決定することができる。
- 該当する各銀行は、提供した融資金の期限前の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又は契約から撤退する意向の通告しない場合は、前述の融資コミットメントは当初合意された条項どおりに完全な効力及び効果を維持するものとする。

B）エネル及びエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシーのクレジット・ファシリティ契約

2022年９月、エネルは保証人として、その子会社であるエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー（以下「EFA」という。）とともに、デンマークの輸出信用機関であるEKF（以下「EKF」という。）及び主幹事金融機関に任じられたシティとの間で、最高額を800百万米ドルとする「持続可能性連動ローン」型クレジット・ファシリティ契約を締結した。この契約の与信枠は2034年５月に期間満了となるもので、2022年12月の時点においては430百万米ドルが使用されていた。

上記クレジット・ファシリティ契約に関連して、EFAに関する「支配権の変更」事由が発生した場合、EKF又は本クレジット・ファシリティ契約の条項に基づき貸付人となる銀行、金融機関若しくはその他の事業体（以下「貸付人」という。）は、本クレジット・ファシリティ契約を解除し、提供した金額の早期返済を要求することが想定されている。

エネルに関する「支配権の変更」事由が発生した場合、貸付人は、契約条項の再交渉を提案し、又は契約から撤退する意向を通告することができる。

貸付人との契約条項の再交渉が成立しなかった場合、又は貸付人が契約から撤退する意向を通告してきた場合、

- EFAは、受け取った融資金を期限前に返済すること、及び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、契約から撤退する意向も通告しなかった場合は、前述のクレジット・ファシリティ契約は、当初合意された条項どおりに完全な有効に存続するものとする。

C）バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパ・デジグネイテッド・アクティビティ・カンパニーとの間のクレジット・ファシリティ契約

2021年10月、エネルはバンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパ・デジグネイテッド・アクティビティ・カンパニー（以下「バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDAC」という。）との間で、約349百万米ドルの「持続可能性連動ローン」型クレジット・ファシリティ契約を締結した。2022年12月の時点において、その与信枠（2025年10月に期間満了となる。）は全額使用されていた。

上記クレジット・ファシリティ契約に関連して、エネルに関する「支配権の変更」事由が発生した場合、バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDACは、契約条件の再交渉を提案するか、又は契約を離脱する意向を通知することができることが規定されている。

契約条件の再交渉が不調に終わった場合、又はバンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDACが契約から離脱する意向を伝えた場合、エネルはこれに先立って受け取った金額を違約金なしで返金するものとする。

バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDACが契約条件の再交渉を提案せず、また契約を離脱する意向を伝えることもしなかった場合は、当該融資契約は、当初合意された条件に従い、完全に効力を維持する。

D）ユニクレジット・エスピーエーとの間のクレジット・ファシリティ契約

2019年10月、エネルはユニクレジット・エスピーエー（以下「ユニクレジット」という。）との間で、総額最高１十億ユーロの「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た。本クレジット・ファシリティ契約は、2024年10月に期間満了となるもので、2022年12月の時点においては未使用である。

さらに、2022年７月、エネルはユニクレジットとの間で、2020年６月に両者間で締結した350百万ユーロの「リボルビングSDG連動」型クレジット・ファシリティ契約の解約と同時に、同額・同種のクレジット・ファシリティ契約を締結した。この与信枠は2025年７月に期間満了となるもので、2022年12月の時点においては未使用である。

上記の各クレジット・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、ユニクレジットに適時に通知しなければならないと規定されており、ユニクレジットは、かかる支配権の変更によってリボルビング・クレジット・ファシリティ契約の下でのエネルの債務履行能力に悪影響が生じる可能性があると考える場合は、提供された利用可能資金をエネルが使用することを禁じ、また、既に引き出された融資金を返済するよう要求することができる。

E）エネル・プロデュッツィオーネへのEIBの融資

2007年６月、再生可能エネルギー及び環境保護の分野での投資を増加させるために、子会社であるエネル・プロデュッツィオーネ・エスピーエー（以下「エネル・プロデュッツィオーネ」という。）は、欧州投資銀行（以下「EIB」という。）との間で、最高450百万ユーロの融資契約を締結し、400百万ユーロが支払われ、銀行保証が付された。2022年12月の時点で、本融資（2027年７月に期間満了となる。）の残高は133百万ユーロ相当であった。

この融資契約に関しては、エネル・プロデュッツィオーネ及びエネルの両社とも、自社の支配権に変更が生じた場合にはEIBに通知することが義務付けられること、及びEIBはかかる支配権の変更がエネル・プロデュッツィオーネの銀行に対する金融債務に及ぼし得る影響について、エネル・プロデュッツィオーネと協議できることが規定されている。また、EIBは、関連する所有構造の変更によってエネル・プロデュッツィオーネ又はエネルの財務状況に悪影響が生じ得ると考える理由がある場合は、追加保証の差入れ、本融資契約の内容の変更、又はEIBが納得するその他の措置を求めることができる。エネル・プロデュッツィオーネが提案された措置を受け入れない場合は、EIBは単独で当該融資契約を終了させることができる。

F）イー・ディストリブッツィオーネへのEIBの融資

2006年11月、子会社であるイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー（以下「イー・ディストリブッツィオーネ」という。）は、電力網の効率性を改善するプロセスの開発を目的として、EIBとの間で600百万ユーロ相当の融資契約を締結した。このうち200百万ユーロ分はエネルの保証が付され、残る部分は銀行保証が付される。本融資は2026年12月に満期となるもので、2022年12月の時点において、融資残高は160百万ユーロ相当であった。

上記の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、新たな状況を検討して、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ことになっている。

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、エネルの保証が付けら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支払われた。この融資は2022年12月の時点で全額使用されており、債務残高は482百万ユーロであった。**
- **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つのトランシェとして支払われた。2022年12月の時点で全額使用されており、債務残高は支払われた融資と同額であった。**
- **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支払われた。2022年12月の時点で全額使用されており、債務残高は支払われた融資と同額であった。**

また、イタリア国内の配電網の機能向上、修理及び近代化に関するプロジェクトを実施するため、イー・ディストリブッツィオーネは、EIBとの間で以下の融資契約を締結した。

- **2021年６月、エネルの保証が付された300百万ユーロの契約を締結した。この融資は、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支払われ、2022年12月の時点で全額使用されており、債務残高は支払われた融資と同額であった。**
- **2022年７月、エネルの保証が付された300百万ユーロ相当の契約を締結した。本融資は、2037年８月に期間満了となる１つのトランシェとして支払われ、2022年12月の時点で全額使用されており、債務残高は支払われた融資と同額であった。**

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。このような通知があった場合、EIBは、かかる変更がイー・ディストリブッツィオーネのEIBに対する約束に及ぼしうる影響について、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。かかる協議を要請した後、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、融資の期限前返済を求めることができる。

G）ラテンアメリカにおける持続可能な投資プログラムのためのEIBの融資

ラテンアメリカにおける一定の持続可能な投資の実施に関連して、約600百万ユーロ相当の以下の融資契約が締結されたことは注目に値する。

- **2021年12月、子会社のエネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシーがEIBとの間で、130百万米ドル相当のフレームワークローン契約を締結した。2022年12月の時点において、本融資は50百万米ドルが使用され、2036年12月に期間満了となる１つのトランシェで支払われており、債務残高は支払われた融資と同額であった。**
- **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ローン・フレームワーク契約を締結した。2022年12月の時点において、本融資は130百万米ドルが使用され、2037年９月に期間満了となる１つのトランシェで支払われており、債務残高は支払われた融資と同額であった。**
- **2022年８月、子会社のエネル・チリ・エスエーがEIBとの間で294百万米ドル相当のローン・フレームワーク契約を締結した。2022年12月の時点において、本融資は全額使用され、2037年10月及び2037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られており、債務残高は支払われた融資と同額であった。**

上記フレームワーク契約に基づく融資は、トランシェに分けて支払われ、各トランシェには、エネル及び／又はその他の保証人による保証が付される。保証契約に基づき、保証人は、当該保証人に関連す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。

このフレームワークローン契約は、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に対する約束に及ぼしうる影響について、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、フレームワーク契約の内容の変更、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、融資の期限前返済を求めることができる。

H）イー・ディストリブッツィオーネに対するカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティの融資

2009年４月、電力網の効率性を高めるプロセスの開発を目的として、イー・ディストリブッツィオーネは、カッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティ・エスピーエー（以下「CDP」という。）との間でエネルの保証が付された800百万ユーロのフレームワークローン契約を締結した。2011年、両当事者は上記のフレームワーク契約について、２度の延長に合意し、総額は1,340百万ユーロに達した。本融資は2028年12月に期間満了となるが、2022年12月の時点で、融資残高は536百万ユーロ相当であった。

この契約にも、CDPとエネルとの間で締結された保証契約が付されている。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う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。

Ⅰ）エネルとエネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエーとのボンド・ローン・プログラム与信枠

2022年12月、保証人としてのエネル及びその子会社であるエネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー（以下「EGPヘラス」という。）は、銀行団との間で、最大430百万ユーロのボンド・ローン・プログラム与信枠の契約を締結した。この与信枠は、2023年９月に期間満了となるもので、2022年12月の時点においては全額使用されていた。

上記の融資契約に関しては、エネル又はEGPヘラスに関する「支配権の変更」事由が発生した場合、各銀行は、自行の融資コミットメントの解除及び既融資金額の期限前返済を求めることができることが定められている。

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解任によって取締役としての関係が早期に終了する場合にも給付される。

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2023年度の報酬方針及び2022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いずれかの取締役会メンバーとの関係が終了した場合も、上記以外の特別な補償金は発生しない。

② コーポレート・ガバナンス・コードの提言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

2022年度中の取締役会は、2020年５月14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。

・ミケーレ・クリストモ、会長
・フランチェスコ・ストラーチェ、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー
・チェザーレ・カラリ
・コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ
・サミュエル・ロイポルド
・アルベルト・マルキ
・マリアンナ・マッツカート
・ミレッラ・ペレグリニ
・アンナ・チアラ・スヴェルト

上記の取締役会の任期は、2022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。2023年５月10日開催の株主総会において、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
・オルガ・ククルッロ
・ダリオ・フリジェリオ
・フィアメッタ・サルモーニ
・アレッサンドラ・スタビリーニ
・アレッサンドロ・ゼヘントナー

パオロ・スカローニ、フラビオ・カッタネオ、ヨハンナ・アルビブ、オルガ・ククルッロ、フィアメッタ・サルモーニ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーは、株主である経済財務省（当社株式資本の23.585%を保有）により提出された候補者名簿から指名されており、一方で、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、ミューチュアル・ファンド及びその他の機関投資家のグループ（合計で当社株式資本の1.859%を保有）により提出された候補者名簿から指名されていた。

現在の取締役会の任期は、2025年度の年次財務書類の承認をもって満了する。

上記の当社取締役の簡単な経歴は後述の「第一部－第５－３－(2)役員の状況」のとおりである。

1.2 選出、交替及び非常事態計画

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る。取締役は、定時株主総会（かかる制限に従って人数を決定する。）により３事業年度を超えない任期で選出され、取締役会メンバーは任期満了時に再任されることができる。

現行の法的枠組みに基づき、全ての取締役は、上場会社の法定監査役に課せられる誠実性の要件を満たしていなければならない。さらに、取締役は、2014年５月22日開催の臨時株主総会により承認された定款の第14条の２に規定され、2015年５月28日開催の臨時株主総会により修正された追加の誠実性の要件を満たしていなければならない。

民営化を規制する法的枠組みを遵守し、かつ統一財務法の規定に従って、定款は、少数株主により選出された取締役が、選出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、取締役会全体の選出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、議決権の過半数を取得した候補者名簿が、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の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容量が十分である場合）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する要件）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年の変更以降、選任される取締役の40%以上をより代表されていない性別に留保することを定めている。取締役会の選出手順に関して、会社定款は、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によって、又は個人としてであれ他の株主と共同でであれ、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によって、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、それを提出する者により、取締役会の選出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、当社の本店に提出されなければならない。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、取締役会の選出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。

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。

選任されるべき取締役を特定するため、候補者名簿上の候補者のうち、投票された議決権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%）に満たなかった者は、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出されていない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。）、及び
・ジェンダー間のバランス

取締役の交替は、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、選出されなかった候補者も含む候補者名簿から指名されていた場合、取締役会による交替は、退任した取締役が記載されていた名簿から候補者を順番に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出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替にあたり、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、ジェンダー間のバランスに関する適用ある規定を遵守していることを確保しなければならない。
・株主総会により選任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、在任する取締役は、新たな取締役会を選出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・ガバナンス及び持続可能性委員会とともに、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に辞任した場合（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、以下のようになる。

・取締役会会長は、主に最高経営責任者に関して想定されるのと同じ制限付きで当社の経営権限を引き受けるものとし、かかる権限及び発生業務の承認のために遅滞なく取締役会を開催するものとする。
・当社の所有構造を考慮して、早期に辞任した最高経営責任者が指名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替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ことになる。
・早期に辞任した最高経営責任者が指名された候補者名簿を提出した株主が、辞任から15日以内に当該交替について指示を出さなかった場合、取締役会は、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、具体的な定時株主総会を開催するものとする。
・上記で最後に言及された株主総会において立候補が提出されなかった場合、又は、株主により提出された立候補のいずれもが株主総会で代表される株式資本の過半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出するための候補者リストを作成することを目的としたプロセスを開始するものとし、かかる人物を選出し、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ものとする。

2021年７月、取締役会は、管理役職のポジションの承継にふさわしい経歴の特定及び差別化を促進することをめざした、適正な人材開発計画の存在を確認した。2022年度中、「ジェントル・リーダーシップ・モデル」が広く流布したが、これは、将来にかけて持続可能な業績を生み出すために、満足感と動機付けとを組み合わせることの重要性に基づくものである。このモデルの枠組みにおいては、個人を尊重する新しい戦略が採用された。この戦略は、管理役職へのアクセスの査定に基づくシステムから、人々が自分の才能、技能、姿勢、志向及び願望を認識するのを支援するエンパワーメントパスの開発への移行を通じて、最も複雑な組織上の役割において人々を支援する。

この関連で、管理役職に関する年次承継計画において、エネル・グループの多様性及び包摂に対するコミットメントも考慮に入れ、こうした特徴をさらに強化する新たな選出基準が導入された。特に、承継計画へのアクセスに係る年齢制限は廃止された。

かかるプロセスは、個人的及び専門的経歴並びに後継者が特定されたポジションにとって十分な開発プロジェクトを見極めるための「能力管理」プロセス（例えば「メンタリング」、「ジョブシャドウイング」、「コーチング」等の採用及び選抜研修の推進）と並行して実施されている。

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に従い、取締役会は、以下のことを行う。

・当社のコーポレート・ガバナンス制度を構築し、かかる制度が常に業務上のニーズに応じて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。後者の観点において、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（現状11の発行体）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該当地域で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提案を2015年７月に承認し、その後2019年２月にさらに統合したことに留意されたい。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。最後に、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、かかる委員会の任務を定義する。2020年５月14日開催の株主総会後、取締役会が、2020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・ガバナンス及び持続可能性委員会を再設置したことに留意されたい（かかる委員会の構成及び責任に関する分析並びに委員会により実行された活動については、下記「委員会」を参照のこと。）。2023年５月10日開催の株主総会において選任された新しい取締役会は、助言及び事前対応型の機能を有する取締役会の各内部委員会を（再）設置した。

・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、当該権限を委任し及び撤回する。有効な権限に従い、2020年５月に取締役会が認めたように、最高経営責任者は当社の運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指定がされている権限や、又は本書に記載するように、取締役会の決議によって取締役会に留保されている権限は除く。

・法定監査役会とともに、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行われた最も重要な取引の全て（一切の特殊若しくは異例な取引、又はその承認が取締役会に留保されないこととなった関連当事者との取引を含む。）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)関連する対価の決定手続、並びに(ⅳ)損益計算書及び財務書類に関連する効果、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(4)。この点に関して、取締役会が2022年４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2022年報酬方針及び2022/2024年LTIプランを定めた後、2022年５月19日開催の株主総会で承認されたことに留意されたい。

(4) 特に、統一財務法第114条の２第１項の規定に基づき、当社の取締役会の構成員若しくは従業員又は親会社若しくは子会社の取締役会の構成員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妥当性を評価する。かかる評価は2022年３月に実施され、直近では2023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、2014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承認しており、直近では2021年11月に一部の修正に合意し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を検討及び承認し、その実行を定期的に監視する。年次戦略サミットで説明され、さらに取締役会が様々な会議で検討を重ねた2023-2025年事業計画が、2022年11月に承認されたことに留意されたい(5)。この点に関し、当社内の現在の権限分配では、特に、取締役会が以下の事項の承認について決議するものと規定されている。
－当グループの年次予算及び事業計画（当グループ会社が作成した年次予算及び長期計画を組み込んだものである。）
－（最高経営責任者の提案により）当社及び当グループの戦略目標をも規定した戦略合意。

(5) 2023-2025年事業計画の目的についての図表を用いた説明は、キャピタル・マーケッツ・デーの際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)リスク・リターン・プロファイルを最適化するよう、顧客の需要と供給との均衡を図ること、(ⅱ)競争力、持続可能性及びセキュリティを確保するための脱炭素化、(ⅲ)かかる移行を可能にするネットワークの強化、開発及びデジタル化、並びに(ⅳ)当グループの事業ポートフォリオ及び事業を展開する地理的領域の合理化、という４つの戦略の実行に焦点を当てたものである。

・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当社及び当グループの取引について、関連当事者との間で実施される場合や、さもなくば潜在的な利益相反の性質がある場合を含め、事前に検討し承認する。
特に、全ての大規模な金融取引（(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供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、及び(ⅲ)エネルによる子会社又は第三者のための保証の供与で、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、を意味する。）は、取締役会により事前に承認され（当社に関係する場合）、又は評価されなければならない（他の当グループ会社に関係する場合）。
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、同取締役会により事前に承認され（エネルが直接実施する場合）、又は評価されなければならない（他の当グループ会社に関係する場合）。
・内部統制及びリスク管理制度の妥当性についてガイダンス及び評価を提供し、この点に関してコーポレート・ガバナンス・コードに規定された権限に沿って、当社及び当グループの戦略目標（その評価にあたっては当社の持続可能な繁栄に関連のある全ての要素を含む。）に適合したリスクの性質及び水準を定める。まず、取締役会は、取締役会内部で有効な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１名又は複数名の取締役を特定する。なお、2022年度中在職した取締役会は、2020年５月に、この役割が最高経営責任者にあることを確認した。さらに、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。
－当社及びその子会社に関する主なリスク（持続可能な繁栄の観点から影響のありそうなリスクを含む。）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2016年２月に更新された。）。さらに、2022年11月、取締役会は、2023-2025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とられるリスクの種類並びにその有効性を考慮して、内部統制及びリスク管理制度の適切性を、少なくとも年に１回は評価する。2023年２月、取締役会がこの点で2022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との協議に基づき、「監査」部門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、2022年２月、取締役会が同年度の監査計画を承認したことに留意されたい。

－統制システムに関与しているコーポレート部門（監査部門を除く。）の有効性を強化する手段の採用機会及び判断の公正性を評価し、かかる部門が充分な専門性及び人材を備えているか確認する。

－法令第231/2001号に基づきエネル内部に設置される監督機関の構成を決定する（下記「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こと。監査法人は2021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、2022年５月に取締役会が、2021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。

－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、監査部門の責任者を任命及び解任し、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、2014年７月、取締役会は、シルヴィア・フィオリを監査機能における責任者として任命し、同氏は現在も在職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。2022年度中在職した取締役会は、2020年５月、フランチェスコ・ストラーチェを当社のジェネラル・マネージャーとして任命したことに留意されたい。

・最高経営責任者から受領した情報を使用して、当社及び当グループの一般業績を評価し、設定された目標の達成を定期的に検証する。

・株主及びその他の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。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、実行され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ことができ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。

2023年の最初の数ヶ月の間に実施されたコーポレート・ガバナンス制度に関する活動のうち、2022年度中在職した取締役会が2023年３月に以下の事項を行ったことに留意されたい。

・指名・報酬委員会の提案に基づき、また、国内及び国際レベルの最良慣行の入念な検討を踏まえて、最高経営責任者及び戦略に責任を負う業務執行役員の利益を株主一般の長期的利益とより強く一致させるため、これら役員が達成し、将来にわたり維持しなければならないエネル株式の最低保有水準を確認する方針（いわゆる「株式保有ガイドライン」）を採用した。

・2022事業年度についての取締役会の検討結果を勘案し、また、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告（取締役会自体の組織規程にも明示的に規定されている内容）に沿って、指名・報酬委員会と協議の上で、エネルの株主に対し、新しい取締役会につき最適と考えられる規模及び構成に関するガイドラインを表明した。これらのガイドラインの概要は、当取締役会を更新するために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上で公開された特定の文書に記載されている。

・非業務執行取締役がコーポレート・ガバナンス・コードの規定する独立性要件を満たしていることを確認するために採用された基準を、とりわけ商業、金融又は専門職上の関係性がある場合の重要性の評価に関する観点から、改定した。新しい基準は、2023年の定時株主総会の決議によりエネルの取締役会が更新された時点から適用されるため、箇条書き前項の取締役会の最適な規模及び構成についてのガイドラインやより一般的には株主総会のための文書においては、当然ながら強調されている。この新基準の全容については、2023事業年度のコーポレート・ガバナンス報告書に記載される。

・コーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第10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提言を検討し、本有価証券報告書に詳述のとおり、エネルのコーポレート・ガバナンス制度が提言の内容に十分に一致していることを確認した。

1.4 機能発揮に係る規定

取締役会の機能の発揮については、2021年２月に取締役会自身によって承認された特定の組織規程により詳細に規定されている。同規程は特に、取締役会の任務及び構成、会長及び秘書役の職務、取締役会の会議の日程編成、招集、開催及び議事録の起草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、取締役会の機能発揮に関してエネル内部で長い間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（下記「委員会」を参照のこと。）の構成、責務及び活動規則について定めた特定の組織規程を含むその他の規則、手続及び社内方針の内容に言及している。

特に、取締役会の会議の計画及び開催に関して、前述の規程はとりわけ以下のとおり定めている。

・取締役会は、毎年最終四半期に、翌年の会議の年間予定を承認し、定期的な会議の開催を確保する。通常、取締役会の会議は、取締役会の機能が有効に発揮されることを確保するため、少なくとも毎月１回開催される。また当社は、ボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）規則に基づき、前事業年度末から30日以内に当社のコーポレートイベントの年間予定を公表している。

・招集通知には会議の日時及び場所、議題一覧、参加のために設定された手順が記載され、電気通信手段による開催も可能となっている。招集通知は、取締役会及び法定監査役会の構成員並びにイタリア監査裁判所の受任裁判官に対し、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、最も肝要な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日前に閲覧可能とする。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には短縮される。特定の場合で事前に十分な余裕をもって必要な情報を提供することができない場合、会長は、秘書役の補佐を得て、会議中に十分かつ詳細な情報が提供されるよう確保する。

このほかにも、取締役が十分な情報に基づいて行動することを確保するため、

(ⅰ)取締役及び監査役が議題に関連して自ら又は第三者のために利益を有する場合、かかる利益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、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１又は複数の議題の検討にあたり出席が有益であるとみなされる外部顧問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、又は会長が不在若しくは障害の場合、副会長（任命されている場合）若しく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、在職する取締役の過半数が出席していなければならず、決議は出席する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、議事録の草稿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裁判所の受任裁判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裁判所の受任裁判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、2022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
1	2	1	2	2	1	2	0	1	1	2	1

合計　16回
平均開催時間　３時間40分
2023年度に予定される会議　15回

取締役会には通常、取締役全員が出席し、法定監査役会及びイタリアの監査裁判所の受任裁判官も出席した。

2022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裁判所の受任裁判官に提供された。同規程の定めるところに従い、進行中の異例な取引に関してかかる通知期間が不可能であったごく少数の場合においても、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、2022年中、議題に関連する各種事項を担当する企業機能の責任者は、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集に基づき、その価値ある貢献を議論にもたらした。特に、「事務管理、財務及び統制」部門の責任者及び「法務及び会社業務」部門の責任者は定期的に会議に出席し、「事務管理、財務及び統制」部門の「M&A」ユニット及び「財務及び保険」ユニットの責任者も、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

2022年中、2020年５月14日に開催された株主総会において任命されたミケーレ・クリストモがエネルの取締役会会長を務めた。2023年５月10日、パオロ・スカローニが株主総会においてエネルの新たな取締役会会長に任命された。

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、取締役会の活動の効果的な機能発揮を確保する。

この目的のため、会長は上記「機能発揮に係る規定」に明記された内容に沿って、特に以下の事項を確保するものとする。

(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に適切であること

(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する社内担当部署の責任者が取締役会に出席することにより、個別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徹底的な分析を行えるようにすること

さらに、会長は、全ての取締役及び法定監査役が、その選任後及び在職期間中に、当社及び当社の率いる当グループが業務を展開している事業分野、企業の力学、並びに適切なリスク管理の原則、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、下記「取締役会の就任及び変更」の記載を参照のこと。）。また会長は、ボード・レビュー過程の妥当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（その詳細は下記「取締役会及びその委員会の機能の評価」において説明されている。）、また、取締役会がいかなる場合でも、最初の有益な会議までに、全ての株主との間で設けられる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（下記「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ているか否かを確認し、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)最高経営責任者と共同で、当社の「監査」部門の責任者（取締役会に対して階層的に報告し、会長が監督的役割を行使する。）の任命、解任及び報酬に関する提案を取締役会に対して説明することに参加し、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任されている。

最後に、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の中から、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発揮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

2022年中、2020年５月14日に開催された株主総会において任命されたフランチェスコ・ストラーチェがエネルの最高経営責任者を務め、当社の経営のためのあらゆる権限が付与されたが、法律若しくは規制の規定、当社の定款又は同じく2020年５月に承認された権限構造に従って別途割り当てられているものは例外であった（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、上記「取締役会－役割及び機能」を参照のこと。）。さらに、2023年５月12日、フラビオ・カッタネオが、2023年５月10日に開催された株主総会において選出された取締役会により、同等の権限を委任されたエネルの新たな最高経営責任者として任命されたことに留意されたい。最高経営責任者は、当社の経営に関する主要な責任者である。

最高経営責任者には、コーポレート・ガバナンス・コードに従って、内部統制及びリスク管理制度の構築及び維持を担当する取締役の役割も帰せられている（かかる役割が担う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（本書の本セクションにおける同パラグラフ参照）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、機関投資家との会議において、委ねられた経営権限に属する事項に関して適切に説明を行い、対応する主たる権限を有する者である。

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、そして取締役会の会議中いつでも、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、財務的若しくは世襲的側面に基づく最も関連する取引、又はその規模や性質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と非業務執行取締役で構成される。

コーポレート・ガバナンス・コードに定められた提言に従い、以下の取締役は業務執行取締役とみなされる。

・当社（又は戦略的な重要性を有する当グループの子会社）の会長（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は、これに含まれる。）
・当社（又は戦略的な重要性を有する当グループの子会社）において経営権限及び／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。

2022年中に在任していた取締役会が最終的に2022年５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構成員（ミケーレ・クリストモ、チェザーレ・カラリ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ、サミュエル・ロイポルド、アルベルト・マルキ、マリアンナ・マッツカート、ミレッラ・ペレグリニ及びアンナ・チアラ・スヴェルト）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、権限及び利用可能な時間は、それゆえ、その判断が取締役会の意思決定の過程に重大な影響を及ぼし得ること及び経営の効果的な監視を確保するのに十分なものであった。

非業務執行取締役は、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一致した、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するため、その特別な専門知識を取締役会の議論に提供した。

2023年５月10日に任命された新たな取締役会について具体的に言及すると、2023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、オルガ・ククルッロ、ダリオ・フリジェリオ、フィアメッタ・サルモーニ、アレッサンドラ・スタビリーニ及びアレッサンドロ・ゼヘントナー）は、非業務執行取締役である。

1.9 独立取締役

2022年５月、関係する個人から提供された情報又はその他の方法で当社が入手できた情報に基づき、2022年中に在任していた取締役会が、全ての非業務執行取締役（ミケーレ・クリストモ、チェザーレ・カラリ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ、サミュエル・ロイポルド、アルベルト・マルキ、マリアンナ・マッツカート、ミレッラ・ペレグリニ及びアンナ・チアラ・スヴェルト）が、コーポレート・ガバナンス・コードに従い独立取締役であったことを検証し、認証した。

2022年において、独立取締役の人数及び能力は、会社のニーズ及び取締役会の良好な働き、並びに関連委員会の設置に適していた。

2022年中に在任していた取締役会は、取締役の独立性を評価するにあたり、非業務執行取締役が、当社又は当社と関連する当事者との間で、その判断の自立性を現在損なう可能性がある関係を、間接的にも有しておらず、最近も有していなかった場合、当該非業務執行取締役は独立取締役であるとみなした。前回、2021年５月に独立性の要件を検証した際と同様に、会長であるミケーレ・クリソトモについて具体的に言及すると、コーポレート・ガバナンス・コードに示される独立性を損なう状況にないことに加え、2020年５月14日に開催された定時株主総会で株主の経済財政部が提出した取締役会刷新のための候補者に指定されていたことを取締役会は考慮した(6)。

(6) この点について、2020事業年度までエネルに適用されていた上場企業向けの旧コーポレート・ガバナンス・コードでは、取締役会会長を当社の「重要な代表者」とみなしていたため、取締役会会長が同コードに定める独立性の要件を満たすことを考慮していなかったことに留意されたい。

通常どおり、2022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。この段階は、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実行にも基づく。）に続き、その後に、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集団で行われた。

非業務執行取締役の独立性を評価するにあたり、2022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場合を考慮し、これに関して、かかるコードの実施そのものを促す、形式よりも実質を優先するという原則を適用した。

コーポレート・ガバナンス・コードに従い、取締役の独立性を評価するために、取締役会は、(ⅰ)取締役及び当社（又は当社関係者）の間で直接又は間接的に生じ得る商業上、財務上又は専門的な関係、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支払っていた報酬（もしあれば）、に適用される特定の定量的なパラメーターを参照した。かかるパラメーター（コーポレート・ガバナンス・コードに基づき独立性要件を満たさないとみなすべきケースとともに、当社のウェブサイトwww.enel.com 上で閲覧可能な2022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ど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、2022年中に在任していた取締役会は、非業務執行取締役の全員（すなわち、ミケーレ・クリストモ、チェザーレ・カラリ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ、サミュエル・ロイポルド、アルベルト・マルキ、マリアンナ・マッツカート、ミレッラ・ペレグリニ及びアンナ・チアラ・スヴェルト）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ということも確認した（かかる要件は、当社のウェブサイトwww.enel.com 上で閲覧可能な2022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添付された表１にも明記されている。）。

2022年６月、法定監査役会は、前述の評価を実施する中で、同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・コードで推奨された基準を正しく適用したことを証明した。

なお、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードが定める独立取締役の要件を満たしていないこと、及び独立取締役自身からその旨の要請がないことを考慮し、これまでのところ、取締役会のメンバーの中から独立筆頭取締役を選任していない。

2022年中に在任していた独立取締役は、2022年12月に、会長及び最高経営責任者が出席しない特別会議を開催した。かかる会議は2020年11月及び2021年６月に開始された同様のイニシアチブに続くもので、2020年から2022年の任期における総合的な経験を考慮した上で、取締役会の機能及び企業経営に関する最重要事項に焦点を当てた。その中で、独立取締役はまず、取締役会におけるダイナミクスの漸進的な改善、並びにとりわけ、各取締役が十分に貢献できるようにするための会長による持続的なコミットメントにより促進された取締役会における議論の網羅性及び明瞭性について、全会一致で感謝の意を表明した。取締役会の特徴として、取り扱う問題への建設的なアプローチ、互いに補完し合うことができる異なる能力の有益な関係性の存在、全ての構成員の判断の強い独立性、及び本質的な問題に注意を集中させる能力が強調された。これらの特徴により、取締役会は、コーポレート・ガバナンスにおける特定の重要な予防措置を強化すると同時に、エネル・グループの財務の健全性に注意を払った企業戦略の立案において大きな貢献を果たすことが可能となった。取締役会の刷新を目前に控え、そのために改善の余地があると思われるいくつかのプロファイルが明らかにされた。とりわけ、第一に、取締役会の議論が多方向アプローチを特徴とし、有益な意見をさらに引き出すために、非業務執行取締役が最高経営責任者に質問するだけでなく互いに質問し合い、また逆に最高経営責任者が他の取締役に質問することへの期待が表明された。また、取締役会が、第一線の経営陣の監督及びいくつかの重要な種類の利害関係者（政府、政策立案者、規制当局等）との関係の双方において、より深く関与することができるのではないかという指摘がなされた。最後に、独立取締役は、新たな取締役会の中でその存在が有用となりそうな経営陣や専門家について、いくつかの初期のアイデアを共有し、特に財務問題及び法律問題（企業統治問題にも関連する。）、並びにエネルギー転換、持続可能性及びデジタル化の問題についての適切な専門知識を持つことの重要性が強調された。

さらに、2023年５月10日に任命された新たな取締役会について具体的に言及すると、関係する個人から提供された情報又はその他の方法で当社が入手できた情報に基づき、2023年５月12日、取締役会が、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、コーポレート・ガバナンス・コードに従い独立取締役であることを検証し、認証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両方を考慮し、任務を真摯に遂行するために必要な時間を費やすことができるとみなした限りにおいて、その役職を引き受け、かつ維持する。

この点に関し2006年以降、取締役会は、取締役がエネルの取締役会における職務を効果的に遂行するために十分な時間を取れるよう、また、取締役が取締役会の下に設立された委員会に参加できるよう考慮し、取締役が大規模な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とみなしている。

a)イタリア又は外国の企業で、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企業で、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企業で、直近の承認済みの単独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イタリア及び外国の会社

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）の両方において、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、重大かつ正当な履行障害がない限り、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2022年中に在任していた取締役会が2023年３月に実施した調査を考慮すると、エネルの取締役が現在、大規模な他の会社における取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めている役職の数は、当該方針で設定された制限に適合している。

1.11 取締役会及びその委員会の機能の評価

取締役会は、組織規程に定められた規定に基づき、指名・報酬委員会の予備的な支援を得て、その活動の有効性及び個々の委員の貢献を定期的に評価し、その実施を監督する自己評価プロセスを用いている。

具体的には、取締役会は、上述の委員会の支援を得て、取締役会自体及びその委員会の規模、構成及び実際の機能を毎年評価するとともに、戦略の定義及び経営成績の監視において取締役会自体が果たした役割並びに内部統制及びリスク管理システムの適切性を考慮する。

自己評価は、取締役会の任期開催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。

取締役会議長は、秘書役の支援を得て、自己評価プロセスの妥当性及び透明性を確保し、この目的のために指名・報酬委員会と調整する。

取締役会は、自己評価の結果を踏まえ、取締役会の更新の都度、取締役会の構成を質的及び量的に最適と考えるための指針を株主に示している。

2022事業年度末及び2023年の最初の２ヶ月間、2022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・コードに基づき採用されており、海外で追求されている最も進歩的なコーポレート・ガバナンスの実務に従って、スペンサー・スチュアート・イタリア・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年においてエネル・グループとの間で限定的な範囲における追加的な業務上の関係性を有していたネットワークに属しており、いかなる場合においても取締役会の独立性を明確に損なうことはない。）の補佐を得て、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。

2022事業年度に関して、2018年から既に行われているとおり、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、下記「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、やはり例年通り、ボード・レビューは、「同僚同士のレビュー」方法に従って、すなわち、取締役会の全体としての機能だけでなく、各取締役によりもたらされた貢献の仕方及び内容も評価することによって、実行された。

取締役会に関するボード・レビューは、最初に、各取締役により記入された質問表（取締役会の全体としての規模、構成及び機能に関するもの）を用いて行われた。質問表から生まれた最も重要な問題、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。法定監査役会の構成員も、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果たした。

特に、質問表及び面接は、(ⅰ)2021年ボード・レビューの最後に共有された行動及び実際に達成された内容に関するフォローアップ分析、(ⅱ)３年間の全任期を通した発展について取締役が意見を表明することができる期末レビュー、(ⅲ)企業戦略の決定並びに内部統制及びリスク管理制度の効率性及び有効性に関する確認等、主要な問題に関する取締役会の有効性、(ⅳ)とりわけ情報フローの完全性及び迅速性、議事録の質、並びに取締役会事務局及び経営陣トップによるサポートに関する取締役会会議の組織及び運営、(ⅴ)当社及び当グループの戦略及びビジネスモデルにおける持続可能性原則の実施並びに取締役会で持続可能性の問題に払われる注意（特に、気候変動を含む。）、(ⅵ)取締役会の議論及び採用された意思決定プロセスの原動力、(ⅶ)特に会長及び最高経営責任者に注目した、取締役の役割及び責任、(ⅷ)委員会の構造及び機能並びに取締役会のサポート業務の有効性、に関するものであった。

取締役はまた、取締役会の刷新を考慮して、エネルの取締役会について最適であると考えられる規模及び構成に関する指針を任期が満了した取締役会が作成するにあたり役立つよう、取締役会及び取締役会委員会の規模及び構成について意見及びコメントを表明する機会を与えられた。

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国際的なベストプラクティス（スペンサー・スチュアート・イタリア・エスアールエルによる詳細な発表において総括されている。）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、イタリア及び海外の主要な上場会社と比較するベンチマーク分析の両方を行った。

2020年５月14日に開催された定時株主総会において任命された取締役会の任期の３年目であった2022事業年度のボード・レビューの結果では、エネルの取締役会及び委員会の運営について前向きな評価が総合的に強調されており、コンサルティング会社によって確認されたとおり、エネルの取締役会及び委員会がコーポレート・ガバナンスに関する国内外のベストプラクティスに従って効率的かつ透明性をもって機能していたことを実証した。

2022年中に在任していた取締役会は、2020年に大幅な構成変更を行っており、その当初の機能に対するパンデミックの影響は否定できないものの、取締役はかなり前向きな環境の中で活動していたことを強調しており、特に任期の３年目には取締役会及び委員会への出席率の増加により、その傾向はますます強くなった。

以下の強みは、コンサルティング会社が行った分析により浮上したものである。(ⅰ)取締役が、2022事業年度に実施された数々の活動に対して、全般的なコンセンサス及びポジティブな満足度を示し、議題がより構造化され、経営課題への関与が改善されたことに感謝の意も表したこと。(ⅱ)取締役会での議論が、取締役の絶対的な独立精神の恩恵を引き続き受けており、同じ取締役の能力や視点の多様性及び補完性が扱われる主要議題の分析を効果的に充実させ、経営陣が企業戦略の作成のために有益な見識を収集することを可能にしていることが強調されたこと。(ⅲ)議長が、リーダーシップという点で自らの役割を強化し、コミットメント及び権威をもって情報フローの効率的な管理及び取締役会の活動の秩序だった遂行を確保したこと。(ⅳ)委員会が実施した活動の質及び委員会による取締役会の活動へのサポートが、満場一致で賞賛される結果となったことが確認されたこと。(ⅴ)取締役会の秘書役による支援及び企業体質全体が非常に高く評価されていることが確認されたこと。(ⅵ)導入プログラム、特にサイバー・セキュリティ及びグループ・リスク・ガバナンスに特化したセッションが全面的に評価されたこと。(ⅶ)持続可能性に関する問題はより深められ、結果的に企業戦略に組み込まれていること。

加えて、2022年中にコンサルティング会社が行った分析により、新たな取締役会のマンデートの発動をより効果的にする上で着目すべきいくつかの問題が明らかになった。この点については、以下に留意されたい。(ⅰ)コーポレート・ガバナンス・モデル、取締役の役割及び責任、コンプライアンス、上場会社に関する参照規則、内部統制及びリスク管理のシステム、サイバー・セキュリティ等のテーマを忘れることなく、当グループの事業及び参照市場の進化シナリオに関する具体的なセッションを含む適切な研修計画を構築することが重要であること。(ⅱ)新任の構成員との間（及び新任の構成員同士の間）において相互作用を促進するために、全ての取締役が対面で取締役会に出席することを確保するとともに、定期的な非公式な会合を開催すること、並びに取締役、法定監査役及び第一線の経営陣が出席する戦略的なサミットを毎年開催するベストプラクティスを維持することが重要であること。(ⅲ)取締役が利用しやすいようにするため、取締役の活動を支える文書化の仕組みの簡略化、並びに付随するプレゼンテーション及び情報ノートの総括の標準化に向けて、既に成功裡に始動しているプロセスを完了させる必要があること。

さらに、2022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・コードの推奨事項（自らの組織規定にも明示されている。）に沿って、2023年３月、任期が満了した取締役会は、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規模及び構成に関する指針をエネルの株主に対して表明したことに留意されたい。これらの指針は、取締役会の刷新のために招集された株主総会に合わせ、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。

これらの指針は、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、下記「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必要と考えられる管理者としての及び職業上の経歴及び能力の特定について規定している。

最後に、エネルは常に、当グループの従業員の声に耳を傾けることを目的としたイニシアチブを慎重に推進してきたことを再認識されたい。とりわけ2022年10月、「公開聴取」と題されるプログラム（すなわち、年間を通じて社内環境を定期的に調査することを目的としたグローバル・リスニング・チャンネル）が開始された。当グループの従業員の75%超が初回の調査に積極的に参加し、精神的な領域、ウェルビーイング並びに個人的としての満足度及び仕事に対する満足度に特別な注意を払った新たな「エネルのあるべき姿」を構築するにあたり有益な情報をもたらした。

2022年において、エネルはまた、総合的な満足度にそれぞれ影響を与える８つの柱に基づく「ウェルビーイング」のグローバルモデルを確立した。ウェルビーイングを測定し、最も適切と思われるイニシアチブを特定するために、特にモチベーションの測定に焦点を当てたグローバル・ウェルビーイング調査が2022年10月に実施され、目的意識、統制感、人間関係及び自律性の４つの側面において低下が見られた。本イニシアチブの終了時には、当グループの全ての関係者に対して主なエビデンスを説明するために、エネル・グループが業務を行っている各国の経営陣が共同で実施するウェビナーを通して、結果の共有が2023年中に行われることが予想される。

2022年には、多文化国際チームの関与により、グローバル・ウェルビーイング計画も策定され、年末にはエネル・グループの全ての従業員を対象とした「グローバル・ウェルビーイング・プログラム」の始動へとつながった。プログラムの第１期（心理及び人間関係に関するウェルビーイング並びに感情的知性に焦点を当てている。）は、関係者が任意で以下のツールを用いることを可能にした。すなわち、(ⅰ)自らの感情的、身体的、社会的な状態を自己評価するための匿名検査、(ⅱ)人間関係のウェルビーイング向上を目的とした同僚とのミーティングを計画するためのツール、(ⅲ)自らのウェルビーイングに影響を与える行動について意見交換することを可能にする「ウェルビーイング・アドバイザー」、(ⅳ)集中力、ストレス管理、社会的関係の重要性に関するウェビナーである。年間を通じてウェルビーイングの文化を広めるため、隔月で発行する「グローバル・ウェルビーイング・ニュースレター」も作成された。

最後に、2022年に「ウェルビーイング・アンバサダー」と称される職業適応指導を担う新たな役職がイタリアで導入され、その研修コースは当グループが業務Fを行う他の国々においても開始された。

1.12 取締役会の就任及び変更

取締役会の組織規則に含まれる規定に基づき、議長は、秘書役の支援を受けて、全ての取締役及び監査役が、選任後及び任期中、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、当社及び当社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からも）についての十分な知識を取締役及び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、2020年５月14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、及び取締役会の構成の大幅な変更を考慮して、2020年下半期に、当社は、17のセッションから構成される広範な誘導プログラムを設け、特に、当社グループの組織の機能及び直面する主要な課題を可能な限り早期に十分に認識するための適切な情報取締役に提供することを目的としたが、これに法定監査人もかかわった。このイニシアチブに続いて、取締役及び監査役がコーポレート・ガバナンス及び気候変動に関する最新の情報を得るための詳細で綿密な分析が行われ、後者については、資格を有する外部の専門家の支援もあり、さらに能力を高めることを目的として、2021年を通して導入プログラムが継続された。2022年には、サイバー・エマージェンシー対応チーム（CERT）の組織構造に対する詳細な調査において明らかとなった、サイバー・セキュリティの分野でエネルが採用した戦略及び予防措置、並びに当グループが採用したリスク・ガバナンス・モデルに関して、さらなる具体的な誘導策が取締役及び法定監査役を対象に推奨された。

最後に、最初のボード・レビュー（2004年に実施）の結果として導入されたイニシアチブに続いて、2022年には、年間戦略サミットも開催された。これは、10月に開催され、専ら取締役会及び法定監査役会のメンバーが当グループの様々な事業部門における中/長期的戦略の分析及び詳細な評価、並びに2023-2025年事業計画草案の説明が行われた。

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、ジェンダーに基づきながらも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、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見地から検討することのできる、複数の適格な視点を実体的に生かした決断を行うことにより、自身の機能を最も効果的に遂行することを目的としている。

かかる多様化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的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化の価値評価は、当グループの従業員並びにエネルの取締役会及び法定監査役会のメンバーの双方にとって、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は、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。

・おおむね、取締役は非業務執行職であるべきで、法律及びコーポレート・ガバナンス・コードで定められた独立性要件を満たしていなければならない。最善の構成は、とりわけ、過半数が独立取締役であるということをもって特徴づけられる。
・ジェンダー間のバランスについて定めた法律の規定が実効性を持たなくな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1/3以上が代表の少ないジェンダーに属する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特性を考慮し、1/3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。
・経営陣の継続性と刷新の間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保証されるべきである。

・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在するよう、経営的、職務的、学術的あるいは機関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。

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、これまでの数回の変更に際して、取締役会は自ら候補者票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変更される場合、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ベネフィット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。

この点に関して、2022事業年度の財務書類の承認をもって任期が満了した取締役会は、2023年５月に開催された定時株主総会による取締役会の変更を考慮して、取締役会の最適な規模及び構成に関する指針を株主に提供する際、多様性方針において定められた基準を明示的に考慮したことに留意されたい。2022年中に在任していた取締役会の構成は、各種多様性に関する方針の目標におおむねかなっている。

指名・報酬委員会はまた、組織の規則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、下記「委員会－指名・報酬委員会－任務」を参照のこと。）において取締役会に取締役に就任する候補者を提案することを求められたときには、株主から提出された提案（もしあれば。）を検討して、多様性方針の規定についても考慮する。

さらに、エネルは既に長期間にわたって会社組織全体においてジェンダーにかかわらず実質的な処遇及び機会の均等を全組織で推進し、また以下に記載する措置によってどのような結果が達成されたかを確認している。

実施された措置は、キャリアパスにおける全段階、すなわち、入社の瞬間、責任のある地位におけるエンパワーメント及び成長並びに現役期間に影響を及ぼす可能性のある個人的及び職業的生活の特定の時期における特定のニーズへの配慮に関するものである。各個人の独自性の認識に基づいて、給与格差及び包括的で偏見のない行動を普及させることに重点を置いている。

男女共同参画支援活動の一環として、エネルは2015年に国連グローバル・コンパクトと国連女性機関がジェンダー間の平等を促進することを目指して推進しているイニシアチブである「女性のエンパワーメント原則」に賛同し、事業における女性のための平等な労働環境の促進に関する７つの主要原則を採用した。同年、エネルは「ダイバーシティ及びインクルージョン」に関する具体的な企業方針を採用した。

かかる方針は、差別の撤廃、あらゆる種類の多様性に対する機会の平等及び尊厳の平等、包摂並びにプライベートの生活と職場での生活のバランスを基本原則として掲げている。かかる方針は現在も、とりわけジェンダー、年齢、国籍及び障害に関して、当グループの全てのプロファイルにおいて多様性を促進し、企業組織において包摂の文化を広めることの重要性を確認することを目指した具体的イニシアチブを奨励し、「多様性と包摂」に関連した当グループの活動を導く上での基準点となっている。

特に、ジェンダー間の機会均等を促進するために、当該方針は以下を目標とした具体的措置を特定している。

・人事的「配置」及び「採用」のプロセスにおいてジェンダー間の公正な配分を確保する。これによって、過去数年にわたり外部からの候補者の中での女性の割合が持続的に増加しており、2022年には50%を超える水準に達した。
・いわゆるSTEM（すなわち、科学、技術、エンジニア、数学）学部での女性の修学を促進するプログラムを構築する。この点に関しては、エネル・グループが業務を行っている主要な国で進行中の数々のプロジェクトに加えて、世界的な「バック・トゥー・スクール」プロジェクトに注目すべきであり、これに関わる女子学生の全体数はここ数年で着実かつ顕著に増加している。
・エネル・グループが業務を行っている全ての地域において活動している「ペアレント・プログラム」プロジェクトを通じて、かつ地域の法規制よりもいっそう先進的な様々なイニシアチブ及び活動並びに出産休暇の日数に関する世界的な最低基準の制定を通じて、育児を行っていける環境を整備する。

同じくジェンダーの多様化に関して、給与の公平性及び管理職に就く女性の成長を促進するための具体的な措置が実施されており、地域レベル及び世界レベルで女性のエンパワーメントを支援するイニシアチブも推進されている。

プライベートの生活と職場での生活の間の柔軟性及び統一を促進することを目的として、当グループが業務を行っているほぼ全ての国で数年前からスマート・ワーキングも実施されており、2020年からは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、2022年には36,000名を超える従業員がこのような働き方の恩恵を受けた。

近年、コミュニケーション・キャンペーン及びその目的のための世界的及び地域的なイベントを通じて、各レベル及び各組織で包摂の文化を普及し強化するための啓蒙活動も強力に展開されている。特に、当グループが業務を行っている全ての国を対象とした、偏見の問題に関する啓発キャンペーンが2022年に終了した。同様に、職場におけるハラスメントに関する臨時の研修コースが、当グループの全従業員に対して提供された。

さらに、職場におけるハラスメントの防止に関しては、まず2019年に「グローバル・ワークプレイス・ハラスメント・ポリシー」、そして2020年に「ハラスメントに対する声明」が発表されたことに留意されたい。これらの文書は、機会均等及び無差別の原則を想起させ、個人の尊厳を保護し、組織内のウェルビーイングを促進することにますます注意を払うようになっている企業状況の中で、各人の精神的・身体的な統合性、名誉及び個性を尊重することの重要性を強調するものである。

これらの原則は、2022年に当グループが業務を行っているいくつかの国々で署名された覚書である「人に関する規約」においても言及されており、人がその潜在能力を十分に発揮できるように、健康的、安全、刺激的かつ参加型の企業エコシステムにおいて、人のウェルビーイング及び健全性に配慮することが重要であると強調されている。

「多様性及び包摂」の観点から達成された結果は、様々な種類の「主要パフォーマンス指標（KPI）」に基づいて測定され、エネル・グループが業務を行っている全ての国を対象とした報告書が四半期毎に作成されている。当グループの持続可能性計画には複数のKPIが含まれ、採用プロセスにおける女性の割合、「STEM」に関する啓蒙イニシアチブに参加する女子学生数、管理職及び中間管理職における女性の割合、並びに管理職の後継者育成計画における女性の割合に関して目標を定めている。

この後者の目標については、各管理職の後継者候補に女性を少なくとも50%含めることを確保することを目指した基準を導入したことにより、2022年には、後継者育成計画に含まれる女性の割合が2021年と比較して約3.4パーセント・ポイント増加した。

「人事及び組織」部門に関しては、「グローバル・インダストリアル・リレーションズ、福祉及びウェルビーイング」ユニットに設けられている「福祉及び多様性管理」という名称のユニットが、これらの課題に関する世界的レベルでのガイダンス及び調整の機能を担っている。

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、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。2022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、保持し、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、2022年報酬方針及び2021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。

2022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、2023年報酬方針及び2022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 組織及び業務規則

2022年中に在任していた取締役会は、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・ガバナンス及び持続可能性委員会
・関係当事者委員会
したがって、報酬及び指名に関する責任（指名に関してはこれまではコーポレート・ガバナンス委員会に委ねられていた。）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提言に従い、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・報酬委員会並びに統制・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（会長を含む。）は、独立取締役である(7)。

(7) 指名・報酬委員会及び統制・リスク委員会は、2014年６月以降、事実上、全員独立取締役で構成されていることに留意されたい。

・コーポレート・ガバナンス及び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。
・関係当事者委員会は、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企業の部門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係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、報酬委員会がコンサルタントが自己の判断の独立性を事実上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、関係当事者委員会は、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起草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・ガバナンス及び持続可能性委員会の各委員長は、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、委員会の会議後最初の取締役会会議中に報告する。
各委員会の会議には、法定監査役会会長又はその他の指名された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、当社の機能の代表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」部門の責任者も出席し、指名・報酬委員会の会議には、通常、人事及び組織部門の責任者も出席する。いかなる取締役も、自身の報酬に関して取締役会に提出される提案に対する決議の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（電気通信による場合もある）が記載された招集通知は、原則として、各委員会のメンバー、監査役会の正会員、及び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、2022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稀なケースでは、各委員会の議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。委員会の議長は委員長が不在若しくは障害がある場合は最も年齢の高い委員が務める。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過半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メンバーの１名又は複数名が関連当事者との取引の相手方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にも記載される。
・各委員会の会議は、議事録に記録され、会議の議長及び書記が署名し、書記が時系列に保管する。

さらに、2023年５月10日に開催された株主総会を受けて、新たな取締役会が、その次の会合において、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設置したことに留意されたい。

2.2 指名・報酬委員会

構成

2022年、指名・報酬委員会は、アルベルト・マルキ（委員長）、チェザーレ・カラリ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ及びアンナ・チアラ・スヴェルトから構成され、全員が独立取締役としての資格を備えていた。取締役会は、アルベルト・マルキ及びチェザーレ・カラリが、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及び特殊な職務を担うその他の取締役並びに戦略的責任を負う執行役員の報酬について、その評価及び決定に関して、適正な調査を通じて、取締役会を補佐する責任を有している。

特に、2021年２月に最後に改正された組織の規則に従い、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、以下の任務を行う。

・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取締役会の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、委員会は取締役会議長と連携して行動するものとする。取締役会議長は、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・レビュー過程の妥当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こと。
・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こと。
・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こと。
  －現任の取締役会が選任を行う場合
  －取締役会の変更が行われる場合で、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出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立候補者を自ら表明する可能性があると予想される場合
  －取締役会の変更が行われる場合で、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・ガバナンス及び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、当社の活動が、確実に規則に従って適切に管理されるよう、とられるべき行動が規定される、非常事態計画の草案作成（必要に応じて更新）にあたり取締役会を支援すること。
・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、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性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こと。

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助し、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こと。
・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こと。
・財務書類の承認のために招集される年次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こと。

さらに、報酬委員会としての権限により、任務の枠内で、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奨励制度（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・コードにより推奨された任務に加え、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部門を支援する任務を遂行することができる。

2022年度の当委員会の活動

以下の表は、2022年度に開催された指名・報酬委員会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1	2	3	0	0	1	0	0	1	0	2	1

合計　　11回
平均開催時間　　２時間30分

これらの会議には、その構成員全員（並びに法定監査役会の会長及びしばしばその他の通常の構成員）が定期的に出席したが、指名・報酬委員会も（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、報酬委員会としての権限により、以下を行った。

・2021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。
・2022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、2022年の報酬方針及び2021年に支払われた報酬に関する報告書の草案を作成した。
・2022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、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、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。
・エネル・グループの一般的な管理職層にMBOを割り当てるプロセスの性質を分析し、戦略的責任を負う執行役員に対して2022年に割り当てられた相対的な目標について、最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに割り当てられた目標との整合性を確認した。

・2022年の報酬方針及び2021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2022年LTIプランについての株主総会の投票の結果を分析し、その分析に基づき(ⅰ)2023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2023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。
・FTSE-MIB及び一部の欧州市場における発行体（これらの発行体の経営陣トップの変動報酬における株式要素の比重も考慮した。）の間において、「株式保有ガイドライン」の普及に関する詳細な調査を行うとともに、エネルの最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び戦略的責任を負う執行役員に適用される具体的な「株式保有ガイドライン」の作成に向けた作業を開始した。
・2022年５月19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、指名委員会としての権限により、以下を行った。
・2021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。
・2022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督機能を果たし、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

2022年、統制・リスク委員会は、チェザーレ・カラリ（委員長）、サミュエル・ロイポルド、アルベルト・マルキ及びミレッラ・ペレグリニから構成され、全員が独立性要件を備えていた。取締役会は、チェザーレ・カラリ、サミュエル・ロイポルド及びアルベルト・マルキが、経理及び財務並びにリスク管理に関し適切な経験を有することを確認した。加えて、同委員会は全体として、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のに充分な専門知識を有する。

任務

統制・リスク委員会は、内部統制・リスク管理制度、並びに定期財務報告書及び定期非財務報告書の承認に関する取締役会の評価及び決定を、十分な調査によって補佐する役割を有している。

特に、直近では2021年２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こと。
・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こと。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事業モデル、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充分に説明できているか評価すること。
・法令第254/2016号に基づく非財務報告書と持続可能性報告書（可能であれば一つの文書にまとめる）に記載された内部統制及びリスク管理システムに関する問題を検証し、これを踏まえて、取締役会に事前意見を提出し、承認を求めること。
・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こと。
・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」部門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こと。
・「監査」部門の独立性、的確性、有効性及び効率性について監査すること。

・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、「汚職ゼロ・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うる修正又は補完を評価すること。
・実行した取組み並びに内部統制及びリスク管理制度の妥当性について、少なくとも６ヶ月に１度、取締役会に報告すること。
・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こと。
・取締役会により割り当てられた追加任務を遂行すること。

当委員会は、「監査」部門に対し、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、法定監査役会会長、取締役会会長、内部統制及びリスク管理の構築及び維持を担当する取締役に通知するが、この者の仕事が要請した検査対象に特に関連していた場合を除く。

2022年度の当委員会の活動

以下の表は、2022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	0	3	1

合計　　14回
平均開催時間　　２時間50分

かかる会議には、全委員が原則として出席し、いつも法定監査役会との共同会議として開催されてきたが、統制・リスク委員会は、以下の主な活動を行った。

・「監査」部門の権限を定めた文書（いわゆる「監査規定」）をアップデートする提案を検証及び承認し、取締役会に提出して承認を受けた。
・2022年について「監査」部門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。
・2021年中に実施された監査活動の会計処理を評価し、これについて、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き、好意的な意見を表明した。最終的には、2023年２月、委員会は、2022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妥当性並びに有効性について、同様に好意的な意見を表明した。
・「監査」部門の自律性、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。
・2023-2025年事業計画が承認されたことを踏まえて、かかる計画に基づく目標に則した当社の経営と主要な事業リスクとの適合性を評価した。
・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2021年及び2022年の最初の６ヶ月間に実行された2022年事業計画並びに監視及び監督業務を検証するために、エネルのSBに数回にわたり会った。かかる会議において、委員会はSBの通常機能、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正について発表された好評価を認識した。
・主な会計上の決定、最も重要な会計基準、並びに2022年中に取締役会の承認を受ける定期的な財務報告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、2021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。
・2021事業年度のエネル単独の財務書類及びエネル・グループの連結財務書類並びに2022年６月30日現在のエネル・グループの半期財務報告に関し、企業会計書類の作成を担当する最高経営責任者及び経営幹部が公表する発行物につき、エネル・グループの企業報告の過程に関する内部統制制度のライン監視並びに独立した検査及び評価の結果を検討した。

・2021事業年度についての法令第254/2016号により規定された連結非財務書類と同時に、同事業年度の持続可能性報告書を検討し、その職責の範囲において、内部統制及びリスク管理制度の目的に関する同書類の内容について肯定的な意見を表明した。
・倫理規定に基づき2021事業年度及び2022年の第１期中に受領した報告書を評価した。
・EU非加盟国の法律に準拠して設立されたエネル・グループの会社の会計の透明性、組織構造の妥当性及び内部統制制度に関する法規制の遵守が継続的に行われていることを確認した。
・当社及び当グループの組織上、事務管理上及び会計上の構造の適切性を評価するにあたり、取締役会をサポートした。
・(ⅰ)国際事業ラインである「エネル・グリーン・パワー及び火力発電」、「エネルX・グローバル・リテール」及び「エネル・グリッド」、(ⅱ)スタッフ部門である「通達」及び「人事及び組織」並びに(ⅲ)イタリア並びにヨーロッパ、北米及びイベリアの各マネージャーと、実行された業務、それぞれの責任の範囲で存在するリスク、及びそれらの影響を軽減するために用いられる手段についての更新のために、会合した。
・当グループの金融負債、並びにイタリアにおける特定の規制側面に関するリスク、当グループの最も重要な訴訟及び工場のサイバーセキュリティについて、具体的に詳細な分析を行った。とりわけサイバーセキュリティに関しては、エネル・グループ全体のサイバーセキュリティ管理システム（いわゆるサイバーセキュリティ・フレームワーク）を定め、重大事象の管理について規定する会社の主な手続の内容について、委員会が分析を行った。

2.4 関連当事者委員会

構成

2022年中、関連当事者委員会は、アンナ・チアラ・スヴェルト（委員長）、サミュエル・ロイポルド、マリアンナ・マッツカート及びミレッラ・ペレグリニから構成され、全員が独立性要件を備えていた。

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、随時関与のありうる、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。最後に、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た場合に、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、下記「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。

2022年度の当委員会の活動

以下の表は、2022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	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0

合計　　１回
開催時間　　１時間30分

唯一開催された関連当事者委員会の会議には、委員の全員（及び法定監査役会のメンバーの過半数）が出席し、「重要な取引」及び集計された「重要でない取引」について、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。

2.5 コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会

構成

2022年中、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会は、ミケーレ・クリストモ（委員長）、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ及びマリアンナ・マッツカートから構成され、全員が独立性要件を備えている。

任務

コーポレート・ガバナンス及び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(8)の問題に関する取締役会の評価及び決定を、提案的及び諮問的な事前機関として補佐する。この点に関して、関連する組織の規則に対する直近2021年２月の修正に準拠し、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会は、以下の特別な任務を担当している。

(8) 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、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こと。
・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・コードに基づく提言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こと。
・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こと。
・ボード・レビューに関する指名・報酬委員会の予備的権限、及び関連プロセスの適切性と透明性を確保するという取締役会会長に委託された任務を侵害することなく、担当のコンサルティング会社が作成した報告書にまとめられているボード・レビューを分析し、取締役会によるその後の共有を考慮して、管轄する問題について何らかの見解及び/又は提案を作成する。
・指名・報酬委員会と協働して、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に辞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こと。
・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、辞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こと。
・年次財務書類に含まれるコーポレート・ガバナンスに係る年次報告書を予め検証すること。
・当社の事業に関連する持続可能性関連の事項並びに後者及びその株主の間の相互作用ダイナミクスを監視すること。
・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重要な型（当グループの事業戦略に基づいて利害関係者にとっての優先事項を特定する。）を検証すること。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こと。
・持続可能性方針の実施方法を検証すること。
・エネルを主要な持続可能性指数に含めること、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こと。
・法令第254/2016号により規定された非財務書類及び持続可能性報告書（可能であれば一つの文書にまとめる）の全体の構成及び内容の構成、当該書類による情報の網羅性及び透明性、並びに採用された報告基準に規定された原則との一貫性について検討し、この点に関して、それらを承認するために招集される取締役会に対して事前に意見書を提出すること。

・株主に関係がありそうな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、「汚職ゼロ・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こと。
・取締役会により割り当てられた追加任務を遂行すること。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。

2022年度の当委員会の活動

以下の表は、2022年度に開催されたコーポレート・ガバナンス及び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	0	0	0	0	0	0	1	0	2

合計　　6回
平均開催時間　　1時間45分

全委員（法定監査役会の会長及び多くの場合は他の通常のメンバーも出席した。）が規則どおりに出席したかかる会議において、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員は、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９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提言を検討し、2021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。
・2021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。
・国内及び海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起草した定期ベンチマーク分析を検討した。
・当グループのコーポレート・ガバナンスの基礎となる一定の原則を定め、さらにそれによって取締役の利益相反及び関連当事者との取引に関する共通のルールを定めた、当グループの会社が所在する各国の法制度と整合性があり一律に適用される「エネル・グループ・コーポレート・ガバナンス・ガイドライン」について、提案されたアップデートの内容及び目的を承認した。
・非業務執行取締役がコーポレート・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する目的で、商業的、財務的又は専門的関係の重要性及び追加報酬を評価するためにFTSE MIB指数の構成企業が用いる基準のベンチマーク分析の結果を検討した。
・2021事業年度について法令第254/2016号により規定された連結非財務書類と同時に、同事業年度の持続可能性報告書を検討し、一般構造、関連内容の構成、かかる文書に記載された情報の完全性及び透明性、並びに採用された報告基準に規定された原則との一貫性について、その責任の範囲において、肯定的な意見を表明した。
・2021事業年度についてのエネル・グループの連結財務書類に含まれる予定の、持続可能性に関する主要な記述を検討した。
・重要性の分析及び2023-2025年持続可能性計画のガイドラインを検証し、また2022-2024年持続可能性計画の実施状況を監督した。
・2022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。
・持続可能なファイナンスに関する欧州行動計画の進捗状況、並びに「コーポレート持続可能性報告書」についての指令及び「コーポレート持続可能性調査概要書」に関する各提案の進捗状況を検討した。

3. 法定監査役会

3.1 現在の構成及び任期

本書提出日現在の法定監査役会は、2022年５月19日の定時株主総会により選任され、以下の正規メンバーから構成されていた。

・バルバラ・タドリーニ　法定監査役会会長
・ルイージ・ボレ
・モーラ・カンプラ

バルバラ・タドリーニは、18の機関投資家（その時点では当社の株式資本を合計1.32%保有していた。）の集団により提出された候補者名簿から指名され、株主総会で代表される株式資本の少数派（当社の議決権付株式資本の約7.47%）により投票されたが、その一方で、モーラ・カンプラは、株主である経済財務省（その時点では当社の株式資本を23.59%保有していた。）により提出された候補者名簿から指名され、株主総会で代表される株式資本の多数派（当社の議決権付株式資本の約92.16%）により投票された。最後に、ルイージ・ボレは、株主である経済財務省により提出された候補者を基にした候補者投票において法的過半数を獲得し、選任された(9)。

(9) この点について、2022年５月19日に開催された定時株主総会において法定監査役会が一新された際、経済財務省及び18の機関投資家のグループが法定期限内に提出した候補者名簿に記載された候補者の総数が、当社の付属定款に基づいて選任されるべき常勤監査役の数に達しなかったことに留意する必要がある。これは、経済財務省が提出した候補者名簿に記載された常勤監査役の最初の候補者であるロレンツォ・ポッツァが立候補の取り下げを申し出たためである。株主である経済財務省は、この取り下げを当社に通知する際、同時にルイージ・ボレ氏が常勤監査役に立候補したことを告げ、同氏は上記株主総会において、法定監査役会の選出のための投票に続いて法令に定める多数決に付された。

上記の正規の法定監査役の簡潔な職務経歴は、「当社のウェブサイトwww.enel.com 上で閲覧可能な2022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添付された表２」に記載されている。

現在の法定監査役会の任期は、2024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。

2022年中、バルバラ・タドリーニ（前述のとおり再任が確定）、ロミナ・ググリエルメッティ及びクラウディオ・ソットリーヴァ（いずれも正規メンバー）からなる従来の法定監査役会は、2021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事業年度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（会長の職務に就く資格を有する。）及び補欠の法定監査役（現職者が任期終了前に退任した場合は会長の職務に就く。）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、取締役職に係る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、（正規の監査役及び補欠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年に行われた変更以降、常勤監査役の40%以上をより代表されていない性別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、候補者の個人的な特徴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。

法定監査役会全体よりも少ない人数が選任されている場合、株主総会は、法律で要求される多数派に従い、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派株主の代表性を規定する法原則の遵守及び
・ジェンダー間のバランス

適用ある法律によると、法定監査役会のメンバーは、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、2022年５月（すなわち、2022年５月19日の定時株主総会において選任されたメンバーが就任した際）、及び最終的には2023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、自発的にかつ独立して行動している。

3.3 任務及び権限

法律により課せられる（本書の導入部「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提言に従い、法定監査役会は、

・「監査」部門に、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に従って「監査委員会」としても行動する。

3.4 法定監査役会

以下の表は、2022年度に開催された法定監査役会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1	3	3	4	2	3	2	0	1	1	3	1

合計　　24回
平均開催時間　　３時間

会議には、通常、全ての正規の法定監査役及びイタリア監査裁判所（Corte dei Conti）を代表する裁判官が出席した。

3.5 法定監査役会の機能の評価

2022事業年度末及び2023年の最初の２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のと同様にして、スペンサー・スチュアート・イタリア・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年には、エネル・グループとさらなる専門的な関係を限定的に持つが、いずれにせよその独立性を具体的に損なうことはない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（取締役会のボード・レビューの方法及び結果については、上記「取締役会－取締役会及びその委員会の機能の評価」を参照のこと。）。

これは、コーポレート・ガバナンス・コードの下での具体的な提言はないものの、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。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、法定監査役会の全体としての機能だけでなく、各法定監査役によりもたらされた貢献の仕方及び内容も評価することによって、実施された。

法定監査役会に関するボード・レビューも、各法定監査役による質問表（法定監査役会の全体としての規模、構成及び機能に関するもの）の記入を通して行われた。質問表の記入の後には、質問表から生まれた最も関連する側面、並びに貢献の仕方及び内容という観点での各法定監査役の参加度合いの両方について深く分析するためにコンサルティング会社による個人面接が行われた。

現行の規制により法定監査役会に委任された多くの重要な任務を考慮し、質問表及び面接は、(ⅰ)経歴、スキル及び経験の観点から見た法定監査役会の規模及び構成、(ⅱ)役割、すなわち法定監査役会の任務の適切な実行を識別する主要な側面、(ⅲ)特に情報フローの完全性及び迅速性、議論の活発さ、採用された意思決定プロセス並びに議事録の質に関して、法定監査役会の会議の組織及び運営、(ⅳ)法定監査役の結束及び強調度合い、並びに取締役会及び経営陣トップとの関係の質、(ⅴ)割り当てられた任務及び責任の認識、並びに支払われる報酬の適切性に関するものであった。

2022年のボード・レビューの結果は、最近一新された法定監査役会の規模、構成及び機能について、法定監査役が全員一致で適切と判断した旨を表明したこと、並びに新たに選任された２名の法定監査役については、エネル・グループのような複雑で重要な現実を迅速に学びながら、メンバー間の相互面識のプロセスが進行中であることを示している。法定監査役会は、2022年５月19日の定時株主総会で決議された交替を機に構成が大幅に変更されたが、効果的で、効率的で、基準となる規制枠組みに沿った運営方法を採用できている。議長は再任されてから、新しいメンバーの研修を可能な限り円滑に行うよう努力したため、継続性は保証されている。

特に、2022事業年度のボード・レビューによると、以下の強みが明らかになった。(ⅰ)法定監査役会は専門的な準備と協力への意欲が高く評価される会社の有能な組織機構との有益な相互作用のおかげで、法律により委託された監督機能を時間どおりに遂行した。(ⅱ)情報の流れが一定であり、法定監査役は、関係する全ての組織構造が協力を重視していることを全員一致で認識している。(ⅲ)議長は、包括的なアプローチによって優先順位を定め、議論を円滑に進める等、法定監査役会の業務を設定及び管理する能力について、同僚から全員一致で評価されている。(ⅳ)会議中の議論が、文書の事前の詳細な分析に基づいたオープンで建設的なものであると認められ、意見表明が完全に自由にできる雰囲気や、相互に聞きあう姿勢、合意点を探る能力、各法定監査役の貢献度の向上に寄与する要素が、プラスに働いている。(ⅴ)法定監査役会が、落ち着いた雰囲気の中で、特色のある補完的なスキル及び高水準の専門知識の相互認識に基づいて活動しており、また、自身の役割及び活動範囲に関する明瞭なビジョンを有していること。(ⅵ)法定監査役会の規模が適切で、その構成が多彩な経歴を持つ人材で特徴付けられており、それが（年齢、ジェンダー、スキル及び職歴により）様々な分野を監督する法定監査役会自体の能力に適していること。(ⅶ)「会社業務」部門の支援が正当に評価されていること。

コンサルティング会社が作成した分析では、法定監査役会の活動を任務の過程でさらに効果的にするために焦点を当てるべき事項も明らかになった。その中で、次のような機会が特に強調された。(ⅰ)各法人の会合にできる限り法定監査役本人が出席するようにし、相互の知識を深め、統制活動を担当する法人機能と交流する習慣を作ること。(ⅱ)厳選された数の導入セッションを計画及び実施することにより、エネル・グループの事業に関する知識をさらに深めること。(ⅲ)会議の議題を計画するにあたり、法的義務に関わる活動のみならず、2022年にあったような、その年に生ずる具体的な問題に対処する必要性についても考慮すること。(ⅳ)法定監査役会の会議のための文書を参照する際に使用するITプラットフォームの機能の一部について、より使いやすくするために改善の可能性を検証すること。

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、ジェンダーも基礎とした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、上記「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1/3が、最も代表されてい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1/3が、最も代表されていないジェンダーに属するメンバー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活動に関する見地から、十分な国際志向の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ことが考慮されるべきである。そのような国際的な経歴は、意見の標準化及び「集団思考」の展開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の基準において評価される。
・継続性と刷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、当社が組織する誘導プログラムに参加するよう促される。
・法定監査役は、多様性並びに補完的な経歴及びスキルを混在させるべく、経営的／専門的／学術的あるいは機関的な経歴を有しているべきである。特に、少なくとも正規メンバー１名及び補欠メンバー１名は、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、会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。

多様性方針の実施方法に関して、エネルの定款は、法定監査役会の改選の観点で候補指名簿を提出する権利を取締役会に与えていない。こうして、方針は、専ら、法定監査役会全体を改選し又は関連する構成を統合する場合に株主から提出される候補者を志向し、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確保することを目的としている。

全体として、法定監査役会の現在の構成は、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。

3.7 報酬

株主総会は、法定監査役会の正規のメンバーの報酬を、能力、専門性、要求される努力、その役割の重要性並びにエネルの次元特性及び事業部門特性を考慮して、決定する。特に、2022年５月に定時株主総会は、職務を遂行するために必要な費用の償還に加えて、法定監査役会の会長は年間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

エネル及び当グループの内部統制及びリスク管理制度（以下「SCIGR」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。

SCIGR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・コードの提言を考慮に入れ、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報告書」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SCIGRの有効性の統合的評価から構成される。）と一致している。

実施されているSCIGR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、SCIGRは、会社資産の保護、会社手続の効率性及び実効性、法人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、SCIGR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一致した意思決定、並びにリスク、法律及び企業価値に関する適切な情報の普及に貢献している。実際、統制の文化は、当グループ規模の価値において重要な地位を占め、リスクの特定、測定、管理及び監視のための方法の展開及び適用において会社組織全体に影響を与える。

より具体的に、SCIGRは以下の特徴を有する。

・システム自体の効率性を最大化し、SCIGR自体に関与する主要な者の間で作業の重複を可能な限り削減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で、又は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軽減させるために、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制度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（及び第三者全般）が適用ある法律の規定及び／又は内部手続に対する潜在的な不正又は違反を報告できるための、国内の、そして国際的なベストプラクティスと一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、報告者が匿名のままでいることを確保することを目的とした特別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。

SCIGR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個々の事業ユニット又は当グループの会社がその過程において遂行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。
・「第２レベル」統制であり、特別の会社機能に委ねられ、典型的なカテゴリーのリスク（ほんの一例として、事業リスク、市場リスク（コモディティリスク及び金融リスク等）、信用リスク、戦略リスク、法的リスク及び（ノン）コンプライアンス・リスクを含む。）の管理及び監視を目的とする。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財務リスクの管理方針に関する詳細は、本店又は当社のウェブサイト上で一般に閲覧できる2022事業年度に係る年次財務報告書を参照のこと。

・内部監査活動（「第３レベル」統制）であり、SCIGRの構造及び全般的な機能の検査を目的とし、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。

SCIGR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。

SCIGR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を参照のこと。一方で、取締役会により、そしてSCIGRに関する統制・リスク委員会により2022年に行われた活動の詳細は、上記「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。

5. 企業会計書類の作成を担当する役員

2022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」部門の責任者（すなわち、アルベルト・デ・パオリ）により担われた。当社の定款に従い、当該役員は、法定監査役会との協議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。

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 財務情報及び非財務情報に関するリスク管理及び内部統制の制度

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別の内部統制制度を実施した。この制度は、当社の年次財務書類、当グループの連結財務書類、及び当グループの連結半期報告書の作成を監督するものである。

この制度は、当グループのイタリアの子会社の一部が租税協調的コンプライアンス体制に参加し、エネルが連結財務報告書に財務及び非財務の情報及びデータを統合的に表示することを決定したことを受け、企業報告のための内部統制プラットフォームに移行済みである。このプラットフォームにおいては、金融的性格を有するリスク及び統制は、協調的コンプライアンス体制に厳密に関連する限りにおいて、税務分野におけるリスク及び統制、並びにESG分野における主要パフォーマンス指標（以下「KPI」という。）の定義及び連結に固有のリスクに関連する統制とまとめられる。

具体的には、イタリアの税務当局に対して透明性のある協力的な態度を醸成するため、2017事業年度以降、エネルは、イタリアの国内法により定められた要件を満たす当グループの一部のイタリアの会社に、協調的コンプライアンス体制への参加を推進した。さらに、エネル・グループは、経済協力開発機構（OECD）のガイドライン及びイタリアの税法に沿った、「租税統制枠組み」（以下「TCF」という。）と呼ばれる税務リスクの個別的な検出、測定、管理及び統制制度のイタリア国内における漸進的な実施を誓約した。

TCF制度は、より広範囲に及ぶ内部統制制度の一部であり、そこからマッピング処理基準及びリスク測定指標を借用している。本有価証券報告書の提出日現在、協調的コンプライアンス体制への参加を認められた当グループのイタリアの子会社は、エネル、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー、セルヴィツイオ・エレットリコ・ナツィオナーレ・エスピーエー、エネル・エネルジア・エスピーエー、エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー、エネル・イタリア・エスピーエー、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー及びエネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエルである。2022年12月、イージーピー・エスピーエー及びエネル・グローバル・サービシズ・エスアールエルの参加プロセスが開始された。

エネルは、グループが事業を行う一部の外国において、現地の規則によって明確に義務づけられていない場合でも、TCFモデルの採用を拡大することを決定した。具体的には、アルゼンチン、ブラジル、チリ、コロンビア及びペルーにおいても、税務リスクの検出、測定、管理及び統制のための制度が実施された。

2021年以降、当グループのイタリア企業は、単一のVAT納税主体（「VATグループ」）を形成している。このため、VATグループを構成する企業のうち企業報告に係る内部統制制度に未だ含まれていないものは、いずれTCFに参加する見通しである。具体的には、2022年、エネル・ソール・エスアールエル及びエネルＸ・イタリア・エスピーエーの制度加入が始まった。

エネルはまた、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おり、会計結果と国連の持続可能な開発目標（SDG）の達成との強い相関関係を強調している。そのためエネルは、企業報告に係る内部統制制度を拡大して非財務リスクの管理を含め、この目的のために主要な非財務KPI（当グループのエネルギー移行目標に沿った脱炭素化、電化、インフラ許可、エコシステム及びプラットフォームに関連するSDG目標７、９、11及び13について）を定義し、まとめるための新しいプロセスを計画した。2021年及び2022年、企業報告に係る内部統制制度に組み込まれた非財務KPIの数は、さらに増加した。

したがって、かかる制度はプラットフォーム・モデルの採用を通じて、当グループが採用した国際会計基準に合致した開示とするため、企業報告に含まれる情報の信頼性、及び上述の会計書類を作成するプロセスの適切性の確保を目指す。

また、2021年には既に企業報告に係る内部統制制度に含まれる全てのイタリア企業をカバーしていたデジタルICRプロジェクトは、2022年以降、当該範囲に含まれる外国企業にも拡大された。このプロジェクトの主な成果は、以下のとおりである。

（ⅰ）独自かつ均質なリスクの一覧表（いわゆる「リスク・ライブラリ」）の定義と、それに関連する企業報告に係る内部統制制度の範囲内の全ての国への拡大。

（ⅱ）統制の合理化と「横断的統制」の概念の導入。これは、概要、統制者、提示された証拠及び頻度といった属性は同じだが、複数の企業及び／又は異なるプロセスを必要とする統制である。

（ⅲ）プロセス、リスク及び関連する統制間の相関ネットワーク（「デジタルERM」）の構築、並びに監視すべき重要リスク指標（「KRI」）の特定。

上記に照らして、企業報告に係る内部統制制度は、その具体化又は欠如により統制制度の目標達成が部分的に又は全体的に損なわれる可能性のある活動又は事態を特定し評価するための一連の活動として定義されるものであり、その後の、統制を特定し、財務情報及び非財務情報並びに（協調的コンプライアンス体制に関する）税金関連情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性の達成を確保する手続を定義する活動によって補完される。

企業会計書類の作成を担当する役員は、特別な一連の手続（全ての関与する従業員はこの手続について知らされる。）の展開及び実施を監督した。それは、企業報告に係る内部統制制度を維持し監視する活動の一環として、採用された方法及び上記の従業員の責任を記録するものである。具体的には、当グループは、企業組織内での役割及び責任を定義する手続を設け、内部認証の具体的な流れを定めている。

整備された統制は、「設計」（すなわち、当該統制は、もし作動したならば、特定されたリスクを容認可能な方法で軽減するために適切なものであること）及び実際の「有効性」の両方を検査するために監視されてきた。

企業報告に係る内部統制制度は、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報告書」という。）に従って構築されたが、５つの要素（環境統制、リスク評価、統制活動、コミュニケーション制度及び情報フロー、監視活動）から構成されており、これらの要素は、それぞれの特性に応じて、事業体のレベル及び事業プロセスのレベルの両方で作動する。

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（いわゆる「COBIT」）により補完されてきた。

さらに、サーベンス・オクスリー法の第404条に規定されている適正な簿記に関する内部統制は、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当グループの南米の企業に適用されている。

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、当グループ内の新たに買収された重要な会社にも適用されるように次第に拡大されてきているが、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、以下の段階に分けられる。

・関与する経営陣に対する方法及び指示の伝達とともに、会社、年次財務報告書に含まれる非財務KPI、プロセス、リスク及び統制に係る境界の定義
・プロセスとリスク評価の解析及び更新、統制と品質保証の定義、並びにプライマリー・キー・コントロールの特定及び更新（統制の各種特性をリスクの適合性と関連付ける評価モデルの使用により、自動化されたトップダウン型のリスク・アプローチを用いる。）
・関連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有効性の評価（「ライン監視」と呼ばれる。）
・あらゆる種類の統制について、外部のコンサルティング会社による独立した検証活動の実施
・乖離の評価、是正措置の承認及び監視

・最高経営責任者並びに年次財務書類、連結財務書類及び半期財務報告書に関する企業会計書類の作成を担当する役員により発行される最終的な証明書（内部証明の報告フローにより補助される。）を確定させるための、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
・「ICR手続－事務及び会計手続」の配分及び公表

評価に含まれるべき当グループの会社の境界は、量的観点（連結財務書類への潜在的な影響の重大さのレベルに関係する。）及び質的観点（事業又はプロセスに関連した特定のリスクを考慮に入れる。）の両方から、具体的なリスクレベルに関して決定される。また、境界の定義では、非財務CPIに大きく寄与する企業を考慮している。

ICFR制度の定義のため、まず、その具体化又は欠如により統制制度の目的（例えば、財務書類における要求及び財務情報に関連したその他の統制目的）の達成が損なわれる可能性のある活動又は事態を特定し評価するために、当グループレベルでのリスク評価が行われた。当該リスク評価は、不正行為のリスクに関しても行われた。

リスクは、事業体レベル及びプロセスレベルの両方で特定される。一方では、特定されたリスクは、その発生確率にかかわらず、いかなる場合でも、財務情報及び非財務情報に顕著な影響を及ぼすと考えられる。他方で、プロセスレベルにおけるリスクは、質的及び量的な要素の両方を基礎として、潜在的な影響及び発生の可能性の観点で、関連する統制にかかわらず（「固有レベルの評価」として知られる。）、評価される。

リスクの特定及び評価に続いて、事業体レベル及びプロセスレベルの両方において、リスクが具体化する可能性を許容できるレベルにまで減少させることを目的とした統制が確立された。

特に、会社又は会社グループの統制の構造は、統制する会社が統制される会社の企業報告に係る内部統制制度の設計及び有効性に対応し、決定し、監視することを可能とする、中央レベルで決定され当グループ若しくは具体的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分野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。

事業体レベルでの統制は、COSO報告書で言及されている上記の５つの要素に従って分類される。

プロセスレベルでの統制の構造は、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、及び前述の「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。

企業報告に係る内部統制制度の効率性及びその持続可能性を長期にわたって改善するため、統制は、標準統制と重要統制にさらに分けられたが、このうち重要統制は、会計書類における虚偽の表示を防ぐことを目的とする決定的な統制を意味する。包括的な構造的統制もまた、事業活動の適正な実施及び統制を促進する一般的な状況を定義することを目的とした前述の制度の構造的な要素を意味するものとして、特定される。特に、包括的な構造的統制は、両立しない活動及び責任の分離（いわゆる「職務の分離」）に関連した統制であり、不正／過失に係る委任及び／又は隠蔽を促進しかねない任務及び職務が同一人に集中しないように確保することを目的とする。活動がITシステムの支援を得て実行される場合、割り当てられた役割及びユーザー名に関しても適正な分離が確認される。

重要と特定される会社の範囲内では、最大のリスクを有するプロセスが定義されて評価され、「トップダウン型のリスク・アプローチ」が適用された。そこで、当該アプローチに従い、統制の各種特性をリスクの適合性と関連付ける評価モデルの使用により、当社は、上記リスクが発生する可能性を許容できるレベルにまで減少させることを目的として、一般的な監視及び特定の統制の両方に関して、最大の影響を及ぼすリスク及び関連する統制（以下「主要な重要統制」という。）を特定して評価した。

財務情報及び非財務情報に係るプロセスの適切性、リスク及び統制を評価するため、関連するプロセス及び統制の設計及び有効性を検証することを目的として、プロセス・マネージャー（活動、リスク及び統制を担当する者）により、６ヶ月毎に特定の監視が実行されている。

当該監視に加えて、その設計及び運営を確認するため、あらゆる種類の統制における主要な重要統制の中の重要な部分に関し、独立した検証活動が、毎年、外部のコンサルタント会社により行われている。

評価される各会社プロセスにとって、適切な書類（「ICR手続－事務及び会計手続」と呼ばれる。）が、役割及び責任、データ及び情報のフロー、並びに統制の要点を説明することを目的として保管される。

実施された評価の結果は、定期的な報告を通じて、企業会計書類の作成を担当する役員に伝達される。この定期的な報告では、統制の有効性及び／又は設計において生じ得る欠陥を、財務情報及び非財務情報への潜在的な影響に関して、軽微、重要又は重大のいずれかの欠陥に分類している。

実施された評価により欠陥が明らかとなった場合、上記の情報フローにおいては、財務情報及び非財務情報の信用性、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報告される。

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法定監査役会、統制・リスク委員会及び監査法人に対して提供する、企業報告の内部統制制度の妥当性に関する定期的な開示／更新のためにも使用される。

上記の報告に基づき、そして関連する会社部署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、単体財務書類、連結財務書類又は半期報告書（その時々で問題となっている関連書類による。）の作成のために確立された事務及び会計手続の妥当性及び実際の適用に関する特別の証明を発行する。

割り当てられたプロセス／サブ・プロセスの構造及び機能の確認を目的としてプロセスを取り仕切る者により行われた監視活動、並びに特定された関連する統制を受けて、「ICR手続－事務及び会計手続」から構成される書類（叙述、フローチャート、及び統制のリスト）が、その最終化をもって進めるために、支援制度から取り出される。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を確保するため、当グループの財務開示に関する内部統制を取り仕切る組織及びライン監視に含まれるプロセスを取り仕切る個人の両方を対象として、特別の研修会が定期的に開催される。

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エスピーエーが委任されている。

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から2028事業年度について行われた。

2020事業年度から、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レナト・ナスキ（Renato Naschi）氏である。

2009年より、当グループにおいて事業を行う監査法人の独立性を維持するため、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法人を当グループに属する会社が任命することを統制するための特定の手続が採用された。同手続は、その自主的な採用以降、エネルの法定監査役会が定めた当グループの主要な外部の監査役に対する独立性要件の管理及び監視に関して、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、2010年１月27日付け法令第39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外部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。主要な外部の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」及び「会社業務」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外部監査役のネットワークに属する法人への追加任務は、当該上場会社及びその経営上の自治に適用する法律に従い、外部監査役の独立性又は事後の定期情報の監視に関し、エネルの法定監査役会が行使するものと類似の機能を行使する企業体による事前承認の対象となる。

6.2 イタリア監査裁判所（Corte dei Conti）の監督

イタリア監査裁判所は、この目的のために選定した裁判官を利用してエネルの財務管理を監督する。この役割は2022年中、受託裁判官であるフランチェスコ・ペトロニオが担っていた。

イタリア監査裁判所により選任された裁判官は、取締役会及び法定監査役会に出席する。この点に関して、取締役会は、裁判官に対し、参加した会社組織の各会議につき、1,000ユーロの参加手当を支払うことを決議した。

イタリア監査裁判所は、行われた監督の結果に関する年次報告書を上院議長府及び下院議長府に対して提出する。

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。昨年中は、かかる対話が、株主総会に参加する機関投資家数の大幅な増加につながった。

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、草稿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、2022年に定期的に実施されたもので、

・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」部門の一部である「投資家関係」部、並びに
　－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、「法務及び会社業務」部門の一部である「会社業務」部内の特設エリア。
　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、具体的には以下を取り扱う。（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・リリースの作成及び承認、並びに投資家に向けた当社のウェブサイト上の「エネル・インベスター」と呼ばれるアプリの開発及び更新に関し、「会社業務」部と連携した「コミュニケーションズ」機能の支援
・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。
　－会社ウェブサイトの「投資家」ページ、並びに非常に重要とみなされる文書及び情報を集めた「エネル・インベスター」と呼ばれる「アプリ」（イタリア語及び英語の両言語に対応）の内容。具体的には、当社ウェブサイトの「投資家」ページには、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。これについては下記「株主総会」の項に記載されている。
　－以下に関して「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。（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会い、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。

－所属する各取締役会委員会も考慮した上で議論される事項に関して有益な場合には、最高経営責任者との合意に基づき会長から参加を促されたその他の取締役。ただし、この点について取締役会が自ら決定する権利には何ら影響を与えない。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連携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、取締役は候補者した株主及び／又はその選任に投票した株主に関して委任制限のない一般原則を遵守し、当社若しくはエネル・グループに関する機密情報又はインサイド情報の可能性のある情報の開示を控えるよう明記されている。

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。

2022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、マクロ経済及び地政学的な状況の進展を考慮し、対話では、主にエネルギーの独立性、最終顧客の電気料金及びそれに伴う当グループの事業への影響に関する問題に焦点が当てられた。さらに、当グループの地理的な再編成と、特に気候変動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。最後に、株主総会で株主に高く評価された2022年の当社の報酬方針の策定についても、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンスに焦点を当てた対話を行った。

エネルでは、当グループの戦略を策定し、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、本書の最初の部分、「所有構造－従業員の株式保有：議決権行使の仕組み」の項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、定時及び臨時株主総会のいずれにおいても、とりわけ(ⅰ)取締役会及び報酬及び責任を決定する法定監査役の選任及び解任（もしあれば）、(ⅱ)財務書類及び純利益の分配の承認、(ⅲ)自己株式の購入及び売却、(ⅳ)報酬方針及びその実施、（ⅴ）株式に基づく報酬制度、(ⅵ)会社定款の変更、並びに(ⅶ)合併及び分割、（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、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、招集通知中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、電子的方法によっても、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投票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営業日前の日の終わり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、エネルの会社定款（当社のウェブサイトにて閲覧可能）は取締役会に、個々の株主総会に関して電子的方法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、会長が不在若しく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、議事録のドラフトが公証人に委託される場合には議長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、会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、公証人により起草される。

2022事業年度において、COVID-19パンデミックの推移が不確実であること、したがって引き続き旅行や、現場参加に伴うリスクを最小限に抑える必要性があることを考慮して、当社は2022年５月19日に開催された株主総会に関連して、2020年３月17日付け法令第18号の第106条第４項に従い感染拡大防止のために制定された法令（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。（その後の改正及び補足を含む。））に規定された選択肢を利用することを決定した。これは、統一財務法第135条第11項に従い、総会に出席し議決権を行使する権利を有する者は、当社により任命された代理人を通してのみ参加する権利を有することを定めるもので、株主は同じく統一財務法第135条第９項所定の様式により特別に代理人又は復代理人を指定することができる。

9. その他のコーポレート・ガバナンス・プラクティス

9.1 関連当事者取引

CONSOBの規則を遵守して取締役会により採択され、エネルにおいて、エネルにより直接であるか又はその子会社を通じて間接にであるかを問わず行われる関連当事者取引に係る承認及び完了について規定する手続が実施された。かかる手続の実施は、関連当事者取引の透明性及び公正性を実体面でも手続／形式面でも確保することを目的とする。当該手続は、当社のウェブサイトにて閲覧可能である。

2010年11月に取締役会において承認され、直近では2021年６月に更新された、エネル内において現在効力のある手続に従い、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。

・取引、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の同等価値を考慮に入れた３つの関連する指標について、具体的な量的基準（５％）を超えている「重要な取引」。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には服さない場合は、取締役会の承認に従う必要がある。
・「重要な取引」及び「少額の取引」以外の取引と定義される「重要でない取引」。
・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、具体的な基準を下回る同等価値によって特徴付けられる「少額の取引」。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妥当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、手続は以下のとおりである。

・「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、当該四半期において関連当事者委員会の否定的な意見がある中で承認された「重要でない取引」の相手方、目的及び対価並びにかかる意見が共有されなかった理由の記載を含む書類を一般に対して参照可能にするものとする。
・「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れば（実際に規定されているように）、承認を得るために当該取引を定時株主総会に提出することができる。定時株主総会は、利益相反の場合に適用のある法律、定款及び規定が要求する過半数に影響を及ぼすことなく、投票を行う関係のない株主（以下「ホワイト・ウォッシュ」という。）の少なくとも半分の賛成票をもって決議を承認する。どの場合であっても、「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%を示す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、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名又は当社の正規の法定監査役を通じてつながりのある者が関係を有する場合、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、発端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届け出るものとする。

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」とされた関係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。

・非定型的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、関係当事者取引の特別なタイプ（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、取締役会及び関係当事者委員会に対して、職務従事又はエネル又は当グループの他の会社との商業上の関係（電力及び／又はガス及び／又はその他のサービスの供給に関する、市場条件で規定されているものを除く。）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提言及び内部情報の管理についてのCONSOBガイドライン、並びに適用あるヨーロッパ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、適時かつ取捨選択されていない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により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。

2022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若しくは当社以外の当グループの会社に代って部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（「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人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、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の両方を考慮するため、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、当社の株式資本の少なくとも10%を所有する株主、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11名のその他の管理役職が含まれるが、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う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（2017年７月及び直近では2019年９月に更新された。）を承認することが適切であるとみなしたことに留意されたい（当社のウェブサイトで閲覧可能である。）。

9.3 倫理規定

利害関係者との協調的アプローチ及び（内部関係、外部関係の双方において）当グループ自身が高い評価を受けることの重要性を考慮するとともに、当グループが行う活動に伴う社会的及び環境的影響を認識することにより、当グループの倫理規定の作成が促され、当社取締役会において2002年３月に承認された。

この規定（当社ウェブサイトにて閲覧可能）は数回にわたり改正され、最近では2021年２月、現行の参照枠組み、当グループの組織構造及び手続制度の変更、並びに国内外のベストプラクティスにその内容を合わせるために改正された。

したがって、倫理規定は、事業の運営に関する公約及び倫理的責任を明示し、全利害関係者に関して最大限の透明性及び公平性を要求する基準に従って、企業行動を規制及び調和させている。具体的には、以下の内容からなる。

・利害関係者との関係に関する一般原則。当該一般原則が、業務を遂行する上で当グループを動機づける基本価値を決める。かかる原則の中で、誠実性、公平性及び無差別性、機密性、株主の価値創造、人材の価値、情報の透明性及び完全性、サービスの質、並びに環境保護については、具体的に言及する。
・各種利害関係者に対する行動基準。一般原則の遵守を確保し、非倫理的行為のリスク回避するために、エネルの役員及び従業員が守らなくてはならないガイドライン及び規則に具体化する。
・実施メカニズム。倫理規定の遵守及び継続的更新を確保するために考案された管理制度を規定する。

9.4 組織及び管理モデル

会社の利益のための、又は会社自体のための、取締役、役員又は従業員による複数種類の犯罪に関する当該会社に対する行政（事実上は刑事）責任制度をイタリア法制度に導入した、2001年６月８日付け法令第231号の要件に従い、2002年７月より当社の取締役会は、組織及び管理モデルを採用した。

当該モデルは、「総論」（当社のウェブサイトにて閲覧可能）及び個々の「各論」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更新されている(10)。

(10) 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陳述させないか、又は虚偽の陳述をさせる犯罪、（ⅱ）企業犯罪、（ⅲ）テロ犯罪又は民主的秩序の破壊、（ⅳ）個人に対する犯罪、並びに違法な仲介及び労働の搾取、不法滞在の外国人の雇用、人種差別及び排外主義、（ⅴ）市場の濫用に関する犯罪及び行政違反、（ⅵ）職場における健康及び安全の保護に関する規則に違反する過失致死罪及び重大又は非常に重大な傷害罪、（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及び自己洗浄、（ⅷ）サイバー犯罪及び違法なデータ処理、並びに著作権侵害罪、（ⅸ）組織犯罪に関連する犯罪、（ⅹ）環境犯罪、（ⅺ）個人の贈収賄罪及び個人の贈収賄罪の教唆、並びに（ⅻ）租税犯罪が含まれる。

同時にエネルは、一般的な観点から、当グループの他のイタリアの会社により導入された組織及び管理モデルの更新を目的とした活動を奨励した。これは当グループの組織及び管理構造を考慮した適正かつ統一的な実施を促進することを目的としている。

2016年９月に、エネルの取締役会はまた、当グループのイタリア国外の会社に宛てた文書である「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。）を承認した。かかる文書は、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、職場安全規則違反の犯罪、環境分野における犯罪等）を防止するための当グループの倫理上及び職務上のコミットメントを強化することを目的とした統治手段である。

EGCPは、かかる問題に関する主要かつ主導的な海外の参考規定（すなわち、汚職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。2022年を通じて、当グループの主要な外国会社による上記書類の適用が続けられた。

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（「SB」）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外部者から選任される。2020年７月、エネルの取締役会は、企業組織事項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外部からの構成員３名（クラウディオ・サルトレリ（委員長も務める。）、アッティリオ・ベフェラ（Attilio Befera）及びアントニオ・ラ・マッティーナ（Antonio La Mattina））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、エネル外部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ると同時に、内部統制及びリスク管理システムに関与する様々な主体の間で適切な調整を確保する必要性を満たしている、と考えられている。具体的には、この調整は、（ｉ）SBが法定監査役会及び（統制・リスク委員会を通じた）取締役会に対しては定期的に提供し、会長及び（内部統制及びリスク管理システムの確立及び維持を担当する）最高経営責任者に対しては継続的に提供する、実行した活動に関する情報により、並びに（ii）「監査」及び「法務及び会社業務」の各機能の長のSB会議への定期的な参加により、確保されている。

SBの構成員の任期は当社の取締役会と一致しているため、2022年の財務書類が承認される日に任期は終了した。

2022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13回開き、かかる会議において、関連ある経営陣の助けも借りて行われた、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。
・当グループのその他の会社により実施される統制及び防衛手続に対する監視を強化するために、当グループのその他の会社の監督機関（又は類似の機関）との会議を開催した。
・モデルの内容について従業員の持続的な更新を許容することを目的とする、訓練イニシアチブを推進した。
・活動について、取締役会会長及び最高経営責任者に対して報告をした。また、取締役会（統制・リスク委員会を通じて）及び法定監査役会に対しては定期的に報告をした。

さらに、2022年及び2023年の最初の数ヶ月、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。2023年３月に取締役会によって承認されたこのアップデートは、（ｉ）行政に関連する犯罪、及び司法当局に対して陳述させないか、又は虚偽の陳述をさせる犯罪、（ii）個人に対する犯罪、違法な仲介及び労働の搾取、不法滞在の外国人の雇用、人種差別及び排外主義、（iii）市場の濫用に関する犯罪及び行政違反、（iv）故買、マネーロンダリング、違法な出所の金品又は利益の使用及び自己洗浄、並びに（ｖ）サイバー犯罪及び違法なデータ処理、並びに著作権侵害罪に関連する「特別な部分」に関するものである。

9.5 「汚職ゼロ・トレランス」計画及び腐敗防止管理システム

2006年より当社は、グローバル・コンパクト（2000年に国連が後援した行動計画）及びPACI（ダボスにおける2005年世界経済フォーラムで提案された反汚職パートナー・イニシアチブ）のエネルによる遵守を実質化するために汚職ゼロ・トレランス計画－ZTC（以下「ZTC計画」という。）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、汚職に関してさらに重要な進歩を意味し、トランスペアレンシー・インターナショナルにより考案された原則の実行に関する一連の提案を採用することを目的としたものである。

なお、2017年中、エネルは、国際基準であるIS037001:2016（「反賄賂マネジメントシステム」）に認定された反汚職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つとなっていたことを再認識されたい。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。最初にエネルの反汚職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。

2022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当該承認を維持することに関した活動を実行した。

組織的な観点から、当社は、2018年以降、IS037001:2016の基準に従った「腐敗防止コンプライアンス部門」の役割を、「法務及び会社業務」、「監査」及び「人事及び組織」部門の代表者から構成される内部合議体（とりわけ、内部構造を監視する任務並びに管理及び収賄防止のためのシステムの実施を委ねられている。）に割り当てている。

9.6 人権ポリシー

当社は2013年に、国連により発行された「ビジネスと人権に関する指導原則」を反映した人権に関する方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能）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る。同時にエネルは、ステークホルダーに対し、取引先との関係における遵守、並びに委託業者、サプライヤー及び商業・財務パートナーによる遵守を促進しつつ、主に当グループの従業員に関して前述の原則に沿った行動をとるよう求めている。

この方針は、倫理規定、法令第231/2001号に従って適用された組織及び管理モデル並びに人権問題についての「汚職ゼロ・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。

この方針は、現行の参照枠組み、当グループの組織構造の変更、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、かつ、2021年２月に行われた倫理規定の改定を踏まえ、2021年11月の取締役会において改定された。これに関連して、また当社に関連するステークホルダーとの具体的な協議プロセスの結果として、環境、気候変動対策及び人権との関連も、この方針の中で強調されている。

(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%）

2023年に最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーの異動があった。前最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーは2023年５月10日をもって退任し、新最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーは2023年５月12日に任命された。当該異動に係る最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーの氏名、職名及び生年月日、前最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーの2023年５月10日現在の所有エネル株式数、並びに新最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーの2023年６月１日現在の所有エネル株式数は以下のとおりである。

	前最高経営責任者兼 ジェネラル・マネージャー	新最高経営責任者兼 ジェネラル・マネージャー
氏名	フランチェスコ・ストラーチェ	フラビオ・カッタネオ
職名	最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー	最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー
生年月日	1955年９月22日	1963年６月27日
所有株式数	619,170 *	1,000,000 **

***　2023年５月10日現在の所有エネル株式数。このうち219,620株は同人の配偶者が所有している。**

**** 2023年６月１日現在の所有エネル株式数。このうち800,000株は支配下にある会社が所有している。**

新最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーの略歴は、以下の表に記載する。

当社の現在の取締役会の構成員９名（その選任は2023年５月10日に効力が生じ、任期は2025年12月31日時点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、そして取締役会の構成員が2023年６月１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（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	パオロ・スカローニ（1946年11月28日）	1969年にミラノのボッコーニ大学で経済学の学士号を取得し、４言語に堪能であり、シェブロン（1969年から1971年）においてプロとしてのキャリアを開始した。ニューヨークのコロンビア大学で経済経営学の修士号を取得（1972年）した後、マッキンゼー＆カンパニーでコンサルタントとして勤務（1972年から1973年）した。1973年にサンゴバンに入社し、イタリア（1973年から1978年）及びラテンアメリカ（1978年から1983年）において様々な管理職を歴任した。1983年にパリにおけるサンゴバンの板ガラス部門の責任者となり、フランスにおけるガラス部門のプレジデント兼ジェネラル・マネージャーを務めるなど、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、テチントに副総裁兼CEO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総裁（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CEO（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プレジデント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CEOを務めた。2022年５月から2005年５月まで、エネルのCEOを務めた。2005年５月から2014年５月まで、エニのCEO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。現在はACミラン、ジュリアーニ及びシクラの取締役会会長でもある。	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（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	フラヴィオ・カッターネオ （1963年６月27日）	2017年から2018年及び2014年から2016年までNTVイタロのCEOを務めた。2016年から2017年までテレコム・イタリアのCEOを務めた。2005年から2014年までテルナのCEOを務め、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CEO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）の副総裁を務めた。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不動産部門に適用されるコーポレート・ファイナンスの専門修士号を取得している。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。 また、現在は、NTVイタロの非業務執行副総裁を務め、アシキュラチオニ・ゼネラリの取締役の一員である。	1,000,000*

* このうち800,000株は支配下にある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（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	ヨハンナ・アルビブ（1969年１月４日）	1992年にジョン・キャボット大学のファイナンス学部を卒業し、1994年から2000年までイタリア、イスラエル及び米国でROEVグループのコミュニケーション及び不動産マーケティング戦略を担当したことからキャリアをスタートした。その後、2000年から2007年までイタリアの大手不動産会社AFIで渉外マネージャーを務め、また2008年から2013年まで英国の不動産会社パトロン・キャピタルのシニア・アドバイザーとして主にイタリアの投資分析及び開発に携わった。2018年以降不動産及び再生可能エネルギー分野のプライベート・エクイティ・プレーヤーであるIAMキャピタルで様々な役職を務めた。具体的には、2018年よりイタリア及び英国で活動するIAMキャピタル・リアルエステートのシニア・アドバイザーとして事業開発及びディールソーシングを担当し、2019年よりIAMキャピタル・ファンドSICAVでイタリアのディールソーシング及び資産運用業務を担当した。2021年よりIAMキャピタル・イタリア１の諮問委員会メンバーを務めた。イスラエルのシヴィル・ソサエティでは、慈善活動の推進など重要な役職を務め、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・ボードのプレジデントを2009年から2014年まで務め、現在もトラスティ・ボードのメンバーを務めている。2015年から2018年までのエルサレム財団のプレジデント兼CEO在職中は、戦略的アプローチだけでなく、経営活動や資金調達活動も統括した。現任の役職としては、ハショメル・ハチャダシュのプレジデント（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などがある。	なし
取締役（機関投資家により提示された候補者名簿において指名）	マリオ・コルシ（1954年７月18日）	1978年にトリエステ大学化学工学部を優秀な成績で卒業し、1980年から1986年までトタル・グループでキャリアをスタートし、トリエステ製油所の機械メンテナンスマネージャーを務め、関連する管理統制を監督した。その後、1987年から1989年までジェネラリ・グループで多国籍企業や石油会社の技術的リスクの保険に携わった。その後、経営コンサルタントとして、最初は1989年から1994年までテロス・グループで特に組織及びICTプロファイルに焦点を当てた様々なプロジェクトを担当し、次に1994年から1995年までクーパース＆ライブランドで生産及び物流分野の組織再編を担当した。1997年にABBグループに入社し、当初から2006年まで責任ある役割を担ってきた。この間、1999年から2000年まで「メンテナンス、エンジニアリング及びコンサルティング」及び「システムサービス」の事業ユニットのグローバル・マネージャー、2000年から2003年まで「配電用変圧器」事業ユニットのイタリア担当マネージャー、2002年から2004年まで営業マネージャー、そして2004年から2006年まで「パワー・テクノロジー」イタリア部門ジェネラル・マネージャーに就いた。その後、2006年から2007年までコンテナハンドリングクレーンの製造で世界をリードするファントゥッツィ・レジアーネ・グループのCEO、2008年から2009年まで中低圧ケーブルの製造で欧州をリードするトリヴェネタ・カヴィのジェネラル・マネージャーを務めた。2010年にABBグループに戻り、2010年から2014年まで「配電用変圧器」事業ラインのグローバル・マネージャーを務め、2015年から2020年３月までABBイタリアのマネージング・ディレクター、また2020年３月から12月まで取締役会長を務めた。この間、在イタリアのスイス商工会議所の理事やコンフィンドゥストリアの外国人投資家向け諮問委員会メンバーなど、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（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	オルガ・ククルッロ（1972年11月17日）	1996年にローマ・ラ・サピエンツァ大学法学部を優秀な成績で卒業し、同大学で「仲介業者、発行者及び金融市場」の分野で修士号を取得し、2003年まで弁護士として執務した。2003年５月から12月まで弁護士国民保険基金の法務部で短期間勤務した後、MEFに雇用され、そこでは、同省が所有する上場企業の民営化プロセス（2003年から2008年）、国家資産の管理及び強化（2012年から2013年）、並びに金融サービス、インフラ、輸送及び不動産ファンドの分野で事業を行う投資先企業に対する同省の株主権の管理及び行使（2009年から現在）を扱う部署で次第に責任ある仕事を任されていった。2009年以降は、MEFの指名により、不動産、IT、造船、航空輸送、証券及び金融サービス分野で事業を行う様々な企業や財団の管理及び統制機関のメンバーを務めている。2020年から2022年までは、モンテ・ディ・パスキ・ディ・シエナ銀行の取締役を務め、リスク及びサステナビリティ委員会のメンバーも務めた。また、公営企業において、法令第231/2001号に従って設立された監督機関の会長又は委員を務めている。	なし
取締役（機関投資家により提示された候補者名簿において指名	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）した後、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、年金基金及び財団など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）など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
取締役（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	フィアメッタ・サルモーニ（1966年11月10日）	ローマ・サピエンツァ大学では政治学及び国際関係学で優秀な成績を収め（1990年）、現在は、グリエルモ・マルコーニ大学で公法制度の正教授を務めている。公法及び国際政治の問題を扱い、国内外の学術誌に多数の論文や科学分野の出版物を発表しており、これらに関するテーマで様々な会議やセミナーで講演を行っている。現在も代表的な科学雑誌の編集委員会のメンバーであり、権威ある学会や協会に参加している。欧州経済ガバナンス、次世代EU、国家復興回復計画（NRRP）、欧州安定メカニズム（ESM）、欧州銀行同盟に関連する問題についての第一人者として知られている。学術分野以外では、2003年から20年間、航空宇宙産業及び防衛産業で経験を積み、複数のイタリア企業及び国際的な企業の取締役及び委員長を務める。2006年から2008年には、AIADの中小企業委員会の委員長を務めた。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
取締役（機関投資家により提示された候補者名簿において指名）	アレッサンドラ・スタビリーニ（1970年11月５日）	ミラノ大学法学部卒業（1995年）後、シカゴ大学法学修士号（2000年）、ミラノ・ボッコーニ大学商法博士号（2003年）を取得した。学術分野では、商法研究員（2004年から）及びミラノ大学非常勤教授を歴任し、国際コーポレート・ガバナンス（2011年から2016年）、企業利益、企業の社会的責任及び財務報告（2016年から2018年）、並びに企業統治、企業の社会的責任（2018年より）の講義を現在まで続けている。専門分野では、アドヴァント・NCTM・ストゥディオ・レガーレのエクイティ・パートナーを務め（2015年から2022年）、2022年にはミラノにスタビーレックス法律事務所を設立し、経営している。主に会社法（特に上場企業）、金融市場法、銀行法及びコーポレート・ガバナンスを扱っている。ミラノ仲裁会議所から任命された仲裁人を務めている。現在、コイマSGR（2022年から）、ユニユーロ（2019年から）、バンカ・アイデクサ（2020年から）の非常勤取締役及び各種取締役会委員を務めており、過去には特にチェルヴェド（2019年から2021年）、GIMA TT（2017年から2019年）、バンカ・ウィディバ（2014年から2019年）で同様の役職を歴任している。また、日立レールSTS（2017年から）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
取締役（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	アレッサンドロ・ゼヘントナー（1962年７月19日）	ウルビーノ大学社会学部を卒業し、1997年からイタリア及びスペインで自動車、エンジニアリング及び再生可能エネルギーの分野でワット・インダストリーズ（熱油圧分野）、シーバー／ロシュリング（自動車分野）、ジョンソンコントローズ（自動車分野）リア・コーポレーション（自動車及び電子工学）、クーパー・スタンダード（自動車分野）及びDNV－デット・ノルスケ・ベリタス（再生可能エネルギー分野）等の多国籍企業の購買部門の部長を務めた。これらの任務を遂行する中、特に技術的な実現可能性、財務分析、プロジェクトの契約及び財務管理、企業間報告の管理並びに規制遵守に携わった。モロッコ、ポーランド、メキシコ及びその他のLCCにおける主要な工業生産活動のSOPを担当した。さらに、欧州、米国及びラテンアメリカで国際的な規模のワーキング・グループを統括した。フェロヴィア・トレント・マレ（1996年から2001年）の取締役会及び執行役会のメンバーを、また、アルピコム（2000年から2005年）及びトレンティーノ・デジタル（2001年から2004年）の取締役会のメンバーを務めた。	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（2022年５月19日開催の株主総会により選任され、任期は３年間で、2024年12月31日時点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、そして当社の認識する限り、2023年６月１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
法定監査役会会長（機関投資家のグループにより提示された少数派候補者名簿において指名）	バルバラ・タドリーニ（1960年３月20日）	1960年にミラノで生まれ、1985年７月にジェノヴァ大学の経済学及び経営学の学位を取得し優秀な成績で卒業した。公認会計士であり、船舶仲立人の資格も有している。最初はジェノヴァの会計事務所で、そしてアーサー・アンダーセンに関連する税理士事務所で勤務した後、1991年に自らの事務所を設立した。現在は、ビジネス及び税務のアドバイスを提供して企業評価を行う会計事務所ティエルのパートナーを務めている。公認会計士の分野において様々な役職を務めており、ネッドコミュニティ（イタリアの非業務執行取締役の協会）及びウーマン・コーポレート・ディレクターズのメンバーである。これまで、そして現在も、有力なイタリア企業の取締役会及び法定監査役会において役職に就いている。具体的には、ティスカリの法定監査役会会長、ルックソティカ・グループ、グランディ・ナヴィ・ヴェロキ及びサルモイラーギ・アンド・ヴィガーノの正規法定監査役、フォンディアリア・サイ及びウニポルサイの独立取締役を務めている。現在は、フランチェスコ・バレットの法定監査役会会長、パルマラットの正規法定監査役に加えて、ナイス・フットウェアの独立取締役も務めている。2019年５月より、エネルの法定監査役会会長を務めている。	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 （MEFにより提示された候補者名簿において指名）	モーラ・カンプラ（1961年５月30日）	1961年にトリノで生まれ、トリノ大学で経済学及び経営学を専攻し、優秀な成績で卒業した。公認会計士及び監査役の資格を有し、2002年に東ピエモンテ大学経済経営学部の経営学正教授となり、いくつかの重要な役職（特に大学上院議員）を務め、2019年から「管理、コンサルティング及び人間」の修士課程で議長を務めている。経営及び会計のさまざまな側面、特に国際財務報告基準（IFRS）、非財務情報の進化的傾向及び企業結合等を扱い、国内外の主要学術誌の諮問委員を務め、複数の科学論文を執筆している。また、国際財務報告基準を監督するイタリアの会計基準設定主体（OIC）の委員会メンバー、ETAP（欧州税務及び会計の実務）及びユーロメッド・アカデミー・オブ・ビジネスのメンバー、さらに、イタリア会計・経営経済教師協会（SIDREA）の財務諸表及び会計基準に関するワーキング・グループの共同コーディネータを務めている。また、イタリアの重要な企業の法定監査役会において役職を歴任し、現在もなお、その地位にある。具体的にはプリマ・インダストリー及びサーファクタリングの正規法定監査役を務め、現在はアスティ・セービング・バンクの法定監査役会会長及びアトランティアの正規法定監査役を務めている。2022年５月より、エネルの正規法定監査役を務めている。	なし
正規法定監査役 （MEFにより提示された候補者に基づいて任命）	ルイージ・ボレ（1965年１月１日）	1965年にノヴァーラで生まれ、1988年ミラノのボッコーニ大学経営経済学部を卒業した。公認会計士及び監査役の資格を有しており、ミラノ裁判所の鑑定人も務める。経営経済学の准教授として、1990年からミラノのボッコーニ大学及びボッコーニ経営大学院で、1998年からは東ピエモンテ大学で教鞭をとる。雑誌「公認会計士ジャーナル（Rivista dei Dottori Commercialisti）」の科学委員会のメンバーであり、イタリア会計基準設定主体（OIC）及び英国勅許公認会計士協会の現地GAAP更新のための委員会のメンバーでもある。1988年から1999年まで、ミラノのプロフ・プロヴァソーリ・コンサルティング会社に勤務した後、2000年にアソシエイトファーム「プロ＆コー」を設立し、経営経済、金融、企業及び税務の分野でコンサルティングサービスを提供している。これまで、特に事業評価、特別な企業取引、民事及び刑事訴訟における司法又は民間の依頼による技術的評価、国内外の会計原則に関する技術的意見、事業計画の立案及び/又は評価並びに単一企業及び企業グループに影響を及ぼす債務再編取引等を取り扱ってきた。経営経済学の分野で、学術的な研究活動及び職業経験の両方を考慮した数冊の出版物を執筆している。また、重要なイタリア企業及び団体の取締役会及び法定監査役会において役職を歴任し、現在もなお、その地位にある。。具体的には、現在は、ユーロミラノの取締役会会長、ISPI（国際政治研究所）の取締役、EICMAの法定監査役会会長及びエベラール・イタリアの正規法定監査役を務めている。2022年５月より、エネルの正規法定監査役を務めている。	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（SCIGR）は、当グループ内の主な会社リスクが特定され、測定され、管理され、監視されるようにすることを目的とした、一連の規則、手続及び組織的事業体から構成される。
特に、SCIGRは、資産の保護、事業プロセスの効率性及び実効性、財務報告の信頼性、並びに法令、定款及び内部手続の遵守を確保するために役立つ。
そのため、SCIGRは、組織において中心的な役割を果たし、リスク傾向に合致した意思決定の採用、並びにリスク、法律及び企業価値に関する正しい理解の普及に貢献する。
特に、SCIGRに関与する機関は、以下のとおりである。
・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。）
・SCIGR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、取締役会は、シルヴィア・フィオリを「監査」機能の責任者として任命した。
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、SCIGRのガイドラインを承認した（その後、2015年２月及び2016年２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SCIGR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。
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、レナート・ナスチである。
「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	2021年		2022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	0.4	1.1	0.5	2.1
連結子会社	11.1	2.3	12.2	2.5
計	11.5	3.4	12.7	4.6

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、2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在、並びに2022年12月31日及び2021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131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134条の規定に基づき、2023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＝148.70円の換算レートで換算したものである。

上記の主要な計数の円換算額及び本項末尾に記載の「日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違」に関する記載は当社の原文の財務書類に含まれておらず、従って上記独立登録会計事務所の監査報告書の対象に含まれていない。

1【財務書類】

A．連結財務書類

連結損益計算書

2022年12月31日及び2021年12月31日に終了した年度

	注記	2022年度				2021年度 (1)			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
		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	11.a	135,653	201,716	*12,939*	*19,240*	81,900	121,785	*7,010*	*10,424*
その他の収益	11.b	4,864	7,233	*389*	*578*	3,819	5,679	*6*	*9*
小計		**140,517**	**208,949**			**85,719**	**127,464**		
営業費用									
電力、ガス及び燃料	12.a	96,896	144,084	*27,880*	*41,458*	47,702	70,933	*13,826*	*20,559*
サービス及びその他の原材料	12.b	20,228	30,079	*3,800*	*5,651*	19,240	28,610	*3,152*	*4,687*
人件費	12.c	4,570	6,796			5,140	7,643		
営業債権及びその他の受取債権に係る正味減損損失／（戻入）	12.d	1,278	1,900			1,175	1,747		
減価償却費、償却費及びその他の減損損失	12.e	7,447	11,074			8,507	12,650		
その他の営業費用	12.f	4,685	6,967	*581*	*864*	1,968	2,926	*218*	*324*
資産計上された費用	12.g	(3,415)	(5,078)			(3,041)	(4,522)		
小計		**131,689**	**195,822**			**80,691**	**119,988**		
商品契約から生じた純損益	13	**2,365**	**3,517**	***50***	***74***	**2,523**	**3,752**	***24***	***36***
営業利益		**11,193**	**16,644**			**7,551**	**11,228**		
デリバティブから生じた金融収益	14	3,118	4,636			2,717	4,040		
その他の金融収益	15	3,430	5,100	*154*	*229*	1,862	2,769	*138*	*205*
デリバティブから生じた金融費用	14	3,414	5,077			1,256	1,868		
その他の金融費用	15	5,880	8,744	*34*	*51*	6,087	9,051	*32*	*48*
超インフレ調整から生じた利益／（損失）純額	15	290	431			20	30		
持分法による投資利益／（損失）	16	4	6			571	849		
税引前当期純利益		**8,741**	**12,998**			**5,378**	**7,997**		
法人所得税等	17	3,523	5,239			1,620	2,409		
継続事業から生じた当期純利益		**5,218**	**7,759**			**3,758**	**5,588**		
親会社株主帰属分		3,637	5,408			3,097	4,605		
非支配持分帰属分		1,581	2,351			661	983		
非継続事業から生じた当期純利益／（損失）	6	**(2,298)**	**(3,417)**			**99**	**147**		
親会社株主帰属分		(1,955)	(2,907)			92	137		
非支配持分帰属分		(343)	(510)			7	10		
当期純利益（親会社株主及び非支配持分に帰属する損益）		**2,920**	**4,342**			**3,857**	**5,735**		
親会社株主帰属分		1,682	2,501			3,189	4,742		
非支配持分帰属分		1,238	1,841			668	993		
1株当たり利益	18								
基本的1株当たり利益	18								
基本的1株当たり利益（ユーロ／円）		*0.15*	*22*			*0.31*	*46*		
継続事業から生じた基本的1株当たり利益（ユーロ／円）		*0.35*	*52*			*0.30*	*45*		
非継続事業から生じた基本的1株当たり利益／（損失）（ユーロ／円）		*(0.20)*	*(30)*			*0.01*	*1*		
希薄化後1株当たり利益	18								
希薄化後1株当たり利益（ユーロ／円）		*0.15*	*22*			*0.31*	*46*		
継続事業から生じた希薄化後1株当たり利益（ユーロ／円）		*0.35*	*52*			*0.30*	*45*		

非継続事業から生じた希薄化後1株当たり利益／（損失）（ユーロ／円）	*(0.20)*	*(30)*		*0.01*	*1*

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

連結包括利益計算書

	注記	2022年度		2021年度 (1)	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
当期純利益		**2,920**	**4,342**	**3,857**	**5,735**
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		(1,677)	(2,494)	(735)	(1,093)
ヘッジ費用の公正価値変動額		(70)	(104)	194	288
持分法適用投資のその他の包括利益の持分		233	346	(645)	(959)
FVOCIで測定される金融資産の公正価値変動額		(44)	(65)	11	16
為替換算調整勘定変動額		944	1,404	(85)	(126)
売却／非継続事業目的保有として分類された非流動資産及び処分グループに関連して後に純損益に振替えられる可能性のあるその他の包括利益累計額		(63)	(94)	6	9
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）					
確定給付制度向け負債／（資産）の再測定		303	451	29	43
他社における持分投資の公正価値変動額		13	19	-	-
売却／非継続事業目的保有として分類された非流動資産及び処分グループに関連して後に純損益に振替えられることのないその他の包括利益累計額		21	**31**	1	**1**
当期その他の包括損失合計	37	**(340)**	**(506)**	**(1,224)**	**(1,820)**
当期包括利益／（損失）合計		**2,580**	**3,836**	**2,633**	**3,915**
帰属先：					
‐親会社株主		1,658	2,465	2,562	3,810
‐非支配持分		922	1,371	71	106

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

連結財政状態計算書

	注記	2022年12月31日現在				2021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	
		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
資産									
非流動資産									
有形固定資産	19	88,521	131,631			84,572	125,759		
投資不動産	22	94	140			91	135		
無形資産	23	17,520	26,052			18,070	26,870		
のれん	24	13,742	20,434			13,821	20,552		
繰延税金資産	25	10,925	16,245			11,034	16,408		
持分法適用投資	26	1,281	1,905			704	1,047		
非流動金融デリバティブ資産	27	3,970	5,903	-	-	2,772	4,122	*14*	*21*
非流動契約資産	28	508	755			530	788		
その他の非流動金融資産	29	8,359	12,430	*1,885*	*2,803*	5,704	8,482	*1,120*	*1,665*
その他の非流動資産	31	2,486	3,697	-	-	3,268	4,860	*119*	*177*
合計		**147,406**	**219,193**			**140,566**	**209,022**		
流動資産									
棚卸資産	33	4,853	7,216			3,109	4,623		
営業債権	34	16,605	24,692	*1,563*	*2,324*	16,076	23,905	*1,321*	*1,964*
流動契約資産	28	106	158			121	180		
未収税金		561	834			530	788		
流動金融デリバティブ資産	27	14,830	22,052	*5*	*7*	22,791	33,890	*32*	48
その他の流動金融資産	30	13,753	20,451	*104*	*155*	8,645	12,855	*157*	*233*
その他の流動資産	32	4,314	6,415	*153*	*228*	5,002	7,438	*123*	*183*
現金及び現金同等物	35	11,041	16,418			8,858	13,172		
合計		**66,063**	**98,236**			**65,132**	**96,851**		
売却目的保有資産	36	**6,149**	**9,144**			**1,242**	**1,847**		
資産合計		**219,618**	**326,572**			**206,940**	**307,720**		

負債及び株主持分		2022年12月31日現在				2021年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
親会社株主帰属持分									
資本金		10,167	15,118			10,167	15,118		
自己株式		(47)	(70)			(36)	(54)		
その他の準備金		2,740	4,074			1,721	2,559		
利益剰余金		15,797	23,490			17,801	26,470		
合計		**28,657**	**42,613**			**29,653**	**44,094**		
非支配持分		**13,425**	**19,963**			**12,689**	**18,869**		
株主持分合計	37	**42,082**	**62,576**			**42,342**	**62,963**		
非流動負債									
長期借入金	38	68,191	101,400	*774*	*1,151*	54,500	81,042	*880*	*1,309*
従業員給付	39	2,202	3,274			2,724	4,051		
リスク及び費用向け引当金（非流動部分）	40	6,055	9,004			7,197	10,702		
繰延税金負債	25	9,542	14,189			9,259	13,768		
非流動金融デリバティブ負債	27	5,895	8,766	*9*	*13*	3,339	4,965	*1*	*1*
非流動契約負債	28	5,747	8,546	*17*	*25*	6,214	9,240	*194*	*288*
その他の非流動金融負債	41	-	-			120	178		
その他の非流動負債	42	4,246	6,314			4,525	6,729		
合計		**101,878**	**151,493**			**87,878**	**130,675**		
流動負債									
短期借入金	38	18,392	27,349	*14*	*21*	13,306	19,786	*6*	*9*
一年以内返済予定の長期借入金	38	2,835	4,216	*110*	*164*	4,031	5,994	*109*	*162*
リスク及び費用向け引当金（流動部分）	40	1,325	1,970			1,126	1,674		
営業債務	44	17,641	26,232	*2,810*	*4,178*	16,959	25,218	*4,082*	*6,070*
未払法人所得税		1,623	2,413			712	1,059		
流動金融デリバティブ負債	27	16,141	24,002			24,607	36,591		
流動契約負債	28	1,775	2,639	*43*	*64*	1,433	2,131	*12*	*18*
その他の流動金融負債	45	853	1,268	*1*	*1*	625	929		
その他の流動負債	43	11,713	17,417	*47*	*70*	12,959	19,270	*80*	*119*
合計		**72,298**	**107,507**			**75,758**	**112,652**		
売却目的保有資産に分類された処分グループにおける負債	36	**3,360**	**4,996**			**962**	**1,430**		
負債合計		**177,536**	**263,996**			**164,598**	**244,757**		
負債及び株主持分合計		**219,618**	**326,572**			**206,940**	**307,720**		

次へ

連結持分変動計算書（注記37）

	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		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で測定された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**		**株主持分合計**	
	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	**百万ユーロ**	**億円**	**百万ユーロ**	**億円**	**百万ユーロ**	**億円**
2020年12月31日現在	10,167	15,118	7,476	11,117	(3)	(4)	2,386	3,548	2,034	3,025	2,268	3,373	(7,046)	(10,477)	(1,917)	(2,851)	(242)	(360)	(1)	(1)	(128)	(190)	(1,196)	(1,778)	(2,381)	(3,541)	(1,292)	(1,921)	18,200	27,063	28,325	42,119	14,032	20,866	42,357	62,985
配当金支払額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,791)	(5,637)	**(3,791)**	**(5,637)**	**(1,266)**	**(1,883)**	**(5,057)**	**(7,520)**
ハイブリッド債保有者への利息支払	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(71)	(106)	**(71)**	**(106)**	**-**	**-**	**(71)**	**(106)**
振替	-	-	20	30	(20)	(30)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
自己株式の購入	-	-	-	-	(13)	(19)	-	-	-	-	36	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(36)	(54)	**(13)**	**(19)**	**-**	**-**	**(13)**	**(19)**
株式に基づく報酬向け準備金（LTI賞与）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**9**	**13**	**-**	**-**	**9**	**13**
資本性金融商品－永久ハイブリッド債	-	-	-	-	-	-	3,181	4,730	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**3,181**	**4,730**	**-**	**-**	**3,181**	**4,730**
貨幣生項目の再評価（IAS29）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	318	473	**318**	**473**	**225**	**335**	**543**	**807**
連結範囲における変動	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	(15)	-	-	-	-	55	82	-	-	-	-	-	-	-	-	**45**	**67**	**31**	**46**	**76**	**113**
非支配持分における取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,234)	(1,835)	18	27	-	-	-	-	-	-	(140)	(208)	3	4	449	668	(8)	(12)	**(912)**	**(1,356)**	**(404)**	**(601)**	**(1,316)**	**(1,957)**
当期包括利益／（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155	230	(359)	(534)	203	302	11	16	(648)	(964)	11	16	-	-	-	-	3,189	4,742	**2,562**	**3,810**	**71**	**106**	**2,633**	**3,915**
うち																																				
- ***その他の包括利益／（損失）***	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155	230	(359)	(534)	203	302	11	16	(648)	(964)	11	16	-	-	-	-	-	-	**(627)**	**(932)**	**(597)**	**(888)**	**(1,224)**	**(1,820)**
- ***当期純利益***	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,189	4,742	**3,189**	**4,742**	**668**	**993**	**3,857**	**5,735**
2021年12月31日現在	10,167	15,118	7,496	11,147	(36)	(54)	5,567	8,278	2,034	3,025	2,313	3,439	(8,125)	(12,082)	(2,268)	(3,373)	(39)	(58)	10	15	(721)	(1,072)	(1,325)	(1970)	(2,378)	(3,536)	(843)	(1,254)	17,801	26,470	29,653	44,094	12,689	18,869	42,342	62,963
配当金支払額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,963)	(5,893)	**(3,963)**	**(5,893)**	**(937)**	**(1,393)**	**(4,900)**	**(7,286)**
ハイブリッド債保有者への利息支払	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(123)	(183)	**(123)**	**(183)**	**-**	**-**	**(123)**	**(183)**
振替	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
自己株式の購入	-	-	-	-	(14)	(21)	-	-	-	-	14	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)	(21)	**(14)**	**(21)**	**-**	**-**	**(14)**	**(21)**
自己株式による支払	-	-	-	-	3	4	-	-	-	-	(3)	(4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	4	**3**	**4**	**-**	**-**	**3**	**4**
株式に基づく報酬向け準備金（LTI賞与）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**8**	**12**	**-**	**-**	**8**	**12**
資本性金融商品－永久ハイブリッド債	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
貨幣生項目の再評価（IAS29）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	411	611	**410**	**610**	**316**	**470**	**726**	**1,080**
連結範囲における変動	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,365	2,030	18	27	5	7	-	-	21	31	14	21	4	6	(30)	(45)	-	-	**1,397**	**2,077**	**56**	**83**	**1,453**	**2,161**

非支配持分との取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(31)	(46)	(10)	(15)	5	7	-	-	-	-	(1)	(1)	(16)	(24)	(319)	(474)	-	-	**(372)**	**(553)**	**379**	**564**	**7**	**10**
当期包括利益／（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	879	1,307	(1,293)	(1,923)	(52)	(77)	(31)	(46)	224	333	249	370	-	-	-	-	1,682	2,501	**1,658**	**2,465**	**922**	**1,371**	**2,580**	**3,836**
うち																																						
- その他の包括利益／（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	879	1,307	(1,293)	(1,923)	(52)	(77)	(31)	(46)	224	333	249	370	-	-	-	-	-	-	**(24)**	**(36)**	**(316)**	**(470)**	**(340)**	**(506)**
- 当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,682	2,501	**1,682**	**2,501**	**1,238**	**1,841**	**2,920**	**4,342**
2022年12月31日現在	**10,167**	**15,118**	**7,496**	**11,147**	**(47)**	**(70)**	**5,567**	**8,278**	**2,034**	**3,025**	**2,332**	**3,468**	**(5,912)**	**(8,791)**	**(3,553)**	**(5,283)**	**(81)**	**(120)**	**(22)**	**(33)**	**(476)**	**(708)**	**(1,063)**	**(1,581)**	**(2,390)**	**(3,554)**	**(1,192)**	**(1,773)**	**15,797**	**23,490**	**28,657**	**42,613**	**13,425**	**19,963**	**42,082**	**62,576**

次へ

連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2022年度				2021年度			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
		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		**2,920**	**4,342**			**3,857**	**5,735**		
調整：									
営業債権及びその他の受取債権の正味減損／（戻入）	12.d	1,288	1,915			1,196	1,778		
減価償却費、償却費及びその他の減損損失	12.e	8,809	13,099			8,691	12,924		
金融（収益）／費用	14、15	2,499	3,716			2,751	4,091		
持分法適用投資から生じた正味（利得）／損失	16	(23)	(34)			(571)	(849)		
法人所得税等		3,470	5,160			1,643	2,443		
正味運転資本の変動		(3,961)	(5,890)			(1,097)	(1,631)		
- 棚卸資産	33	(2,166)	(3,221)			(649)	(965)		
- 営業債権	34	(2,783)	(4,138)	*(242)*	*(360)*	(4,951)	(7,362)	*(458)*	*(681)*
- 営業債務	44	1,333	1,982	*(1,272)*	*(1,891)*	4,357	6,479	*1,877*	*2,791*
- その他の契約資産	28	15	22			56	83		
- その他の契約負債	28	254	378	*31*	*46*	75	112	*(4)*	*(6)*
- その他の資産／負債 (1)		(614)	(913)	*(783)*	*(1,164)*	15	22	*31*	*46*
引当金の繰入		803	1,194			1,578	2,346		
引当金の目的使用		(1,521)	(2,262)			(1,300)	(1,933)		
受取利息及びその他の金融収益の受取 (1)	14、15	2,622	3,899	*154*	*229*	1,365	2030	*138*	*205*
支払利息及びその他の金融費用の支払 (1)	14、15	(5,016)	(7,459)	*(34)*	*(51)*	(4,277)	(6,360)	*(32)*	*(48)*
商品の測定から生じた正味（収益）／費用		(927)	(1,378)			(304)	(452)		
法人所得税支払	17	(1,934)	(2,876)			(1,846)	(2,745)		
正味キャピタル・ゲイン		(355)	(528)			(1,771)	(2,633)		
営業活動によるキャッシュ・フロー（A） (1)		**8,674**	**12,898**			**9,915**	**14,744**		
うち非継続事業		*(391)*	(581)			*280*	416		
有形固定資産における投資額	19、20、21、22	(11,281)	(16,775)			(10,545)	(15,680)		
無形資産における投資額	23	(1,961)	(2,916)			(1,656)	(2,462)		
非流動契約資産における投資額		(1,261)	(1,875)			(907)	(1,349)		
会社（又は事業）への現金及び現金同等物控除後の投資額	8	(1,275)	(1,896)			(283)	(421)		
会社（又は事業）からの現金及び現金同等物控除後の売却額	8	2,032	3,022			61	91		
その他の投資活動における（増加）/減少		120	178			2,455	3,651		
投資活動によるキャッシュ・フロー（B）		**(13,626)**	**(20,262)**			**(10,875)**	**(16,171)**		
うち非継続事業		*(351)*	(522)			*(453)*	(674)		
新規長期借入による収入	48.3	22,399	33,307			15,895	23,636		
借入金返済による支出	48.3	(9,359)	(13,917)	*(97)*	*(144)*	(11,321)	(16,834)	*(118)*	*(175)*
正味金融債務におけるその他の変動		(620)	(922)			3,339	4,965		
借入に関連するデリバティブに伴う受取／（支出） (1)		(25)	(37)			154	229		
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		12	18			(1,295)	(1,926)		
ハイブリッド債の発行／（償還）		-	-			2,213	3,291		
自己株式の取得による支出		(14)	(21)			(13)	(19)		
配当及び中間配当の支払による支出		(4,901)	(7,288)			(4,970)	(7,390)		
ハイブリッド債保有者への利息の支払による支出		(123)	(183)			(71)	(106)		
財務活動によるキャッシュ・フロー（C） (1)		**7,369**	**10,958**			**3,931**	**5,845**		
うち非継続事業		*656*	*975*			*118*	*175*		
現金及び現金同等物に係る為替変動の影響（D）		**136**	**202**			**17**	**25**		

現金及び現金同等物における増加／（減少）（A+B+C+D）	**2,553**	**3,796**		**2,988**	**4,443**
現金及び現金同等物期首残高 (2)	8,990	13,368		6,002	8,925
現金及び現金同等物期末残高 (3)	11,543	17,164		8,990	13,368

(1)2021年度の数値の表示を改善するため、比較目的のみ向けに、認識された単に貨幣による融資に関連する金融収益及び費用資産は、財務活動からのキャッシュ・フローの部に、新たに「借入に関連するデリバティブに伴う受取／（支出）」の下に振替えられた。

(2)このうち、現金及び現金同等物は、2022年1月1日現在8,315百万ユーロ（2021年1月1日現在では5,266百万ユーロ)、短期証券は、2022年1月1日現在88百万ユーロ（2021年1月1日現在では67百万ユーロ）、「売却目的保有資産」に係る現金及び現金同等物は、2022年1月1日現在44百万ユーロ（2021年1月1日現在では29百万ユーロ））、及び「非継続事業」に係る現金及び現金同等物は、2022年1月1日現在543百万ユーロ（2021年1月1日現在では640百万ユーロ）である。

(3)このうち、現金及び現金同等物は、2022年12月31日現在11,041百万ユーロ（2021年12月31日現在では8,315百万ユーロ）、短期証券は、2022年12月31日現在78百万ユーロ（2021年12月31日現在では88百万ユーロ）、「売却目的保有資産」に係る現金及び現金同等物は、2022年12月31日現在98百万ユーロ（2021年12月31日現在では44百万ユーロ）、及び「非継続事業」に係る現金及び現金同等物は、2022年12月31日現在326百万ユーロ（2021年12月31日現在では543百万ユーロ）である。

前へ　次へ

連結財務書類注記

表示基準

注記1. 連結財務書類の様式及び内容

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。

2022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。

2022年12月31日に終了した事業年度に関する連結財務書類は、当社、子会社の財務書類、グループの関連会社及びジョイント・ベンチャーにおける持分に加え、共同支配事業の資産、負債、費用及び収益に対するグループの比例持分（以下「当社グループ」）で構成されている。

連結の範囲に含まれる子会社、関連会社、共同支配事業及びジョイント・ベンチャーのリストは添付されている。

当該連結財務書類は2023年3月16日に取締役会によって公表が承認された。

当該連結財務書類はKPMG SpAによる監査を受けている。

表示基準

2022年12月31日に終了した事業年度における当社グループの連結財務書類は、規則（EC）第1606/2002号により欧州連合によって公認され、同年末現在有効であった国際会計基準審議会（IASB）公表の国際会計基準（IAS）、国際財務報告基準（IFRS）、IFRS解釈指針委員会（IFRSIC）及び解釈指針委員会（SIC）の解釈指針に準拠して作成されている。当該基準や解釈は全て以下、「EU版IFRS」という。

連結財務書類は、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。

連結財務書類は、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。

財政状態計算書上の資産及び負債は「流動／非流動基準」に基づいて分類され、売却目的保有資産及び負債は売却目的保有に分類された処分グループに分類されている。現金及び現金同等物を含む流動資産は、当社グループの通常の営業循環過程において現金化、売却又は消費することを意図している資産であり、流動負債は、当社グループの通常の営業循環過程において決済されると見込まれる負債である。

損益計算書は、その性質に基づき費用を分類しており、親会社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で作成されており、非継続事業に係る営業活動、投資活動及び財務活動のキャッシュ・フローは別掲している。

なおキャッシュ・フロー計算書における表示項目は非継続事業に分類された会社から生じた影響も含む。

特に、当社グループは項目の分類においてIAS第7号の規定を逸脱していないが、

＞　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。当社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、営業活動によるキャッシュ・フローに対する影響を中立化するために、損益に対するその影響は全額を消去している。

キャッシュ・フロー計算書に表示されたキャッシュ・フローの詳細は注記46「キャッシュ・フロー」を参照のこと。

連結財務書類は、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、IFRSに準拠して公正価値で測定されている項目、及び帳簿価額と売却費用控除後公正価値のいずれか低い方の額で測定されている売却目的に分類された非流動資産及び処分グループを除き、取得原価を基礎として継続企業を前提に作成されている。

連結財務書類は、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。全ての数値は特に記載がない限り百万ユーロ単位で表示されている。

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、注記2.2「重要な会計方針」にその定義が記載される関連当事者との取引を開示している。

連結財務書類は、前年度に関する比較情報を提供している。

注記2. 会計方針

2.1 見積り及び経営者の判断の利用

EU版IFRSに基づく連結財務書類の作成にあたり、経営者は、報告日現在における収益、費用、資産及び負債の帳簿価額、これに関連する項目に係る開示、並びに偶発資産及び負債に影響を及ぼす可能性のある判断、見積り及び仮定を行うことが求められる。見積り及び経営者の判断は、当該状況において合理的と考えられる過去の経験及びその他の要因に基づくものである。これらは、資産及び負債の帳簿価額をその他の情報源から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損益に反映される。見直しが現在及び将来の両方の期間に関係するものである場合には、当該見直しは、見直しが行われた期間及び関連する将来の期間に認識される。

連結財務書類への理解を向上させるために、以下では、見積りの使用により影響を受ける主な項目、及び経営者の判断が重要な影響を与える場合について、EU版IFRSに準拠して当該項目を測定するにあたり経営者が用いた主な仮定を明確にして分析する。当該評価の重要な要素は、本質的に不確実な事項に関する仮定と職業的専門家としての判断の利用である。
仮定及び判断の基礎となる状況の変化は、将来の結果に重大な影響を与える可能性がある。
連結財務書類に含まれる情報は、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、当社グループは、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、当社グループは、経営者による重要な判断において気候変動の影響を考慮している。この点に関し、2022年12月31日現在の連結財務書類に含まれる見積り及び判断の影響を受ける主な項目は、エネルギー移行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19「有形固定資産」、注記24「のれん」、及び注記40「リスク及び費用における引当金」を参照のこと。

見積りの利用

顧客との契約から生じた収益

最終消費者向け電力及びガスの供給による収益は、電力及びガスが供給された時点で認識され、定期的（かつ当該年度に係る）検針又は給電及び送電業者により通知された計量に基づいて請求された金額に加えて、給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電力及びガスの量との差に等しい、当該期間中の未請求の供給済み電力及びガスの見積りを、いかなるシステムの損失も考慮に入れて、含めている。直近の検針日から年末までの収益は、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日々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ている。
当該収益項目の詳細は、注記11.a「販売及びサービスから生じた収益」を参照のこと。

非金融資産の減損

有形固定資産、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。
当該減損は、注記24「のれん」にその詳細を記載するIAS第36号の規定に基づいて行われる。
回収可能価額を算定するにあたり、当社グループは通常、使用価値基準を適用している。使用価値は、貨幣の時間的価値に対する現在の市場の評価及び資産に固有のリスクを反映した税引前割引率を用いて割り引かれた、当該資産がもたらすと見込まれる将来キャッシュ・フローの現在価値である。
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

＞　電力需要の長期的な成長率に等しい長期成長率、及び／又はいかなる場合にも関連市場の平均長期成長率を上回ることのないインフレ率（国や事業に左右される）

回収可能価額は、キャッシュ・フローの計算に用いる見積り、仮定、及び適用される割引率の影響を受ける。しかしながら、当該金額の算定の基礎となった仮定に変更があれば、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。

当社グループのビジネスモデルに沿って、発電ミックスの脱炭素化の加速及びエネルギー移行プロセスの推進に関連して、気候変動問題が期待キャッシュ・フローの見積りに用いられる合理的かつ裏付け可能な仮定に影響を与えているかも慎重に評価している。その際、必要に応じて、当社グループは気候変動の長期的な影響を、特に、各国のエネルギーモデルを用いて決定された電力需要の変動に沿った長期的な成長率による継続価値を踏まえている。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24「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、当社グループは、償却原価で測定される営業債権、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。

デフォルト確率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）及びデフォルト時エクスポージャー（EAD）を考慮して決定される予想信用損失（ECL）は、契約に従い期限の到来している契約上のキャッシュ・フローの全額と、受け取ると見込まれるキャッシュ・フローの全額の差額（不足分を含む）を当初の実効金利（EIR）で割引いた額である。

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、当グループ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。特定の該当市場及び当該部門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、当社グループ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おいては、当社グループは営業債権及び契約資産を、特定の規制上及び事業上の状況を考慮した上で特定のクラスターのグループに基づき、一括アプローチを主に適用している。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、当グループは分析的アプローチを適用する。
個別評価の場合は、PDは主に外部提供者から入手する。
一方、一括評価においては、営業債権は、特定の債務不履行に関する定義を考慮して、共通する信用リスク特性及び延滞情報に基づきグループ化される。

各事業及び地方の規制の枠組みに加えて、顧客ポートフォリオにおいて、リスク、デフォルト率及び回収期待値の差異に基づき、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対する営業債権と実質的に同一のリスク特性を有するとみなされる。
営業債権及び契約資産の予想信用損失を一括評価するため、当社グループは予想信用損失パラメーターに関連して以下の仮定を考慮に入れている。

- **平均デフォルト率として仮定したPDは、最低24か月の履歴データを考慮して、クラスターごとに計算される。**
- **LGDは債務不履行時の回収率の関数であり、実効金利で割引かれる。そして、**
- **EADは、報告日時点での帳簿上のエクスポージャーから現金保証金を控除し、請求書が発行されたものの失効を迎えていない請求額及び発行予定の請求額を含めた額として見積られる。**

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情報に関する詳細は、注記48「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

大規模な水力発電委譲を治めるイタリアの規制は、「規制緩和政令」（2019年2月11日付け法律第12号で批准された2018年度政令第135号）により大幅に修正された。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。しかしながら、当該発電所の耐用年数を見積る際に、経営者は、法律見解の支援を得て、当社及びその他の者が迅速に提訴した不服申立ての予見可能な結末、及び業界団体により提起された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事実上認識される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日付け法律第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）の下で無償で放棄されるものとされている取水口、制御装置、導水路及び放水路において、通常減耗の減価後の再評価原価から、当該施設の建設に関連する運営委譲権保有者が受領した政府資本補助金の再評価額を控除した金額

＞　その他の有形固定資産は市場価値、すなわち通常減耗による見積り減価の控除後の再調達原価

当該新規制は、水力発電運営委譲権の運用に関する事業単位の所有権の譲渡について重要な変更を導入するものであるが、既存運営委譲権の終了時における回収可能な価値（残存価値）の信頼ある見積りの形成を許容しない不確実性に晒され、当該原則の実務適用は困難に直面する。

このため経営者は、残存価値について合理的かつ信頼性の高い見積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。残存価額の計算を可能とするような追加的情報が入手可能となった場合は、関係する資産の帳簿価額は将来に向かって調整されることになる。

金融商品の公正価値の算定

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、経営陣は測定される商品の性格を充分に考慮し市場を見積る。

公正価値で測定される金融商品の詳細は、注記52「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

IFRS第13号に従い、当社グループは、カウンターパーティー・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52「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。

特に、市場が不安定で、経済見通しの不確実性が高く、急速に変化する可能性のある現在の状況においては、市場情報の見積りを形成する仮定の変更は、当該金融商品に係る認識される公正価値に影響を及ぼす可能性がある。

開発費

開発費の回収可能性を決定するために、資産の使用又は販売が整う前に生じると期待される追加的なキャッシュ・アウトフロー、適用される割引率及び便益の予想期間に関する仮定をおいて回収可能価額が見積られる。

年金及びその他の退職後給付

当社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、実際の医療費の変動だけでなく、経済状況や市況の変化、退職率や加入者の寿命の増減により、実際の動向とは大きく異なる可能性がある。
そのような差異は、年金費用及びその他の関連費用の算定に重要な影響を与えうる。
採用された主な年金数理上の仮定の詳細は注記39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40「リスク及び費用における引当金」を参照のこと。
注記57「偶発資産及び債務」は当社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、たとえ当社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。
弁護士が不利な結果となる可能性があると判断し、損失金額の合理的な見積りが可能であると判断した訴訟に関する全ての重要な負債に対して引当金が認識されている。

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年まで見積も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、当社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、債務額は時の経過及び見積りの変更を反映して調整される。
発電所廃止及び敷地の原状回復の引当金の算出に用いられる割引率、割引前見積費用及びその時期の詳細は、注記40「リスク及び費用における引当金」を参照のこと。

不利な契約

不利な契約を特定するために、当社グループは、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もる。

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、当社グループは、支払リース料の現在価値を算定するために、リース開始日の追加借入利子率（IBR）を用いる。これは、借手が類似の期間にわたり、類似の担保で、類似の経済環境において使用権資産と類似の価値を有する資産を取得するために必要な資金を借り入れるために支払わなければならない利率のことである。観測可能な情報が入手できない場合、当社グループは、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。
当社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。当社グループのIBRを算定するアプローチは、以下の主な3つの構成要素の評価に基づいている。

＞　支払リース料のキャッシュ・フロー、リース契約の交渉が行われた経済環境及びリース期間を考慮した無リスク・レート。
＞　親会社又はその他の保証の裏付けを踏まえて借手に特有のIBRを計算するための信用スプレッドの調整。
＞　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48「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

法人所得税

繰延税金資産の回収可能性

2022年12月31日現在の連結財務書類は、税務上の欠損金、繰越税額控除に関する繰延税金資産、及び将来の回収可能性が極めて高いと経営者が判断した金額について繰延税金資産が計上されている。

繰延税金資産の回収可能性は、税務上の欠損金を吸収し、他の繰延税金資産の便益を利用するに足る充分な将来利益を達成できるかどうかに左右される。

肯定的及び否定的な全ての証拠を考慮して繰延税金資産の回収可能性を評価し、認識可能な金額を算定するために、将来予測される課税所得の時期及び水準、並びに将来のタックス・プランニング戦略及び取崩日に適用される税率に基づき、経営者の重要な判断が求められる。しかしながら、当社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。未認識の繰延税金資産はその認識条件を検証するために各報告日に再評価される。

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25「繰延税金資産及び負債」を参照のこと。

経営者の判断

資金生成単位（CGUs）の識別

減損テストにおいて、個々の資産の回収可能価額を算定できない場合、当社グループは、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、資産及び関係する事業に固有の性質（地域別セグメント、事業セグメント、規制の枠組みなど）、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）に関連するものとは概ね独立していることを示す証拠に関する経営者の判断が関わっている。

また、採用したビジネス・モデルの範囲内で当該資産を経営者が管理及び監視する方法に基づいて、各CGUの資産が特定されている。特に、CGUの数及び範囲は、当社グループが実行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、そして独立したキャッシュ・インフローを生成する資産の能力に影響を及ぼす可能性のある外部要因を考慮に入れるために、体系的に更新される。

特に、当社グループが所有する特定の識別された資産の一部が、キャッシュ・フローの生成に寄与する能力を損なうような経済上又は事業上の悪条件の影響を受けた場合は、当該資産はCGUのその他の資産から分離された上で、個別に回収可能性の分析が行われ、必要に応じて減損される。

当該連結財務書類にて認識されているのれんを配分された経営者が識別したCGU、及びCGUsの特定に用いられる要件は、注記24「のれん」に示すとおりである。

非金融資産の耐用年数の決定

耐用年数を確定できる有形固定資産及び無形資産の耐用年数を決定するにあたり、当社グループは、当該資産を用いて得られた資産に含まれる将来の経済的便益のみならず、当該資産を使用して生成された製品又はサービスの物理的な減耗、技術的、商業的又はその他の陳腐化、資産の耐用年数が他の資産の耐用年数に依存している場合は当該資産の使用に係る法的又は類似の制限（例えば安全、環境、その他の制限）など、他の多くの要因も検討している。

また、当社グループは、当該資産の耐用年数の見積りにあたり、パリ協定に基づく約定を考慮している。当該論点に係る詳細は、注記19「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、当社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社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。

支配を評価する目的で、経営者は、他の投資家との契約、その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（コール・オプション、ワラント、非支配株主に付与されたプット・オプション等）を含む、全ての事実及び状況を分析する。当社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。

当社グループは、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、当社グループが投資先を支配しているか否かを再評価する。

エネルの2022年12月31日現在の連結財務書類に表示されているとおり、当社グループはEnel Green Power Rus LLC及びEnel X Rus LLCにおいて僅かな持分しか保有していない。

ウクライナ紛争の影響を受けて、グループが投資しているロシアの会社でのエネルの経営及び調整の役割を終了させることに帰結した数多の措置が採用又は実施された。当該措置には、（ⅰ）全ての非独立取締役及び非ロシア国籍の全ての管理者の辞任、（ⅱ）会社間契約の終了、（ⅲ）エネルへのスタッフ又は業務部門による連絡を終了させるための当社グループの組織構造の変更を含んでいる。

2022年12月31日現在、当社グループは「IFRS第10号‐連結財務諸表」に準拠し、会計の観点から当該会社を引き続き支配している。

共同支配の有無及び共同支配の取決めの種類の決定

IFRS第11号の規定の下で、共同支配の取決めとは、複数の当事者が共同支配する契約をいう。共同支配は、関連する事業を巡る決定が共同支配を共有する当事者の全会一致の同意を必要とする場合にのみ存在する。

共同支配の取決めは、ジョイント・ベンチャー又は共同事業として構成する。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、共同事業とは、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、当社グループはAsociación Nuclear ASCO-Vandellós IIにおける持分を共同事業としてみなした。

当社グループは、共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を検証する際に考慮される要素の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。

当社グループは、共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を検証する際に考慮される要素の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。

ウクライナ紛争の影響を受けて、Rusenergosbyt LLC（当社グループの関連会社）におけるエネルの経営を終了させることに帰結した数多の措置が採用又は実施された。当該措置には、全ての非独立取締役及び非ロシア国籍の全ての管理者の辞任、及びエネルへのスタッフ又は業務部門による連絡の終了を含んでいる。

2022年12月31日現在、当社グループは「IFRS第11号‐共同支配の取決め」に準拠し、会計の観点から当該会社の共同支配を引き続き行使している。

当社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26「持分法適用投資」を参照のこと。

関連会社にわたる重要な影響力の存在の判定

関連会社とは、当社グループが重要な影響力、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、当社グループ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、当社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。

当社グループの関連会社持分への投資の詳細は、注記26 「持分法適用投資」を参照のこと。

IFRIC第12号「サービス委譲契約」の委譲運営への適用

IFRIC第12号は「公から民」へのサービス委譲契約に適用され、これは運営者が公共サービスを提供する義務、すなわち、公的事業体（委譲者）のために一定期間において主要な経済的、及び社会的サービスへのアクセスを許す義務を負う契約と定義できる。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社会基盤を管理する権利を運営者に与えている。

より具体的には、IFRIC第12号は、以下の各事象に該当する場合における「公から民」へのサービス委譲契約の運営者による会計処理に係るガイダンスを与えている。

＞　運営者が社会基盤とともに、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。

＞　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、社会基盤における重要な残余持分を支配している。

経営者は、運営者としての当社グループにおいて、当該要件の適用評価における既存の運営権を慎重に分析した。当該分析に基づき、IFRIC第12号の規定は主にブラジルにて操業する多数の会社の社会基盤の一部に適用される。

IFRIC第12号の適用範囲におけるサービス委譲契約にて用いられる社会基盤に関する詳細は、注記20「IFRIC第12号‐サービス委譲契約適用範囲内の社会基盤」に記載されている。

顧客との契約から生じた収益

IFRS第15号の適用プロセスにあたり、当社グループは、以下の判断を行った（当社グループの収益に係る最も重要な影響についての詳細は、注記11.a「販売及びサービスから生じた収益」に記載されている。）。

当社グループは、該当契約にのみIFRS第15号を適用するように、当該契約が存在する時期及びその契約の執行可能性の条件を判断するために、法域レベルに係る契約条件を慎重に分析している。

一つの契約が複数の約定した財又はサービスを含む場合、個別に又は集合的に会計処理すべきかについて評価するため、当社グループは財／サービスの個別の特性及び契約の内容中にある約定の性質の両方を検討し、関連する法令上及び規制上の枠組みの下の特定の契約に関する全ての事実及び環境の評価も行う。

履行義務の充足時期を評価するため、当社グループは、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移転された時点を評価している。

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、当社グループは、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。**

当社グループは、契約が変動対価（すなわち、将来の事象が発生する又は発生しないことにより変動又は左右される対価）を含むかどうかについての判定にあたり、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り、当社グループは、権利を得ることになる対価をより正確に予測する手法を用い、契約期間を通じて一貫してその手法を用いている。同様の契約においても、全ての入手可能な情報を考慮し、不透明性が解消されるまでその見積りを更新している。当社グループは、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。

当社グループは、当社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、当社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、当社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：「抱き合わせ」販売契約）においては、当社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。当社グループは、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：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）を含む契約を当社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、当社グループは取引価格を当該オプションに配分する。
当社グループは、契約の獲得の増分費用が契約グループに関連する場合は、契約ごとに、又は契約のグループにおいて、当該費用の回収可能性の評価を行う。
当社グループは、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。
当社グループは、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、当社グループは過去の経験（例：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、企業又は資産を巡る支配又は共同支配の存在において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51「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、その条項により元本及び元本残高に係る利息のみの支払（SPPI）にあたるキャッシュ・フローが生じるかについて判定するため、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48「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、リスク管理戦略の効果を財務書類に反映するため、デリバティブに適用される。
従って、取引開始時、当社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、当社グループはヘッジ開始時及び継続時の双方において、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローにおける変動の相殺に高い有効性を有しているか評価している。
経営者の判断に基づき、ヘッジ手段とヘッジ対象との間の経済的関係の存在、公正価格及びヘッジ比率の変動における信用リスクの支配に加え、非有効部分の測定に基づく有効性の評価は、特定の事実及び状況並びにヘッジ対象及びヘッジ手段の特性に応じ、定性評価又は定量計算を通じて評価が行われる。
ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいては、経営者は当該取引は可能性が高く、かつ純損益に影響を及ぼすキャッシュ・フローの変動によるエクスポージャーを表すことを評価し、文書化する。
有効性の判定及び非有効部分の測定についての主要な仮定に係る詳細は、注記51.1「ヘッジ手段として指定されるデリバティブ」を参照のこと。

リース

リース契約の評価は、その複雑性及び満了日が長期にわたることから、IFRS第16号の適用のための強固な専門家の判断を必要とする。当該判断は、特に、以下の事項に関係している。

＞　当社グループが事業を行っている部門での典型的な事例へのリースの定義の適用

＞　非リース構成要素のリース契約への識別

＞　IFRS解釈指針委員会が発行した最近の解釈指針を十分に考慮し、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建物付属設備も考慮して評価すること

＞　利率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、指標又は利率に依存される変動支払リース料の識別

＞　支払リース料の現在価値を計算する割引率の見積り
割引率に関する仮定の詳細は「見積りの利用」の項を参照のこと。

リースに関する詳細は、注記21「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

当社グループは、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。

当社グループは、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17「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

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）、若しくは当社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

子会社とは、当社グループが支配している全ての事業体である。当社グループは、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。
子会社の財務数値は、支配獲得日以降支配停止日まで完全連結されている。

連結手続

連結財務書類の作成に用いた子会社の財務書類は2022年12月31日現在で当社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、連結財務書類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、当社グループの会計方針への準拠を確実にするために適切な調整が行われる。
当期中に取得又は処分された子会社の資産、負債、収益及び費用は、当社グループが支配を獲得した日又は支配が停止した日まで、各々連結財務書類に含まれ、又は連結財務書類から除外されている。
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に帰属されている。
当社グループの事業体間取引に関連する全ての会社間の資産、負債、株主持分項目、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。
当社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、当社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

関連会社とは、当グループが重要な影響力を有する事業体である。重要な影響力とは、投資先に対しては支配も共同支配も行使しないが、当該先の財務及び営業の方針の意思決定に参加するパワーをいう。
ジョイント・ベンチャーとは、当社グループが共同で支配権を行使し、正味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、支配の取決めを共有することをいい、これは関連する事業の意思決定が支配権を共有する全ての当事者の同意を必要とする場合にのみ存在する。

当社グループの関連会社及びジョイント・ベンチャーへの投資は、持分法を用いて会計処理される。
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社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、当該投資の帳簿価額は、当社グループの純損益における関連会社又はジョイント・ベンチャーの純損益の当社グループの持分における変動を認識して調整される。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社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。当該変動の当社グループの持分は、当社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配当は、当該投資の帳簿価額を減額させる。

当社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純損益は、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消去される。

関連会社及びジョイント・ベンチャーの財務書類は、当社グループとしての報告期間と同一で作成されている。必要に応じて、当社グループの会計方針に沿って調整している。

持分法の適用後、当社グループは関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける投資に係る減損損失を認識する必要があるかを判断している。価値の損失の客観的な証拠がある場合には、当該投資の帳簿価額の全額が単一の資産としてIAS第36号に準拠した減損テストが実施される。減損の詳細は注記2.1「見積り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ジョイント・ベンチャーではなくなった場合、当社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、当社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社グループが行使し続けている場合、当社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、当社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投資の一部が売却目的保有として分類される要件を充たす場合、売却目的保有に分類されなかった関連会社又はジョイント・ベンチャーにおける投資の残余部分は、売却目的保有として分類された部分が処分されるまで持分法を用いて会計処理される。

共同事業とは、共同支配している当社グループが、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。各共同事業において、当社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、

- **当社グループが支配を取得し、取得日の直前に当該共同支配の取決めの資産に対する権利及び負債における義務を有していた場合、当該取引は段階的に達成された企業結合にあたる。このため、当社グループは、共同事業における過年度に保有していた持分の取得日現在の公正価値での再測定を含めて、段階的に達成された企業結合において要件を適用している。**
- **当社グループが共同支配を獲得した場合（すなわち、共同支配を保持せずに共同事業における持分を既に保有していた）には、当該共同事業における従前の持分は再測定しない。**

関連会社及びジョイント・ベンチャーにおける当社グループの投資の詳細は、注記26「持分法適用投資」を参照のこと。

外貨項目の換算

機能通貨以外の外貨建取引は、各取引日における直物為替相場を用いて当初認識される。

機能通貨以外の外貨建の貨幣性資産及び負債は、後に期末為替レート（具体的には、報告日の直物為替相場）を用いて換算が加えられる。

取得原価で認識された外貨建の非貨幣性資産及び負債は、取引日における為替レートを用いて換算される。公正価値で測定される外貨建の非貨幣資産及び負債は、公正価値を測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。

授受した外貨における前払対価に関連する非貨幣性資産又は非貨幣性負債の認識の中止に係る費用又は収益（又はその一部）の当社グループが当初認識に用いる直物為替レートを決定する際、取引日とは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。

前払又は前受が複数回ある場合、当社グループは前払又は前受ごとに取引日を決定するものとする。

外貨建財務書類の換算

連結財務書類の目的において、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。

連結財務書類を作成するにあたり、連結財務書類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書類は、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。

換算の結果、生じた為替利得又は損失は、特別準備金にて株主持分の別掲要素として直接認識される。当該利得及び損失は子会社の（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超インフレ経済圏の通貨である場合は、下記の特定の換算方法を適用する前に、IAS第29号に従い財務書類を修正再表示している。

現地通貨の為替レートに係る超インフレの影響を考慮するため、超インフレ経済圏の通貨を機能通貨とする会社の財政状態及び業績（すなわち、資産、負債、株主持分項目、収益及び費用）は、比較情報としての前年度の財務書類における金額を除き、報告日の実勢為替レートを用いて当社グループの表示通貨（ユーロ）に換算される。前年度の財務書類の金額は、その後の価格水準における変動又はその後の為替レートにおける変動において調整されない。

企業結合

2010年1月1日より前に着手して当該会計年度中に完了した企業結合は、IFRS第3号（2004年）を基礎に認識されている。

当該企業結合ではパーチェス法が用いられており、取得原価は取引日現在における被取得企業の資産、発生又は引受負債の公正価値に、当該取得に直接関連する原価を加えた金額と等しい。当該原価は、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る。取得原価と親会社株主に帰属し取得された正味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ている。差額が負の場合は、純損益を通じて認識される。

非支配持分の簿価は、正味資産における非支配株主の持分比率によって決定された。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支配獲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各取引ごとに決定された。

2010年1月1日以降に行われた企業結合はIFRS第3号（2008年）を基礎に認識されており、これ以降、同基準を、IFRS第3号（改訂）という。
より具体的には、企業結合には取得法が用いられており、取得原価（移転対価）は、被取得企業の取得資産、及び発生又は引受負債の取得日現在の公正価値、のみならず取得企業が発行した資本性金融商品に等しい。移転対価には、条件付対価の取決めによる資産又は負債の公正価値が含まれる。
当該取得に直接関連する原価は純損益を通して認識される。
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。取得日現在の公正価値により測定された移転対価の超過分、つまり被取得企業の非支配持分の金額に、当社グループがかねて保有していた被取得企業の持分の公正価値（段階的に達成される企業結合において）を加えた金額が、公正価値で測定された取得識別可能な資産及び発生又は引受けた負債の正味価額を超過した場合、のれんとして認識する。差額が負の場合は、当社グループは全ての取得資産及び引受負債を正確に識別したかを検証し、取得日の認識金額の決定に用いた使用される手続を見直しする。当該評価後、取得された正味資産の公正価値が依然として移転対価合計を上回る場合には、この超過分は割安な購入に基づく利益を表し、純損益で認識される。
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。
企業結合が段階的になされた場合、支配獲得日において、以前から保有していた被取得企業に対する持分が公正価値に再評価され、正又は負の差異は純損益で認識される。
条件付対価は、取得日現在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、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のみ算定できる場合、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、比較情報を再表示して取得日から12か月以内に認識される。

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と仮定される。主要市場がない場合、取引は当社グループが利用できる最も有利な市場、すなわち資産の売却で受け取る金額を最大化する又は負債の移転で支払う金額を最小化する市場で行われると仮定される。

資産又は負債の公正価値は、市場参加者が自己の経済的利益の最大化を図ると仮定して、こうした市場参加者が当該資産又は負債の価格設定に用いると考えられる仮定を用いて測定される。市場参加者は、当該資産又は負債の取引を行うことができる独立した、知識のある、取引を行う動機はあるが、取引を強制されず、やむなく取引を行うわけではない売手と買手のことである。

公正価値を測定する際に、当社グループは、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おいては、公正価値は、とりわけ当社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する。

＞　市場リスク又は信用リスクに関して相殺されるポジションにあり、かかるリスクに対して事業体の正味エクスポージャーを基礎にして管理される金融資産及び金融負債のグループの場合、公正価値は純額ベースで測定することが認められる。

資産及び負債の公正価値の測定にあたり、当社グループは、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

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、リスク及び費用における引当金として計上される。当該費用の見積りに関する変化、時の経過及び割引率に関する会計処理は、注記40「リスク及び費用における引当金」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。

意図した用途又は販売のための準備が整うまでに相当な期間を要する資産である適格資産の取得、建設又は製造に直接起因する借入コストは、当該資産自体の原価の一部として資産計上される。この要件を充足しない資産の購入又は建設に伴う借入コストは、それが発生した期間に費用計上される。

EU版IFRSへの移行日現在又は過年度において再評価された特定の有形固定資産は公正価値で認識され、再評価額は、再評価日現在のみなし原価とみなされる。

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社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。

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、適宜将来に向けて調整している。見積耐用年数に関する詳細な情報は注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」を参照のこと。

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。

民間の建物	10 - 60年
発電所に組み込まれている建物及び土木工事	10 - 100年
水力発電所	
導水路	10 - 65年
機構的及び電気的機械	10 - 65年
その他の固定水圧工事	10 - 100年
火力発電所	
ボイラー及び補助機器	20 - 40年
ガスタービン機器	10 - 40年
機構的及び電気的機械	5 - 40年
その他の固定水圧工事	60年
原子力発電所	50年
地熱発電所	
冷却塔	20年
タービン及び発電機	10 - 50年
液体に接触しているタービン部品	10年
機構的及び電気的機械	20 - 40年
風力発電所	
塔	20 - 30年
タービン及び発電機	20 - 30年
機構的及び電気的機械	15 - 30年
太陽光発電所	
機構的及び電気的機械	15 - 30年
公共照明及び芸術的照明	
公共照明装置	10 - 20年
芸術的照明装置	20年
送電線	10 - 60年
変電所	20 - 55年
配電設備	
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
電力バランス測定機器	10年
電子メーター	15年
蓄電所	7 - 15年

建物付属設備の耐用年数はリース期間、又は短ければ、当該改良が生み出す便益の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。

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

当社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。当該委譲はアルゼンチンでは2087年、ブラジルでは2047年、コスタリカでは2031年、パナマでは2060年、そしてグアテマラでは2062年に満了する。

IFRIC第12号 - 「サービス委譲契約」の適用範囲外の委譲契約に供される社会基盤

配電に関して、当社グループは、イタリアにて当該サービスを対象とする事業運営権を保有している。経済開発省により付与された当該運営権は無償で発行され2030年12月31日に満了する。当該運営権の満了時にその期間が更新されない場合には、付与権者は補償金の支払いが求められる。補償金額は当該資産の帳簿価額及び収益性の双方に基づき、適切な評価方法を用いて当事者の合意により決定される。

補償金の決定にあたり、この収益性は将来キャッシュ・フローの現在価値により表示される。運営に供される社会基盤は運営権者により所有され利用できる。それは有形固定資産の下で認識され、各資産の耐用年数にわたり減価償却される。

エネルは、その他の国（スペイン及びルーマニアを含む）における配電においても、行政委譲の下で運営している。当該運営権は、無期限において配電ネットワークの建設及び運営を行う権利を付与するものである。

IFRIC第12号 -「サービス委譲契約」の適用範囲の社会基盤

IFRIC第12号‐「サービス事業権契約」の適用範囲の「公から民」へのサービス事業契約の下で、運営者はサービス供給者としての役割を果たし、契約にて明記された条件に従って、公共サービスを提供するために使用される社会基盤を建設／改修し、及び／又は当該社会基盤を委譲期間にわたり運営し維持する。

当社グループは、運営者として、IFRIC第12号の適用範囲の社会基盤を有形固定資産として会計処理せず、履行したサービスにおいてIFRS第15号に従って収益を認識し測定する。特に、当社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。

＞　当社グループが、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を回避する裁量をほとんど有しない場合には、金融資産。この場合、付与権者は契約上で運営者に対して、特定の、又は算定可能な金額、若しくは公共サービスの利用者から受領した金額が特定の、若しくは算定可能な金額（契約で定義される）を下回る金額を支払うことを保証し、その支払は社会基盤の利用には依存しない。及び／又は、

＞　当社グループが、提供された公共サービスの利用者に課金する権利（認可）を取得する場合は、無形資産。このような場合、金額は公衆がサービスを利用する程度に左右されるため、運営者は無条件に現金を収受する権利を有しない。

当社グループが（事業者として）無形資産（公共サービスの利用者に課金する権利）を受ける契約上の権利を有する場合、借入コストは注記19「有形固定資産」で詳述した要件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11.a「販売及びサービスから生じた収益」を参照のこと。

リース

当社グループは、各種の業務のための有形固定資産をリース契約の下で保有している。当社グループは、契約の開始時に、契約がリース又はリースを含むものであるかどうかを評価している。

2019年1月1日以降に締結又は変更された契約においては、当社グループは、対価と交換に契約が特定された資産の使用を支配する権利を一定期間にわたり移転する場合に充たすIFRS第16号の下でリースの定義を適用した。

逆に、2019年1月1日より前に締結された契約については、当社グループはIFRIC第4号に基づき契約がリース又はリースを含むものであったかを判定した。

借手としての当社グループ

当社グループは、リースの構成要素、及び一つ又は複数の追加的なリース構成要素、又は非リース構成要素を含む契約の開始又は変更の時点で、契約における各リース構成要素に対価をその相対的独立価格に基づいて配分している。

リースの開始日（原資産が使用可能となる日）に当社グループ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、及び原資産又は敷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。
その後、使用権資産は、リース期間及び使用権資産の以下の見積耐用年数のどちらか短い期間にわたり定額法で減価償却される。

	平均残存期間（年）
建物	6
再生可能エネルギー発電所の地上権	31
車両及びその他の輸送手段	5

当該リースがリース期間末に原資産の所有権が当社グループに移転する場合、又は使用権資産の原価に、当社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は、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。
加えて、使用権資産は減損の対象となり、リース負債の再測定により調整される。
リース負債は、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、当社グループは、リース開始日の借手の追加借入利子率を用いる。
指数又は利率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、特定の事象が発生した場合には再測定される。
当社グループは、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。当社グループは、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、当社グループはオフィス機器（すなわち、パーソナル・コンピュータ、印刷機器及びコピー機器）などの少額とみなされるリースを有している。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。
当社グループは、「投資不動産」の定義を充たさない使用権資産を「有形固定資産」において、及びリース負債を「借入金」において表示している。
基準の要件に従って、当社グループは、リース負債に基づく支払利息を「その他の金融費用」の下で、及び使用権資産の減価償却費を「減価償却費、償却費及び減損損失」の下で独立して表示している。

貸手としての当社グループ
当グループが貸手として取引に関与する場合には、各リースがファイナンス・リースかオペレーティング・リースかをリース開始日に決定する。

当社グループが原資産の所有に伴う全てのリスクと便益を実質的に移転するリースは、ファイナンス・リースに分類される。それ以外はオペレーティング・リースに分類される。当該評価を行うために、当社グループはIFRS第16号で規定されている指標に基づき検討している。契約がリース及び非リースの構成要素を含む場合には、当社グループはIFRS第15号を用いて契約における対価を区分する。

当社グループは、オペレーティング・リースから発生するリース収益をリース期間にわたり定額法で計上し、その他の収益として認識する。

投資不動産

投資不動産は、財及びサービスの生成又は提供のために用いず、賃貸収入及び／又は資本増価を得るために所有している当社グループの不動産で構成される。

投資不動産は、取得原価から減価償却累計額及び減損損失累計額を控除した額で測定される。

土地を除く投資不動産は、関連する資産の耐用年数にわたって定額法で減価償却される。

減損損失は以下に記載された要件に従って算定される。

投資不動産の公正価値の内訳は、注記52「公正価値で測定される資産及び負債」に詳述されている。

投資不動産は、それが移転された時点（すなわち受領側が支配を取得した日）、又はその使用を恒久的に取り止め、その処分により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。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。

用途変更があった場合にのみ、投資不動産に（又は投資不動産から）振替えられる。

無形資産

無形資産は、当社グループが支配する物理的実体がないが、将来の経済的便益を生成する能力がある識別可能な資産である。無形資産は、当該資産の使用が将来の経済的便益を生成する可能性が高く、関連費用を信頼性をもって決定することができる場合に、その購入原価又は内部開発費によって測定される。

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。

開発支出は、当社グループが無形資産を完成させる技術的実行可能性、及び資産を利用又は販売する目的で当該無形資産を完成する意図、能力及び資源を有することを証明できる場合にのみ。無形資産として認識される。

研究費は費用として認識される。

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。耐用年数の見積りの詳細は、注記2.1 「見積り及び経営者の判断の利用」を参照のこと。

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。裏付けできない場合、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。

無形資産は、その処分時（受領側が支配を得た日）、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号の取引価格に関する規定に従って決定される正味処分受領対価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。

自己創設資産及び取得資産を区分した主な無形資産の見積耐用年数は、以下のとおりである。

開発費	
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	3‐10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	10‐18年
その他	
自己創設資産	2‐28年
取得資産	3‐15年

当社グループはIFRS第15号に従い資産化した顧客との契約の獲得費用も無形資産として表示している。

当社グループは、以下の場合にのみ、当該費用を資産として認識している。

＞　費用が増分であること、すなわち識別された契約に直接起因する費用であり、当社グループは、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

＞　当社グループが、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、当社グループは通常、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と整合する体系的に償却され、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。

当社グループは、資産化された顧客との契約費用を契約による便益が見込まれる期間（すなわち、顧客関係の平均期間）にわたり定額法で償却し、償却方針の変更は将来に向けて反映される。

のれん

のれんは、個別に識別されたり別個に認識されたりしない企業結合にて取得したその他の資産から生じる将来の経済的便益を表している。詳細は会計方針の「企業結合」の項を参照のこと。

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、のれんは償却されないが、関連する資金生成単位（CGU）の一環として少なくとも毎年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生じる便益が期待される各CGUに配分される。

関連会社及びジョイント・ベンチャーにおける持分投資に関連するのれんは、その帳簿価額に含まれている。

非金融資産の減損

各報告日において、有形固定資産、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・ベンチャーにおける持分投資は、減損の兆候の有無を判定するために見直される。

CGUsに配分されたのれん、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、当社グループの最新の事業計画に従い、資産の使用及び将来の処分に基づいて関係する各資産の回収可能価額が見積もられる。回収可能価額の見積りの詳細は、注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」の項を参照のこと。

回収可能価額は、資産が他の資産又は資産グループから概ね独立したキャッシュ・インフローを生成する能力を有しない場合を除いて、個々の資産において算定される。

資産又は資産が割り当てられているCGUの帳簿価額がその回収可能価額を上回った場合には、減損損失は純損益で認識され、「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」で表示される。

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存在しなくなった場合であっても戻入られない。

当社グループが所有する特定の識別された資産の一部が、キャッシュ・フローの生成に貢献する能力を損なうような経済上又は事業上の悪影響を受けた場合は、当該資産はCGUのその他の資産から分離され、回収可能性の分析が別途行われ、必要に応じて減損処理される可能性がある。

棚卸資産

棚卸資産は、純損益を通じて認識される公正価値で測定されるトレーディング事業における棚卸資産を除き、取得原価及び正味実現可能価額のいずれか低い方で測定される。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て定められた金額に基づいて算定される。

棚卸資産は、コンプライアンス報告期間を超えた環境証書（例えば、グリーン証書、省エネルギー証書、欧州CO_2排出枠及び原産地保証）を含んでいる。CO_2排出枠に関して、棚卸資産は、トレーディング・ポートフォリオと、温室効果ガス排出要件遵守において用いられるコンプライアンス・ポートフォリオとの間で配分される。

棚卸資産は貯蔵核燃料も含み、その使用は生成された電力を基礎に決定される。

生成における使用目的保有の原材料及びその他の消耗品（エネルギー商品を含む）は、それらが組み込まれた完成品が既発生原価の回収を可能にするのに充分な価格で販売されることが見込まれる場合は、簿価の切下げをしない。

金融商品

金融商品とは、一方の会社に金融資産を生じさせ、他方の会社に金融負債又は資本性金融商品を生じさせる契約のことであり、IAS第32号及びIFRS第9号に従って認識及び測定される。

金融資産又は金融負債は当社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、連結財務書類に認識される。

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金融要素を含んでいない場合、又は当社グループが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、当社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、当社グループのビジネス・モデル及びその商品の契約上のキャッシュ・フローの特性に基づいて、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される。

当該目的において、その商品により元本及び元本残高に対する利息のみの支払（SPPI）にあたるキャッシュ・フローが生じるかについて判定する評価はSPPIテストと呼ばれ、商品レベルで実施される。

金融資産を管理する当社グループのビジネス・モデルとは、当社グループがキャッシュ・フローを生成するために金融資産をどのように管理しているのかを指す。当該ビジネス・モデルは、キャッシュ・フローが、契約上のキャッシュ・フローの回収によるもの、金融資産の売却によるもの、又はその双方によるものかを決定する。

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る金融資産（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で測定される（FVOCI）金融資産 - 負債性金融商品

当該区分は、主に

- 当社グループの再保険会社が保有する売買目的保有として分類されていない上場負債性証券、及び
- 政令第34/2020号（いわゆる再生政令）の適用から生じた還付税金、を含む。

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て認識される。

金融資産が認識中止される（例：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利得及び損失（純損益にて認識されていた減損及び為替差損益を除く）は純損益に戻入られる。

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

当該区分は主に当初認識時に取消不能の指定をされた非上場事業体に対する持分投資を含む。

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、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

当該区分は、主に有価証券、他社における株主持分投資、売買目的で保有されるファンドに対する金融投資、及び当初認識時に純損益を通じて公正価値で測定される金融資産を含む。

純損益を通じて公正価値で測定される金融資産は以下のとおりである。

- ビジネス・モデルに関わりなく元本及び利息のみの支払にあたらないキャッシュ・フローがある金融資産
- 主に短期での売却又は買い戻し目的で取得した又は生じた、原則として売買目的で保有される金融資産
- 指定することにより会計上のミスマッチが解消、又は大幅に低減する場合にIFRS第9号により認められたオプション（公正価値オプション）に基づき当初認識時に指定した負債性金融商品
- 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（組込デリバティブを含む）

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。

当該区分は、当社グループがOCIを通じて公正価値で測定されるものとして分類するという取消不能の選択を行っていない上場資本性金融商品も含む。当該投資に係る配当も、配当支払いの権利が決定された際に、損益計算書におけるその他の収益として認識される。
条件付対価に該当する金融資産も、純損益を通じた公正価値で測定される。

金融資産の減損

各報告日現在、当社グループは、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。
IFRS第9号に準拠して、2018年1月1日以降、当社グループは将来予測アプローチを用いた予想信用損失（ECL）の判定に基づく新たな減損モデルを採用した。基本的に当該モデルは以下のことを定めている。

- **全ての金融資産に単一の枠組みを適用**
- **継続的に予想信用損失を認識、及び金融商品の信用リスクの変動を反映させるための各報告期間の末日の当該損失額を更新**
- **過度なコストを負担せずに入手可能な、過去の事象、現在の状況、将来の状況の予想に関する合理的な情報に基づく予想損失を測定**

営業債権、契約資産及びリース債権において、重要な金融要素を伴うものを含め、当社グループは簡便化アプローチを採用し、一般に12か月に相当する債権の全期間に対応する期間にわたる予想信用損失を算定している。
営業債権、契約資産及びリース債権以外の全ての金融資産において、当社グループは、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。当該アプローチの下で、金融資産に対する損失引当金は、当該金融資産に対する信用損失が当初認識以降に著しく増大した場合、将来予測的な情報も含めた全ての合理的で裏付け可能な情報を考慮して、全期間の予想信用損失に等しい金額で認識される。
報告日現在、金融資産に対する信用リスクが当初認識以降に著しく増大していない場合には、当社グループは、今後12か月の予想信用損失に等しい額で当該金融資産に対する損失引当金を測定する。
前回の報告期間において存続期間の予想信用損失に等しい額の損失引当金が認識された金融資産において、信用リスクの著しい増大にあたらなくなった際は、当社グループは今後12か月の予想信用損失に等しい額で損失引当金を測定する。
当社グループは、報告日時点の損失引当金をIFRS第9号に従って認識する必要がある額に調整する必要がある予想信用損失（又は戻入）額を、減損利得又は減損損失として、純損益において認識する。
当社グループは低信用リスク除外を適用し、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資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48「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短期の金融投資を含む。
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、当社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測定される金融負債は、売買目的で保有される金融負債及び当初認識時に純損益を通じて公正価値での測定が指定される金融負債を含む。
金融負債は、短期間において買い戻しする目的で発生した場合には売買目的保有と分類される。当該区分には、当社グループが締結したデリバティブで、IFRS第9号が定義す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も含まれる。区分された組込デリバティブも、有効なヘッジ手段として指定されていない限り、純損益を通じた公正価値での測定として分類される。
純損益を通じて公正価値で測定される負債に係る利得又は損失は、純損益として認識される。
当初認識時に純損益を通じて公正価値での測定が指定される金融負債は、IFRS第9号の基準が充たされた場合にのみ、当初認識日において指定される。
この場合、自己の信用リスクを起因とする公正価値の変動部分はその他の包括利益に認識される。
当社グループは当初認識時に純損益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負債を有していない。
条件付対価に該当する金融負債も、純損益を通じて公正価値で測定される。

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」）
- 当社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の譲渡又は保持ではなく、資産に対する支配の移転

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、免除され、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より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、当初の負債の認識を中止し、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
デリバティブ金融商品は以下のような金融商品又はその他の契約である。
＞　その価値が、金利、商品又は有価証券の価格、為替レート、価格又はレートの指数、信用格付、又はその他の変数等の基礎とする変数の変動に対応して変動する。
＞　初期純投資を必要としないか、又は市場要因の変化に対して同様に反応する契約に比べ必要とする純投資が少ない。
＞　将来の日に決済される。
デリバティブは、公正価値が正か負かに応じて金融資産又は金融負債として分類され、有効なヘッジ手段として指定されるものを除き、「その他のビジネス・モデル」内の「売買目的保有」として分類され、純損益を通じて公正価値で測定される。
全ての売買目的保有デリバティブは、流動資産又は流動負債に計上される。
売買目的保有ではないが、ヘッジ会計及び有効なヘッジ手段の要件を充たさないことから純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日及び当該金融商品を満期まで保有するか否かの当社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51「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、別の非デリバティブ契約（いわゆる主契約）を含む「複合」契約（いわゆる「ハイブリッド商品」）に含まれているデリバティブのことであり、複合契約のキャッシュ・フローの一部又は全部を生じさせるものである。
組込デリバティブを含む可能性のある当社グループの主な契約は、契約価格、数量又は満期に影響を与える条項又はオプションを備えた非金融項目の売買契約である。
金融資産の主契約を含む複合契約に組み込まれたデリバティブは個別には会計処理されない。金融資産の主契約は組込デリバティブとともに、その全てを、純損益を通じて公正価値で測定される金融資産としての分類が要求されている。
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、当社グループが契約の当事者になった時点、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

主契約から分離される組込デリバティブは、連結財務書類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）。

非金融商品の売買契約

概して、当社グループの通常見込まれる購入、販売又は用途の要件に従って締結され、受渡しのために継続的に保有される非金融商品の売買契約は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、

＞　当社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。

その後、決済日に

＞　エネルギー商品の売却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係る純損益への影響とともに、「販売及びサービスから生じた収益」の下で認識している。

＞　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。

当社グループは、電力及びエネルギー商品の先渡売買に特化して非金融資産の売買契約の全てを継続的に分析し、IFRS第9号に準拠した分類及び取扱いをすべきものであるか、それとも「自己使用」のために約定されたものであるかを決定している。

金融資産と金融負債との相殺

当社グループは、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、又は当該資産の実現と負債の決済を同時に実行する意図がある場合

超インフレーション

超インフレ経済下では、当社グループは非貨幣性項目、株主持分及び指数に連動した契約から生じる項目を、一般購買力における変動を反映した物価指数を用いて、回収可能価額を上限にして調整している。

初度適用の影響は、税効果を控除して株主持分にて認識される。一方、超インフレーションの期間において（終わるまで）、調整から生じる利得又は損失は純損益で認識され、金融収益及び金融費用にて区分して開示される。

2018年度以降、当該基準は、2018年7月1日から超インフレが宣言されているアルゼンチン経済における当社グループの取引に適用されている。

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

非流動資産（又は処分グループ）は帳簿価額が、継続的な使用にではなく、基本的に売却取引を通じて回収される場合には、売却目的で保有される資産に分類される。

当該分類要件は、当該非流動資産（又は処分グループ）を現状にて即時に売却可能で、売却の可能性が非常に高い場合に限り適用される。

当社グループが、子会社の支配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、当社グループが売却後に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。

当社グループは、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、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。

分類要件をもはや充たさなくなった場合には、当社グループは売却目的保有として非流動資産（又は処分グループ）の分類を中止する。この場合、当該非流動資産（又は処分グループ）は以下のいずれか低い金額で測定される。

- **売却目的保有として分類される前の当該資産（又は処分グループ）の帳簿価額に、当該資産（又は処分グループ）が売却目的保有に分類されなかった場合に認識されたであろう減価償却費、償却費又は減損損失の戻入において調整をした価額。及び、**

＞　その後の売却しない決定がなされた日で計算される、処分費用控除後の公正価値又は使用価値のうちいずれか高い方に相当する回収可能価額。

売却目的保有への分類を中止した非流動資産の帳簿価額のあらゆる調整は、継続事業からの純損益に含められる。

非継続事業は、処分された又は売却目的保有に分類された当社グループの構成要素であり、以下のいずれかに該当する。

＞　独立した主要な事業ライン又は地理的セグメントである。

＞　独立した主要な事業ライン又は地理的セグメントの処分を取りまとめた計画の一部である。又は、

＞　転売のみの目的として取得した子会社である。

当社グループは、損益計算書の別掲項目で以下の合計から構成される金額にまとめて表示している。

＞　非継続事業の税引後純利益又は損失、及び

＞　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。当社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

当社グループの会社の中には、グリーン証書、原産地証明、エネルギー効率証書（いわゆるホワイト証書）、及び「欧州連合排出量取引システム」の国家規制により影響を受ける会社がある。

再生可能エネルギー発電所による発電に比例して生じるグリーン証書及び原産地保証、及び所轄当局による認証を受けたエネルギー節減達成に比例して生じるエネルギー効率証書は、非貨幣性の政府事業補助金として扱われ、公正価値でその他の営業利益の下で認識される。証書が未だ所有権勘定に貸方計上されていない場合は資産が非金融資産として認識され、証書が既に貸方勘定に計上されている場合は棚卸資産として認識される。

証書が所有権勘定に貸方計上される時点で、証書はその他の資産から棚卸資産に振替えられる。

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。

当該規制要件から生じる費用の会計処理目的において、当社グループは「正味負債アプローチ」を使用している。当該会計方針の下で、無償で取得し、及びコンプライアンス目的で使用される当社グループの業務の成果として自社生成したいかなる環境証書は名目価値（ゼロ）で認識される。加えて、報告期間においてコンプライアンス要件の充足に不足している証書の（市場における又は対価のためにその他の取引における）取得において生じた費用は、規制要件に伴う遵守の結果である「システム費用」を表示するため、その他の営業費用の下で発生主義で純損益に認識される。

従業員給付

確定給付制度、又は雇用期間中に発生したその他の長期給付に関連して雇用終了時又は雇用終了後に支払われる従業員給付に関する負債は、報告日現在発生済みの将来の給付額を年金数理上の仮定を用いて見積ることによって、制度ごとに決定される（予測単位積増方式）。具体的には、確定給付債務の現在価値は、報告期間末時点の高格付社債の市場利回りに基づいて決定された割引率を使用して算定される。当該通貨建て高格付社債の取引高が少ない場合は、対応する国債利回りが用いられる。

当該負債は、制度資産が控除され、関連する権利の確定期間にわたり発生主義に基づいて認識される。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。

現行の確定給付制度の変更又は新制度の導入の場合には、過去勤務費用は直ちに純損益に認識される。

当社グループはまた、確定拠出制度にも関与しており、当社グループは当該制度の下で、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、当社グループはこれ以上の拠出金を支払う法的義務も推定的義務も負わない。このような制度は、通常、従業員退職後の年金給付を補完することを目的としている。関連する費用は、期間中に支払った拠出金の額に基づいて、純損益で認識される。

解雇給付

従業員の早期退職に伴う給付債務は、当社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。義務を生じさせる事象は、従業員の勤務ではなく雇用の終了である。退職給付は、以下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。具体的には、給付金が他の退職後給付の強化を表している場合、関連する負債はその種類の給付の規制する規則に従って測定される。それ以外の場合は、従業員に支払われるべき退職給付の全額が年次報告期間末後12か月より前に決済されると見込まれる場合には、当社グループは当該負債を短期従業員給付の要件に従って測定し、年次報告期間末後12か月より前に全額が決済されることが見込まれない場合には、当社グループは当該負債をその他の長期従業員給付の要件に従って測定する。

株式に基づく報酬

当社グループは、最高経営責任者（CEO）及びジェネラル・マネ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。当該金銭要素は、制度を施行した会社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され、それ以外の場合は別の長期従業員給付として分類される。

当社株式のボーナス支給による株式要素の精算のために、当該制度を支えるための自己株式の購入プログラムが承認された。株式に基づく報酬制度の詳細は、注記53「株式に基づく報酬」を参照のこと。

株式要素において、当社グループは、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。当該公正価値は、付与された（公正価値の測定から除外される権利確定条件を除く）株式の下での諸条件が考慮され、当該株式の観察可能な市場価格に基づいている。

認識される費用の総額は、権利確定日まで各報告日において、市場条件以外の勤務条件及び業績条件を充たす資本性金融商品の数に関する当社グループの最善の見積りを反映するように調整されるため、最終的に認識される金額は、権利確定日における市場条件以外の勤務条件及び業績条件を充たす資本性金融商品の有効数に基づく。

市場条件及び／又は勤務条件以外の業績条件が充たされていないために最終的に権利が確定しない報酬については、費用は認識されない。逆に、全てのその他の権利確定条件が充たされれば、市場条件又は権利未確定条件が充たされているかとは無関係に、当該取引は権利確定したものとみなされる。

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。一つ又は複数の条件が充たされていない理由で金銭的インセンティブを受領する権利が確定しない場合、関連する負債は取り消される。

リスク及び費用における引当金

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。影響が重要な場合には、貨幣の時間的価値の現在の市場評価を反映する税引前割引率及び該当する場合には負債に固有のリスクを用いて、将来の予想キャッシュ・フローを割り引くことにより引当を決定している。

引当金が割引かれている場合、時間要因において現在価値の期間的な調整は金融費用として認識される。

当社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、当社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、当社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まない。

当社グループは、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、当社グループは、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、当社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社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、当社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。

契約下の義務を充たす不可避的な費用が当該契約下で受領を見込む経済的便益を上回る契約（不利な契約）の場合、当社グループは、契約下での義務履行不可避費用（すなわち、追加的なものか、他の費用の割当てから生じたものであるかを問わず、契約に直接関連する費用）が受領見込経済的便益を超過する部分と、義務不履行により発生する補償金又は違約金との、いずれか低い金額で引当金を認識する。

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。

顧客との契約から生じた収益

当社グループは、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社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。

＞　契約が法的に強制可能な力を有する時点から顧客との契約を識別する（ステップ1）。ステップ1において想定された要件を充たさない場合、顧客から受領する対価は通常前受金として認識される。

＞　契約における履行義務の識別（ステップ2）では、すなわち、契約の中で約定された全ての財又はサービスが、ともに特定することができ、かつ契約の内容の中で特定できる場合は、別個に会計のために履行義務で分離し、また、例外として、実質的に同一で、かつ一定の期間にわたり顧客へ移転されるパターンが同じである一連の区別できる財又はサービスである場合は、単一の履行義務として分離する。
特定された個々の商品又はサービスにおいて、当社グループは本人又は代理人のいずれとして行動するかを決定する。当社グループが代理人として行動する場合、（報酬又は手数料に対応する）収益を純額で認識する。

＞　以下を考慮して、契約開始時の取引価格を決定する（ステップ3）。

- 第三者に代わり回収した金額（例えば、一部の販売税及び付加価値税）を除く、顧客への財又はサービスの移転と引換えに当社グループが権利を得ると見込んでいる対価の額。

- 変動対価、顧客から受領した非現金対価、顧客に支払われる対価及び重要な金融要素。取引価格は、状況の変化に応じて各報告期間で更新される。

＞　通常、契約で約定された特定の商品又はサービスごとの相対的な独立販売価格に基づき、重要な権利（将来に当該財又はサービスが移転される又はオプションが失効するまで相対的に収益を繰り延べる）を表す追加の財又はサービスを取得するオプションを含め、別個の履行債務にそれぞれ契約開始時の取引価格を割り当てる（ステップ4）。

＞　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（ステップ5）。

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、及び当社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、当社グループは、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11.a「販売及びサービスから生じた収益」に記載されている。

その他の収益

当社グループは、顧客との契約から生じるもの以外に、主に以下の収益を認識している。

＞　自己使用の例外の定義を充たさず、そのためIFRS第9号に従い損益を通して公正価値で認識する現物受渡しを伴う契約に基づくエネルギー商品の販売から生じた収益

＞　現物受渡しを伴うエネルギー商品を販売するために締結した契約の公正価値の変動のうち、自己使用の例外の要件を充たさず、そのためIFRS第9号に従い純損益を通して公正価値で認識されるもの

＞　関連するリース契約の実体に従って発生主義で会計処理されるオペレーティング・リースの収益

その他の営業利益

その他の営業利益は、主に当社グループの通常事業の生成物ではない資産の処分による利得及び政府助成金を含む。

公正価値で評価される非貨幣性補助を含む政府助成金は、当該助成金を受領し、当社グループが助成金に付随する政府、政府機関、及び地方、国内又は国際的な類似機関が設定した全ての条件を遵守する合理的な保証がある場合に認識される。

市中利率を下回る利率で政府により提供を受ける融資の場合、その便益は政府助成とみなされる。当該融資は公正価値で当初認識及び測定され、政府助成金は当初の帳簿価額と受領資金額との差額として測定される。融資はその後、金融負債において要件に従って測定される。

政府助成金は、当該助成金によって補償することを意図した費用を当社グループが費用として認識する期間にわたって、規則的に純損益に認識される。

当社グループが、政府助成を当社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、当該助成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。

公正価値で測定される非貨幣性助成を含む、資本性助成金、すなわち非流動資産（例：有形固定資産項目又は無形資産）を購入、建設又はその他の方法で取得するために受領する助成金は、当該資産の帳簿価額から控除され、当該資産の耐用年数にわたり減価償却の費用減額とし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。

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は、以下を含む。

＞　純損益を通じて公正価値で評価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た収益及び費用

＞　金利リスクに係る公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益及び費用

＞　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、経済的便益が当社グループ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

配当金は、配当金を受け取る無条件の権利が確立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

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。

当該負債及び資産は、課税所得が生じた国において報告期間末までに施行されている又は実質的に施行されている税率及び税法を用いて算定される。

当期法人所得税は、株主持分で認識された純損益以外で認識された当期の法人所得税を除き、純損益において認識される。

繰延税金

繰延税金負債及び資産は、財務書類における負債及び資産の帳簿価額と税務上認識される金額との間の一時差異について、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、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、全ての将来加算一時差異について認識されるが、当該負債がのれんの当初認識から、又は子会社、関連会社及びジョイント・ベンチャーの取決めにおける持分への投資に伴う将来加算一時差異に関連して生じる場合、当社グループが一時差異の解消時期を操作でき当該一時差異が近い将来に解消されない可能性が高い場合は除く。

繰延税金資産は、全ての控除可能な一時差異、税務上の繰越欠損金及び未使用税額控除の繰越額において認識される。当該資産の回収可能性の詳細は、見積りに関する該当箇所を参照のこと。

繰延税金及び負債は、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。当社グループは、いずれのアプローチが不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、各々の不確実性のある税務処理を個別に考慮するか、一つ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を決定する。不確実性が税務処理に影響を与えるかどうか、及びどのように影響を与えるかの評価にあたり、当社グループは、税務当局が調査する権利を有している金額を調査し、当該調査を行う際に全ての関連する情報について充分な知識を有していると仮定し、税務当局が不確実性のある税務処理を容認するかどうかを推測する。当社グループは、期待値又は最も可能性が高い金額のうちいずれかより正確に不確実性の解決を予測する方法を用いて当期及び繰延税金の計上に不確実性の影響を反映する。
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

当社グループは、2022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。

＞ **「*IFRS第3号の改訂‐概念フレームワークへの参照*」が2020年5月に公表された。当該改訂は、2018年3月に公表された「財務報告に関する概念フレームワークの改訂」（概念フレームワーク）による資産及び負債の定義への参照を、大幅に変更することなく置き換えることを意図したものである。**
改訂はまた、IFRS第3号に「IAS第37号‐引当金、偶発負債及び偶発資産」又は「IFRIC第21号‐賦課金」の範囲に含まれる取引及びその他の事象において、企業結合における引受負債を特定するために（概念フレームワークのかわりに）IAS第37号又はIFRIC第21号を取得者が適用するという要件を追加している。
最後に、当該改訂は、企業結合において取得した偶発資産におけるIFRS第3号の既存のガイドラインを明確化し、取得日現在で資産が存在することが確実でない場合には、当該偶発資産を認識しないことを規定している。

＞ **「*IAS第16号の改訂‐有形固定資産：意図した使用の前の収益*」が2020年5月に公表された。当該改訂は、会社が意図した使用に向けて資産の準備を行っている間の生成物の売却により受領した金額を有形固定資産の費用から控除することを禁止している。その代わりに、会社は純損益でそのような売上金及び関連費用を認識する。**

＞ **「*IAS第37号の改訂‐不利な契約‐契約履行のコスト*」が2020年5月に公表された。当該改訂は契約が不利かどうかを評価する目的で、契約履行のコストを決定する際に会社が含めるべき費用を明記している。当該目的のために、契約履行のコストは契約に直接関連する費用を構成する。当該構成は、契約履行の増分コスト又は契約履行に直接関連するその他の費用の割当からなる。**

＞ 「*IFRSの年次改善（2018‐2020年サイクル）*」が2020年5月に公表された。当該改善は、主に以下の基準の改訂から構成される。

- 「*国際財務報告基準の初度適用*」。当該改訂は、親会社が既にIFRS基準を採用した後にIFRS基準の初度適用企業となる投資先（子会社、関連会社又はジョイント・ベンチャー）によるIFRS第1号の適用を簡素化した。具体的には、投資先が親会社の後にIFRSを採用し、IFRS第1号D 16（a）項を適用する場合、親会社のIFRSへの移行日に基づき、親会社の連結財務書類に含まれている金額で全ての在外事業体における累積換算差額を測定することが選択できる。
- 「*IFRS第9号‐金融商品*」。金融負債の認識中止に向けた「10%」テストに含まれる手数料に関して、当該改訂は、新規又は変更後の金融負債の条件が当初の金融負債の条件と著しく異なるか否かを評価する際に会社が含める手数料を明らかにした。受領済手数料を控除して支払った手数料を決定する際は、借主は、その他の当事者に代わって借主又は貸主のいずれかにより授受された手数料を含め、借主と貸主との間での授受された手数料のみを含めるものとする。
- 「*IFRS第16号‐リース*」。国際会計基準審議会は「IFRS第16号‐リース」に付随する例証13例を改訂した。具体的には、当該改訂は、例証13例がリース・インセンティブにおける要件を説明した方法によって生じたIFRS第16号の適用における混乱の可能性を排除するものである。当該事例はリース物件の改良に関する償還を含んでいたが、償還がリースインセンティブとして適格であるかの説明がなかった。当該改訂は、事例から生じたリース物件の改良に関する償還の例証図を削除した。
- 「*IAS第41号‐農業*」。当該改訂は、会社が、公正価値測定時、租税向けキャッシュ・フローを除外する要件を取り除いた。従って、会社は当該キャッシュ・フローの割引きに、税引前キャッシュ・フロー及び税引前利率を使用するものとする。

2022年度における当該改訂の適用は、当該個別財務書類に重要な影響を与えていない。

注記4. アルゼンチン－超インフレーション下の経済：IAS第29号の適用の影響

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ーション下にあるとみなされている。当該指定は、過去3年間の累積インフレ率が100%以上となっている現状を含めた一連の定性的及び定量的状況の評価に従い判定される。

2022年12月31日現在の連結財務書類の作成の目的及び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一般消費者物価指数を履歴データに適用して再測定された。

エネル・グループがアルゼンチン企業の支配を2009年6月25日に取得したことに鑑み、財政状態計算書の非貨幣性項目の数値の再測定は同日を起点としたインフレ指数を適用して実施した。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、2022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超インフレーションの影響を考慮に入れるため、超インフレーション下の通貨で表示された損益計算書の金額は、IAS第21号に従ってその金額の現在価値に調整するため、年平均レートではなく期末の為替レートを適用して当社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2022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%

2022年度には、IAS第29号の適用により、290百万ユーロの正味金融収益（税込）が発生した。

以下の表は、2022年12月31日現在の残高に係るIAS第29号の影響及び2022年度の損益計算書の主要項目に対する超インフレーションの影響を、一般消費者物価指数に基づく再評価に係るものと、IAS第21号の規定に従って期間中の平均レートではなく期末の為替レートを超インフレーション下の経済に適用することによるものを区分して開示している。

百万ユーロ

	2021年12月31日現在の超インフレーションの累積影響	期間中の超インフレーションの影響		為替換算差額	2022年12月31日現在の超インフレーションの累積影響
資産合計	**1,366**	1,183		(560)	**1,989**
負債合計	**346**	359		(150)	**555**
株主持分	**1,020**	824	(1)	(410)	**1,434**

(1)当該数値は当年度の利益98百万ユーロ相当を含む。

百万ユーロ

	IAS第29号の影響		IAS第21号の影響		影響合計 2022年12月31日現在
収益	254		(356)		(102)
営業費用	280	(1)	(449)	(2)	(169)
営業利益／（損失）	**(26)**		**93**		**67**
純金融収益／（費用）	(46)		(1)		(47)
超インフレーションから生じた純利益／（費用）	290		-		290
税引前利益／（損失）	**218**		**92**		**310**
法人所得税	120		(3)		117
当期純損失（親会社株主及び非支配持分）	**98**		**95**		**193**
親会社株主帰属	73		51		124
非支配持分帰属	25		44		69

(1)42百万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169百万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5. 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、1.5度を超える気温上昇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、当社グループでは、以下の戦略指針を定めている。

＞　脱炭素化した電力供給の支援に資本を配分する。

＞　顧客のエネルギー需要の電化を可能にする。

＞　価値連鎖に沿った価値創造を活用する。

＞　2040年までに持続可能な 「ネットゼロ」 の達成を目指す。

気候変動に関連するリスク及びパリ協定の下で設定されたコミットメントを考慮し、当社グループは、カーボン・ニュートラル目標の達成を前倒して達成し、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。

これに関連して、当社グループは、2020年11月20日にIFRS財団から公表された文書の規定に従い、気候変動が当社グループの勘定にどのように反映されているかについて、連結財務書類の注記において明確な情報を提供している。

当該連結財務書類の注記の一部として作成された開示における気候変動に関するより効果的かつ包括的なコミュニケーションのために、本開示を以下に示すように図示化し、気候変動に関連する課題が取り扱われている各々の章で参照情報を提供している。

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」の章） - パリ協定及び関連する資産の耐用年数の見積りへの影響の下での当社グループの約定の影響に着目（「非金融資産の耐用年数の決定」の章）
持続可能な投資	注記19「有形固定資産」 注記23「無形資産」	- 再生可能発電、グリッドの開発に繋がる社会基盤、及びe-Mobility、e-City、e-Industries、及びe-Home businesseの拡張における投資に関連する資産に着目 - 脱炭素化、電化、プラットフォームモデルの開発のような戦略的目標の達成に向けた知的財産の開発に着目
非金融資産の測定	注記12.e「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」 注記19「有形固定資産」 注記24「のれん」	- 非金融資産の測定、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、パリ協定に沿った当社グループの約定に関連する影響に着目
引当金	注記40「リスク及び費用における引当金」	- 特に、廃止及び用地の復旧を含む発電所に関連するリスク及び費用における引当金に係る気候変動の影響、及びエネルギー移行（脱炭素化及びデジタル化を含む）に連動する事業再編計画における引当金に着目
持続可能な金融	注記48.3「借入金」 注記59「後発事象」	以下に着目 - 国連で提起された持続可能な開発目標に沿った持続可能目標の達成に関連する持続可能性連動債券の発行 - 特定の持続可能な当社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債 - 持続可能な開発目標（SDGs）の達成に関連する持続可能な融資
株式に基づく報酬	注記53「株式に基づく報酬」	- 特定の気候関連目標の達成に紐付けられた長期インセンティブ制度の記述
環境遵守	注記12.f「その他の営業費用」	- （特に、温室効果ガス排出枠、グリーン証書及びエネルギー効率証書において）国内及び国際的な規制により要請される環境遵守に関連する費用の記述
	注記40「リスク及び費用における引当金」	- 環境遵守規制に適合する環境証書を充足していないために生じる費用の記述
	注記2.2「重要な会計方針」	- 環境証書の会計処理の記述（「環境証書」及び「棚卸資産」の章）

注記6. 非継続事業

欧州地域では、特にロシア、ルーマニア、ギリシャで重要な事業ラインを処分することを決定し、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」の目的において非継続事業として資産を振替えている。
連結損益計算書で非継続事業から生じた損益を別途表示している。
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、2022年度及び2021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消去した後の金額を表示している。
2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、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」に従い、表示されている2022年度における数値と同一かつ比較可能となるように再表示されている。

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減
収益	**3,562**	**2,288**	**1,274**
費用	**4,858**	**2,166**	**2,692**
非継続事業から生じた税引前当期純利益／（損失）	**(1,296)**	**122**	**(1,418)**
法人所得税	(52)	23	(75)
非継続事業の売却から生じたキャピタル・ゲイン／（ロス）	**(1,054)**	**-**	**(1,054)**
非継続事業から生じた当期純利益／（損失）	**(2,298)**	**99**	**(2,397)**

IFRS第5号の規定に従い、振替に至った事実及び状況は以下のとおりである。

ロシア

2022年6月16日、当社は、PJSC Lukoil及びクローズド・コンバインド・ミューチュアル・インベストメント・ファンド「Gazprombank-Frezia」と、直近で株式資本 56.43%に相当するPJSC Enel Russiaの保有持分の全売却における2件の個別契約を締結した。

2022年6月16日の契約に続き、2022年10月12日、当社は、直近で株式資本 56.43%に相当するPJSC Enel Russiaにおける保有全持分を、PJSC Lukoil及びクローズド・コンバインド・ミューチュアル・インベストメント・ファンド「Gazprombank-Frezia」に合計約137百万ユーロで売却することに最終合意した。当該取引は、2022年8月5日布告第520号第5項に従ったロシア連邦大統領による営業の許可を含む、売却が条件とした状況を充たして完了した。
売却が完了した時点で、エネルはロシアの全ての発電資産を売却し、これには開発の様々な段階での従来型容量およそ5.6 GW及び風力容量約300 MWが含まれ、従業員及び顧客の継続性を担保している。

全体の取引は当社グループの利益にマイナス約1,551百万ユーロの影響を与えており、主に1,054百万ユーロの換算準備金の取崩、及び約497百万ユーロの価値調整を反映している。
詳細は「当年度の主な取得及び売却」の項を参照のこと。

ルーマニア

2022年12月14日、当社は、在ルーマニアの当社グループが保有する持分全ての処分の可能性に関してギリシャ会社Public Power Corporation SA（PPC）と独占交渉合意を締結した。この点に関して、Enel Romaniaの正味資産の価値は、696百万ユーロの価値調整を認識して見込売却価格に調整された。2023年2月4日、2022年12月14日の公表に続き、当社は、当社グループがルーマニアで保有する全持分の処分の可能性に関してギリシャ会社（PPC）との独占交渉期間を延長すると発表した。

ギリシャ

Enel Green Powerは、事業モデル理念の範囲内でEnel Green Power Hellasの経営及び開発に向けたパートナーシップに関心を持つ潜在的投資家の調査手続を開始した。
現在進行中の交渉の状況は売却の可能性が高いことを示唆している。従って、在ギリシャの資産が「非継続事業」としての分類に向けた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」で定められた要件を充たしている。

非継続事業として分類される資産の事業ライン別及び地理的地域別の財政状態の詳細は「一次セグメント（事業ライン別）及び二次セグメント（地理的地域別）による業績」の項を参照のこと。

非継続事業に関するキャッシュ・フローの詳細はキャッシュ・フロー計算書で別途表示のとおりである。

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減
営業活動によるキャッシュ・フロー - 非継続事業	(391)	280	(671)
投資活動によるキャッシュ・フロー - 非継続事業	(351)	(453)	102
財務活動による／（で用いた）キャッシュ・フロー - 非継続事業	656	118	538
キャッシュ・フロー - 非継続事業	**(86)**	**(55)**	(31)

注記7. 比較開示の再表示

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」として要請される非継続事業の表示を考慮して調整されている。
詳細は、注記「非継続事業」を参照のこと。

連結損益計算書に係る影響

百万ユーロ

	2021年度	IFRS第5号	2021年度再表示
収益	**88,006**	**(2,287)**	**85,719**
費用	**82,848**	**(2,157)**	**80,691**
商品契約から生じた純損益	**2,522**	**1**	**2,523**
営業利益	**7,680**	**(129)**	**7,551**
デリバティブから生じた金融収益	2,718	(1)	2,717
その他の金融利益	1,882	(20)	1,862
デリバティブから生じた金融費用	1,257	(1)	1,256
その他の金融費用	6,114	(27)	6,087
超インフレーションから生じた純利益	20	-	20
持分法適用投資の純損益持分	571	-	571
税引前利益	**5,500**	**(122)**	**5,378**
法人所得税	1,643	(23)	1,620
継続事業からの純損益	**3,857**	**(99)**	**3,758**
親会社株主帰属分	3,857	(760)	3,097
非支配持分帰属分	-	661	661
非継続事業からの純損益	**-**	**99**	**99**
親会社株主帰属分	-	92	92
非支配持分帰属分	-	7	7
（親会社株主及び非支配持分）当期純損益	**3,857**	**-**	**3,857**

連結包括利益計算書に係る影響

百万ユーロ

	2021年度	IFRS第5号	2021年度再表示
当期純利益	**3,857**		**3,857**
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）（税引後）			
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分	(725)	(10)	(735)
ヘッジ費用の公正価値変動額	195	(1)	194
持分法適用投資のその他の包括損失持分	(645)	-	(645)
その他の包括利益を通じて公正価値で測定される（FVOCI）金融資産の公正価値変動額	11	-	11
為替準備金変動額	(90)	5	(85)
売却／非継続事業目的保有として分類された非流動資産及び処分グループに関連して後に純損益に振替えられる可能性のあるその他の包括利益累計額		6	6
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）（税引後）			
正味従業員給付負債／（資産）の再測定	30	(1)	29
他社における持分投資の公正価値変動額	-	-	-
売却／非継続事業目的保有として分類された非流動資産及び処分グループに関連して後に純損益に振替えられることのないその他の包括利益累計額		1	1
当期その他の包括損失合計	**(1,224)**	-	**(1,224)**
当期包括利益／（損失）	**2,633**	-	**2,633**
帰属先：			
‐親会社株主	2,562		2,562
‐非支配持分	71		71

2022年12月31日現在の当該連結財務書類の注記及び注記表に開示されている数値は統一されており、相互に比較可能である。

セグメント報告

2021年12月31日現在の事業ラインEnel Xの数値は、「持株、サービス及びその他」の下に表示されている新たな事業ラインEnel X Wayへ特定の純資産及び関連する収益及び費用の振替えを考慮して調整されている。当該変更はセグメント報告に影響を与えたが、グループにおける全体の数値には影響を与えていない。しかしながら、様々な事

業ラインにおいて数値の振替えが複数行われている。2022年12月31日現在の当該連結財務書類の注記及び注記表に開示されている数値は統一されており、相互に比較可能である。

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。

2021年度

- ＞ 2021年1月8日、Tynemouth Energy Storageの100%が1百万ユーロで売却された。当該売却による純損益への重要な影響はなかった。
- ＞ 2021年1月20日、Enel Green Power Bulgariaが合計35百万ユーロで売却された。当該売却による純損益への重要な影響はなかった。
- ＞ 2021年3月10日、Enel Green Power Italyは公認容量170.11 MWを有する太陽光発電プロジェクト事業の所有者であるe-Solar Srlの100%を2.7 百万ユーロで取得した。
- ＞ 2021年3月29日、Enel X Srlは、民間及び公的分野の企業に多様な種類の取引の実行を可能たらしめ、現物及びデジタルの双方のチャネルを通して決済サービスへのアクセスを消費者に提供するイタリア企業のCityPoste Payment SpAの100%を取得した。
- ＞ 2021年度第一四半期に、追加持分を取得することなく会社群の統治協約の変更により過年度において持分法を適用していたオーストラリアの再生可能エネルギー会社群のグローバル連結とともに連結範囲を変更した。取得価格配分手続が2021年12月に完了し、減損損失約9百万ユーロを継承した取得正味資産の簿価が基本的に確定した。
- ＞ 2021年5月13日、EGP Solar 1 LLCを合計約4百万ユーロで売却された。
- ＞ 2021年度の開始から9か月の間で、Enel Green Power Españaは再生可能会社30社の100%を合計86百万ユーロで取得した。
- ＞ 2021年9月8日、Enel X North America によりGenabilityが約6百万ユーロで売却された。
- ＞ 2020年9月17日にEnel X Internationalが取得したViva Labs AS,の購入価格配分手続が9月に完了し、取得日に認識した簿価を継承した。

その他の変動

上記の連結範囲の変更に加え、支配の獲得又は喪失に係る開示取引ではないが、投資先に対する当社グループの持分の変動をもたらした取引は以下のとおりである。

- ＞ 3月15日に当社は、Enel Americaの株式を、同日現在の資本金の10%に相当する最大7,608,631,104株までの一部自主公開買付を開始した。公開買付期間は2021年3月15日に開始し2021年4月13日に終了した。当該公開買付は、2021年4月1日にEGP Américas SpA のEnel Américas SAへの合併の有効性を受けて実施された。総額は1,271百万ユーロである。一部自主公開買付及びEGP Américas 合併の完了の結果、EnelはEnel Américasの発行済株式資本の約82.3%を保有した。
- ＞ 11月24日、Enel Green Power RSA 2 Pty Ltd はOyster Bay風力発電所、Garob風力発電所、Aced Renewables Hidden Valley、及びSoetwater 風力発電所で保有していた投資持分を合計340百万南アフリカランド、約19百万ユーロに相当、で売却した。当該取引を受けて、当社グループの当該会社に対する持分比率は60%から55%に減少した。

＞ 12月3日、当社は、Open Fiber SpAの株式50%に相当する全株式を、Macquarie Asset Management and CDP Equity SpAに、合計約2,733百万ユーロで売却することを決定した。連結ベースでの資産売却益は約1,763百万ユーロになった。

2022年度

＞ 2022年1月3日、Enel Produzione SpAは、約527 MWの設置容量及びおよそ1.5 TWhの年間出力を持つ発電所を所有するERG Hydro Srl（その後Enel Hydro Appennino Centrale Srlに改名し、2022年12月1日にEnel Produzione SpAに合併された）の100%を約1,267百万ユーロの対価で取得した。2022年12月に、およそ349百万ユーロの営業権の認識とともに、取得した資産及び負債の公正価値の特定が完了した。

＞ 2022年2月17日、Enel Green Power EspañaはStonewood Desarrollos SLUの100%を、太陽光発電システムの開発と建設のために取得したライセンスに相当する約14百万ユーロで取得した。当該取得は損益に係る影響が無い。

＞ 2022年3月3日、Enel X Germanyは、Cremzow KG及びCremzow Verwaltungsにおける全持分を約12百万ユーロで売却した。

＞ 2022年6月30日、Enel Green Power SpAは、EGP Matimba New Co 1 Srlの持分50%を、約740 MWの設置容量とともに南アフリカにある6社を間接的に所有するAl Rayyan Holding LLC（カタール投資庁により支配されている）に108百万ユーロで売却し、全額払込済みである。

＞ 2022年7月25日、Enel X SrlはMooney SpAに約140百万ユーロで売却され、金融債権、Enel X Financial Services、City Poste Payment、PayTipper、Junia Insurance及びその子会社の全持分の形で決済された。

＞ 2022年8月24日、Enel Américasの子会社であるEnel Brasil SAは、CGTF （Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA ）に ENEVA SAの全持分の売却を、その対価である約89百万ユーロで完了させた。当該取引は、資産に係る減損損失73百万ユーロ、キャピタル・ロス135百万ユーロ、売却関連取引費用2百万ユーロを含む約210百万ユーロ、純損益にマイナスの影響を与えた。

＞ 2022年度の最初の9か月で、Enel Green Power Romaniaは、Prowind Windfarm Bogdanesti、Prowind Windfarm Deleni、Prowind Windfarm Ivesti及びProwind Windfarm Viisoaraの100%を合計約35百万ユーロで取得した。

＞ 2022年10月12日、エネルは、PJSC Enel Russiaの直近で株式資本の56.43%に相当するPJSC Enel Russiaの全持分を、PJSC Lukoil及びクローズド・コンバインド・ミューチュアル・インベストメント・ファンド「Gazprombank-Frezia」に総額約137百万ユーロで売却することを最終合意した。当該取引は、主に換算準備金の取崩しを反映して、グループ利益表示に約1,500百万ユーロのマイナス影響を与えた。

＞ 2022年12月9日、Enel Chile SAは、上場しているチリの送電会社Enel Transmisión Chile SAの株式資本における全持分99.09%を、Inversiones Grupo Saesa Ltdaにより支配されているSociedad Transmisora Metropolitana SpAに約1,300百万ユーロで売却することで最終合意した。当該取引は約1,100百万ユーロのキャピタル・ゲインを生み出した。

＞ 2022年12月22日、エネルは、完全保有子会社Gridspertise Srlの割当50%を、国際的なプライベート・エクイティ・ファンドCVC Capital Partners Fund VIIIに総額およそ300百万ユーロで売却を完了した。当該取引は約520百万ユーロの純損益にプラスの影響をもたらした。

＞ 2022年12月23日、Enel Green Power India Private Limited はNorfundとの間で、Norfund がAvikiran Surya India Private Limitedの株式資本の発行済株式の合計49%出資することで最終合意した。当該取引は純損益にマイナス約4百万ユーロの影響を与え、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り、キャピタル・ロスは2百万ユーロである。

＞ 2022年12月29日、Enel Américas SAの子会社であるEnel Brasil SAは、ブラジルの配電会社Celg Distribuição SA-Celg-D（Enel Goiás）の直近の株式資本の約99.9%に相当する全持分を、Equatorial Energia SAの子会社であるEquatorial Participações e Investimentos SAに合計約1,500百万ユーロ（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1,200百万ユーロ）で売却することで最終合意した。当該取引は純損益にマイナス約1,000百万ユーロの影響を与えた。

その他の変動

上記の連結範囲の変更に加え、支配の獲得又は喪失に係る開示取引ではないが、投資先に対する当社グループの持分の変動をもたらした取引は以下のとおりである。

＞ 2022年3月1日、Emgesa SA ESP（取得会社）、Codensa SA ESP、Enel Green Power Colombia SAS ESP及びESSA 2（被合併会社）の合併が完了した。合併後の新社名はEnel Colombia SA ESPである。当該取引を受けて、当社グループのEmgesa SA ESP（現在のEnel Colombia SA ESP）の持分は39.89%から約47.18%に増加した。

＞ 2022年3月24日、Enel X International Srlは、Sixth Cinven Fundにより支払されている持株会社、及びSeventh Cinven Fundにより支配されている持株会社との間で、Ufinet Latam SLUの株式資本の約79.4%（1,320百万ユーロ）を間接的に取得すること、及び同時に同社の株式資本の80.5%をSeventh Cinven Fundに売却すること（1,186百万ユーロ）で最終合意した。Enel X Internationalはまた、利用可能な準備金の分配としてUfinetから約207百万ユーロを受け取った。

その結果、Enel X Internationalは以前は20.6%を保有していたUfinetの株式を現在間接的に19.5%保有している。当該取引は正味プラスのキャッシュ・フロー約73百万ユーロを生み出し、営業業績にプラス約220百万ユーロの影響をもたらした。

＞ 2022年6月15日、Enel Kansas LLCは、Rocky Caney Holdings LLCの持分の50%を約34百万ユーロで売却した。当該取引を受けて、Enel Kansas LLCのRocky Caney Holdings LLCにおける持分は20%から10%に減少した。当該取引は約7百万ユーロのキャピタル・ゲインを生み出した。

＞ 2022年6月16日、EGPNA REP Holdings LLCはEGPNA Renewable Energy Partners LLCの持分50%を約60百万ユーロで売却した。当該取引を受けて、EGPNA REP Holdings LLCはEGPNA Renewable Energy Partners LLCの10%を保有した。当該取引は約7百万ユーロのキャピタル・ロスを生じさせた。

＞ 2022年7月14日、完全子会社のEnel Xを通してエネルは、Mooney SpAの株式資本の50%を取得した。Mooneyの企業価値1,385百万ユーロの100%を基礎として、エネルXは、資本部分に約225百万ユーロ（価格調整を含む）、Mooneyに対するSchumann Investments SAの既存の請求権の購入に約125百万ユーロを支払った。

＞ 2022年12月、Enel Green Power Hellas SAはCycladesの関連会社の全持分を売却した。当該取引は純損益に重大な影響を与えなかった。

＞ 2022年12月6日、Enel X Chile SpAはSociedad de Inversiones K Cuatro SpA、Suministradora de buses K Cuatro SpA及びEnel X AMPCI Ebus Chile SpAの全持分を約35百万ユーロ（2022年12月31日現在では未回収）で売却した。当該取引は純損益に重大な影響を与えなかった。

＞ 2022年12月30日、Enel Green Power Canada Inc.はPincher Creek LP 及びRiverview LPの持分49%を約56百万ユーロで売却した。当該取引は当該会社の支配権の喪失にはならなかった。

ERG Hydro Srlの取得

2022年1月3日、Enel Produzione SpAは、約527 MWの設置容量及び約1.5 TWhの年間発電量を持つ発電所を所有するERG Hydro Srl（その後Enel Hydro Appennino Centrale Srlに改名し、2022年12月1日にEnel Produzione SpAに合併された）の100%を約1,267百万ユーロで取得した。

2022年12月、取得した資産及び負債の公正価値の特定が完了し、のれんが349百万ユーロ認識された。

百万ユーロ	2022年1月3日以前の帳簿価額	購入価格配分における調整	2022年1月3日現在の認識額
有形固定資産	605	167	772
無形資産	1	170	171
その他の非流動資産	15	10	25
現金及び現金同等物	69	-	69
その他の流動資産	94	-	94
繰延税金負債	(4)	(102)	(106)
リスク、課金及び従業員給付における引当金	(35)	(7)	(42)
流動負債	(65)	-	(65)
正味取得資産	**680**	**238**	**918**
取得費用	**1,267**	-	**1,267**
（うち現金支払）	1,265		1,265
のれん	587	(238)	349

Ufinetの売却

2022年3月24日、Enel X International SrlはUfinetの1.1%を売却した。

当該取引の財務的影響は以下のとおりである。

百万ユーロ	
Sixth Cinven Fundとのコール・オプション実行を通じた79.4%取得における価格	(1,320)
Ufinet準備金の分配	207
Seventh Cinven Fundへの80.5%売却における価格	1,186
取引の正味キャッシュ・フロー	**73**
持分（1.1%）の売却に係るキャピタル・ゲイン	**(6)**
その他の包括利益（OCI）準備金の取崩し	**(24)**
売却に係る正味キャピタル・ゲイン	**43**
既所有持分（19.5%）の公正価値測定	**177**
財務的影響合計	**220**

当該取引を受けて、Ufinetにおける残余投資は、その他の包括利益を通じて公正価値で測定されるその他の投資の下に分類された。これまで当該投資は持分法を適用していた。

EGP Matimba NewCo 1の売却

2022年6月30日、Enel Green Power SpAは、南アフリカの6件のプロジェクトの間接所有者であるAl Rayyan Holding LLC（カタール投資庁により支配されている）に、EGP Matimba NewCo 1 Srlの持分50%を約108百万ユーロで売却し、全額支払済みである。

百万ユーロ	
支配権喪失を伴う売却目的保有の正味資産合計	220
持分（50%）売却	110
売却価格	108
売却利得／（損失）	(2)
既所有持分の公正価値測定	(2)
財務的影響合計	(4)

当該取引を受けて、EGP Matimba 1及びその子会社における残余持分投資は持分法適用投資に分類され、約2百万ユーロの純損益に係るマイナスの影響を与える公正価値で再測定された。当該再測定を受けて、残余持分投資価値は108百万ユーロである。

Enel X Financial Services、CityPoste Payment、PayTipper、及びJunia Insuranceの売却

2022年7月25日、Enel X SrlはMooney SpAに約140百万ユーロで売却され、金融債権、Enel X Financial Services、CityPoste Payment、PayTipper、Junia Insurance及びその子会社の全持分で決済された。

百万ユーロ	
当該取引価値	140
正味売却資産	(73)
売却に係るキャピタル・ゲイン	**67**

当該取引は67百万ユーロのキャピタルゲインを生み出した。

Central Geradora Termelétrica Fortaleza SAの売却

2022年8月24日、Enel Américasの子会社であるEnel Brasil SAは、CGTF（Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA）の全持分をENEVA SAに89百万ユーロで売却した。

2022年度中に、「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」の規定に沿って、CGTF‐Central Geradora Termelétrica Fortaleza SAの正味資産は売却目的保有として分類され、当該資産価値は73百万ユーロの見込売却価格に調整された。

百万ユーロ	
売却価格	**89**
正味売却資産	125
その他の包括利益（OCI）準備金の取崩し	(99)
キャピタル・ロス	**(135)**
売却前プラント価値調整	(73)
財務的影響	**(208)**

売却の完了に伴い、キャピタル・ロス約135百万ユーロが認識された。これは主に、換算準備金の取崩しに加え、その他の取引費用2百万ユーロ、及び租税に関連する37百万ユーロによるものである。

PJSC Enel Russiaの売却

2022年10月12日、エネルは、PJSC Enel Russiaの直近で株式資本の56.43%に相当するPJSC Enel Russiaの全持分を、PJSC Lukoil及びクローズド・コンバインド・ミューチュアル・インベストメント・ファンド「Gazprombank-Frezia」に合計約137百万ユーロで売却することで最終合意した。当該売却は全体で約1,551百万ユーロの純損益に係るマイナスの影響を与え、主に約1,054百万ユーロの換算準備金の取崩しによるものである。当該取引の財務的影響は以下のとおりである。

百万ユーロ	
売却価格	**137**
正味売却資産	137
その他の包括利益（OCI）準備金取崩し	(1,054)
キャピタル・ロス	**(1,054)**
売却前プラント価値調整	(497)
財務的影響	**(1,551)**

当該取引の詳細は「非継続事業」章を参照のこと。

Enel Transmisión Chile SAの売却

2022年12月9日、Enel Chile SAは、上場しているチリの送電会社Enel Transmisión Chile SAの株式資本における全持分99.09%を、Inversiones Grupo Saesa Ltdaにより支配されているSociedad Transmisora Metropolitana SpAに合計1,342百万ユーロで売却することで最終合意した。当該取引の財務的影響は以下のとおりである。

百万ユーロ	
売却価格	**1,342**
正味売却資産	**230**
のれん	**61**
売却に係るキャピタル・ゲイン	**1,051**

当該取引は347百万ユーロの税効果をもたらした。

Gridspertise Srlの売却

2022年12月22日、Enel Grids Srlを通じて当社は、完全保有子会社Gridspertise Srlの割当50%を、国際的なプライベート・エクイティ・ファンドCVC Capital Partners Fund VIIIに合計およそ300百万ユーロの売却を完了した。当該取引の財務的影響は以下のとおりである。

百万ユーロ	
支配権喪失を伴う売却目的保有正味資産合計	80
持分（50%）売却	40
売却価格	**299**
その他の包括利益（OCI）準備金の取崩し	**2**
キャピタル・ゲイン	**261**
残余持分の公正価値測定	**259**
財務的影響合計	**520**

当該取引を受けて、Gridspertise Srl及びその子会社における残余投資は持分法を適用している。公正価値測定後、残余投資額は259百万ユーロである。
当該取引は8百万ユーロの税効果をもたらした。

CELG Distribuição SAの売却

2022年12月29日、Enel AméricasSAの子会社であるEnel Brasil SAは、ブラジルの配電会社Celg Distribuição SA-Celg-D（Enel Goiás）の株式資本の約99.9%に相当する全持分を、Equatorial Energia SAの子会社であるEquatorial Participações e Investimentos SAに合計約1,548百万ユーロ（うち資本部分269百万ユーロ、及び会社間融資の返済1,279百万ユーロ）で売却することで最終合意した。当該取引の財務的影響は以下のとおりである。

百万ユーロ	
売却価格	**269**
正味売却資産	**269**
Release of **その他の包括利益（OCI）準備金の取崩し**	**(208)**
売却に係るキャピタル・ロス	**(208)**
売却前価値調整	(827)
財務的影響	**(1,035)**

当該売却は純損益に係る約1,035百万ユーロのマイナスの影響を与え、そのうち約208百万ユーロは主にOCI準備金の取崩し、827百万ユーロは減損損失（うち85百万ユーロはのれんに関連）による。
当該売却は、取引費用4百万ユーロ、税効果8百万ユーロを生じさせた。

注記9. ロシア・ウクライナ紛争の影響及び在ロシア操業資産の開示

2022年12月31日現在の統合年次報告に係るロシアのウクライナ侵攻が与えた影響

2022年度中、当社グループはロシア（特に原材料、サービス及び労働の提供に関して）における当社の事業活動に係る国際的な危機の影響を継続的に監視し、また、市場変数（例：為替レート、利率）における動向を評価した。
当社グループはまた、ロシアによる同国で保有する投資を対象に想定される対制裁に関連する動きも考慮した。
加えて、当社グループは、特に紛争により影響を受けた地域からの原材料が不足し、及び商品価格の軒並み上昇することで、事業活動、財務状況、及び主要なユーロ圏諸国の経済実績に及ぼすウクライナでの戦争の間接的な影響を評価した。

当該問題に関する各国及び超国家的な監督機関の様々な勧告[1]を考慮し、規制の不確実性が大きく、物価が高く変動しやすい特性で、絶えず変化するシナリオにおいて、当社グループは、規制の変更、制裁、資産保有に係る制限、当社グループに適用される納入先及び契約に関連する潜在的な影響の最善の見積りを可能にするマクロ経済及び事業変数を常に監視している。
当該観点において、2022年12月31日現在、ロシア・ウクライナ紛争に関連する重大な影響は生じていない。

[1] ESMA公式文書2022年3月14日付け第71-99-1864号、2022年5月13日付け第32-63-1277号、2022年10月28日付け第32-63-1320号、CONSOB警告告知2022年3月9-14日週次通知、2022年3月10-21日週次通知、2022年5月19日付け第3/22号

エネルがPJSC Enel Russiaにおける56.43%の全持分を売却

2022年6月16日、当社は、PJSC Lukoil及びクローズド・コンバインド・ミューチュアル・インベストメント・ファンド「Gazprombank-Frezia」との間で、直近で株式資本の56.43%に相当するPJSC Enel Russiaにおける全保有持分の売却に向け、2件の個別契約合計約137百万ユーロを締結した。

2022年度第2四半期中、欧州連合、米国、及びロシアが発表した、ロシアへの制裁及びロシアによる対制裁に関する措置の当社におけるリスクを軽減するため、当社の経営及びEnel Russiaとの調整の役割を終了させるための複数の措置が取られた。当該措置は、（ⅰ）当社取締役会の最近の選任時に、ロシア国籍から独立した取締役のみを指名すること、（ⅱ）新たにロシア国籍の部長を任命し、専ら取締役会に報告させること、（ⅲ）可能な場合には、会社間契約を終了させること、（ⅳ）エネルの取引先にEnel Russiaのスタッフ又は事業部門による連絡を終了させるために当社グループの組織構造を修正すること、そして（ⅴ）それに伴う当社及びEnel Russia間の連絡経路を中断させること、を含む。

2022年8月5日付け法令第520号第5項に従ったロシア連邦大統領による当該取引の承認を含む、当該売却に付される特定の条件が充足された後、当該取引は完了し、対価は2022年10月に支払われた。

PJSC Enel Russia グループの売却の会計上の影響は、注記8「期中の主な取得及び処分」に開示されている。

また、当社グループが引き続きロシアで保有する持分投資は以下のとおりである。

- 再生可能プロジェクトの開発向けサービスを提供する会社であり、再生可能発電会社4社における100%持分を保有するEnel Green Power Rus LLC（当社の100%間接子会社）
- Enel X Rus LLC（当社の99%間接子会社）。
- 最終市場事業ラインで運営するジョイント・ベンチャー（Rusenergosbyt LLC）における49.5%相当の投資

注記10. 一次セグメント（事業ライン）及び二次セグメントによる（地理的地域）業績及び財政状態

この項で開示する事業ライン及び地理的地域別の財政状態及び業績は、比較される2期間において経営者によりグループ業績の監視のために用いたアプローチに基づいている。

一次セグメント（事業ライン）による業績

2022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	最終消費者市場	Enel X	持株、サービス及びその他	報告セグメント合計	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	53,239	6,669	19,806	58,478	2,143	182	**140,517**	-	**140,517**
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	23,096	2,498	3,226	3,674	66	2,053	**34,613**	(34,613)	**-**
収益合計	**76,335**	**9,167**	**23,032**	**62,152**	**2,209**	**2,235**	**175,130**	**(34,613)**	**140,517**
費用合計	**71,189**	**5,873**	**13,918**	**62,517**	**1,544**	**2,503**	**157,544**	**(34,580)**	**122,964**
商品契約から生じた純損益	551	183	-	1,608	(13)	(5)	**2,324**	41	**2,365**
減価償却費及び償却費	802	1,456	2,852	498	223	255	**6,086**	-	**6,086**
減損損失	562	53	1,047	1,177	102	17	**2,958**	-	**2,958**
減損損失戻入	(52)	(2)	(117)	(132)	(17)	1	**(319)**	-	**(319)**
営業利益／（損失）	**4,385**	**1,970**	**5,332**	**(300)**	**344**	**(546)**	**11,185**	**8**	**11,193**
資本的支出	**990** (2)	**6,386** (3)	**5,547** (4)	**721**	**371** (5)	**332**	**14,347**	**-**	**14,347**

(1)セグメント収益は外部収益及びその他のセグメントから生じた収益の両方を含む。
(2)売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する2百万ユーロを含まない。
(3)売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する42百万ユーロを含まない。
(4)売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する110百万ユーロを含まない。
(5)売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する2百万ユーロを含まない。

2021年度業績(1)(2)(3)

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	Enel X	持株、サービス及びその他	報告セグメント合計	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	22,334	7,011	16,994	36,097	1,372	1,911	**85,719**	-	**85,719**
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	10,269	2,161	3,248	1,302	56	2,101	**19,137**	(19,137)	**-**
収益合計	**32,603**	**9,172**	**20,242**	**37,399**	**1,428**	**4,012**	**104,856**	**(19,137)**	**85,719**
費用合計	**32,327**	**4,547**	**13,142**	**36,372**	**1,102**	**2,649**	**90,139**	**(19,130)**	**71,009**
商品契約から生じた純損益	537	(55)	-	2,006	-	(3)	**2,485**	38	**2,523**
減価償却費及び償却費	902	1,237	2,612	399	202	240	**5,592**	-	**5,592**
減損損失	2,561	387	192	1,067	36	52	**4,295**	-	**4,295**
減損損失戻入	(8)	(5)	(30)	(156)	(6)	-	**(205)**	-	**(205)**
営業利益／（損失）	**(2,642)**	**2,951**	**4,326**	**1,723**	**94**	1,068	**7,520**	**31**	**7,551**
資本的支出	**822**	**5,662** (4)	**5,296**	**643**	**285**	**289**	**12,997**	**-**	**12,997**

(1)セグメント収益は外部収益及びその他のセグメントから生じた収益の両方を含む。
(2)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。
(3)Enel X事業ラインにおける数値は、新たなEnel X Way事業ラインへ特定の正味資産及び関連する収益費用を考慮して調整されており、「持株、サービス及びその他」の下に表示されている。
(4)売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する111百万ユーロを含まない。

二次セグメント（地理的地域）による業績

2022年度業績(1)

百万ユーロ	イタリア	イベリア	ラテンアメリカ	欧州	北米	アフリカ、アジア及びオセアニア	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	83,337	32,725	20,949	77	2,183	266	980	**140,517**
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	171	108	385	10	31	-	(705)	**-**
収益合計	**83,508**	**32,833**	**21,334**	**87**	**2,214**	**266**	**275**	**140,517**
費用合計	**81,880**	**25,388**	**14,811**	**66**	**1,126**	**174**	**(481)**	**122,964**
商品契約から生じた純損益	4,679	(2,215)	56	6	(148)	(9)	(4)	**2,365**
減価償却費及び償却費	2,209	1,784	1,393	2	430	75	193	**6,086**
減損損失	886	478	1,553	1	18	5	17	**2,958**
減損損失戻入	(39)	(271)	(7)	-	-	-	(2)	**(319)**
営業利益／（損失）	**3,251**	**3,239**	**3,640**	**24**	**492**	**3**	**544**	**11,193**
資本的支出	**4,640**	**2,316**	**4,289(2)**	**224(3)**	**2,491**	**164(4)**	**223(5)**	**14,347**

(1)セグメント収益は外部収益及びその他のセグメントから生じた収益の双方を含む。
(2)売却目的保有として分類されたユニットに関する94百万ユーロを含まない。
(3)売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する4百万ユーロを含まない。
(4)売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する40百万ユーロを含まない。
(5)売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する18百万ユーロを含まない。

2021年度業績(1)(2)(3)

百万ユーロ	イタリア	イベリア	ラテンアメリカ	欧州	北米	アフリカ、アジア及びオセアニア	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	44,282	20,800	16,956	49	1,479	240	1,913	**85,719**
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	1,135	252	1	(35)	34	1	(1,388)	**-**
収益合計	**45,417**	**21,052**	**16,957**	**14**	**1,513**	**241**	**525**	**85,719**
費用合計	**40,751**	**17,412**	**12,867**	**59**	**748**	**135**	**(963)**	**71,009**
商品契約から生じた純損益	1,967	543	53	40	(81)	4	(3)	**2,523**
減価償却費及び償却費	2,107	1,754	1,177	4	356	65	129	**5,592**
減損損失	1,747	1,797	536	1	161	32	21	**4,295**
減損損失戻入	(22)	(170)	(9)	(2)	-	-	(2)	**(205)**
営業利益／（損失）	**2,801**	**802**	**2,439**	**(8)**	**167**	**13**	**1,337**	**7,551**
資本的支出	**3,842**	**2,202**	**3,722**	**456**	**2,293**	**217(3)**	**265**	**12,997**

(1)セグメント収益は外部収益及びその他のセグメントから生じた収益の両方を含む。
(2)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。
(3)売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する111百万ユーロを含まない。

一次セグメント（事業ライン）による財政状態

2022年12月31日現在

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	Enel X	持株、サービス及びその他	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
有形固定資産	8,530	41,519	40,377	44	553	805	**91,828**	(3)	**91,825**
無形資産	397	5,723	20,035	4,172	647	623	**31,597**	-	**31,597**
非流動及び流動契約資産	-	50	500	-	72	53	**675**	(11)	**664**
営業債権	7,667	3,730	5,706	8,426	618	1,304	**27,451**	(9,715)	**17,736**
その他	7,928	540	2,551	2,716	480	2,535	**16,750**	(7,897)	**8,853**
営業資産	**24,522**(1)	**51,562**(2)	**69,169**(3)	**15,358**(4)	**2,370**(5)	**5,320**	**168,301**	**(17,626)**	**150,675**
						-			
営業債務	8,034	4,173	4,297	8,647	705	1,394	**27,250**	(9,187)	**18,063**
非流動及び流動契約負債	95	323	7,527	76	10	22	**8,053**	(89)	**7,964**
各種引当金	3,979	921	3,263	380	101	1,095	**9,739**	(68)	**9,671**
その他	3,475	1,802	6,691	6,740	300	4,454	**23,462**	(7,908)	**15,554**
営業負債	**15,583**(6)	**7,219**(7)	**21,778**(8)	**15,843**(9)	**1,116**(10)	**6,965**(11)	**68,504**	**(17,252)**	**51,252**

(1)うち190百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(2)うち1,951百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(3)うち1,855百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(4)うち1,160百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(5)うち80百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(6)うち87百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(7)うち185百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(8)うち390百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(9)うち476百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(10)うち11百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(11)うち4百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。

2021年12月31日現在(1)

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	Enel X	持株、サービス及びその他	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
有形固定資産	9,384	36,205	38,635	49	486	713	**85,472**	-	**85,472**
無形資産	216	5,016	21,473	4,030	670	631	**32,036**	-	**32,036**
非流動及び流動契約資産	1	1	525	-	60	21	**608**	43	**651**
営業債権	4,814	2,601	6,731	6,533	559	1,347	**22,585**	(6,493)	**16,092**
その他	4,319	826	2,614	3,812	345	2,287	**14,203**	(6,107)	**8,096**
営業資産	**18,734**(2)	**44,649**(3)	**69,978**	**14,424**	**2,120**(4)	**4,999**	**154,904**	**(12,557)**	**142,347**
営業債務	5,730	3,701	4,390	7,129	695	1,259	**22,904**	(5,920)	**16,984**
非流動及び流動契約負債	102	216	7,316	62	13	13	**7,722**	(75)	**7,647**
各種引当金	4,586	936	3,810	466	52	1,297	**11,147**	(89)	**11,058**
その他	4,125	1,901	8,104	4,575	141	3,659	**22,505**	(6,245)	**16,260**
営業負債	**14,543**	**6,754**(5)	**23,620**	**12,232**	**901**(6)	**6,228**	**64,278**	**(12,329)**	**51,949**

(1)Enel X事業ラインにおける数値は、新たなEnel X Way事業ラインへ特定の正味資産及び関連する収益費用を考慮して調整されており、「持株、サービス及びその他」の下に表示されている。
(2)うち2百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(3)うち999百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(4)うち136百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(5)うち28百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(6)うち57百万ユーロが「売却目的保有又は非継続事業」に分類されたユニットに相当する。

二次セグメント（地理的地域）による財政状態

2022年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア	ラテンアメリカ	欧州	北米	アフリカ、アジア及びオセアニア	その他、消去及び調整	合計
有形固定資産	30,327	23,167	21,099	2,397	13,722	1,002	111	91,825
無形資産	3,200	16,173	10,534	331	602	129	628	31,597
非流動及び流動契約資産	73	9	493	48	19	16	6	664
営業債権	7,086	4,369	5,037	1,127	268	66	(217)	17,736
その他	4,947	2,929	1,498	294	250	63	(1,128)	8,853
営業資産	**45,633**(1)	**46,647**	**38,661**(2)	**4,197**(3)	**14,861**	**1,276**(4)	**(600)**	**150,675**
								-
営業債務	9,595	3,220	4,813	483	1,261	119	(1,428)	18,063
非流動及び流動契約負債	4,188	3,351	35	443	-	1	(54)	7,964
各種引当金	3,008	3,458	2,378	69	97	32	629	9,671
その他	4,323	3,144	4,480	637	1,893	66	1,011	15,554
営業負債	**21,114**(5)	**13,173**	**11,706**(6)	**1,632**(7)	**3,251**	**218**(8)	**158**	**51,252**

(1)うち251百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(2)うち307百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(3)うち4,125百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(4)うち553百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(5)うち64百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(6)うち76百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(7)うち961百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(8)うち52百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。

2021年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア	ラテンアメリカ	欧州	北米	アフリカ、アジア及びオセアニア	その他、消去及び調整	合計
有形固定資産	27,335	23,075	18,671	3,440	10,853	1,948	150	85,472
無形資産	2,313	16,071	11,414	772	557	179	730	32,036
非流動及び流動契約資産	94	5	517	-	18	13	4	651
営業債権	7,372	3,886	4,414	583	215	51	(429)	16,092
その他	4,555	2,474	1,398	217	259	140	(947)	8,096
営業資産	**41,669**(1)	**45,511**	**36,414**	**5,012**	**11,902**	**2,331**(2)	**(492)**(3)	**142,347**
営業債務	9,684	2,509	4,333	481	1,208	136	(1,367)	16,984
非流動及び流動契約負債	4,109	3,109	30	438	-	-	(39)	7,647
各種引当金	3,395	4,211	2,426	130	120	32	744	11,058
その他	5,749	3,945	4,509	328	1,482	64	183	16,260
営業負債	**22,937**(4)	**13,774**	**11,298**	**1,377**	**2,810**	**232**(5)	**(479)**(6)	**51,949**

(1)うち2百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(2)うち999百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(3)うち136百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(4)うち6百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(5)うち22百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。
(6)うち57百万ユーロが「売却目的保有及び非継続事業」に分類されたユニットに相当する。

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

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
資産合計	**219,618**	**206,940**
持分法適用投資	1,281	704
非流動金融派生資産	3,970	2,772
その他の非流動金融資産	8,359	5,704
「その他の非流動資産」に含まれる非流動税金資産	1,674	2,286
その他の流動金融資産	13,753	8,645
流動金融派生資産	14,830	22,791
現金及び現金同等物	11,041	8,858
繰延税金資産	10,925	11,034
税金資産	2,159	1,694
「売却目的保有資産」に含まれる金融及び税金資産	951	105
セグメント資産	**150,675**	**142,347**
負債合計	**177,536**	**164,598**
長期借入金	68,191	54,500
非流動金融派生負債	5,895	3,339
その他の非流動金融負債	-	120
短期借入金	18,392	13,306
一年以内返済予定の長期借入金	2,835	4,031
その他の短期金融負債	853	625
流動金融派生負債	16,141	24,607
繰延税金負債	9,542	9,259
法人所得税に係る負債	1,623	712
その他の税金負債	1,047	1,274
「売却目的保有負債」に含まれる金融及び税金負債	1,765	876
セグメント負債	**51,252**	**51,949**

連結損益計算書に関する情報

注記11. 収益

11.a 販売及びサービスから生じた収益 - *135,653百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度 (1)	増減	
売電	69,340	45,053	24,287	53.9%
送電	11,096	10,606	490	4.6%
系統事業者からの手数料	979	800	179	22.4%
売電事業機関からの振替	1,667	833	834	-
ガス販売	8,970	4,744	4,226	89.1%
ガス配送	80	599	(519)	-86.6%
燃料販売	5,605	1,791	3,814	-
電力及びガス系統接続料	826	769	57	7.4%
工事契約(1)	1,672	1,268	404	31.9%
環境保証販売	111	107	4	3.7%
付加価値サービス販売	1,384	1,092	292	26.7%
その他の販売及びサービス	918	785	133	16.9%
IFRS第15号収益合計	**102,648**	**68,447**	**34,201**	**50.0%**
現物決済を伴う契約下での商品販売	37,247	24,314	12,933	53.2%
期中に終了した現物決済を伴う商品売却契約に係る利得／（損失）	(4,260)	(10,893)	6,633	60.9%
その他の収益	18	32	(14)	-43.8%
販売及びサービスから生じた収益合計	**135,653**	**81,900**	**53,753**	**65.6%**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

「売電」から生じた収益は69,340百万ユーロで、前年比で24,287百万ユーロ増加（＋53.9%）した。この増加は主に販売量及び価格の増加によるもので、主にイタリア（14,852百万ユーロ）及びスペイン（8,076百万ユーロ）である。

「売電事業機関からの振替」は、国際市場に係る価格上昇を踏まえ、主にカナリア諸島での火力発電所で用いられるイベリアでの商品購入向け価格の上昇により前年に比べて834百万ユーロ増加した。

売上収益から生じた2022年度の「ガス販売」は8,970百万ユーロ（2021年度では4,744百万ユーロ）で、前年から4,226百万ユーロ増加した。当該増加は主に、スペイン（2,253百万ユーロ）及びイタリア（1,781百万ユーロ）で平均価格が上昇し販売数量が増加したことによる。

「燃料販売」から生じた収益は、特にガス販売の増加によりEnel Global Tradingにより3,814百万ユーロ増加した。

「現物決済を伴う契約下での商品販売」（12,933百万ユーロ）及び2022年度に決済された契約の測定実績（6,633百万ユーロ）の増加は主にガス契約に関係している。

顧客との契約から生じた収益（IFRS第15号）の「一時点」及び「一定の期間」に係る収益の内訳の表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2022年度															
	イタリア		イベリア		ラテンアメリカ		ヨーロッパ		北米		アフリカ、アジア及びオセアニア		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	一定の期間	一時点	一定の期間	一時点	一定の期間	一時点
IFR第15号収益	47,650	2,068	30,984	1,425	17,686	1,227	52	4	1,109	33	214	43	10	143	97,705	4,943

	2021年度															
	イタリア		イベリア		ラテンアメリカ		ヨーロッパ		北米		アフリカ、アジア及びオセアニア		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(1)	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	一定の期間	一時点
IFR第15号収益(1)	29,187	1,178	19,707	402	16,525	245	46	2	805	17	194	26	-	113	66,464	1,983

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

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

	2022年度	2021年度	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向け契約に係る公正価値利得／（損失）				
販売契約				
電力販売	5,436	4,368	1,068	24.5%
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	(795)	(1,705)	910	53.4%
電力合計	**4,641**	**2,663**	**1,978**	**74.3%**
ガス販売	30,924	19,576	11,348	58.0%
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	(3,600)	(9,335)	5,735	61.4%
ガス合計	**27,324**	**10,241**	**17,083**	**-**
排出枠販売	875	366	509	-
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	131	146	(15)	-10.3%
排出枠合計	**1,006**	**512**	**494**	**96.5%**
原産地保証販売	12	4	8	-
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	4	1	3	-
原産地保証合計	**16**	**5**	**11**	**-**
収益合計	**32,987**	**13,421**	**19,566**	**-**
購入契約				
電力購入	6,161	3,677	2,484	67.6%
終了した契約の公正価値利得／（損失）	(200)	(1,220)	1,020	83.6%
電力合計	**5,961**	**2,457**	**3,504**	**-**
ガス購入	33,092	19,951	13,141	65.9%
終了した契約の公正価値利得／（損失）	(1,940)	(8,057)	6,117	75.9%
ガス合計	**31,152**	**11,894**	**19,258**	**-**
排出枠購入	843	806	37	4.6%
終了した契約の公正価値利得／（損失）	132	144	(12)	-8.3%
排出枠合計	**975**	**950**	**25**	**2.6%**
原産地保証購入	25	4	21	-
終了した契約の公正価値利得／（損失）	3	1	2	-
原産地保証合計	**28**	**5**	**23**	**-**
費用合計	**38,116**	**15,306**	**22,810**	**-**
期中に終了した（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に係る純収益／（費用）	**(5,129)**	**(1,885)**	**(3,244)**	**-**
（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	(134)	(1,606)	1,472	91.7%
ガス	4,841	(16,285)	21,126	-
排出枠	490	(487)	977	-
原産地保証	(15)	(8)	(7)	-87.5%
合計	**5,182**	**(18,386)**	**23,568**	**-**
購入契約				
電力	(124)	(2,169)	2,045	94.3%
ガス	3,879	(13,801)	17,680	-
排出枠	627	(520)	1,147	-
原産地保証	(72)	12	(84)	-
合計	**4,310**	**(16,478)**	**20,788**	**-**
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（IFRS第9号の範囲内）	**872**	**(1,908)**	**2,780**	**-**
現物決済を伴う契約に係る純収益／（費用）合計（IFRS第9号の範囲内）	**(4,257)**	**(3,793)**	**(464)**	**-12.2%-**

販売及びサービスから生じた収益の地域別内訳は以下の表のとおりである。

百万ユーロ

	2022年度	2021年度 (1)
イタリア	57,859	33,304
ヨーロッパ		
イベリア	30,535	18,896
フランス	3,086	970
スイス	6,791	2,918
ドイツ	1,676	1,085
オーストリア	189	245
スロベニア	146	195
ルーマニア	3	-
ギリシャ	15	-
ブルガリア	-	-
ベルギー	834	522
チェコ共和国	321	435
ハンガリー	7	12
ロシア	-	3
オランダ	38	96
イギリス	11,841	3,736
その他の欧州諸国	1,551	1,160
アメリカ		
アメリカ合衆国	779	601
カナダ	53	33
メキシコ	313	202
ブラジル	9,064	9,381
チリ	4,434	3,151
ペルー	1,449	1,111
コロンビア	2,725	2,188
アルゼンチン	966	887
パナマ	177	150
コスタリカ	17	14
グアテマラ	83	67
その他		
アフリカ	132	114
アジア	521	371
オセアニア	48	53
合計	**135,653**	**81,900**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

履行義務

主な収益の流れのみに関する顧客との契約から生じる当社グループの履行義務に関する情報、及び具体的判断及び関連する収益認識方針の要約の表は以下のとおりである。

顧客との契約から生じた収益における見積りの利用に関する情報は、注記2.1 「見積り及び経営者の判断の利用」を参照のこと。

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*
当社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、当社グループは、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。 電力取引所に係る売電において、事実及び状況（商品の固有の特性、契約条件、社会基盤に関する情報、及びその他の配電メカニズムを含む）は、一般的に、履行義務が顧客に引き渡された商品の便益の受領と同時に顧客が消費するというサービスであることを示唆している。このように、当社グループは、実質的に同一であり、顧客への移転パターンが同一である一連の別個の商品／サービス（すなわち、商品の各単位）の一部として、一定の期間にわたり充足される履行義務を特定している。	当社グループは、電力取引所に係る売電から生じた収益の認識にアウトプット法を適用しており、当日までに達成した実績の顧客への直接の価値、すなわち、市場で定められた（変動対価を除く）価格に対応する場合に、顧客へ請求する権利である当該金額を収益として認識する。
系統接続サービス	電力／ガス配送ネットワークへの顧客の接続に対して顧客から受領したネットワーク接続報酬は、接続契約の全ての条件を考慮に入れた特定のグループ評価を必要とする。 当該評価は、その他の特定される財又はサービス、例えば、商品を受領するための社会基盤に継続的なアクセスを取得する権利、又は接続報酬が契約開始日又はその近辺の日に支払われる「返金不能の前払報酬」である場合は、履行義務を生じさせる重要な権利、を契約が含んでいるかを決定することを目的とする。 特に、当社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。当該重要な権利が当初の契約期間を超えて認識されるべきかどうかを判定するために、当社グループは契約に適用され当事者に影響を及ぼす現地の法令及び規制の枠組みを考慮に入れている。そうした場合において、当初の顧客から新たな顧客へ重要な権利及び義務の示唆的な譲渡があれば、当初の顧客及び将来の顧客が追加的な接続報酬を支払うことなく継続的なアクセスから便益が享受できる期間としての委譲条件を考慮して、当初の顧客との関係を超えた期間にわたり接続報酬を認識する。その結果、報酬は、当初の顧客の支払により将来の顧客がより低い価格を利用できるようにする当社グループにおいて義務を創出する期間にわたり認識される（すなわち、顧客が更新に係る「前払報酬」を支払うことなく継続的な接続サービスから享受する便益の見込み期間）。	電力及びガス配送ネットワークへの接続において貨幣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。特定された財又はサービスの識別は、接続契約条件が地域の状況、規制及び法令に基づき国別で異なる可能性があることから、接続契約条件の慎重な分析が必要である。当該評価を完了するために、当社グループは、財／サービスそのものの特性（すなわち、財又はサービスが特定されたものとなり得ること）のみならず、顧客が当該約定を取決めた引換えの一部、つまり顧客が受領すると見込んでおりすでに支払済みの財／サービス（すなわち、財又はサービスを顧客へ移転する約定は、契約内の他の約定から区分して識別可能であること）としてとらえる妥当な期待を有している含意された約定も考慮している。 さらに、電力／ガスの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にあたり、地域の法令及び規制の枠組みによっては、当社グループは代理人として行動している。この場合、当社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／ガス供給契約は、単一の履行義務（商品の販売及び輸送）を含むとしており、これは当社グループが、当該契約が商品／サービスを個別に提供するものではなく、当該約定は納品地点で商品が納品された時点で顧客へ当該商品を巡り支配権を移転することにより充足されると判断した理由によるものである。そのような契約に含まれる約定の性質を判断するため、当社グループは個々の契約及び商品に適用される事実及び状況を慎重に分析している。 しかしながら、当社グループは、最終消費者へ電力／ガスを供給する供給又は輸送契約のように、反復的なサービス提供契約向けに規定される履行義務は、（顧客が商品の引渡しによる商品の便益を受領と同時に消費するために）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異なる商品/サービス（すなわち、商品の各単位）の一部として、一定の期間にわたり典型的に充たされると考えている。	当社グループは、最終消費者への電力／ガスの販売及び輸送からの収益から生じた収益の認識にアウトプット法を適用しており、たとえ未請求であっても、当日までに完了した実績の顧客への価値、すなわち、期中に提供された数量に直接対応する場合に、顧客へ請求する権利を有する当該金額を収益として認識する。当該収益は、見積値及び定期的な測定器の読取値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。

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*
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、当社グループは通常、特定の契約の分析により、報告日現在で充足した当グループの履行義務をよりうまく描写している代替手法の利用が推奨される場合を除き、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。	一定の期間にわたり充足される履行義務が含まれる工事契約については、当社グループは当該履行義務の完全な充足に向けた進捗を測定することで、一定の期間にわたり収益を認識する。原価比例法は一般的に報告日現在で充足されている当グループの履行義務を描写する最良の手法とみなされる。 工事契約に基づく顧客からの未収金は契約資産として表示され、建設契約に基づく顧客への未払金は契約負債として表示される。
（IFRIC第12号の範疇の）委譲サービス契約	当社グループは、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。 社会基盤の建設及び改良に関連する履行義務は「建設契約」の項を参照のこと。 関連する運営サービスから生じた収益は、「当社グループによる発電電力の販売」及び「最終消費者への電力／ガスの販売／輸送」を参照のこと。	当社グループが建設／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（「当社グループにより発電された電力の販売」及び「最終消費者への電力／ガスの販売／輸送」の項を参照のこと）。

11.b その他の収益 - *4,864百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
事業助成金	28	33	(5)	-15.2%
環境証書助成金	220	249	(29)	-11.6%
資本助成金（電力及びガス事業）	28	26	2	7.7%
その他の収益	314	300	14	4.7%
子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャー、共同支配事業、及び売却目的保有非流動資産の処分益	1,876	1,781	95	5.3%
有形固定資産及び無形資産の処分に係る利得	64	59	5	8.5%
サービス継続ボーナス	31	48	(17)	-35.4%
その他の収益	2,303	1,323	980	74.1%
合計	**4,864**	**3,819**	**1,045**	**27.4%**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

「環境証書助成金」は220百万ユーロで、前年に比べ29百万ユーロの減少となり、主にイタリアで配送事業で取得したホワイト証書における助成金の減少による。当該影響は、スペインで原産地保証助成金の増加により一部相殺された。

2022年度の事業体売却益は1,876百万ユーロとなり、これは主にUfinetにおける投資の1.1%の Enel X Internationalによる売却（220百万ユーロ）、Enel X Srlによる金融会社のMooneyへの売却（67百万ユーロ）、Gridspertiseにおける Enel Gridsにより保有されている投資の50%の売却（520百万ユーロ）、及びEnel Transmisión Chileにおける Enel Chile持分の売却によるものである。

2021年度には、当該項目はOpen Fiberにおける当社持分の売却に係るキャピタル・ゲイン（1,763百万ユーロ）を含んでいた。

「その他の収益」は980百万ユーロ増加し、主として、供給先による約定量の条件において、Shellとの既存の契約上の合意の変更を受けて、チリで収益の増加（503百万ユーロ）、及びEnel Green Power North Americaにおける税務パートナーシップによる収益の増加（319百万ユーロ）によるものである。

比較される2年間の当社グループ業績を経営者が監視するために用いたアプローチに基づく事業ライン別の内訳は、以下の表のとおりである。

百万ユーロ	2022年度								
	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費市場	Enel X	持株、サービス及びその他	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
IFRS第15号収益	**37,154**	**7,863**	**20,854**	**61,711**	**1,782**	2,167	**131,531**	(28,883)	**102,648**
現物決済を伴う契約下での商品販売	42,667	-	-	26	-	-	**42,693**	(5,446)	**37,247**
期間中に終了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）	(4,240)	-	-	(20)	-	-	**(4,260)**	-	**(4,260)**
その他の収益	-	6	13	-	1	21	**41**	(23)	**18**
販売及びサービスから生じた収益合計	**75,581**	**7,869**	**20,867**	**61,717**	**1,783**	2,188	**170,005**	(34,352)	**135,653**
その他の収益	**754**	**1,298**	**2,165**	**435**	**426**	47	**5,125**	(261)	**4,864**
収益合計	**76,335**	**9,167**	**23,032**	**62,152**	**2,209**	2,235	**175,130**	(34,613)	**140,517**

百万ユーロ	2021年度[1]								
	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費市場	Enel X	持株、サービス及びその他	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
IFRS第15号収益合計	**16,673**	**8,533**	**19,681**	**36,933**	**1,277**	**2,189**	**85,286**	(16,839)	**68,447**
現物決済を伴う契約下での商品販売	26,691	-	-	14	-	-	**26,705**	(2,391)	**24,314**
商品売却契約の測定に係る利得／（損失）	(10,895)	-	-	1	-	-	**(10,894)**	1	**(10,893)**
その他の収益	5	6	15	-	3	31	**60**	(28)	**32**
販売及びサービスから生じた収益合計	**32,474**	**8,539**	**19,696**	**36,948**	**1,280**	**2,220**	**101,157**	(19,257)	**81,900**
その他の収益	**129**	**633**	**546**	**451**	**148**	**1,792**	**3,699**	120	**3,819**
収益合計[1]	**32,603**	**9,172**	**20,242**	**37,399**	**1,428**	**4,012**	**104,856**	(19,137)	**85,719**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

注記12. 費用

12.a 電力、ガス及び燃料 - *96,896百万ユーロ*

百万ユーロ	2022年度	2021年度[1]	増減	
電力	47,155	28,624	18,531	64.7%
- そのうち現物決済を伴う契約下での購入（IFRS第9号）	*6,161*	*3,677*	*2,484*	*67.6%*
ガス	47,930	26,614	21,316	80.1%
- そのうち現物決済を伴う契約下での購入（IFRS第9号）	*33,092*	*19,951*	*13,141*	*65.9%*
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）	(2,140)	(9,277)	7,137	76.9%
核燃料	111	107	4	3.7%
その他の燃料	3,840	1,634	2,206	-
合計	**96,896**	**47,702**	**49,194**	-

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

電力の購入費用は、主にイタリア（15,396百万ユーロ）、スペイン（3,563百万ユーロ）による平均価格が前年比で上昇する中で購入量が増加したことにより増加した。

ガスの購入費用の増加は、主に発電量の増加による取扱量の増加、及び主に第三者からのガス購入費用の増加によるものである。
現物決済を伴う契約終了の公正価値での測定からの利得／（損失）は、前年度と比べ、7,137百万ユーロ増加した。その内訳は、ガス6,117百万ユーロ、電力1,020百万ユーロである。
その他の燃料の増加は、主に発電量の増加及び商品価格の上昇によるものである。

12.b サービス及びその他の原材料 - *20,228百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
託送	8,247	8,921	(674)	-7.6%
保全及び修繕	1,067	1,364	(297)	-21.8%
電信及び郵便費用	181	177	4	2.3%
通信サービス	117	123	(6)	-4.9%
ITサービス	872	959	(87)	-9.1%
リース及び賃借	503	126	377	-
その他のサービス	5,707	4,160	1,547	37.2%
環境証書の購入	963	1,256	(293)	-23.3%
- そのうち現物納入を伴う契約から生じた購入関連（IFRS第9号）	*868*	*810*	*58*	*7.2%*
期間中に終了した現物決済を伴う環境証書の購入　契約の公正価値利得／（損失）	135	145	(10)	-6.9%
環境証書の在庫における変動	97	32	65	-
その他の原材料	2,533	2,041	492	24.1%
合計	**20,228**	**19,240**	**988**	**5.1%**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

サービス及びその他の原材料の費用は2022年度20,228百万ユーロで、2021年度と比べて988百万ユーロ増加した。変動は主に以下のとおりである。

- **リース及び賃借向け費用の増加。これは主にスペインにおける係争の2021年度終結を反映したもので、以前に約300百万ユーロ認識されていた引当金の戻入が認められたことによる。**
- **「その他のサービス」1,547百万ユーロの増加は、基本的に電力及びガス事業に関連するサービス費用（720百万ユーロ）、ブラジルでの当該委譲関連（281百万ユーロ）、当該付加価値サービス事業関連（119百万ユーロ）、及び専門及び技術サービス費用（156百万ユーロ）によるものである。**
- **「その他の原材料」の増加は、主に原材料の購入費用の上昇及び生成量の増加によるものである。**
- **託送費の減少は主にイタリア及びスペインにおける適用平均価格の下落により、取引量の増加によりラテンアメリカでの当該増加を一部相殺している。**
- **エネルギー移行の目的におけるイタリアでの発電所の転換に関連する費用引当の減少。**
- **主にイタリアにおけるシステム支援、コンピュータ・メンテナンス、及びIT開発の費用増加**

12.c 人件費 - *4,570百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
賃金及び給与	3,442	3,122	320	10.2%
社会保障料	924	844	80	9.5%
イタリアにおける退職後給付	107	104	3	2.9%
退職後給付及びその他の長期給付	73	86	(13)	-15.1%
早期退職奨励金	(20)	10	(30)	-
再編合意に伴う早期退職奨励金	(151)	795	(946)	-
その他の費用	195	179	16	8.9%
合計	**4,570**	**5,140**	**(570)**	**-11.1%**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

2022年度における人件費は4,570百万ユーロで、570百万ユーロ減少した。

当社グループの従業員数は1,155名減少し、主に以下の要因により、新規雇用及び退職のバランス（プラス1,998名）を連結範囲の変更（マイナス3,153名）による相殺が上回ったためである。

＞ イタリアにあるEnel Hydro Appennino Centrale Srlの取得

＞ イタリアにあるMelita Italia Srlの取得

＞ イタリアにあるPayTipper SpAの売却

＞ イタリアにあるCityPoste Payment SpAの売却

＞ イタリアにあるPayTipper Network Srlの売却

＞ イタリアにあるFlagPay Srlの売却

＞ イタリアにあるGridspertise Srlの売却

＞ ブラジルにあるCentral Geradora Termelétrica Fortaleza SA、Celg Distribuição SA-Celg-D 及びGridspertise Latam SAの売却

＞ ロシアにあるPJSC Enel Russia及び子会社の売却

＞ チリにあるEnel Transmisión SAの売却

「賃金及び給与」の増加は、イタリア、米国、ブラジル、スペイン及びアルゼンチンの会社における新規採用により生じた費用を主に反映している。

「退職後給付及びその他の長期給付」13百万ユーロの減少は主にスペインである。

「再編合意に伴う早期退職奨励金」の減少は、主に2012年法律第92/2012号第4条第1項から第7項の適用において締結された新たな枠組み合意の結果として2021年度にイタリアでの費用の増加によるもので、再編化及びデジタル化向けに認識された557百万ユーロの引当金である。2022年度に当該引当金は、当期の動向及び数理計算上の仮定を基礎とする変動に応じて調整されている。

職階別平均従業員数の前年比較及び2022年12月31日現在の従業員数を示した表は以下のとおりである。

員数	平均員数(1)		期末員数(1)
	2022年度	2021年度	2022年12月31日現在
シニア・マネージャー	1,389	1,386	1,366
ミドル・マネージャー	12,528	11,797	12,645
事務職	35,676	35,449	34,634
ブルーカラー	16,883	17,344	16,479
合計	**66,476**	**65,976**	**65,124**

(1)比例的に連結されている会社においては、期末員数はエネルの持分比率にあわせている。

12.d 営業債権及びその他の金融派生商品に係る純減損／（戻入） - *1,278百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
営業債権に係る減損損失	1,375	1,285	90	7.0%
その他の金融資産に係る減損損失	169	93	76	81.7%
営業債権及びその他の金融資産に係る減損損失合計	**1,544**	**1,378**	**166**	**12.0%**
営業債権に係る減損利得	(265)	(202)	(63)	-31.2%
その他の金融資産に係る減損利得	(1)	(1)	-	-
営業債権及びその他の金融資産に係る減損利得合計	**(266)**	**(203)**	**(63)**	**-31.0%**
営業債権及びその他の金融派生商品に係る純減損損失／（戻入）	**1,278**	**1,175**	**103**	**8.8%**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

1,278百万ユーロに相当する当該項目は、営業債権及びその他の金融資産に係る減損損失及び戻入を含む。営業債権に係る純減損損失は90百万ユーロ増加し、主に新規債権の対象を適切に保証するための貸倒引当金繰入額の増加を促した営業債権の増加の影響によるものである。

12.e 減価償却費、償却費及びその他の減損損失 - *7,447百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
有形固定資産	4,472	4,259	213	5.0%
投資不動産	2	3	(1)	-33.3%
無形資産	1,612	1,330	282	21.2%
その他の減損損失	1,414	2,917	(1,503)	-51.5%
その他の減損損失の戻入	(53)	(2)	(51)	-
合計	**7,447**	**8,507**	**(1,060)**	**-12.5%**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

2022年度「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」の減少は、主に以下によるものである。

＞ 2021年度に認識された特定の発電所又はCGUｓに係る減損損失の影響：イタリア（989百万ユーロ）、スペイン（1,488百万ユーロ）、メキシコ（155百万ユーロ）、チリ（32百万ユーロ）、オーストラリア（30百万ユーロ）

＞ コスタリカにあるPH Chucasにより委譲契約下で運営する水力発電所に係る2021年度減損損失認識（126百万ユーロ）

当該影響は、以下により部分的に相殺されている。

＞ オープン計測計画で規定されている2G の導入計画予定を反映させるために第一世代電子計器（1G）の減価償却率を上げたことによるイタリアにおける減価償却費及び償却費の増加

＞ 南米、北米及びスペインの再生可能エネルギー分野における近年の新規投資による有形資産の減価償却

＞ Enel Generación Costanera SA（174百万ユーロ）、アルゼンチンにあるCentral Dock Sud SA（116百万ユーロ）、ブラジルにあるCelg Distribuição SA-Celg-D.（827百万ユーロ）及びCGT Fortaleza（73百万ユーロ）の正味資産価額調整

12.f その他の営業費用 - *4,685百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
システム費用 - 排出枠	2,216	41	2,175	-
システム費用 - 省エネルギー証書費用	182	239	(57)	-23.8%
システム費用 - グリーン証書購入費用	-	-	-	-
システム費用 - 原産地保証	112	26	86	-
有形固定資産及び無形資産の処分の損失	166	75	91	-
税金及び関税	1,107	1,099	8	0.7%
その他	902	488	414	84.8%
合計	**4,685**	**1,968**	**2,717**	**-**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

その他の営業費用は前年比で2,717百万ユーロ増加し、主に以下による。

- **期中に低水位補償の必要性が主な要因であるCO_2価格の上昇及び火力発電の増加を反映したイタリア及びスペインの環境遵守費用における増加（2,178百万ユーロ）**
- **ブラジルにおけるCelg Distribuição SA-Celg-D（ElelGoiás）（208百万ユーロ）及びCGT Fortaleza（135百万ユーロ）の売却において認識されたキャピタル・ロス**

12.g 資産計上された費用 - *（3,415）百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
人件費	(1,184)	(998)	(186)	-18.6%
原材料	(1,258)	(1,079)	(179)	-16.6%
その他	(973)	(964)	(9)	-0.9%
合計	**(3,415)**	**(3,041)**	**(374)**	**-12.3%**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

資産計上された費用は前年比で374百万ユーロ増加し、主に以下による。

- **イタリア、スペイン、北米における再生可能発電所への投資拡大**
- **ラテンアメリカにおける配電網への投資拡大**
- **接続新規顧客の増加及びサービス品質（e-grid及びDSO 4.0プロジェクト）における投資増加におけるイタリアの配電分野における投資拡大**

注記13. 商品契約から生じた純損益 - *2,365百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
商品デリバティブ				
デリバティブ決済から生じた収益	23,124	11,456	11,668	-
デリバティブ決済から生じた費用	18,929	9,331	9,598	-
商品デリバティブ決済から生じた純利益／（費用）	**4,195**	**2,125**	**2,070**	**97.4%**
デリバティブ残高から生じた収益	(2,479)	4,572	(7,051)	-
デリバティブ残高から生じた費用	223	2,266	(2,043)	-90.2%
商品デリバティブ残高から生じた純利益／（費用）	**(2,702)**	**2,306**	**(5,008)**	**-**
現物決済を伴うエネルギー商品における契約残高				
現物決済を伴うエネルギー商品売却契約残高から生じた損益	5,182	(18,386)	23,568	-
現物決済を伴うエネルギー商品購入契約残高から生じた損益	(4,310)	16,478	(20,788)	-
現物決済を伴うエネルギー商品における契約残高から生じた純損益	**872**	**(1,908)**	**2,780**	**-**
商品契約から生じた純損益	**2,365**	**2,523**	**(158)**	**-6.3%**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

2022年度の商品契約から生じた純費用は2,365百万ユーロ（2021年度では純利益2,523百万ユーロ）で、内訳は以下のとおりである。

＞ キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定される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生じた純利益合計1,493百万ユーロ（2021年度では純利益4,431百万ユーロ）。具体的には、当期に決済されたデリバティブから生じた純利益4,195百万ユーロ（2021年度では純利益2,125百万ユーロ）、未決済デリバティブの純公正価値から生じた純費用2,702百万ユーロ（2021年度では純利益2,306百万ユーロ）。

＞ 報告日現在残高の現物決済を伴うエネルギー商品契約の純損益を通じて公正価値での測定から生じた純利益872百万ユーロ（2021年度では純費用1,908百万ユーロ）。

デリバティブに係る詳細は、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記14. デリバティブから生じた純金融収益／（費用） - *（296）百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
収益				
ヘッジ・デリバティブとして指定されるデリバティブから生じた収益	1,442	2,097	(655)	-31.2%
純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	1,676	620	1,056	-
収益合計	**3,118**	**2,717**	**401**	**14.8%**
費用				
ヘッジ・デリバティブとして指定されるデリバティブから生じた費用	(1,744)	(599)	(1,145)	-
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	(1,670)	(657)	(1,013)	-
費用合計	**(3,414)**	**(1,256)**	**(2,158)**	**-**
デリバティブから生じた純金融利益／（損失）合計	**(296)**	**1,461**	**(1,757)**	**-**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

2022年度における利率及び為替レートに係るデリバティブから生じた純費用は296百万ユーロ（2021年度では純利益1,461百万ユーロ）で、その内訳は以下のとおりである。

＞ 主にキャッシュ・フロー・ヘッジに関してヘッジ・デリバティブとして指定されるデリバティブから生じた純費用302百万ユーロ（2021年度では純利益1,498百万ユーロ）

＞ 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた純利益6百万ユーロ（2021年度では純費用37百万ユーロ）

2022年度及び2021年度におけるヘッジ・デリバティブ及び純損益を通じて公正価値で認識された正味残高は、主に為替相場リスクのヘッジに関連するものである。デリバティブに関する詳細は、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記15. その他の純金融収益／（費用） - *（2,160）百万ユーロ*

その他の金融収益

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
金融資産から生じた受取利息（流動及び非流動）				
非流動有価証券及び金融資産に係る実効利率利息	158	117	41	35.0%
流動金融投資に係る実効利率利息	201	80	121	-
実効利率利息合計	**359**	**197**	**162**	82.2%
純損益を通じて公正価値での測定に指定される非流動金融資産に係る金融利益	**-**	**-**	**-**	-
為替差益	**2,289**	**1,212**	**1,077**	88.9%
持分投資に係る収益	**1**	**6**	**(5)**	-83.3%
超インフレーションから生じた収益	**1,739**	**824**	**915**	**-**
その他の収益	**781**	**447**	**334**	74.7%
その他の金融収益合計	**5,169**	**2,686**	**2,483**	92.4%

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

その他の金融収益は5,169百万ユーロ、前年比2,483百万ユーロの増加である。当該増加の主な要因は以下のとおりである。

＞ 主にEnel Finance International（728百万ユーロ）及びEnel Américas（222百万ユーロ）に関連する為替差益から生じた利益の増加（1,077百万ユーロ）。

＞ 超インフレ経済における財務報告に係るIAS 29号の適用の結果としてアルゼンチン会社により認識された超インフレーションから生じた収益の増加（915百万ユーロ）。詳細は2022年12月31日現在連結財務書類注記4を参照のこと。

＞ 主に短期金融投資に関連する、実効利率利息の増加（162百万ユーロ）。

＞ 主に公正価値ヘッジ関係にあるヘッジ対象負債の評価調整から生じたその他の利益の増加（123百万ユーロ）。

その他の金融費用

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
金融負債に係る支払利息（流動及び非流動）				
銀行借入金に係る利息	509	322	187	58.1%
社債に係る利息費用	1,884	1,877	7	0.4%
その他の借入金の利息費用	235	134	101	75.4%
利息費用合計	**2,628**	**2,333**	**295**	**12.6%**
債務管理取引に係る金融費用	**-**	**702**	**(702)**	**-**
為替差損	**2,179**	**2,551**	**(372)**	**-14.6%**
退職後給付及びその他従業員給付の調整	**145**	**105**	**40**	**38.1%**
その他の引当金の調整	**201**	**126**	**75**	**59.5%**
持分投資から生じた費用	**-**	**-**	**-**	**-**
超インフレーションから生じた費用	**1,449**	**804**	**645**	**80.2%**
その他の費用	**727**	**270**	**457**	**-**
その他の金融費用合計	**7,329**	**6,891**	**438**	**6.4%**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

その他の金融費用は7,329百万ユーロ、2021年度と比較して全体で438百万ユーロの増加で、基本的に以下の要因を反映している。

- **超インフレーションから生じた費用の増加645百万ユーロは、超インフレ経済における財務報告に係るIAS第29号を適用した結果、アルゼンチン会社が認識したものである。詳細は2022年12月31日現在連結財務書類注記4を参照のこと。**
- **利息費用が295百万ユーロ増加し、主にインフレ圧力の高まりに直面して実施された金融引締政策による利率上昇。**
- **その他の費用63百万ユーロの増加は、主にPIS／COFINS紛争から生じた費用上昇のため、ブラジルにあるCAMMESAに関する財務費用（65百万ユーロ）の増加、及びSlovak Power Holdingの売却に関する債権に係る減損損失に関連するEnel Produzionの財務費用の増加43百万ユーロ。**

当該影響は、2021年度に債務管理業務に係る費用の認識に関連する金融費用の削減（702百万ユーロ）により実質的に相殺された。

注記16. 持分法による投資利益／（損失） - *4百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減	
関連会社の収益分	145	624	(479)	-76.8%
関連会社の損失分	(141)	(53)	(88)	-
合計	**4**	**571**	**(567)**	**-99.3%**

2022年度の持分法投資の純損益の持分は4百万ユーロで、前年と比べ567百万ユーロ減少した。

当該変動は、基本的に直物市場に係る電力価格の急騰により大幅に下落したSlovak Power Holdingの当社グループが保有する純損益持分の減少（587百万ユーロ）で、スペイン会社（20百万ユーロ）及びRusenergosbyt（19百万ユーロ）の純損益持分の増加により僅かに相殺された。

注記17. 法人所得税等 - *3,523百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度(1)	増減	
当期法人所得税	3,025	2,007	1,018	50.7%
過年度に関する法人所得税の修正	(233)	145	(378)	-
当期法人所得税等合計	**2,792**	**2,152**	**640**	**29.7%**
繰延税金費用	342	304	38	12.5%
繰延税金収益	389	(836)	1,225	-
合計	**3,523**	**1,620**	**1,903**	**-**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

税率は2021年度の30%と比べて、2022年度は40%になった。当該税率の上昇要因は基本的に以下のとおりである。

＞ 前期と比べ、減損損失の税務への影響及び当期における合併及び取得に係る利得及び損失の変動

＞ 法律第51/2022号の下で想定されるエネルギー費用の増加から消費者を守るためのプログラムの財源とする特別税（約121百万ユーロ）、及び法律第197/2022号により規定された連帯税（約599百万ユーロ）によりイタリアで生じた費用の増加

＞ 理論上のイタリアの税率を超える外国の税率が影響

＞ Enel Iberiaでの配当二重課税調整終了による税額控除の減少（60百万ユーロ）

＞ アルゼンチンにおける超インフレーション会計適用の税効果（30百万ユーロ）

一部相殺させた逆要因は以下のとおりである。

＞ Ufinet、Gridspertise及びMooneyにおける持分の処分の税務への影響（190百万ユーロ）

＞ イタリアでのPatent Box制度による税務への効果（65百万ユーロ）

＞ 北米においてEnel X Wayの分割で認識された繰延税金資産（60百万ユーロ）

繰延税金資産及び繰延税金負債の変動の詳細は、注記25を参照のこと。

理論上の税率及び実効税率の調整を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年度		2021年度(1)	
税引前利益	**8,741**		**5,378**	
理論上の税額	2,098	24%	1,291	24%
減損損失、資産売却益及び負ののれんに関連する税効果の変動	399		(229)	
期間差異を伴う認識された繰延税金に係る正味影響	-		70	
アルゼンチン及びコロンビアにおける税改革	-		166	
Enel Iberia**の税額控除調整**	-		211	
Open Fiber**資産利得の特恵課税処理**	-		(401)	
Ufinet**及び** Gridspertise and Mooney**資産利得の特恵課税処理**	(190)		-	
Enel X Way**分割に係る認識された繰延税金資産**	(60)		-	
イタリアでのPatent Box	(65)		-	
税務上の欠損金に係る未認識繰延税金資産	-		75	
アルゼンチンにおける超インフレーション会計の諸々の税効果	30		49	
Matimba**資産損失の損金不算入における税効果**	20		-	
Astrid**事業における税額控除の戻入**	-		25	
スペインでのリスクにおける引当金の損金不算入における税効果	30		-	
イタリア税率	260		276	
特別エネルギー費用税	121		-	
連帯税	599		-	
その他の差異、イタリアにおける理論税率と比較して他国税率との差の影響、及びその他の重要でない項目	281		81	
非継続事業の比較数値の修正再表示の影響	-		6	
合計	**3,523**		**1,620**	

(1)2021**年度の数値は、比較目的のみ向けに、（**2022**年度第**4**四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとして**IFRS**第**5**号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。**

注記18. 基本的及び希薄化後１株当たり利益

当該両指標はいずれも、普通株式数10,166,679,946株に、保有している自己株式の平均数により調整された期中平均普通株式数に基づいて計算された。

2022年12月31日現在の自己株式数は、額面価額は各1ユーロ、7,153,795株（2021年12月31日現在では4,889,152株）である。

百万ユーロ

	2022年度	2021年度
親会社株主に帰属する当期純利益（基本）	**1,682**	**3,189**
その内		
継続事業	3,637	3,097
非継続事業	(1,955)	92
配当優先権の影響（例：優先株式）	-	-
資本性金融商品に係る配当（例：ハイブリッド債）	(123)	(71)
その他	-	-
親会社普通株主に帰属する当期純利益（基本）	**1,559**	**3,118**
その内		
継続事業	3,514	3,026
非継続事業	(1,955)	92
株式数（単位）		
1月1日現在の発行済普通株式数	10,166,679,946	10,166,679,946
保有自己株式の影響	(6,287,027)	(4,111,452)
行使された新株予約権の影響	145,119	-
その他	-	-
基本的1株当たり当期純利益の加重平均発行済普通株式数（合計）	10,160,538,038	10,162,568,494

親会社普通株主に帰属する当期純利益（基本）	**1,559**	**3,118**
希薄の効果		
転換債の利息	-	-
その他	-	-
親会社普通株主に帰属する当期純利益（希薄化後）	**1,559**	**3,118**
その内		
継続事業	3,514	3,026
非継続事業	(1,955)	92
株式数（単位）		
基本的1株当たり当期純利益の加重平均発行済普通株式数（合計）	10,160,538,038	10,162,568,494
転換債の転換の影響	-	-
その他	-	-
希薄化後1株当たり当期純利益の加重平均発行済普通株式数（合計）	**10,160,538,038**	**10,162,568,494**

基本的1株当たり当期純利益		
基本的1株当たり当期純利益	0.15	0.31
基本的1株当たり継続事業からの当期純利益	0.35	0.30
基本的1株当たり非継続事業からの当期純利益	(0.20)	0.01
希薄化後1株当たり当期純利益		
希薄化後1株当たり当期純利益	0.15	0.31
希薄化後1株当たり継続事業からの当期純利益	0.35	0.30
希薄化後1株当たり非継続事業からの当期純利益	(0.20)	0.01

連結財政状態計算書に係る情報

注記19. 有形固定資産 - *88,521百万ユーロ*

2022年度の有形固定資産の内訳及び増減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	建物付属設備	建設仮勘定及び前渡金	合計
減損累計額控除後取得原価	643	11,115	163,443	547	1,551	3,722	482	11,819	193,322
減価償却累計額	-	5,650	100,069	396	1,188	1,093	354	-	108,750
2021年12月31日現在残高	**643**	**5,465**	**63,374**	**151**	**363**	**2,629**	**128**	**11,819**	**84,572**
資本的支出	3	43	2,125	32	115	-	7	8,905	11,230
使用開始資産	27	804	5,078	7	22	27	49	(6,014)	-
為替換算差額	(2)	163	322	1	(20)	86	1	133	684
連結範囲の変更	4	46	700	-	2	(9)	-	(122)	621
処分	(1)	(12)	(89)	(1)	(8)	(96)	-	(63)	(270)
減価償却費	-	(215)	(3,893)	(24)	(90)	(336)	(43)	-	(4,601)
減損損失	1	-	(153)	-	(1)	-	-	(49)	(202)
減損損失戻入	(1)	-	47	-	-	-	-	-	46
その他の増減	1	23	714	2	38	552	(3)	345	1,672
売却目的保有資産との振替	(46)	(430)	(3,540)	(5)	(129)	(91)	-	(990)	(5,231)
増減合計	**(14)**	**422**	**1,311**	**12**	**(71)**	**133**	**11**	**2,145**	**3,949**
減損累計額控除後取得原価	629	11,606	165,370	572	1,439	4,021	547	13,964	198,148
減価償却累計額	-	5,719	100,685	409	1,147	1,259	408	-	109,627
2022年12月31日現在残高	**629**	**5,887**	**64,685**	**163**	**292**	**2,762**	**139**	**13,964**	**88,521**

設備及び機械は、無償で譲渡される資産の帳簿価額8,409百万ユーロ（2021年12月31日現在では7,946百万ユーロ）を含み、主にイベリア及びラテンアメリカの発電所に関する3,456百万ユーロ（2021年12月31日現在では3,672百万ユーロ）、及びラテンアメリカの配電網に関する合計4,228百万ユーロ（2021年12月31日現在では3,506百万ユーロ）である。

リース資産の詳細は以下の注記21を参照のこと。

2022年度中に行われた資本的支出の種類の資産の項目別要約は以下のとおりである。当該支出は合計13,329百万ユーロで、2021年度から1,128百万ユーロ増加しており、特に太陽光発電所に集中した増加である。

百万ユーロ	2022年度	2021年度	増減	
発電所：				
火力	661	550	111	20.2%
水力	435	402	33	8.2%
地熱力	121	120	1	0.8%
原子力	134	157	(23)	-14.6%
代替エネルギー源	5,189	4,947	242	4.9%
発電所合計	**6,540**	**6,176**	**364**	**5.9%**
配電網 (1)	4,483	4,389	94	2.1%
Enel X（e-city, e-industries, e-home)	373	285	88	30.9%
Enel X Way（e-mobility）	113	82	31	37.8%
顧客小売	721	643	78	12.1%
その他	1,099	626	473	75.6%
合計 (2)	**13,329**	**12,201**	**1,128**	**9.2%**

(1)2022年度の数値はIFRIC第12号範疇の社会基盤投資1,174百万ユーロ（2021年度では907百万ユーロ）を含まない。

(2) 2022年度の数値は「売却目的保有」に分類されるユニットに関する156百万ユーロ（2021年度では111百万ユーロ）を含む。

当社グループは、CO_2排出削減に関するパリ協定に沿って、エネルギー効率及びエネルギー転換目標を指針として、とりわけ代替エネルギー源を利用する発電所に投資してきた。発電所への資本的支出は、米国、イタリア、スペイン、コロンビア、ペルー、チリ、ブラジル、南アフリカ及びオーストラリアの太陽光発電所を主な対象である。

当社グループは、変化の激しい気候変動に対応し、送電網の強靭性を高めるため、配電事業への投資（4,483百万ユーロ）を継続した。94百万ユーロの増加は、主にイタリア、ブラジル、ペルーにおける投資の増加によるもので、改修維持及び送電網の信頼性が中心である。

Enel Xの資本的支出は、主に、イタリアでe-City事業及びe-Home事業、北米及びオーストラリアで新規案件の実施における蓄電池事業の設備投資の増加、ブラジルでスマート照明事業、e-Home事業、分散型エネルギー事業（新規太陽光発電プロジェクトの立上げ）、ペルーで公共照明事業、コロンビアで分散型エネルギー事業（太陽光発電）における新規案件の立上げ、スペインでe-Home事業により、増加した。

Enel X Wayの資本的支出の増加は、主にスペインでの電気自動車向け新充電ポイントの展開に該当する。

「その他」の増減は主に当期におけるイタリア及び北米の蓄電池システム（BESS）における投資を含む。

為替差益は684百万ユーロである。

2022年度における「連結範囲の変更」は主にイタリアのERG Hydro Srl（現在はEnel Produzioneに合併）の取得、インドのThar Surya 1 Private Limitedの売却に該当する。

「減損損失」は202百万ユーロであり、主にバレアレス、カナリア、セウタ、メリリャ及びTerminal Portuario de Los Barriosのスペイン発電所、及び2023年11月から商業運転を終了するコロンビアのEnel Colombiaにより支配されているSociedad Portuaria Central Cartagena SAの価値調整によるものである。このため、2022年12月31日現在、「設備及び機械」の帳簿価額が引下げられた。

当該項目はまた、Torrevaldaliga Nord、Fusina及びBrindisi Sudにある石炭火力発電所のEnel Produzioneの資産に係る減損損失による影響を受けた。

「売却目的保有資産との振替」は、2022年度第4四半期中に売却されたルーマニア会社、ギリシャ会社及びEnel Russiaの全資産に該当する。また、アルゼンチンのEnel Generación Costanera SA及びCentral Dock Sud SA、イタリアの3 SUN Srl、インドのAvikiran Solar India Private Limited及びオーストラリアのBungalaの売却目的で保有する資産への振替も該当する。

「その他の変動」は発電所除去費用及び敷地回復費用マイナス302百万ユーロを含み、主にスペイン及び北米における新規リース585百万ユーロ、アルゼンチン会社の超インフレ経済における有形固定資産の減損1,081百万ユーロ、及び有形固定資産に係る資本的支出に特化した融資に係る利息の資産化効果260百万ユーロ（2021年度では182百万ユーロ）であり、その内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年度	%率	2021年度	%率	増減	
EGP North America	83	0.5%	17	0.2%	66	-
EGP México	14	7.0%	10	4.3%	4	40.0%
EGP South Africa	22	6.3%	61	6.3%	(39)	-63.9%
Enel Américas Group	50	3.2%	23	3.7%	27	-
Enel Chile Group	91	6.1%	80	7.0%	11	13.8%
Endesa Group	5	1.4%	4	1.5%	1	25.0%
Enel Russia Group	-		18	8.5%	(18)	-
EGP India Group	7	9.9%	8	8.3%	(1)	-12.5%
EGP Australia Group	-		1	0.2%	(1)	-
Enel Produzione	1	2.1%	2	2.1%	(1)	-50.0%
C&C Uno Energy Srl	1	3.1%	-		1	-
Nuove Energie	2	1.6%	1	0.5%	1	-
Enel Green Power Italia	6	3.6%	5	3.3%	1	20.0%
Enel Finance International	-		12	1.8%	(12)	-
合計 (1)	**282**		**242**		**40**	**16.5%**

(1)2022年度合計は、売却目的で保有する資産に関する22百万ユーロも含む（2021年度合計では、無形資産に関して資産化された金融費用マイナス5百万ユーロ、その他の非流動資産4百万ユーロ、及び売却目的で保有する資産に関する61百万ユーロを含む）。

2022年12月31日現在、有形固定資産購入の契約上の約定は2,926百万ユーロである。

注記20. IFRIC第12号 - サービス委譲契約適用範疇の社会基盤

IFRIC第12号に従って認識されたサービス委譲契約は、ブラジル及びコスタリカの配電事業において特定の社会基盤のサービス委譲に関連するものである。
当該委譲の詳細をまとめた表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	付与権者	事業	国	委譲期間	委譲残存期間	更新オプション	2022年12月31日現在契約資産のうち認識額	2022年12月31日現在金融資産のうち認識額	2022年12月31日現在無形資産のうち認識額
Enel Distribuição Rio de Janeiro	ブラジル政府	配電	ブラジル	1996-2026	4年	あり	116	1,138	453
Enel Distribuição Ceará	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998-2028	6年	あり	86	876	459
Enel Green Power Mourão	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016-2046	24年	なし	-	5	-
Enel Green Power Paranapanema	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016-2046	24年	なし	-	26	-
Enel Green Power Volta Grande	ブラジル政府	発電	ブラジル	2017-2047	25年	なし	-	276	-
Enel Distribuição São Paulo	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998-2028	6年	あり	290	1,318	544
PH Chucas	コスタリカ電力公社	水力発電所	コスタリカ	2012-2031	9年	なし	-	103	44
合計							**492**	**3,742**	**1,500**

金融資産の下に分類された資産は委譲終了時の公正価値で測定された。詳細は注記52「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

注記21. リース

2022年度における使用権資産の増減を示す表は以下のとおりである。

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
2021年12月31日現在合計	**1,147**	**517**	**441**	**524**	**2,629**
増加	289	172	(1)	138	598
為替換算差額	63	6	11	6	86
減価償却費	(48)	(120)	(36)	(132)	(336)
その他の増減額	(139)	(62)	9	(23)	(215)
2022年12月31日現在合計	**1,312**	**513**	**424**	**513**	**2,762**

リース負債及び年度中の増減を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	
2021年12月31日現在合計	**2,547**
増加	445
支払	(310)
その他の増減	(10)
2022年12月31日現在合計	**2,672**
うち中長期	2,409
うち短期	263

百万ユーロ	
	2022年度
使用権資産の減価償却費	327
リース負債に係る利息費用	96
短期リースに関連する費用（サービス及びその他の原材料に含まれる）	59
少額資産リースに関連する費用（サービス及びその他の原材料に含まれる）	-
変動支払リース料（サービス及びその他の原材料に含まれる）	32
合計	**514**

注記22. 投資不動産 - *94百万ユーロ*

百万ユーロ	
減損累計額控除後取得原価	129
減価償却累計額	38
2021年12月31日現在残高	**91**
為替換算差額	1
減価償却費	(2)
減損損失	-
その他の増減	4
増減合計	**3**
減損累計額控除後取得原価	116
減価償却累計額	22
2022年12月31日現在残高	**94**

2022年12月31日現在投資不動産は94百万ユーロであり、2021年度と比べ3百万ユーロ増加した。

当社グループの投資不動産は、イタリア、スペイン、ブラジル及びチリにおける不動産で構成されており、投資不動産の売却、又は収益及び処分収入の送金に関する制限は設けられていない。加えて、当社グループは、投資不動産の購入、建設又は開発、若しくは修繕、維持又は改良に関する契約上の義務を有していない。

2022年度の変動は、主にスペインにおける複数の資産に係る認識された減損損失及び減価償却累計額によるものである。

投資不動産の評価に関する詳細は注記52「公正価値で測定される資産及び負債」及び注記52.2「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。

前へ　　次へ

注記23. 無形資産 - *17,520百万ユーロ*

2022年度の無形資産の内訳及び増減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
減損累計額控除後取得原価	43	3,512	12,842	5,781	5,092	-	1,760	2,063	31,093
減価償却累計額	23	2,771	1,721	3,683	3,708	-	-	1,117	13,023
2021年12月31日現在残高	**20**	**741**	**11,121**	**2,098**	**1,384**	**-**	**1,760**	**946**	**18,070**
資本的支出	49	82	151	-	131	-	784	746	1,943
使用開始資産	19	263	14	-	396	-	(694)	2	-
為替換算差額	-	(7)	250	234	14	-	(3)	-	488
連結範囲の変更	-	1	171	-	-	-	2	-	174
処分	-	(1)	-	(15)	(1)	-	(50)	-	(67)
償却費	(4)	(326)	(216)	(381)	(356)	-	-	(375)	(1,658)
減損損失	-	-	(1)	-	(6)	-	(6)	-	(13)
減損損失戻入	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の増減	3	(23)	10	481	44	-	42	11	568
売却目的保有資産との振替	(8)	(67)	(705)	(917)	(174)	-	(88)	(26)	(1,985)
増減合計	**59**	**(78)**	**(326)**	**(598)**	**48**	**-**	**(13)**	**358**	**(550)**
減損累計額控除後取得原価	101	3,697	12,646	5,261	5,279	-	1,747	2,831	31,562
減価償却累計額	22	3,034	1,851	3,761	3,847	-	-	1,527	14,042
2022年12月31日現在残高	**79**	**663**	**10,795**	**1,500**	**1,432**	**-**	**1,747**	**1,304**	**17,520**

前へ　次へ

当社の知的財産 (IP) ポートフォリオは、持続可能な成長に不可欠な一式の情報で構成されている。Open Innovability® エコシステムは、知的財産保護メカニズムの支援を受けて保護され収益化された一連の発明に活力を与える社内外の解決策の創作及び共有を通じてイノベーションを生成している。

2022年12月31日現在、当社グループは163技術群における883件の特許を出願している。このうち711件が認可され、172件が出願中である。当該ポートフォリオは、当社グループが展開する全ての市場において保護を確実にする。当社のポートフォリオには、23の実用新案及び194の意匠登録も含む。特許、実用新案及び意匠とともに、知的所有権もまた、取引機密管理手続の規定に沿って常に成文化され、保持されている技術的及び商業的性質双方の事業上の機密を含んでいる。また、当社グループは2,027件の商標を保有しており、そのうち1,642件はすでに登録され、385件は出願中である。

エネルは、知的財産管理及び営業秘密管理の組織的手順の範囲で知的財産権の生成及び利用を管理するプロセスを統合した。双方の手続とも知的財産の創造における不可欠な要素として人的資本をみなし、全ての発明の戦略的重要性を強調しつつ、発明プロセスに従業員の参加を奨励することを目指している。

2022年度中、全てのグローバル・ビジネス・ラインで暗号化活動及び知的財産保護活動を継続した。より具体的には、

＞ Enel X Global Retailは、戦略的プラットフォーム、Big Data Platformに係る著作権の暗号化、全てのEnel X及び同社の顧客事業ユニット向け戦略的データ格納器、Enel Xの顧客向けのグローバル管理システムに活動の重点を置いている。循環経済に関して、Enel Xは関連スコア及び操作メカニズムとともに著作権法の下でその循環方式を保護してきた。遠隔医療の分野では、マルチ・デザインが、利用者に完全な健康パッケージを提供する「Smart Axistance eWell」アプリのグラフィック・インターフェイス向けに欧州連合で登録されている。

＞ Enel Green Power and Thermal Generationは、当期における開発を以下のとおり報告している。

- 太陽光発電部門では、（i）産業発明における特許の出願、及び当該分野で太陽光発電パネルの設置過程を自動化し、設置時間及び費用を削減、運用者の安全性を向上させるソリューション向けの設計アプリケーション、（ii）排気装置におけるウェハーの処理に用いられるカセットのウェーハ・バー・ホルダーの取外し及び自動挿入を最適化するためのシステムに関して、Commissariat à l’Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives（CEA）と共同所有している特許の出願。さらに、 Gigafactoryプロジェクトに必要な技術ノウハウの創出及び保護は主に営業秘密の形で3 SUN発電所で継続
- 水力発電では、水力発電螺旋、配電ベーン又は小径水力発電パイプラインのように、接近が困難な箇所の検査を可能にし、発電所制御を容易するロボットソリューション向け実用新案のための特許の出願

＞ Enel Gridsは2022年度に2件の発明の特許を申請：一件が送電網及び送電網でのイベント向け資産認識及び異常検知の分野（Project ODIN）、及びもう一件が高所で作業する作業者向けの安全装置の分野。同社はまた、（i）環境への影響を低減するために再生原材料を用いて実施される新たな持続可能なロード・キャブ向け設計の登録、及び（ii）道路建設現場の境界設定における方法を構成する安全分野での実用新案向け特許の出願の申請に留意願いたい。

また当期中に、Gridspertiseは、エッジコンピューティングを活用して二次変電所の物理構成要素をデジタル化し、設置、訓練、並びに運用及び保守費用を削減し、ネットワークの信頼性を向上させるQuantum Edge-Qed ®デバイスに関する特許の出願を申請することにより、そのIPポートフォリオを統合した。

＞ Global e-Mobilityは、（i）欧州連合、英国、米国で登録された国際的なデザイン、及び（ii）カナダ、メキシコ、米国で登録された国際的なデザインを各々用いて、JuiceBox DC及びJuiceBox 4.0スマートホーム充電デバイスを保護している。電気自動車充電ステーション向け知的財産保護は、JuiceMedia 2.0及びJuiceMod製品の設計の欧州連合及び米国における登録にも拡大された。

＞ Enel Global Servicesは、商標ENEL OOPS ...! INNOVATION ®としても保護されているイノベーション管理方法に係る産業発明向けにイタリアで特許の出願に申請した。当該方法は、 Open Innovability ®手法を用いた産業プロセスの改善に基づいている。

具体的には、当社グループは、データベースの著作権保護及び営業秘密、電力及びガス市場における予測アルゴリズム、特定の資産／生成活動に係る気候変動の影響の評価にシナリオデータを用いる先進的な定量モデルの形で主に表現される、IP密度の高いソリューションの開発に引続き資源を投入していく。特に、当該活動は、以下をデザインした開発モデルを含む、（i）気候変動の潜在的影響に「抵抗する」資産の能力の特徴づけ、（ii）植物に被害を及ぼす事象又は複合気候事象の可能性の定量化、そして（iii）改善に向けた措置／分野の優先順位付けをする具体的な技術的アプローチとともに、分散型を含む資産の「弱点」の指標の提供。

IFRIC第12号範囲外のサービス委譲契約で2022年12月31日現在で残高を報告する表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	委譲者	事業	国	事業権の期間	事業権の残存期間	更新オプション	2022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	-	5,678	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	-	1,047	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	-	1,331	1,667
Enel Distribución Perú (旧Empresa De Distribución Eléctrica De Lima Norte)	ペルー共和国	配電	ペルー	確定できない	確定できない	-	584	548

耐用年数が確定できない資産は8,640百万ユーロ（2021年12月31日現在では8,633万ユーロ）で、基本的にスペイン（5,678百万ユーロ）、コロンビア（1,047百万ユーロ）、チリ（1,331百万ユーロ）及びペルー（584百万ユーロ）における配電事業の委譲において計上されたものであり、当該資産には法定の終了日も現在予測可能な終了日もない。作成された予測に基づけば、様々な委譲に関連する各CGUのキャッシュ・フローは帳簿価額を回収するのに充分である。当年度の変動は、基本的に為替レートの変動による。サービス委譲契約の詳細は注記20を参照のこと。

2022年度における連結範囲の変更は、主にイタリアのERG Hydro Srl（現在はEnel Produzioneに合併）のEnel Produzioneによる取得を反映しており、水力発電委譲の価値は170百万ユーロ増加した。

2022年度における減損損失は13百万ユーロで、主に経営者が放棄を決定した開発下の資産におけるプロジェクトに相当する。詳細は注記12.eを参照のこと。

その他の増減は、主にブラジルの自動車会社数社の取得に関連する手配費用及び超インフレ経済で操業しているアルゼンチン会社の無形資産に係る減損を含む。

前へ　次へ

注記24. のれん - *13,742百万ユーロ*

百万ユーロ	2021年12月31日現在			連結範囲の変動	為替換算	減損損失	減損累計額に伴う取得原価の相殺	売却目的保有資産から／への振替	その他の増減	2022年12月31日現在		
	取得原価	減損累計額	正味帳簿価額							取得原価	減損累計額	正味帳簿価額
イベリア半島	11,177	(2,392)	8,785	-	-	-	-		-	11,177	(2,392)	**8,785**
チリ	1,209	-	1,209	-	42	-	-	(61)	(42)	1,148	-	**1,148**
アルゼンチン	275	(253)	22	-	(1)	-	-	-	-	274	(253)	**21**
ペルー	566	-	566	-	4	-	-	-	1	571	-	**571**
コロンビア	527	-	527	-	(9)	-	-	-	-	518	-	**518**
ブラジル	1,303	-	1,303	-	95	-	-	(85)	-	1,313	-	**1,313**
中米	25	-	25	-	2	-	-	-	(1)	26	-	**26**
メキシコ	18	(18)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Enel Green Power North America	70	-	70	-	-	-	-	-	-	70	-	**70**
Enel X North America	199	-	199	-	13	-	-	-	(70)	142	-	**142**
Enel X Way North America	-	-	-	-	-	-	-		70	70	-	**70**
Enel X Asia Pacific	84	-	84	-	-	-	-	-	-	84	-	**84**
残りの欧州にあるEnel X (1)	46	(3)	43	-	-	-	-	-	-	43	-	**43**
Enel X Italy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
イタリア市場(2)	580	-	580	1	-	-	-	-	-	581	-	**581**
Enel Green Power Italy	21	-	21	-	-	-	-	-	-	21	-	**21**
Enel Produzione Italy	-	-	-	349	-	-	-	-	-	349	-	**349**
ルーマニア	400	(13)	387	17	1	-	-	(404)	(1)	-	-	**-**
合計	**16,500**	**(2,679)**	**13,821**	**367**	**147**	**-**	**-**	**(550)**	**(43)**	**16,387**	**(2,645)**	**13,742**

(1)Viva Labsを含む。

(2)Enel Energiaを含む。

のれんマトリックス（2022年12月31日現在）

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	Enel X	持株、サービス及びその他	合計
Enel Green Power Italy	-	21	-	-	-	-	**21**
イタリア市場(1)	-	-	-	581	-	-	**581**
Enel Produzione Italy	-	349	-	-	-	-	**349**
イベリア半島	-	1,190	5,788	1,807	-	-	**8,785**
アルゼンチン	-	2	19	-	-	-	**21**
ブラジル	-	478	835	-	-	-	**1,313**
チリ	-	996	152	-	-	-	**1,148**
コロンビア	-	295	223	-	-	-	**518**
ペルー	44	207	320	-	-	-	**571**
中米	-	26	-	-	-	-	**26**
Enel Green Power North America	-	70	-	-	-	-	**70**
Enel X North America	-	-	-	-	142	-	**142**
Enel X Way North America	-	-	-	-	-	70	**70**
Enel X Asia Pacific	-	-	-	-	84	-	**84**
残りの欧州にあるEnel X (2)	-	-	-	-	43	-	**43**
合計	**44**	**3,634**	**7,337**	**2,388**	**269**	**70**	**13,742**

(1)Enel Energia**を含む**。

(2)Viva Labs**を含む**。

のれんマトリックス（2021年12月31日現在）

百万ユーロ	火力発電及び トレーディング	Enel Green Power	Enel Grids	最終消費者市場	Enel X	持株、サービス及びその他	合計
Enel Green Power Italy	-	21	-	-	-	-	**21**
イタリア市場(1)	-	-	-	580	-	-	**580**
イベリア半島	-	1,190	5,788	1,807	-	-	**8,785**
アルゼンチン	-	3	19	-	-	-	**22**
ブラジル	-	423	880	-	-	-	**1,303**
チリ	-	996	213	-	-	-	**1,209**
コロンビア	-	304	223	-	-	-	**527**
ペルー	44	202	320	-	-	-	**566**
中米	-	25	-	-	-	-	**25**
ルーマニア	-	-	330	57	-	-	**387**
Enel Green Power North America	-	70	-	-	-	-	**70**
Enel X North America	-	-	-	-	199	-	**199**
Enel X Asia Pacific	-	-	-	-	84	-	**84**
残りの欧州にあるEnel X (2)	-	-	-	-	43	-	**43**
合計	**44**	**3,234**	**7,773**	**2,444**	**326**	**-**	**13,821**

(1)Enel Energiaを含む。

(2)Tynemouth 及び Viva Labsを含む。

前へ　次へ

のれんにおける79百万ユーロの減少は、主に、「売却目的保有に分類された資産から／への振替」（マイナス550百万ユーロ）、非継続事業として分類されたルーマニア（マイナス404百万ユーロ）、Celg Distribuição SA-Celg-D（Enel Goiás）及びEnel Transmisión Chileの売却目的保有資産として振替られた各々ブラジル（マイナス85百万ユーロ）及びチリ（マイナス61百万ユーロ）（2022年度に売却された）による。当該マイナスの影響は、主にEnel Hydro Appnino Centrale Srlの取得を反映して連結範囲における増加（349百万ユーロ）、及び主にブラジル、チリ及び米国での「為替差額」（プラス147百万ユーロ）により一部相殺された。

資金生成単位（CGUs）を特定するために用いられる要件は収益区分に基づいており、これは当社グループの事業の特性に照応して主要な要件と考えられ、事業を行い会社を組織する際に市場の事業規則及び規制を充分に考慮している。のれんの減損テスト目的において、当該CGUsは、セグメント報告目的において特定された事業セグメントの範囲内で、経営者の戦略的及び事業ビジョンに一貫した、想定相乗効果に基づきグループ化されている。

また、2022年度に、既存のCGUsがIAS第36号第72項に従い、重要な変動の存在の可能性を評価するため広範な分析を行ったことに留意されたい。
当該分析は、Enel Xからの電気移動体業務の分社から確立された新たなグローバル・ビジネスであるEnel X Wayにおいてのみに既存のCGUsの修正をもたらした。
特に、新たにEnel X North America CGUが特定された。

認識されたのれんの回収可能価額は、無リスク・レート、ベータ、市場リスク・プレミアムなどの市場情報に基づいて選択された、見積り期待将来キャッシュ・フロー、及び適切な割引率の適用により、割引キャッシュ・フロー・モデルを用いてCGU又はCGUsグループの使用価値を計算することで見積られている。
キャッシュ・フローは、各CGU又はCGUsグループの固有のリスクを考慮し、見積り時点で入手可能な、以下の記述のとおり、最善の情報に基づいて算定された。

＞ 数量、収益、運営費用、資本的支出、産業及び商業組織、及び主要なマクロ経済変数（インフレ率、名目利率、為替レート）及び商品価格の動向に関する予測を含む、2022年11月21日に親会社の取締役会によって承認された事業計画からの明確な期間。減損テストで考慮されたキャッシュ・フローの明示的な期間は3年間である。
＞ その後の年度においては、キャッシュ・フロー、資産の平均残存耐用年数、又は委譲の存続期間を決定する主な変数の長期的な動向に関する仮定に基づく。

具体的には、減損テストの対象となる各CGU又はCGUsグループに関する事業の特性に基づきターミナル・バリューを算出している。

＞ 永久性。大規模水力 (LH) 発電及び配電事業において、ライセンスと公共委譲は長期的な性質を持ち、容易に再生可能である。Enel X及びEnel X Way事業と同様に、長期にわたり持続可能な特定のノウハウの開発を特徴としている。

＞　**一定成長性。主に小売業を特徴とするCGU又はCGUsグループにおいて、残余年数は、従って顧客関係の平均継続期間と基本的に相関している。従来型火力発電事業（発電及びトレーディング）と同様である。当該方法は、再生可能エネルギー（Enel Green Power)事業においても、 (i) 発電所の残存耐用年数から得られる価値、及び(ii) 許認可権、生産施設の競争力（天然資源の観点から）、及びネットワークの相互接続性に関連して発電所が廃止された場合の残余価額、を考慮するために用いられる。**

名目成長率 (g-rate) は、電力及び／又はインフレ（国及び関連事業に依拠）の長期成長率に等しく、いかなる場合も該当市場の平均長期成長率を上回ることはない。

そのため、当社グループはエネルギー移行に伴う傾向に基づいた戦略的方向性を確かめた。資本の利用で当てる焦点は以下のとおりである。

＞　**再生可能源を利用した発電資産の段階的開発、並びに石炭及びガス火力発電からの同時撤退を通じた脱炭素化（2040年度までに）**

＞　**最終消費者向け新製品及び新サービスの奨励、及び最終消費者へのガス販売からの段階的同時撤退に伴うエネルギー消費の電化（2040年度までに）**

＞　**顧客へのサービス品質の保証の下にエネルギー移行に対応する、配送網のデジタル化及び高度化**

GHG 目的	主要事業活動	GHG 参照元（GHG プロトコル）(1)	時間軸	GH 目標	気候シナリオ	主な推進要因及び行動
Scope1 発電に関する GHG 排出濃度	発電	Scope1 GHG 排出の **98.2%**(2)	●○○› 短期（2025）	130 gCO_{2eq}/kWh	1.5 °C(3)	• 2023 - 2025 年度の石炭火力容量の段階的削減（統合容量合計に占める石炭容量を 2022 年度約 7%から 2025 年度までに 0.5%未満に） • 新たな再生可能容量 17GW（統合水準で 13GW）、及び 2023 - 2025 年度に BESS における 4GW の設置により再生可能エネルギーの動向を加速させるための 15,000 百万ユーロを投資し、2025 年度までに（BESS の 4GW を含む）再生可能容量 75GW を達成
			●●○› 中期（2030）	72 gCO_{2eq}/kWh（2017 年度比マイナス 80%）	1.5 °C（SBTi 公認）	• 発電脱炭素化プロセスの継続、23 - 25 計画の年度水準で当社グループ全体の投資計画を維持、2030 年度までに 130GW 超の管理容量に到達、生成容量合計の約 85%を再生可能化 • 全世界で 2027 年度までに石炭火力発電から撤退の見込
			●●●› 長期（2040）	0 gCO_{2eq}/kWh（2017 年度比マイナス 100%）**排出ゼロ**	1.5 °C（SBTi 公認）	• 火力発電事業から撤退、再生可能エネルギーミックス 100%を達成 • 炭素除去技術の非使用
Scope1 及び 3 統合発電に関する GHG 排出濃度	売電	Scope1 GHG 排出の **98.2%**(2) Scope3 GHG 排出の **73%** - カテゴリー3（燃料及びエネルギー関連活動）	●○○› 短期（2025）	135 gCO_{2eq}/kWh	1.5 °C(3)	• 顧客への販売再生可能エネルギーの割合を増加、その一方で当社グループの再生可能生成を増加 • 2022 年度約 70%から 2025 年度までに約 90%に主要国での無炭素資源を対象としたエネルギー販売固定価格の割合を増加、その一方で 2022 年度約 185TWh から 2025 年度までに約 200TWh に固定価格での電力販売量を増加
			●●○› 中期（2030）	73 gCO_{2eq}/kWh（2017 年度比マイナス 78%）	1.5 °C（SBTi 公認）	• 当社グループの再生可能発電の増加により消費者に販売する再生可能エネルギーの割合を増加、2030 年度までに 130GW 超の管理容量に到達、生成容量合計の約 85%を再生可能化 • 需給バランス戦略を継続、無炭素発電を対象にした固定価格での販売電力の割合を増加
			●●●› 長期（2040）	0 gCO_{2eq}/kWh（2017 年度比マイナス 100%）**排出ゼロ**	1.5 °C（SBTi 公認）	• 2040 年度までに再生可能を対象の販売エネルギーの 100%達成 • 炭素除去技術の非使用

GHG 目的	主要事業活動	GHG 参照元（GHG プロトコル）[1]	時間軸	GHG 目標	気候シナリオ	主な推進要因及び行動
Scope3 最終消費者市場に係る天然ガスの販売に関する GHG 排出	最終消費者へのガス販売	Scope3 GHG 排出の **100%** - カテゴリー11（生成販売の使用）	●○○ 短期（2025）	20.9 $MtCO_{2eq}$	n/a[40]	• 効率的電力技術（例：住居暖房向けヒートポンプ又はキッチンでのインダクション・クックトップ）の促進によるガスから電力への転換を顧客（特に居住顧客）へ奨励、2022 年度 17%から 2025 年度までに 20%超へ ITA 及び SPA における当社グループの顧客の電化割合を上昇 • 電化が可能な顧客へサービスを促進：2022 年度約 99MW から 2025 年度までに約 352MW へピハインド・ザ・メーター貯蔵容量を増加、2022 年度約 100MW から 2025 年度までにおよそ 300MW へ最終消費者で設置された太陽光パネル容量を増加、2022 年度約 8.4GW から 2025 年度までに約 12.4MW へ需要対応容量を増加 • 2022 年度約 10.2bcm から 2025 年度までに約 4.3bcm へ顧客に販売するガス量を削減 • 顧客（特に産業顧客）のガスポートフォリオを最適化、2022 年度約 6.6 百万から 2025 年度までにおよそ 4.4 百万へ小売ガス事業の顧客を削減
			●●○ 中期（2030）	11.4 $MtCO_{2eq}$（2017 年度比マイナス 55%）	1.5 °C（SBTi 公認）	• 顧客（特に居住顧客）に効率的電力技術（例：住居暖房向けヒートポンプ又はキッチンでのインダクション・クックトップ）の促進によりガスから電化への転換を奨励、2022 年度 17%から 2030 年度までに 30%超へ ITA 及び SPA における当社グループの顧客の電化割合を増加 • 短期戦略行動を継続、その一方で消費電化が可能な顧客にサービスを促進、2030 年度までに 20GW 超の需要対応容量を達成 • 顧客（特に産業顧客）のガスポートフォリオを最適化、2030 年度までに約 3bcm へガス販売量の削減を継続
			●●● 長期（2040）	0 $MtCO_{2eq}$（2017 年度比マイナス 100%）排出ゼロ	1.5 °C（SBTi 公認）	• 2040 年度までに最終消費者への再生可能エネルギー100%の販売の達成を目標 • 2040 年度までに顧客への小売ガス販売から撤退 • 炭素除去技術の非使用

GHG 目的	主要事業活動	GHG 参照元（GHG プロトコル）(1)	時間軸	GHG 目標	気候シナリオ	主な推進要因及び行動
追加排出 Scope1-2-3	• 配電（Scope1 及び 2） • 車両、建物及びその他の資産の管理（Scope1 及び 2） • 供給連鎖管理（Scope3） • 燃料購入（Scope3）	Scope1 GHG 排出の **0.4%** Scope2 GHG 排出の **100%** Scope3 GHG 排出の **28.6%** - 2030 年度目標向けカテゴリー1（財及びサービスの購入）及び 2040 年度目標(5) 向け 43%	●●○ 中期（2030）	10.4 MtCO2e（2017 年度比マイナス 55%）	1.5 ℃（SBTi 公認）	• 2023 - 2025 期間にわたる送電網への合計 15,000 百万ユーロの投資、そのうち 11%はデジタル化を増加、47%は送電網の強靭性及び品質を改善、をもって送電網損失及び温室効果ガス排出関連の削減を支援、SF6 を使わないソリューションを用いた社会基盤構成設備に既存の配電網を置換 • 2030 年度までに乗り物及び建物を電化 • 循環調達アプローチを実践：エネルにより購入される生成物及びサービスの二酸化炭素排出量の測定を含む契約数を増加、取引先とともに共同脱炭素化プロセスで削減を奨励、原材料生成者及びその他の利用者との対話を強化、共有されるべき効率的な長期脱炭素化戦略を明確化 • 2027 年度までに石炭火力発電の段階的撤退、石炭供給に関する全 GHG 排出を軽減
	• 燃料購入（Scope3）	Scope3 GHG 排出の **26.6%** - カテゴリー3（燃料及びエネルギー関連活動）	●●● 長期（2040）	<2.5 MtCO2e（2017 年度比マイナス 90%）排出ゼロ	1.5 ℃（SBTi 公認）	• 送電網のデジタル化を促進、SF6 を使わないソリューションを用いた社会基盤構成設備に既存の配電網を置換 • 循環調達アプローチを実践：エネルにより購入される生成物及びサービスの二酸化炭素排出量の測定を含む契約数を増加、取引先とともに共同脱炭素化プロセスで削減を奨励、原材料生成者及びその他の利用者との対話を強化、共有されるべき効率的な長期脱炭素化戦略を明確化 • 当社グループがガス火力発電及び最終消費者へのガス販売の両事業からの完全撤退をもって、ガス抽出関連の排出ゼロ化



2022 年度における Scope1-2-3 排出カバレッジ合計

- Scope1GHG 排出の 98.6%（2025 年度、2030 年度及び 2040 年度目標）
- Scope2GHG 排出の 100%（22030 年度及び 2040 年度目標）
- Scope3GHG 排出(5)の 87%（2030 年度目標）及び 90%（2040 年度目標）

(1) 2022 年度 GHG 排出合計に基づくパーセント
(2) 火力発電所での発電において化石燃料の燃焼に直接関連しない、2022 年度では Scope1 排出合計の 1.4%にあたる外縁的な Scope1GHG 排出を除く。いずれにせよ、上記目標の全てを対象とする GHG 排出は、全体で 2022 年度では Scope1 及び 2 の 98.7%であり、それゆえ科学を基礎にした目標に向けた取組みの下で求められる 95%を超えている。
(3) 当該目標は電力サービス産業向け SBTi（セクター別脱炭素アプローチ、もしくは SDA）により設定された 1.5℃への道筋に沿ったものであるが、SBTi は現時点から 5 年未満の時間軸にわたる目標を定めていないことから公式には有効ではない。
(4) SBTi は現時点から 5 年未満の時間軸にわたる目標を定めていないことから公式には有効ではない。加えて、SBTi は目標の種類別排出においてセクター別脱炭素アプローチを定めておらず、当該野心的な水準は検証し得ない。
(5) 二つの異なる削限パーセンテージは、供給連鎖による Scope3GHG における当該目標において設定されたもので、SBTi アプローチの下で認められたものであることから、Scope3 排出の 2030 年目標に向けた少なくとも 67%、2040 年目標に向けた少なくとも 90%の有効範囲を求められている。

商品価格動向における仮定に関しては、パリ参照シナリオの利用が確定されている。

具体的には、CO_2価格は、需要増加に直面し排出枠の供給が徐々に減少することにより、2030年を通じて急速に上昇すると想定される、その一方で、石炭価格は需要の減少により安定すると予測される。世界レベルでの需給に再調整があることを考慮すると、ガス価格の緊張は今後緩和されると予想される。最後に、石油価格は安定し、ピーク需要は2030年頃になると予想される。

また、当社グループは長期的な気候変動の影響も考慮して感応度分析を実施している。具体的には以下のとおりである。

- **2026‐2050年度にわたる電力需要の変動に沿ったターミナルバリューの見積りにおける長期的な成長率は、事業の特性に基づき、気候変動による気温上昇、及びエネルギー移行に関連する動向に関係する一定の仮定を採用して検討している。**
- **当社グループは、ポートフォリオ資産の水力発電、風力発電、太陽光発電の発電レベルの変動を、基礎となる気候及び気象変数（例えば、温度、放射照度、風速、降水量）の各予測に関連付けて検討している。**
- **当社グループは、直接排出量ゼロ（Scope1）及び小売事業から生じた間接排出量ゼロ（Scope3）の目標に沿った化石燃料発電所の廃止において費用を負担することを想定している。**

CGUsの使用価値の頑健性を検証するために、主な価値の牽引要因、特に加重平均資本コスト（WACC ）及び長期成長率において感度分析を実施した。

当該状況においても、分析された全てのCGUsの価値が帳簿価額を上回り、こうして2022年12月31日現在の当社グループの連結財務書類における帳簿価額の完全な回収可能性が確保されていることから、上述の証拠との整合性が確かめられた。

適用された割引率及び期待キャッシュ・フローが割引される期間とともに、各CGU内の会社において主なのれんの価値の構成を報告する表は以下のとおりである。

前へ　　次へ

百万ユーロ	のれんの金額	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示期間	ターミナル・バリュー(3)	のれんの金額	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示的期間	ターミナル・バリュー(3)
	2022年12月31日現在					2021年12月31日現在				
イベリア半島	8,785	2.47%	6.10%	3年	永久／EGP25年／G&T13年	8,785	1.64%	3.93%	3年	永久／EGP25年／G&T14年
チリ	1,148	2.00%	8.45%	3年	永久／EGP26年／G&T5年	1,209	2.02%	6.58%	3年	永久／EGP25年／G&T6年
アルゼンチン	21	45.70%	71.78%	3年	永久	22	24.11%	46.75%	3年	永久／G&T8年
ペルー	571	2.25%	8.75%	3年	永久／EGP25年／G&T8年	566	2.31%	6.64%	3年	永久／EGP23年／G&T9年
コロンビア	518	3.20%	11.79%	3年	永久／EGP26年／G&T15年	527	3.11%	8.82%	3年	永久／EGP28年／G&T16年
ブラジル	1,313	3.58%	11.22%	3年	永久／EGP25年	1,303	3.30%	9.09%	3年	永久／EGP26年／G&T7年
中央アメリカ	26	2.02%	9.66%	3年	18年	25	2.03%	7.85%	3年	19年
Enel Green Power North America	70	2.02%	6.48%	3年	25年	70	2.03%	5.01%	3年	26年
Enel X North America	142	2.02%	9.71%	3年	永久	199	2.03%	7.62%	3年	永久
Enel X Way North America	70	2.02%	11.53%	3年	永久	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
Enel X Asia Pacific	84	2.02%	10.39%	3年	永久	84	2.03%	8.81%	3年	永久
残りの欧州にあるEnel X	43	1.62%	8.82%	3年	永久	43	1.70%	8.24%	3年	永久
Enel Green Power Italy	21	1.62%	6.39%	3年	永久／24年	21	1.52%	4.94%	3年	永久／23年
イタリア市場	581	2.38%	10.88%	3年	15年	580	1.48%	9.14%	3年	15年
Enel Produzione Italy	349	1.64%	7.70%	3年	永久／15年	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
ルーマニア	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	387	2.06%	7.56%	3年	永久／25年
のれんは認識されていないが、IAS第36号において規定されている減損の兆候の存在がもたらす減損テストが実施されたCGU										
イベリアNPT（非半島地域）	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	-	-	3.42%	5年	5年
オーストラリア	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	-	0.91%	5.50%	3年	25年
メキシコ	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	-	3.36%	8.77%	3年	24年

(1)明示的予測期間後のキャッシュ・フローの永久成長率。

(2)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り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)ターミナル・バリューは、表に記載された年数にわたり、利回りが永久又は一定成長することに基づいて見積もられている（G&T＝発電及びトレーディング、EGP＝Enel Green Power、LH＝大規模水力）。

前へ　次へ

注記25. 繰延税金資産及び負債 - *10,925百万ユーロ及び9,542百万ユーロ*

一時差異の種類別に適用される規制により定められた税率を用いて算定された繰延税金資産及び負債の増減、並びに認められる場合に繰延税金負債と相殺可能な繰延税金資産の金額の詳細を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ		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）	連結範囲の変動	為替換算差額	その他の増減	売却目的保有資産への振替	
	2021年12月31日現在							2022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	2,469	(90)	1	5	12	(10)	(74)	2,313
繰延べた損金算入可能なリスク及び費用における引当金及び減損損失	2,035	13	-	10	45	(19)	(128)	1,956
税務上の繰越欠損金	785	158	-	-	46	3	(206)	786
金融商品の測定	2,248	91	522	4	2	67	(20)	2,914
従業員給付	871	(70)	(78)	-	45	40	(10)	798
その他の項目	2,626	(464)	6	1	(7)	136	(140)	2,158
合計	**11,034**	**(362)**	**451**	**20**	**143**	**217**	**(578)**	**10,925**
繰延税金負債								
非流動及び金融資産に係る差異	5,538	148	2	110	(97)	273	(255)	5,719
金融商品の測定	1,527	28	(159)	-	2	110	(2)	1,506
その他の項目	2,194	188	6	(3)	38	78	(184)	2,317
合計	**9,259**	**364**	**(151)**	**107**	**(57)**	**461**	**(441)**	**9,542**

相殺不能な繰延税金資産	**6,194**
相殺不能な繰延税金負債	**4,612**
相殺後の繰延税金負債正味超過額	**199**

繰延税金資産は2022年12月31日現在、当該資産の回収が合理的に確実と考えられる合計額が10,925百万ユーロ（2021年12月31日現在では11,034百万ユーロ）である。

繰延税金資産は109百万ユーロ減少し、主に以下の要因による。

＞　スペインの連結納税グループの親会社Enel Iberiaによる繰延税金資産の取崩

＞　主にイタリア及び中南米の非流動資産の価値の差額に係る繰延税金資産の取崩

＞　当期に売却可能及び非継続事業に分類された会社に関する繰延税金資産の振替

当該要素は、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの公正価値における変動に関連する繰延税金資産の影響、北米及びスペインの新たなe-Mobility事業ラインの会社再編を受けて認識されたラテンアメリカの為替差額の影響により一部相殺された。

当年度の税務上の繰越欠損金（1,129百万ユーロ）に係る繰延税金資産352百万ユーロは、将来の課税所得の見積りに基づき、その回収可能性は高くないと考えていることから、評価されていないことに留意されたい。

2022年12月31日現在、繰延税金負債は9,542百万ユーロ（2021年12月31日現在では9,259百万ユーロ）である。当該項目は基本的に、複数年度及び税務上の繰延により形成された取得原価の最終配分の一部として取得した資産の調整額の税効果の決定、及び加速償却を含む税務目的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を含む。

繰延税金負債は合計283百万ユーロ増加し、特に以下による。

＞　アルゼンチンの税制改革及び超インフレーションの影響

＞　Enel Hydro Appennino Centrale Srlの合併に係るのれんの配分の税効果

当該影響は、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの公正価値における変動に関連する繰延税金資産の影響、ラテンアメリカにおける為替差額の影響、及び当年度中に売却可能及び非継続事業に分類された会社に関する繰延税金負債の振替により、一部相殺された。

前へ　　次へ

注記26. 持分法適用投資 - *1,281百万ユーロ*

持分法を用いて計上されたジョイント・ベンチャー及び関連会社への主な投資は以下の表のとおりである。

百万ユーロ		保有割合	損益への影響	連結範囲の変動	配当金	売却目的保有資産との組替	その他の増減		保有割合
	2021年12月31日現在							2022年12月31日現在	
ジョイント・ベンチャー									
Gridspertise Srl	-	-	-	299	-	-	-	299	50.0%
Mooney Group SpA	-	-	(17)	305	-	-	(69)	219	50.0%
Slovak Power Holding	-	50.0%	(65)	-	-	-	155	90	50.0%
Zacapa Topco Sàrl	114	20.6%	1	(114)	-	-	(1)	-	-
Matimba project companies	-	-	(3)	108	-	-	3	108	50.0%
Kino project companies	21	20.0%	(18)	-	-	-	13	16	20.0%
Tejo Energía Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	12	43.8%	-	-	(7)	-	-	5	43.8%
Ewiva Srl	22	50.0%	(2)	-	-	-	-	20	50.0%
Drift Sand Wind Project	40	50.0%	2	-	-	-	3	45	50.0%
Front Marítim del Besòs	33	61.4%	(2)	-	-	-	-	31	61.4%
Rusenergosbyt	51	49.5%	64	-	(11)	-	(13)	91	49.5%
Energie Electrique De Tahaddart	18	32.0%	2	-	(2)	-	(7)	11	32.0%
Powercrop	-	50.0%	16	-	-	-	(2)	14	50.0%
ジョイント・ベンチャー合計	**311**		**(22)**	**598**	**(20)**	**-**	**82**	**949**	

百万ユーロ		保有割合	損益への影響	連結範囲の変動	配当金	売却目的保有資産との組替	その他の増減		保有割合
	2021年12月31日現在							2022年12月31日現在	
関連会社									
CESI	59	42.7%	(3)	-	-	-	2	58	42.7%
Elecgas SA	15	50.0%	7	-	(15)	-	23	30	50.0%
Gnl Chile SA	6	33.3%	7	-	-	-	1	14	33.3%
Energías Especiales del Bierzo	4	50.0%	3	-	(2)	-	7	12	50.0%
Tecnatom	27	45.0%	-	-	-	(27)	-	-	-
Gorona Del Viento El Hierro SA	13	23.2%	1	-	(1)	-	-	13	23.2%
Suministradora Eléctrica De Cádiz	10	33.5%	4	-	(5)	-	-	9	33.5%
Compañía Eólica Tierras Altas	8	37.5%	3	-	(3)	-	(1)	7	37.5%
Cogenio Srl	12	20.0%	(1)	-	(4)	-	2	9	20.0%
Avikiran Surya India	-	-	-	28	-	-	(1)	27	51.0%
Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA	-	-	-	(30)	-	-	30	-	-
Enel X AMPCI Ebus Chile SpA	4	20.0%	-	(5)	-	-	1	-	-
EGPNA Renewable Energy Partners	121	20.0%	5	(59)	-	-	10	77	10.0%
Rocky Caney Holding	50	20.0%	5	(30)	-	-	(3)	22	10.0%
その他	64		(5)	(12)	(7)	-	14	54	
関連会社合計	**393**		**26**	**(108)**	**(37)**	**(27)**	**85**	**332**	
合計	**704**		**4**	**490**	**(57)**	**(27)**	**167**	**1,281**	

前へ　次へ

2022年度に計上された持分法投資の増加は、主に以下を反映している。

＞　主に以下の事項に関する連結範囲の変更におけるプラスの影響

- Mooneyにおける持分の取得。具体的には、Enel X Srl及びBanca 5との間で取引が完了したことで、両社はMooneyの持分50%を取得し、同社を両社の共同支配下に置いた。その後、Enel X Payブランドの下で販売されていたEnel Xのイタリアでの金融サービス事業に関する全ての事業がMooneyに売却され、ヨーロッパを拠点とするフィンテック会社が誕生した。
- 国際的なプライベート・エクイティ・ファンドであるCVC Capital Partners Fund VIII（CVC）に、以前は全てを保有していた同社における持分50%の売却を受けた、Gridspertise Srlにおける持分の認識
- 以前に当社グループにより支配されていたMatimbaプロジェクトの会社を保有するJVにおける持分の認識
- 以前に支配されていたインド会社Avikiran Surya India Private Limitedにおける持分の認識
- Ufinetにおける持分の1.1%のEnel X Internationalによる売却を受けた、Zacapa Topcoにおける投資（114百万ユーロ）の「その他の事業体への投資」への振替。取引を受けて、Enel X InternationalはUfinetの株式資本の持分19.5%を間接的に保有する。
- Enel X Chile SpAによる関連会社Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA及びEnel X AMPCI Ebus Chile SpAにおける保有全持分の売却
- EGPNA Renewable Energy Partners及びRocky Caney Holding（取引を受けて20%から10%になる）における保有持分の50%の売却

＞　主にRusenergosbyt、Powercrop、及びスペイン会社の利益による計上で、持分法適用会社グループに帰属する利益（4百万ユーロ）

＞　キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ及びスペイン会社の公正価値におけるプラスの推移を受けた、主にSlovak Power Holdingに関するその他の包括利益準備金の変動

当該プラスの影響は、主に以下の要因により相殺された。

＞　主にRusenergosbyt及び特定のスペイン会社による当期に分配した配当金57百万ユーロ

＞　Tecnatomにおける投資（27百万ユーロ）の売却目的保有への振替

IFRS第5号に従って売却目的保有に分類されていない当社グループの主要なジョイント・ベンチャー及び関連会社の財務情報の要約は以下の表のとおりである。

前へ　次へ

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計		非流動負債		流動負債		負債合計		株主持分	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
ジョイント・ベンチャー														
Slovak Power Holding	12,376	12,194	1,444	1,854	13,820	14,048	4,950	6,762	6,620	5,369	11,570	12,131	2,250	1,917
Gridspertise Srl	94	-	192	-	286	-	9	-	198	-	207	-	79	-
Rusenergosbyt	3	3	285	141	288	144	-	-	165	120	165	120	123	24
Matimba project companies	114	-	-	-	114	-	-	-	-	-	-	-	114	-
Mooney Group SpA	880	-	449	-	1,329	-	1,086	-	575	-	1,661	-	(332)	-
Ewiva Srl	40	44	-	-	40	44	-	-	-	-	-	-	40	44
関連会社														
CESI	191	198	25	28	216	226	24	25	90	-	114	25	102	201
Elecgas SA	332	370	222	188	554	558	327	408	167	120	494	528	60	30

百万ユーロ	収益合計		税引前利益／（損失）		継続事業からの純利益／（損失）	
	2022年度	2021年度	**2022年度**	2021年度	**2022年度**	2021年度
ジョイント・ベンチャー						
Slovak Power Holding	5,184	3,417	(320)	190	(223)	137
Gridspertise Srl	334	-	12	-	8	-
Rusenergosbyt	2,919	2,288	170	112	137	90
Matimba project companies	34	-	(22)	-	(15)	-
Mooney Group SpA	224	-	(33)	-	(33)	-
Ewiva Srl	-	-	(4)	-	(4)	-
関連会社						
CESI	155	140	(4)	(7)	(1)	(8)
Elecgas SA	26	25	20	15	14	11

前へ　次へ

注記27. デリバティブ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
デリバティブ金融資産	3,970	2,772	14,830	22,791
デリバティブ金融負債	5,895	3,339	16,141	24,607

非流動金融資産として分類されているデリバティブの詳細は、ヘッジ・デリバティブ及びトレーディング・デリバティブに関する注記51を参照のこと。

注記28. 流動／非流動　契約資産／（負債）

百万ユーロ	非流動		流動	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
契約資産	508	530	106	121
契約負債	5,747	6,214	1,775	1,433

顧客との契約に係る非流動資産（契約資産）は、主にIFRIC第12号に従って認識された、満了まで12か月を超える期間がある、官民サービス委譲契約から生じた開発中の資産（492百万ユーロ）によるものである。当該事例は、資産を完成させ料率を通して報酬を得ることができることを確保する契約上の義務が残っており、委譲権者が資産を認識するための全権利を助成者からまだ取得していない場合に発生する。2022年12月31日現在の数値には1,174百万ユーロの投資を含んでいる。
流動契約資産は、主に未成工事契約（80百万ユーロが請求され、支払は履行義務の充足が条件である）によるものである。
2022年12月31日現在の非流動契約負債は、主にイタリア（3,127百万ユーロ）及びスペイン（2,620百万ユーロ）における配電事業によるもので、関連契約平均期間にわたって繰り延べた新規顧客に紐付く収益の会計処理の結果である。
流動契約負債は、主にイタリア及びスペインにおいて認識された1,234百万ユーロの12か月以内に満了する送電網への接続による収益に関連した契約負債、及び未成工事契約に対する負債（509百万ユーロ）を含む。
IFRS第15号で要請されている期間帯ごとの契約債務の損益への戻入は、以下の表のとおりである。

百万ユーロ		
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
1年以内	1,775	1,433
2年以内	516	498
3年以内	517	480
4年以内	516	479
5年以内	515	477
5年超	3,683	4,280
合計	**7,522**	**7,647**

注記29. その他の非流動金融資産 - *8,359百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
公正価値で測定される他社における株主持分投資	366	72	294	-
正味金融債務に含まれる金融資産及び有価証券（注記29.1参照）	4,213	2,692	1,521	56.5%
サービス委譲契約	3,732	2,890	842	29.1%
非流動金融前払金	48	50	(2)	-4.0%
合計	**8,359**	**5,704**	**2,655**	**46.5%**

その他の非流動金融資産2,655百万ユーロの増加は、主に以下による。

＞ 正味金融負債に含まれる金融資産の増加（詳細は注記29.1）

＞ 主にブラジルのサービス委譲契約に関する金融資産の増加

＞ Zacapa Topcoを巡る共同支配の喪失に伴うUfinetにおける持分1.1%のEnel X Internationalによる売却を受けたZacapa Topcoにおける投資の認識

公正価値で測定される他社における株主持分投資の内訳の表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	保有割合	2021年12月31日現在	保有割合	増減
Empresa Propietaria de la Red SA	7	11.1%	5	11.1%	2
European Energy Exchange AG	22	2.4%	13	2.4%	9
Athonet Srl	7	16.0%	7	16.0%	-
Korea Line Corporation	1	0.3%	1	0.3%	-
Hubject GmbH	11	12.5%	10	12.5%	1
Termoeléctrica José De San Martín SA	11	4.2%	11	4.2%	-
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	9	4.7%	12	4.7%	(3)
Zacapa Topco Sàrl	288	19.5%	-	-	288
その他	10		13		(3)
合計	**366**		**72**		**294**

29.1 正味金融負債に含まれるその他の非流動金融資産 - *4,213百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
有価証券	447	403	44	10.9%
その他の金融資産	3,766	2,289	1,477	64.5%
合計	**4,213**	**2,692**	**1,521**	**56.5%**

有価証券はオランダ保険会社がその手元流動性の一部を投資しているもので金融商品で表示されている。

「その他の金融資産」の増加は、主に保証金における金融資産の増加による。

注記30. その他の流動金融資産 - *13,753百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
正味金融債務に含まれる流動金融資産（注記 30.1を参照）	13,501	8,467	5,034	59.5%
その他	252	178	74	41.6%
合計	**13,753**	**8,645**	**5,108**	**59.1%**

その他の流動資産は5,108百万ユーロ増加しており、主に注記30.1に記載のとおり正味金融負債に含まれる流動金融資産の増加によるものである。

30.1 正味金融負債に含まれるその他の流動金融資産 - *13,501百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
長期金融資産の一年以内回収分	2,838	1,538	1,300	84.5%
FVTPL評価の有価証券	-	1	(1)	-
FVOCI評価の有価証券	78	87	(9)	-10.3%
金融資産及び現金担保	8,319	6,485	1,834	28.3%
その他	2,266	356	1,910	-
合計	**13,501**	**8,467**	**5,034**	**59.5%**

当該項目の増加は主として以下による。

- **スペインの電力システムの欠損に関する金融資産の増加を主に反映する、長期金融資産の一年以内回収分の増加に関する1,300百万ユーロ**
- **デリバティブ取引における取引先に供与した現金担保の増加1,834百万ユーロ**
- **「その他」の増加は、主に「eco-sisma bonus」制度の下での建物改修向け税額控除の付与に関するEnel X Italiaの短期金融資産の増加（557百万ユーロ）、及び主にCelg Distribuição SA-Celg-D（Enel Goiás）の売却に関してブラジルの金融資産における増加（1,210百万ユーロ）による。**

注記31. その他の非流動資産 - *2,486百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
機関投資家から生じた債権	282	242	40	16.5%
人事制度の正味資産	8	-	8	-
その他	2,196	3,026	(830)	-27.4%
合計	**2,486**	**3,268**	**(782)**	**-23.9%**

機関投資家から生じた債権の増加40百万ユーロは、主にスペインにおける配電事業によるものである。その他の資産は2022年12月31日現在、税金資産1,674百万ユーロ（2021年12月31日現在では2,286百万ユーロ）、保証金301百万ユーロ（2021年12月31日現在では340百万ユーロ）を含む。

当該変動は主に、PIS/COFINS紛争に関連してブラジルで以前に認識された税金資産253百万万ユーロの減少、及びブラジル会社数社の売却に関連した資産976百万ユーロの減少によるもので、543百万ユーロ為替相場のプラスの推移により一部相殺された。

注記32. その他の流動資産 - *4,314百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
機関投資家から生じた債権	1,033	2,205	(1,172)	-53.2%
仕入先への前渡金	332	326	6	1.8%
従業員から生じた債権	30	29	1	3.4%
その他から生じた債権	1,056	1,071	(15)	-1.4%
各種税金資産	1,598	1,164	434	37.3%
未収収益及び前払金	265	207	58	28.0%
合計	**4,314**	**5,002**	**(688)**	**-13.8%**

機関投資家から生じた債権は、主にイタリアのシステムに関する617百万ユーロ（2021年12月31日現在では1,519百万ユーロ）、スペインのシステムに関する388百万ユーロ（2021年12月31日現在では667百万ユーロ）を含む。当該減少は基本的に、イタリアにおけるエネルギー及び環境サービス基金に関する債権額の減少によるものであり、主にe-distribuzione（429百万ユーロ）及びServizio Elettrico Nazionale（106百万ユーロ）が保有しており、主に平準化メカニズムに関連している。

各種税金資産が434百万ユーロ増加したのは、主にイタリア（216百万ユーロ）、ラテンアメリカ（100百万ユーロ）及び親会社である当社（282百万ユーロ）の間接税における税額控除が増加したことにより、スペイン（115百万ユーロ）及びNorth America（93百万ユーロ）の同項目の減少により一部相殺された。

注記33. 棚卸資産 - *4,853百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
原材料、副資材及び消耗品				
燃料	2,396	1,023	1,373	-
原材料、工具及びその他の棚卸資産	2,155	1,793	362	20.2%
合計	**4,551**	**2,816**	**1,735**	61.6%
環境証書				
CO_2排出枠	152	139	13	9.4%
グリーン証書	-	3	(3)	-
エネルギー効率証書	6	16	(10)	-62.5%
合計	**158**	**158**	**-**	-
売却目的保有建物	47	49	(2)	-4.1%
口座振替	97	86	11	12.8%
合計	**4,853**	**3,109**	**1,744**	**56.1%**

原材料、副資材及び消耗品は、発電所及び配電網の操業、保守及び建設に用いられる資材、機材、及び当社グループの発電及びトレーディング事業に必要な燃料在庫で構成されている。

2022年度の棚卸資産の全増加（1,744百万ユーロ）は、主にイタリア（1,221百万ユーロ）、スペイン（506百万ユーロ）、ラテンアメリカ（69百万ユーロ）における当社グループ発電所の需要を充足するガス在庫を中心に低圧及び中圧材料の在庫の増加により、燃料、資材、機器及びその他の棚卸資産が増加したことにより、ロシア及びルーマニアの在庫における減少（100百万ユーロ）により一部相殺された。

注記34. 営業債権 - *16,605百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
顧客				
売電及び送電	10,216	10,111	105	1.0%
ガスの配給及び販売	3,026	2,658	368	13.8%
その他の資産	3,118	3,158	(40)	-1.3%
顧客から生じた債権の合計	**16,360**	**15,927**	**433**	**2.7%**
関連会社及びジョイント・ベンチャーから生じた債権	245	149	96	64.4%
合計	**16,605**	**16,076**	**529**	**3.3%**

顧客から生じた債権は損失引当金控除後の金額で認識されており、損失引当金は期末現在合計3,783百万ユーロで、比較前年度末残高は3,663百万ユーロである。

具体的に2022年度の増加分合計529百万ユーロは、主にスペイン（530百万ユーロ）及びラテンアメリカ（554百万ユーロ）で認識されたが、「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」の規定に沿い、イタリア（106百万ユーロ）及びルーマニア（500百万ユーロ）で認識された減少により一部相殺された。

当期の変動は、当年度に認識された電力及びガスの販売及び輸送における営業債権、並びにイタリア及びラテンアメリカにおける貸倒引当金に関する取崩の正味増加による。

営業債権に関する詳細は注記48「金融商品の種類別内訳」を参照のこと。

注記35. 現金及び現金同等物 – *11,041百万ユーロ*

下表に詳述された現金及び現金同等物は、Enel Transmisión Chile, Gridspertise**及び**Celg Distribuição SA-Celg-D（Enel Goiás）**の2022年12月における販売からの回収により**2,183**百万ユーロ増加した。**

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
銀行及び郵便貯金	8,968	8,118	850	10.5%
手許現金及び現金同等物	35	8	27	-
その他の流動投資	2,038	732	1,306	-
合計	**11,041**	**8,858**	**2,183**	**24.6%**

注記36. 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‐*6,149百万ユーロ及び3,360百万ユーロ*

2022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

	2021年12月31日現在	流動及び非流動資産との振替	処分及び連結範囲の変動	減損	為替差額	投資	その他の増減	2022年12月31日現在
有形固定資産	899	5,231	(1,848)	(1,102)	18	47	59	3,304
無形資産	144	1,985	(1,136)	(797)	23	17	98	334
のれん	1	550	(62)	(488)	(42)	-	41	-
繰延税金資産	16	578	(408)	-	-	-	25	211
持分法適用投資	4	27	(2)	(1)	-	-	(1)	27
非流動契約資産	-	227	(233)	-	(2)	84	(76)	-
その他の非流動資産	40	750	(639)	-	-	-	(26)	125
非流動金融資産	-	208	(144)	-	(12)	-	86	138
流動金融資産及び有価証券	-	113	(65)	-	-	-	(5)	43
その他の流動金融資産	-	75	-	-	8	-	(74)	9
現金及び現金同等物	44	587	(287)	-	(4)	-	85	425
棚卸資産、営業債権、及びその他の流動資産	94	2,353	(1,054)	-	(8)	-	148	1,533
合計	**1,242**	**12,684**	**(5,878)**	**(2,388)**	**(19)**	**148**	**360**	**6,149**

負債の推移内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2021年12月31日現在	流動及び非流動負債との振替	処分及び連結範囲の変動	為替差額	その他の増減	2022年12月31日現在
長期借入金	782	1,160	(1,259)	33	59	775
リスク及び費用における引当金 - 非流動部分	10	272	(242)	1	(8)	33
繰延税金負債	46	441	(207)	-	(40)	240
退職後給付及びその他の従業員給付	-	65	(42)	-	-	23
非流動金融負債	40	123	(5)	(10)	(79)	69
非流動契約資産	-	447	(5)	(2)	2	442
その他の非流動負債	5	649	(597)	(3)	125	179
短期借入金	2	651	(17)	(9)	15	642
長期借入金の一年以内回収分	-	137	(1,328)	(29)	1,238	18
リスク及び費用における引当金 - 流動部分	-	47	(14)	-	-	33
その他の流動金融負債	6	28	(57)	(1)	36	12
営業債務及びその他の流動負債	71	1,663	(828)	4	(16)	894
合計	**962**	**5,683**	**(4,601)**	**(16)**	**1,332**	**3,360**

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。

2022年12月31日現在の売却目的で保有する資産及び負債及び非継続事業の残高は、各々6,149百万ユーロ及び3,360百万ユーロであり、主に以下のとおりである。

＞ ルーマニア：2022年12月14日、当社は、ルーマニアの当社グループが保有する持分の全てを売却する可能性に関連して、ギリシャ会社のPublic Power Corporation SA（PPC）と独占合意に入ったことを公表した。ルーマニアで保有する正味資産額を、約696百万ユーロの減損の認識とともに見込売却価格に調整し、これを「非継続事業」に分類した。

＞ Enel Green Power Hellas：親会社のEnel Green Powerは、ギリシャの再生可能エネルギー事業の経営及び開発向けパートナーシップに関心のある投資家を見つけることを目的とした手続を開始した。交渉の状況は、2022年12月31日現在、当該売却は可能性が高いことを示唆している。従って、「非継続事業」としてのギリシャの資産の分類において「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」により規定された要件は充たされている。

＞ Enel Green Power Australia：交渉状況を踏まえ、向こう12か月にスチュワードシップ・モデル内で第三者との合意に達することの目的とともに、IFRS第5号に従い、オーストラリアに保有する中間持株会社2社及びその子会社は、売却目的で保有する非流動資産の下に振替えられている。

＞ アルゼンチンのCentral Dock Sud及びEnel Generación Costanera：当社グループは、その子会社であるEnel Argentinaを通じて、火力発電会社Enel Generación Costaneraにおける当社グループの持分75.7%の売却に向けた交渉を開始した。また、交渉は、火力発電会社Central Dock Sudにおける当社グループの持分41.2%の売却も対象とした。当該持分の正味資産は売却可能として分類され、当該価値は、約290百万ユーロの減損損失の認識とともに、見込売却価格（97百万ユーロ）に調整された。当該取引は2023年度第1四半期に完了した。

＞ インドのAvikiran Solar India Private Limited：新規株主への部分売却に向けた合意締結を受けて、当該投資は、売却可能として正味資産の分類における「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」の要件を充たした。当該処分は2023年度上期に完了する見込みである。

＞ イタリアの3 SUN： 3 SUN Srlの株式資本における50%持分の売却に向けた交渉手続に基づき、当該正味資産は2022年12月31日現在、IFRS第5号に沿って、売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業に振替られた。

2022年度に処分された、過去に売却目的保有として分類されていた資産は以下を含む。

＞ 2022年度上半期に売却された南アフリカの再生可能会社

＞ ブラジルのCGT Fortaleza及びイタリアのEnel Xの金融部門に属する会社が売却された。

＞ Enel Russiaにおける当社による保有持分は2022年10月に売却され、在ロシア全発電資産の処分が完了した。当該取引の経済的効果に係る詳細は「非継続事業」の項を参照のこと。

＞ 子会社であるEnel Chile SAは、チリの送電会社Enel Transmisión Chile SAに保有されていた株式資本の99.09%に相当する全投資の売却を完了し、その一方で子会社であるEnel Brasil SAは、2022年12月にブラジルの配電会社Celg Distribuição SA-Celg-Dの全持分の売却を完了した。

当該上記取引の財務的影響に係る詳細は注記「当年度の主な取得及び売却」を参照のこと。

注記37. 株主持分 - *42,802百万ユーロ*

37.1 親会社株主帰属持分 - *28,657百万ユーロ*

百万ユーロ	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
資本金	**10,167**	**10,167**	**-**
自己株式準備金	**(47)**	**(36)**	**(11)**
その他の準備金	**2,740**	**1,721**	**1,019**
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	5,567	5,567	-
法定準備金	2,034	2,034	-
その他の準備金	2,332	2,313	19
換算準備金	(5,912)	(8,125)	2,213
ヘッジ準備金	(3,553)	(2,268)	(1,285)
ヘッジ費用準備金	(81)	(39)	(42)
FVOCIで測定される金融商品から生じた準備金	(22)	10	(32)
持分法適用投資から生じた準備金	(476)	(721)	245
数理計算上の準備金	(1,063)	(1,325)	262
支配喪失を伴わない株主持分の処分から生じた準備金	(2,390)	(2,378)	(12)
非支配持分の取得から生じた準備金	(1,192)	(843)	(349)
		-	
利益剰余金	**15,797**	**17,801**	**(2,004)**
親会社株主帰属持分	**28,657**	**29,653**	**(996)**

資本金 - *10,167百万ユーロ*

2022年12月31日現在、当社の全引受済及び払込済の資本金は合計10,166,679,946ユーロで、額面1.00ユーロの普通株式の同数で表象される。資本金は2021年12月31日現在の資本金と比較して変動していない。

2022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条に従い親会社が受領した通知、及びその他の入手可能な情報に基づき、親会社の資本金の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5.114%の持分を保有）である。

自己株式準備金 - *(47)百万ユーロ*

2022年12月31日現在、自己株式は当社の普通株式7,153,795株であり、額面価格は各1.00ユーロ（2021年12月31日現在では4,889,152株）で、適格仲介機関を通じて合計47百万ユーロで購入されている。

その他の準備金 - *2,740百万ユーロ*

資本準備金 - *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） - *5,567百万ユーロ*

当該準備金は、国際投資家のためにユーロ建て非転換劣後債永久ハイブリッド債の名目価値を取引費用控除後で計上されている。
2022年度に、当社グループは永久ハイブリッド債の保有者に利付札における123百万ユーロを支払った。

法定準備金 - *2,034百万ユーロ*

利益準備金は、イタリア民法第2430条に準拠し配当として分配できない利益の一部で構成されている。

その他の準備金 - *2,332百万ユーロ*

当該勘定には、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に関する2,215百万ユーロが含まれる。
統一所得税規則（*Testo Unico Imposte sul Reddito*、別名「TUIR」）第47条に準拠し、当該金額は分配されるときに課税所得とはならない。

換算準備金 - *(5,912)百万ユーロ*

当年度における増加2,213百万ユーロは、主にPJSC Enel Russia、Central Geradora Termelétrica Fortaleza　及びCelg Distribuição SA - Celg-D（Enel Goiás）の売却に関連した連結範囲の変更、及び当社グループ表示通貨（ユーロ）に対する、主にラテンアメリカ及び米国における外国子会社により用いられる機能通貨の純増による。

ヘッジ準備金 - *(3,553)百万ユーロ*

当該勘定は、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの測定から生じた株主持分に認識される純費用を含む。2022年度における当該変動は主に商品価格の推移によるものである。

ヘッジ費用準備金 - *(81)百万ユーロ*

IFRS第9号の適用において、当該準備金は通貨ベーシス・ポイント及びフォワード・ポイントに基づく公正価値利得及び損失を含む。2022年度における当該変動は主に商品価格の推移によるものである。

FVOCIの金融商品の測定による準備金 - *(22)百万ユーロ*

当該準備金は、金融資産の正味未実現評価損を含む。

持分法適用投資から生じた準備金 - *(476)百万ユーロ*

当該準備金は、持分法を適用した投資先の持分に直接認識される包括利益の持分を表示している。2022年度の当該変動は、主にSlovak Power Holdingのヘッジ準備の変動による。

数理計算上の準備金 - *(1,063)百万ユーロ*

当該準備金は、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を含む。

支配喪失を伴わない株主持分の処分から生じた準備金 - *(2,390)百万ユーロ*

当該項目は主に以下の要因によるものである。

＞ 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及びChilectra AméricasのEnel Américasへの統合の影響

2022年度の当該準備金の変動は、Pincher Creek LP and Riverview LPにおけるEnel Green Power Canadaによる保有持分49%の売却に関連している。

非支配持分の取得から生じた準備金 - *(1,192)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。

当年度の変動（マイナス349百万ユーロ）は主に、Emgesa SA ESP（合併会社）、Codensa SA ESP、Enel Green Power Colombia SAS ESP及びESSA 2（被合併会社）の合併の影響を反映しており、それを受けてEmgesa SA ESP（現在のEnel Colombia SA ESP）における当社グループの持分が39.89%から47.18%に増加し、Endesa X Way SLの51%をEnel X Way SrlにEndesa X Servicios SLUにより売却されたことにより、Endesa X Way SLにおける当社グループによる保有持分が70.11%から85.35%に増加した。

利益剰余金 - *15,797百万ユーロ*

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

	2021年12月31日現在			増減					2022年12月31日現在		
	合計	うち親会社株主	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	うち非支配持分	合計	うち親会社株主	うち非支配持分
換算準備金	(11,790)	(6,303)	(5,487)	890	-	-	890	879	11	(10,900)	(5,424)	(5,476)
ヘッジ準備金	(2,961)	(2,280)	(681)	(3,605)	1,323	587	(1,695)	(1,293)	(402)	(4,656)	(3,573)	(1,083)
ヘッジ費用準備金	(49)	(39)	(10)	(40)	(31)	9	(62)	(52)	(10)	(111)	(91)	(20)
FVOCIの金融商品の測定から生じた準備金	11	12	(1)	(51)	-	7	(44)	(44)	-	(33)	(32)	(1)
持分法適用の関連会社のOCIの持分	(820)	(825)	5	256	-	(22)	234	224	10	(586)	(601)	15
その他の会社における持分投資の測定から生じた準備金	(32)	(32)	-	13	-	-	13	13	-	(19)	(19)	-
数理計算上の準備金	(1,798)	(1,265)	(533)	403	-	(79)	324	249	75	(1,474)	(1,016)	(458)
株主持分で認識された利得／（損失）合計	(17,439)	(10,732)	(6,707)	(2,134)	1,292	502	(340)	(24)	(316)	(17,779)	(10,756)	(7,023)

前へ　次へ

37.2 配当金

百万ユーロ

	配当額（百万ユーロ）	1株当たり配当金（ユーロ）
2021年度の支払配当金		
2020年度の配当金	3,638	0.358
2021年度の中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2021年度の支払配当金合計	**3,638**	**0.358**
2022年度の支払配当金		-
2021年度の配当金	3,861	0.380
2022年度の中間配当金(2)	-	-
特別配当金	-	-
2022年度の支払配当金合計	**3,861**	**0.380**

(1)2021年11月4日の取締役会で承認され2022年1月26日以降支払われた（1株当たり0.19ユーロで合計1,932百万ユーロの中間配当金）。
(2)2022年11月3日の取締役会で承認され2023年1月25日以降支払われた（1株当たり0.20ユーロで合計2,033百万ユーロの中間配当金）。

分配された配当金は、各「基準日」現在の自己株式控除後の金額で表示される。当該株式は配当回収を放棄し「利益剰余金」に配分されている。
2022年度の配当金は、1株当たり0.40ユーロ、合計4,067百万ユーロ（うち1株当たり0.20ユーロ、合計2,033百万ユーロが中間配当として既に支払われた）で、2023年5月10日の一度の招集による年次株主総会において提案される予定である。
当該連結財務書類は、基準日である2023年1月24日現在所有していた7,153,795株の自己株式に関連する部分を除いて取締役会が2022年11月3日に承認し、2023年1月25日以降支払われる潜在的に最大2,033百万ユーロの2022年度の中間配当金に関する株主に対する負債を除き、株主への2022年度の配当金の分配の影響を反映していない。
2022年度に、当社グループはまた、永久ハイブリッド債の保有者に利札における123百万ユーロを支払っている。

資本管理

当社グループは、事業を継続企業として守り、利害関係者の価値を創造し、当社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。
当該観点から、当社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していく。2022年度には、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、当社グループは、株主持分に関連する負債水準の推移を常に監視している。2022年12月31日現在及び2021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

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
非流動金融債務	68,191	54,620	13,571
正味流動財政状態	(3,315)	24	(3,339)
非流動金融資産及び長期有価証券	(4,213)	(2,692)	(1,521)
借入金に伴う正味為替レート・デリバティブ(1)	(595)	(259)	(336)
正味金融債務(1)	**60,068**	**51,693**	**8,375**
親会社株主帰属持分	28,657	29,653	(996)
非支配持分	13,425	12,689	736
株主持分	**42,082**	**42,342**	**(260)**
デット・エクイティ・レシオ	**1.43**	**1.22**	**0.21**

(1)正味金融債務の報告を改善するために、為替リスク・ヘッジを踏まえ、当社グループは、その決定において、キャッシュ・フロー・ヘッジ及び借入金に係る為替相場リスクのヘッジに用いられる公正価値ヘッジ・デリバティブを含めることとした。従って、当該数値の比較可能性を改善させるために、2021年12月31日現在の正味金融債務を再計算する必要があった。

財務レバレッジを測る債務／株主持分比率の上昇は、基本的に正味金融債務の増加によるもので、主に当期の投資の資金需要、配当金の支払い、及びERG Hydroの取得によるものである。

表中の個々の項目の内訳は注記47を参照のこと。

37.3 非支配持分 - *13,425百万ユーロ*

非支配持分の構成を地理的地域別に示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	非支配持分		当期純利益非支配持分帰属分	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
イタリア	1	1	-	-
イベリア半島	5,321	5,238	713	193
ラテンアメリカ	7,422	6,511	857	467
欧州	328	635	(342)	5
北米	218	151	10	6
アフリカ、アジア及びオセアニア	135	153	-	(3)
合計	**13,425**	**12,689**	**1,238**	**668**

非支配持分における変動は、主に海外子会社の機能通貨の対ユーロ高（特にラテンアメリカ）、当期の業績、コロンビアにおける会社取引の影響及び超インフレーションの影響を反映している。当該影響は、分配された配当金及びキャッシュ・フロー・ヘッジ商品の価値調整により一部相殺された。

重要な非支配持分を有する子会社においてIFRS第12号の財務開示要件は以下のとおりである。

前へ　次へ

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
子会社						
Enel Américas	29,600	28,959	5,430	4,711	35,030	33,670
Enel Chile	10,985	9,887	1,541	(642)	12,526	9,245
Endesa	45,018	43,217	11,166	3,853	56,184	47,070

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	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
子会社												
Enel Américas	11,534	11,320	6,208	6,073	17,742	17,393	17,288	16,277	12,136	11,556	5,152	4,721
Enel Chile	4,113	3,356	2,460	1,178	6,573	4,534	5,953	4,711	3,683	2,921	2,270	1,790
Endesa	18,414	15,196	17,372	11,449	35,786	26,645	20,398	20,425	15,083	15,187	5,315	5,238

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	
	2022年度	2021年度	**2022年度**	2021年度	**2022年度**	2021年度	**2022年度**	2021年度	**2022年度**	2021年度
子会社										
Enel Americas	14,696	13,581	1,015	1,516	221	757	(90)	337	311	420
Enel Chile	6,450	3,114	1,971	128	1,458	104	913	57	545	47
Endesa	32,714	20,217	3,055	769	2,244	589	1,534	396	710	193

前へ　次へ

注記38. 借入金

百万ユーロ	非流動		流動	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
長期借入金	68,191	54,500	2,835	4,031
短期借入金	-	-	18,392	13,306
合計	**68,191**	**54,500**	**21,227**	**17,337**

借入金の性質の詳細は、注記48「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

注記39. 従業員給付 - *2,202百万ユーロ*

当社グループは、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ます。具体的には次のとおりである。

＞ イタリアにおいて、「年金給付」の項目は、退職した役員の補完退職制度の下での給付、及び雇用関係が終了した時点での法律又は契約の下で従業員に起因する給付を賄うために行われた予想発生額が該当する。外国企業においては、当該科目は退職後給付が該当し、最も重要なものがスペインのEndesaの年金制度である。従業員の勤続年数及び会社によって異なる3つのタイプに分類される。一般的に、2000年10月25日の枠組み合意の下で、従業員は特定の確定拠出年金制度に加入しており、勤務中の従業員の障害又は死亡の場合に、適切な保険契約で保証される確定給付制度に加入している。これに加えて、当社グループは、この他に加入が限定される2つの制度があり、 (i) 前述の枠組み合意に伴い導入された変更以前の電力業界団体交渉合意の対象である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会社（Fecsa／Enher／HidroEmpordà）の従業員のためのものである。双方とも確定給付型制度であり、退職者の死亡の場合に給付する以前の制度を除き、完全に保証されている。最後に、ブラジル企業は確定給付型の制度も設けている。

＞ 「電力割引」は、特に外国会社に紐付く電力供給に係る給付である。

＞ 「健康保険」は、現在及び退職後の従業員の医療費を対象とする給付を表している。

＞ 「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。

2022年12月31日現在及び2021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	2022年度					2021年度				
	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	合計	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	合計
数理計算上の債務の増減										
過年度の数理計算上の債務の変動										
期首現在の数理計算上の債務	**4,240**	**410**	**206**	**190**	**5,046**	**4,408**	**403**	**217**	**222**	**5,250**
勤務費用	13	1	5	13	**32**	17	2	4	28	**51**
利息費用	320	7	8	5	**340**	214	3	7	3	**227**
人口統計上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	-	-	-	-	**-**	192	-	(6)	-	**186**
財務上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	(533)	(93)	(38)	(18)	**(682)**	(664)	(14)	6	(1)	**(673)**
実績の調整	119	(80)	8	1	**48**	452	31	(9)	-	**474**
過去勤務費用	(3)	-	-	-	**(3)**	(17)	-	-	(3)	**(20)**
精算による（利得）／損失	(163)	-	-	-	**(163)**	(4)	-	-	-	**(4)**
為替換算差額	335	-	6	(1)	**340**	14	(1)	(1)	-	**12**
雇用主拠出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
従業員拠出	-	-	-	-	**-**	-	-	-	-	**-**
給付支払額	(470)	(15)	(13)	(44)	**(542)**	(379)	(15)	(12)	(58)	**(464)**
その他の増減	-	-	-	(6)	**(6)**	7	1	-	(1)	**7**
資産への振替	8	-	-	-	**8**	-	-	-	-	**-**
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	(101)	(6)	(20)	(22)	**(149)**	-	-	-	-	**-**
期末現在の数理計算上の債務 (A)	**3,765**	**224**	**162**	**118**	**4,269**	**4,240**	**410**	**206**	**190**	**5,046**
年金資産の増減										
期首現在の年金資産の公正価値	**2,348**	**-**	**-**	**-**	**2,348**	**2,299**	**-**	**-**	**-**	**2,299**
受取利息	193	-	-	-	**193**	121	-	-	-	**121**
受取利息を含む金額を除いた年金資産の期待運用収益	(184)	-	-	-	**(184)**	38	-	-	-	**38**
為替換算差額	213	-	-	-	**213**	17	-	-	-	**17**
雇用主拠出	286	15	13	22	**336**	252	15	12	28	**307**
従業員拠出	-	-	-	-	**-**	-	-	-	-	**-**
給付支払額	(470)	(15)	(13)	(22)	**(520)**	(379)	(15)	(12)	(28)	**(434)**
その他の支払	**(163)**	**-**	**-**	**-**	**(163)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
連結範囲の変動	**(99)**	**-**	**-**	**-**	**(99)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
期末現在の年金資産の公正価値 (B)	**2,124**	**-**	**-**	**-**	**2,124**	**2,348**	**-**	**-**	**-**	**2,348**
アセット・シーリングの影響										
期首現在のアセット・シーリング	**26**	**-**	**-**	**-**	**26**	**13**	**-**	**-**	**-**	**13**
受取利息	2	-	-	-	**2**	1	-	-	-	**1**
アセット・シーリングの変動	27	-	-	-	**27**	12	-	-	-	**12**
為替換算差額	2	-	-	-	**2**	-	-	-	-	**-**
連結範囲の変動	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
期末現在のアセット・シーリング (C)	**57**	**-**	**-**	**-**	**57**	**26**	**-**	**-**	**-**	**26**
財政状態計算書の純負債　(A-B+C)	**1,698**	**224**	**162**	**118**	**2,202**	**1,918**	**410**	**206**	**190**	**2,724**

認識された負債は2,202百万ユーロで、2021年度から522百万ユーロ減少した。2022年度の変動は、アルゼンチンの Enel Generación Costanera SA**及び**Central Dock Sud SA**、イタリアの**3SUN Srl**、ルーマニア及びギリシャの全ての会社、並びに**PJSC Enel Russia**及びその子会社の**2022年度最終四半期に売却した数理計算上の負債の売却目的保有としての振替を反映している。さらに、スペインの**Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE**の制度の数理計算上の測定は、同社により引受けられた債務に関して剰余になったことから、貸借対照表の特定の資産項目に振替えた。

百万ユーロ	2022年度	2021年度
純損益に計上された（利得）／損失		
勤務費用及び過去勤務費用	22	9
正味利息費用	149	107
精算から生じた（利得）／損失	-	(4)

その他の長期給付に係る数理計算上の（利得）／損失	7	22
その他の増減	(20)	1
合計	**158**	**135**

百万ユーロ

	2022年度	2021年度
その他の包括利益における（利得）／損失の増減		
受取利息を含む金額を除く年金資産期待収益	184	(38)
確定給付制度に係る数理計算上の（利得）／損失	(614)	(13)
受取利息を含む金額を除くアセット・シーリングの変動	27	12
その他の変動	-	(1)
合計	**(403)**	**(40)**

純損益に計上された費用の増減は23百万ユーロである。従って、損益計算書への当該影響は大きくなってはいるが、基本的に2021年度と変わらない。

当年度末に財政状態計算書に計上された負債は、制度資産の公正価値の控除後で2022年12月31日現在2,124百万ユーロである。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。

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
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	10%	8%
確定利付証券	66%	54%
投資不動産	3%	3%
その他	21%	-
相場価格のない投資		
保険会社引受保有資産	-	-
その他	-	35%
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
	2022年度				2021年度			
割引率	3.60% - 3.70%	3.57% - 3.77%	5.40% - 10.40%	3.75% - 7.65%	0.00% - 0.80%	0.00% - 1.16%	5.60% - 9.67%	0.80% - 8.40%
インフレ率	2.30%	2.78%	3.00% - 8.00%	2.40% - 3.50%	1.50%	2.20%	3.00% -8.00%	1.50% - 4.01%
昇給率	2.30% - 4.30%	2.78%	3.80% - 8.49%	3.00% -10.00%	0.80% - 1.80%	2.20%	3.80% - 8.00%	2.50% - 10.00%
医療費上昇率	3.30%	4.98%	7.12% - 10.00%	-	2.50%	4.40%	7.12% - 8.00%	-
年金資産期待収益率	-	3.76% - 3.77%	10.40%	7.40%	-	0.57%	9.30% -9.46%	-

確定給付制度債務の見積りに使用される数理計算上の仮定において、年末時点で合理的に可能な変動が確定給付制度債務に及ぼす影響を示す感度分析の結果は以下の表のとおりである。

百万ユーロ	年金給付	電力割引	健康保障	その他の給付	年金給付	電力割引	健康保障	その他の給付
	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在			
割引率0.5% 減少	185	2	6	(17)	225	27	11	-
割引率0.5% 増加	(118)	(22)	(9)	(23)	(184)	(30)	(14)	(10)
インフレ率0.5% 増加	16	(11)	(8)	(21)	2	(4)	(2)	(6)
インフレ率0.5% 減少	37	(10)	6	(16)	28	(2)	9	(2)
報酬0.5% 増加	29	(10)	(2)	(17)	14	(3)	(2)	-
現在の年金支給額 0.5% 増加	28	(10)	(2)	(20)	14	(3)	(2)	(5)
医療費1% 増加	-	-	(147)	-	-	-	20	1
現在及び退職従業員の平均寿命1年増加	55	(9)	5	(17)	98	(3)	14	(5)

感応度分析は、他の前提をそのままにして、個々の数理計算上の仮定が合理的に変動した場合の確定給付債務に係る影響を外挿するアプローチを用いた。

翌年度の確定給付制度への拠出額は221百万ユーロになる予定である。

確定給付制度における今後数年間の予想給付額を示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ		
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
1年以内	427	392
1‐2年	397	364
2‐5年	1,124	1,077
5年超	1,826	1,714

見込支払額は全般的に増加している。これは主にブラジル及びアルゼンチンによる。

前へ　次へ

注記40. リスク及び費用向け引当金 - *7,380百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在			2021年12月31日現在		
	非流動	流動	合計	非流動	流動	合計
訴訟、リスク及びその他の費用向け引当金						
原子炉の廃炉	581	-	**581**	666	-	**666**
用地の廃棄、撤去及び原状回復	2,686	247	**2,933**	3,066	203	**3,269**
訴訟	652	51	**703**	790	44	**834**
環境証書	-	292	**292**	-	32	**32**
税金及び関税	313	26	**339**	267	28	**295**
その他	803	316	**1,119**	821	347	**1,168**
合計	**5,035**	**932**	**5,967**	**5,610**	**654**	**6,264**
早期退職奨励及びその他の事業再編計画引当金	231	192	**423**	435	293	**728**
エネルギー移行に伴う事業再編関連引当金	789	201	**990**	1,152	179	**1,331**
合計	**6,055**	**1,325**	**7,380**	**7,197**	**1,126**	**8,323**

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	売却目的保有処分グループの負債への振替	
	2021年12月31日　現在										**2022年12月31日現在**
訴訟、リスク及びその他の費用向け引当金											
原子炉の廃炉	666	-	-	-	8	(93)	-	-	-	-	581
施設の廃止、撤去及び原状回復	3,269	201	(135)	(167)	(12)	(207)	(2)	16	(1)	(29)	2,933
訴訟	834	239	(123)	(162)	59	-	-	42	35	(221)	703
環境証書	32	345	(24)	(8)	-	-	-	-	(35)	(18)	292
税金及び関税	295	45	(30)	(10)	8	-	8	10	13	-	339
その他	1,168	375	(79)	(309)	11	(2)	39	(3)	(38)	(43)	1,119
合計	**6,264**	**1,205**	**(391)**	**(656)**	**74**	**(302)**	**45**	**65**	**(26)**	**(311)**	**5,967**
早期退職奨励及びその他の事業再編計画引当金	728	4	(32)	(244)	(26)	-	-	-	(4)	(3)	423
エネルギー移行に伴う事業再編計画引当金	1,331	51	(177)	(157)	(51)	-	-	2	(4)	(5)	990
合計	**8,323**	**1,260**	**(600)**	**(1,057)**	**(3)**	**(302)**	**45**	**67**	**(34)**	**(319)**	**7,380**

前へ　　次へ

原子炉廃炉引当金

2022年12月31日現在、当該引当金は、政令第1349/2003号及び法律第24/2005号に従い、原子炉の廃炉においての責務を負うスペインの公社であるENRESAが原子炉の廃炉時に負担する費用のみを反映するものである。一般に、費用の算定は、2001年9月に経済省の承認を受けたENRESA 及び電力会社間の標準契約に基づいており、当該契約では原子力発電所の廃止及び閉鎖に関して規定している。3年という想定期間は、発電終了から発電所の管理をENRESAに移管するまでの期間に対応しており（いわゆる運転終了後費用）、金額の見積りに使用される様々な前提の中でも特に、委譲契約の規定に基づくスペインのそれぞれの原子力発電所の閉鎖時点の未使用核燃料の想定量が考慮されている。

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除却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及びEnel Produzioneが該当する。2022年度の引当金の増減は、主にイベリア及び北米の一部の発電所の将来の廃止費用を再決定したこと、及び脱炭素化プロセスに対処するために過年度に計上された引当金を使用及び取崩したことに連動するものである。

施設廃止、除却及び原状回復に関連する支払の期間的内訳を要約した表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	期間層別支払額（額面）	割引額
1年以内	248	247
1年‐5年以内	1,221	1,134
5年超	2,275	1,552
合計	**3,744**	**2,933**

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。社内外の専門家の示唆に基づき、過年度に始まった紛争に関する潜在的な費用の修正後の見積りに加え、当年度中に発生した紛争に関する潜在的な負債の見積りを含む。訴訟に係る残高は、主にラテンアメリカ（395百万ユーロ）、スペイン（169百万ユーロ）、及びイタリア（127百万ユーロ）の会社に関するものである。

前年度対比での減少は131百万ユーロに相当し、主にCelg-Dの連結除外を受けたブラジルの引当金の減少による。

環境証書引当金

環境証書引当金は、国又は超国家的な環境保護要件に伴う遵守において必要な環境証書における不足に関する費用を賄うもので、主にイベリア（Endesa Energía及びEndesa Generación SA）が該当する。

税金及び租税引当金

税金及び租税引当金は、直接税及び間接税に関する租税紛争から生じ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おり、当社グループは、未決の訴訟に関連する蓋然性リスクを定量化し、歳入庁や地方自治体によってまだ査定されていないポジションに係る将来生じうる費用の妥当な評価を行う双方の目的で、当該税金負債を見積るにあたり（2016年1月1日より発効した、発電所を含む土地登記グループDに分類される建物の帰属賃料の計算から、生成工程に特有の機械、装置、設備及びその他の工場を除外する）土地登記規制の動向を充分に考慮した。

その他の引当金

その他の引当金は、主として、規制上の紛争、及び様々な公課やその他の課徴金に関する地方当局との間の係争に関連する多様なリスク及び費用を対象とする。

その他の引当金49百万ユーロの減少は、主にEnel Global Tradingによる保険補償における引当金の使用による。

早期退職奨励及びその他の事業再編計画引当金

早期退職奨励及びその他の事業再編計画引当金は、組織的必要性に応じた雇用契約の自発的な終了において拘束力のある契約に関連する見積費用を含む。当年度中の減少305百万ユーロは、主に、過年度にスペイン（自主的転職に関する協定 *Acuerdo de Salida Voluntaria*）及びイタリアで一部の従業員の早期退職を保障するために設定された奨励引当金の取崩しを反映したものである。

エネルギー移行に伴う事業再編計画引当金

エネルギー移行の主導者としての役割を担う当社は、世界中の脱炭素化及び再生可能エネルギーの成長を戦略の中心に据えている。

このような状況の中、当社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移行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、当社グループでは、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、当社グループ内のあらゆるレベルで十分な情報を得て熟慮された意思決定を行うために不可欠であるため、エネルギー移行はデジタル手法の漸進的かつ拡大的な導入に基づいている。

このため、2020年度に再編計画のための引当金が設定され、2022年12月31日現在990百万ユーロとなり、主にスペイン及びイタリアで、エネルギー移行の加速を受けて当社グループが被ると予想される、プロセス、運営モデル、及び従業員の役割とスキルの見直しに関する全ての直接的及び間接的な活動の見積費用を表している。

注記41. その他の非流動金融負債 - -*百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
その他の非流動金融負債	-	120	(120)	-
合計	**-**	**120**	(120)	-

「その他の非流動金融負債」の変動は120百万ユーロで、正味融負債に含まれていたスペインの電力システムの欠損赤字に関する非流動負債の減少による。

注記42. その他の非流動負債 - *4,246百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
未払営業費用及び繰延収益	347	498	(151)	-30.3%
その他の項目	3,899	4,027	(128)	-3.2%
合計	**4,246**	**4,525**	**(279)**	**-6.2%**

「その他の項目」の変動は、ブラジルのPIS／COFINS紛争の結果に関連する「12か月を超えるその他の税金負債」の減少45百万ユーロ及び「その他の負債」の減少351百万ユーロ（既に「その他の非流動資産」の下で検討済）を反映しているが、北米の「租税パートナーシップにおける負債」の増加323百万ユーロにより一部相殺された。

注記43. その他の流動負債 - *11,713百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
顧客に対する債務	2,094	1,950	144	7.4%
機関投資家に対する債務	2,115	2,961	(846)	-28.6%
従業員に対する債務	519	471	48	10.2%
その他の税金負債	1,046	1,274	(228)	-17.9%
社会保障機構への未払金	215	205	10	4.9%
条件付対価	46	45	1	2.2%
非支配株主に付与したプット・オプション	-	4	(4)	-
流動未払費用及び繰延収益	441	395	46	11.6%
配当金	2,228	2,191	37	1.7%
その他の負債	3,009	3,463	(454)	-13.1%
合計	**11,713**	**12,959**	**(1,246)**	**-9.6%**

その他の流動負債の増減は主に以下のとおりである。

- **「機関投資家に対する債務」の減少は、主にイタリアで、エネルギー及び環境サービス基金の減少によるもので、2022年度に適用される料率の改定（エネルギー、系統及び環境規制当局（ARERA）決議第35/2022号、第141/2022号、第295/2022号及び第462/2022号）により決定された。当該改定により、2022年1月1日以降、全ての種類の利用者におけるシステム料率は完全にゼロとなった。**
- **「その他の税金負債」の減少は、主にイタリアで親会社である当社によるVAT 向けグループ決済メカニズムの2021年度開始を受けたことによる。**
- **「その他」負債の減少は、主にイタリアでエネルギー商品に係る期限切れデリバティブによる。**

注記44. 営業債務 - *17,641百万ユーロ*

17,641百万ユーロ（2021年12月31日現在では16,959百万ユーロ）の当該科目は、給電及びその他のサービスに関連する電力供給、燃料、原材料及び設備に係る債務を含む。
具体的には、支払期限が12か月以内の営業債務は17,605百万ユーロ（2021年12月31日現在では16,805百万ユーロ）で、支払期限が12か月超の営業債務は36百万ユーロ（2021年12月31日現在では94百万ユーロ）である。

注記45. その他の流動金融負債 - *853百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
未払金融費用及び繰延金融収益	710	539	171	31.7%
その他の項目	143	86	57	66.3%
合計	**853**	**625**	**228**	**36.5%**

その他の流動金融負債の増加は、主に債券発行に係る未払費用が増加した結果、未払金融費用及び繰延金融収益において171百万ユーロ増加したことによる。
その他の項目は主に経過利息における負債に該当する。

連結キャッシュ・フロー計算書に関する情報

注記46. キャッシュ・フロー

百万ユーロ

		2022年度	2021年度	増減
現金及び現金同等物期首残高	(1)	**8,990**	**6,002**	**2,988**
営業活動によるキャッシュ・フロー (2)		8,674	9,915	(1,241)
うち非継続事業		*(391)*	*280*	
投資活動による（に用いた）キャッシュ・フロー		(13,626)	(10,875)	(2,751)
うち非継続事業		*(351)*	*(453)*	
財務活動によるキャッシュ・フロー (2)		7,369	3,931	3,438
うち非継続事業		*656*	*118*	
現金及び現金同等物に係る為替レート変動の影響		136	17	119
現金及び現金同等物期末残高	(3)	**11,543**	**8,990**	**2,553**

(1)このうち、2022年1月1日現在の現金及び現金同等物は8,315百万ユーロ（2021年1月1日現在では5,266百万ユーロ）、2022年1月1日現在の短期有価証券は88百万ユーロ（2021年1月1日現在はでは67百万ユーロ）、2022年1月1日現在の「売却目的で保有する資産」に含まれる現金及び現金同等物は44百万ユーロ（2021年1月1日現在では29百万ユーロ）、2022年1月1日現在の「非継続事業」に含まれる現金及び現金同等物は543百万ユーロ（2021年1月1日現在では640百万ユーロ）である。
(2)表示を改善するため、比較目的のためだけに、融資のみに関連する実現金融収益及び実現金融費用は、財務活動によるキャッシュ・フローの「借入に関連するデリバティブに伴う受取／（支出）」の新たな項目に振替えた。
(3)このうち、2022年12月31日現在の現金及び現金同等物は11,041百万ユーロ（2021年12月31日現在では8,315百万ユーロ）、2022年12月31日現在の短期有価証券は78百万ユーロ（2021年12月31日現在では88百万ユーロ）、2022年12月31日現在の「売却目的で保有する資産」に含まれる現金及び現金同等物は98百万ユーロ（2021年12月31日現在では44百万ユーロ）、2022年12月31日現在の「非継続事業」に含まれる現金及び現金同等物は326百万ユーロ（2021年12月31日現在では543百万ユーロ）である。

2022年度の営業活動によるキャッシュ・フローはプラス8,674百万ユーロで、2021年度から1,241百万ユーロ減少し、主に正味運転資本における変動に伴う現金需要の増加による。

2022年度の投資活動に用いたキャッシュ・フローは、2021年度10,875百万ユーロから、13,626百万ユーロになった。

より具体的には、有形固定資産、無形資産、不動産投資及び契約資産における投資が14,503百万ユーロ（売却可能として分類された156百万ユーロを含む）となり、2021年度から増加した。

取得した現金及び現金同等物を除いた会社又は事業単位における投資は1,275百万ユーロで、主にERG Hydro Srl（現在のElel Hydro Appennino Centrale Srl）の100%のElel Produzione Spaによる、69百万ユーロの現金及び現金同等物を除く1,196百万ユーロでの取得に該当する。

現金及び現金同等物を除く事業又は事業単位の売却額は2,032百万ユーロで、主に以下に相当する。

＞ 南アフリカの6件のプロジェクトの間接的な所有者であるEGP Matimba NewCo 1 Srlの持分50%を（カタール投資当局に支配されている）Al Rayyan Holding LLCへEGP Spaにより（現金及び現金同等物6百万ユーロを除く102百万ユーロでの）売却

＞ Cremzow KG及びCremzow Verwaltungsの保有全持分のElnel X Germanyによる（現金及び現金同等物4百万ユーロを除く8百万ユーロでの）売却

＞ CGTF‐Central Geradora Termelétrica Fortaleza SAで保有される全持分のEnel Brasil SAによる（現金及び現金同等物60百万ユーロを除く29百万ユーロでの）売却

＞ PJSC Enel Russiaにおける当社が保有する株式資本の56.43%に相当する全持分のPJSC Lukoil及びクローズド・コンバインド・ミューチュアル・インベストメント・ファンド「Gazprombank-Frezia」への（現金及び現金同等物117百万ユーロを除く20百万ユーロでの）売却

＞ チリの送電会社Enel Transmisión Chile SAにおけるEnel Chile SAによる保有全持分をInversiones Grupo Saesa Ltdaにより支配されるSociedad Transmisora Metropolitana SpAに1,342百万ユーロで売却

＞ 完全子会社Gridsperetise Srlにおける割当50%を国際的なプライベート・エクイティ・ファンドCVC Capital Partners Fund VIIIに現金及び現金同等物27百万ユーロを除く272百万ユーロでの売却

＞ ブラジルの配電会社Celg Distribuição SA-Celg-D（Enel Goiás）におけるEnel Américasによる、株式資本の99.9%に相当する全持分を、Equatorial Energia SAにより支配されるEquatorial Participações Investimentos SAに現金及び現金同等物10百万ユーロを除く259百万ユーロでの売却

2022年度のその他の投資活動による／（に用いた）キャッシュ・フローは120百万ユーロになり、主に以下による。

＞ UfinetにおけるEnel X Internationalによる保有持分1.1%を73百万ユーロで売却

＞ Rocky Caney Holdings LLC及びEGPNA Renewable Energy Partnersにおける保有持分50%をEnel Kansas LLCにより94百万ユーロで売却

＞ Mooneyの株式資本の50%を225百万ユーロで取得

＞ Pincher Creek LP及びRiverview LPにおける保有持分49%をEnel Green Power Canada Inc.,による56百万ユーロでの売却

＞ 主にイタリア、イベリア、北米及びラテンアメリカでの小規模な処分

財務活動によるキャッシュ・フローは2021年度の3,931百万ユーロから合計7,369百万ユーロになり、主に以下による。

＞ 返済、新規借入、その他の金融負債における変動の間での残高12,420百万ユーロの純増

＞ 配当金の分配4,901百万ユーロに加え、永久ハイブリッド債の保有者に支払われた123百万ユーロ

＞ 特にオーストラリアにおける、非支配持分のある子会社における12百万ユーロの増資

2022年度において、投資活動に用いたキャッシュ・フロー13,626百万ユーロが営業活動によるキャッシュ・フローを8,674百万ユーロを吸収し、その差額は財務活動によるキャッシュ・フロー7,369百万ユーロから賄われた。当該差額は、現金及び現金同等物の2021年度末現在の8,990百万ユーロから2022年12月31日現在では11,543百万ユーロに増加したことに反映されている。当該変動は、ユーロに対する現地通貨の為替相場のプラスの推移に伴う136百万ユーロの影響も受けた。

注記47. 正味財政状態、長期金融資産及び有価証券 - *60,068百万ユーロ*

連結財政状態計算書項目を基にした正味財政状態、非流動金融資産及び有価証券を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
長期借入金	38	68,191	54,500	13,691	25.1%
その他の非流動金融借入金(1)	41	-	120	(120)	-
短期借入金	38	18,392	13,306	5,086	38.2%
その他の流動金融借入金(2)		-	12	(12)	-
一年以内返済予定の長期借入金	38	2,835	4,031	(1,196)	-29.7%
正味金融債務に含まれるその他の非流動金融資産	29.1	(4,213)	(2,692)	(1,521)	-56.5%
正味金融債務に含まれるその他の流動金融資産	30.1	(13,501)	(8,467)	(5,034)	-59.5%
現金及び現金同等物	35	(11,041)	(8,858)	(2,183)	-24.6%
借入金に伴う正味為替レート・デリバティブ(3)		(595)	(259)	(336)	-
合計		**60,068**	**51,693**	**8,375**	**16.2%**

(1)「その他の非流動金融借入金」科目は財政状態計算書における「その他の流動金融負債」を表している。

(2)「その他の流動金融借入金」科目は財政状態計算書における「その他の流動金融負債」の下に含まれている。

(3)数値の比較可能性の改善のため、当社グループによる正味金融債務の新たな表示に従って2021年12月31日現在の正味金融債務を再計算する必要があった。

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第5/2021号に伴い、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日付け通知第DEM/6064293号への言及に置き換えられた。
当社グループの2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の当該正味金融債務は、当社グループの表示方法において規定された正味金融債務に調整されている。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	
流動性				
手元現金及び現金同等物	35	8	27	-
銀行及び郵便貯金	8,968	8,118	850	10.5%
流動性資産	**9,003**	**8,126**	877	10.8%
現金同等物	**2,038**	**732**	1,306	-
有価証券	78	88	(10)	-11.4%
短期貸付資産	10,585	6,841	3,744	54.7%
一年以内回収予定の長期貸付資産	2,838	1,538	1,300	84.5%
その他の流動金融資産	**13,501**	**8,467**	**5,034**	**59.5%**
流動性	**24,542**	**17,325**	**7,217**	**41.7%**
流動金融債務				
銀行債務	(1,320)	(1,329)	9	0.7%
コマーシャル・ペーパー	(13,838)	(10,708)	(3,130)	-29.2%
その他の短期借入金 (1)	(3,234)	(1,281)	(1,953)	-
流動金融負債（負債性金融商品を含む）	**(18,392)**	**(13,318)**	**(5,074)**	**-38.1%**
一年以内返済予定の長期銀行借入金	(890)	(989)	99	10.0%
発行社債（一年以内償還予定）	(1,612)	(2,700)	1,088	40.3%
その他の借入金（一年以内返済予定）	(333)	(342)	9	2.6%
非流動金融負債（一年以内返済予定）	**(2,835)**	**(4,031)**	1,196	29.7%
流動金融負債	**(21,227)**	**(17,349)**	**(3,878)**	**-22.4%**
正味流動金融負債	**3,315**	**(24)**	**3,339**	**-**
非流動金融負債				
銀行借入金	(15,261)	(12,579)	(2,682)	-21.3%
その他の借入金 (2)	(2,851)	(2,942)	91	3.1%
非流動金融債務（一年以内返済予定及び負債性金融商品を除く）	**(18,112)**	**(15,521)**	**(2,591)**	**-16.7%**
社債	**(50,079)**	**(39,099)**	(10,980)	-28.1%
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	**(68,191)**	**(54,620)**	**(13,571)**	**-24.8%**
「売却目的保有として分類された資産」に関する金融資産	**543**	**85**	**458**	**-**
「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」に関する金融負債	**(1,435)**	**(784)**	**(651)**	**-83.0%**
CONSOB指針に従った正味金融ポジション	**(65,768)**	**(55,343)**	**(10,425)**	**-18.8%**
長期金融債権及び有価証券	**4,213**	**2,692**	**1,521**	**56.5%**
借入金に伴う正味為替レート・デリバティブ (3)	**595**	**259**	**336**	**-**
（-）「売却目的保有として分類された資産」に関する金融資産	**(543)**	**(85)**	**(458)**	**-**
（-）「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」に関する金融負債	**1,435**	**784**	**651**	**83.0%**
正味金融債務 (3)	**(60,068)**	**(51,693)**	**(8,375)**	**-16.2%**

(1)財政状態計算書の「その他の流動負債」に含まれる流動金融借入金を含む。

(2)財政状態計算書の「その他の非流動負債」に表示されている非流動金融借入金を含む。

(3)数値の比較可能性の改善のため、当社グループによる正味金融債務の新たな表示に従って2021年12月31日現在の正味金融債務を再計算する必要があった。

CONSOB指針に従った正味ポジションは、ヘッジ会計目的においてヘッジとして指定されない、又はヘッジ向けに用いられる取引目的で締結しているデリバティブを含まない。

2022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」3,970百万ユーロ（2021年12月31日現在では2,772百万ユーロ）、「流動金融デリバティブ資産」14,830百万ユーロ（2021年12月31日現在では22,791百万ユーロ）、「非流動金融デリバティブ負

債」5,895百万ユーロ（2021年12月31日現在では3,339百万ユーロ）、「流動金融デリバティブ負債」16,141百万ユーロ（2021年12月31日現在では24,607百万ユーロ）に区分して表示されている。

さらに、当社グループの正味金融債務をより適切に表示するために、外部の取引先への外貨融資をヘッジするために締結された通貨間金利スワップの公正価値を含めている。当該デリバティブの分類に係る詳細は、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

金融商品

注記48. カテゴリー別金融商品

当該注記は、利用者が当社グループの財政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。

48.1 カテゴリー別金融資産

IFRS第9号の下で分類された金融資産の各カテゴリー別の帳簿価額の表は以下のとおりであり、流動金融資産及び非流動金融資産の区分、ヘッジ・デリバティブ及び純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブの内訳を独立して開示している。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
償却原価で測定される金融資産	48.1.1	**5,731**	**4,092**	**40,057**	**34,671**
FVTOCIで測定される金融資産	48.1.2	**901**	**706**	**279**	**144**
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	48.1.3	473	277	12,075	19,664
FVTPLで測定されるその他の金融資産	48.1.3	3,442	2,662	1,049	141
純損益を通じて公正価値で測定される金融資産の合計		**3,915**	**2,939**	**13,124**	**19,805**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	48.1.4	37	61	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	48.1.4	3,460	2,434	2,755	3,127
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		**3,497**	**2,495**	**2,755**	**3,127**
合計		**14,044**	**10,232**	**56,215**	**57,747**

流動及び非流動デリバティブ資産の認識及び分類に係る詳しい情報は、注記51「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52「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

48.1.1 償却原価で測定される金融資産

その性質により償却原価で測定される金融資産を示し、流動及び非流動金融資産に分類した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
現金及び現金同等物		-	-	35	10,169	8,759
営業債権	34	1,388	1,301	34	15,217	14,775
一年以内回収予定の長期貸付資産		-	-	30.1	2,838	1,538
現金担保		-	-	30.1	8,319	6,485
その他の金融資産	29.1	3,766	2,289	30.1	2,090	315
償却原価で測定されるサービス委譲契約から生じた金融資産	29	295	260	29	12	64
償却原価で測定されるその他の金融資産		282	242		1,412	2,735
合計		**5,731**	**4,092**		**40,057**	**34,671**

償却原価で測定される金融資産の減損

2022年12月31日現在の償却原価で測定される金融資産は45,788百万ユーロ（2021年12月31日現在では38,763百万ユーロ）で、2022年12月31日現在の予想信用損失引当金合計4,087百万ユーロ（前年度末現在では4,051百万ユーロ）控除後で計上されている。

当社グループ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

＞ 営業債権及び契約資産

＞ 貸付資産

＞ その他の金融資産

現金及び現金同等物もIFRS第9号の減損要件の対象となっているが、識別された減損損失は軽微である。

デフォルト確率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）及びデフォルト時エクスポージャー（EAD）を用いて決定される予想信用損失（ECL）は、契約に従い期限の到来している契約上のキャッシュ・フローの全額、及び受領すると見込まれるキャッシュ・フローの全額の差額（すなわち不足分全額）を当初の実効金利（EIR）で割引いた額である。

ECLの計算には、当社グループは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、各報告日時点の、組成時のPDと報告日におけるPDを比較して実施される。

その後、評価の結果に基づき、損失引当金が12か月のECL又は全期間のECLに基づき認識される（すなわちステージング）。

- 当初認識以降の信用リスクの著しい増大がない金融資産においては12か月のECL
- 信用リスクが著しい増大をしている金融資産又は信用減損をしている（すなわち、期日経過情報に係るデフォルト）金融資産においては全期間のECL

＞ 重要な金融要素を伴う、又は伴わない営業債権、契約資産及びリース債権においては、信用リスクの変動を調査することなく全期間のECLに基づく簡便化アプローチ。

ポートフォリオ又は金融商品のリスクに影響を与える可能性のある将来の事象及びマクロ経済の動向を反映するため、定性的な情報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。

金融資産の性質及び入手可能な信用リスク情報に応じて、信用リスク増大の評価は、以下のように実施可能である。

＞　債権が個別に重要である場合、及び合理的で裏付け可能な情報に基づく減損において個別に識別された全ての債権においては、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 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）。

一般的な簡便化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す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2022年12月31日現在			2021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	10,169	-	10,169	8,759	-	8,759
営業債権	20,388	3,783	16,605	19,739	3,663	16,076
貸付資産	17,261	248	17,013	10,861	234	10,627
償却原価で測定されるその他の金融資産	2,057	56	2,001	3,455	154	3,301
合計	**49,875**	**4,087**	**45,788**	**42,814**	**4,051**	**38,763**

予想損失を測定するため、当社グループは、個別ベース（例 政府機関、当局、金融取引先、卸売販売業者、商社、大手企業など）及び一括的（例 小売顧客）の両方で簡便化アプローチを用いて、営業債権及び契約資産の評価を行う。

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。

＞　当社グループは、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、当社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、報告日時点での帳簿価額から現金保証金を控除した額に等しいものとして見積もられ、請求書が発行されたものの期限を過ぎていない請求額及び発行予定の請求額を含む。

営業債権の減損判定の際に考慮した特定の顧客セグメントの回収状況の悪化にもかかわらず、当社グループのポートフォリオはこれまでのところマクロ経済状況及び現在の価格シナリオに強靭性を示している。これはデジタル回収チャネルの拡大及び商業顧客の着実な多様化によるものである。

一般的な簡便化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す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	12か月の予想信用損失	全期間の予想信用損失
2021年1月1日現在の期首残高	**65**	**143**
繰入	-	9
目的使用	-	-
純損益への戻入	(25)	(9)
その他の増減	25	26
2021年12月31日現在の期末残高	**65**	**169**
2022年1月1日現在の期首残高	**65**	**169**
繰入	22	5
目的使用	-	-
純損益への戻入	-	(11)
その他の増減	(58)	56
2022年12月31日現在の期末残高	**29**	**219**

営業債権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	
2021年1月1日現在の期首残高	**3,287**
繰入	1,285
目的使用	709
純損益への戻入	(202)
その他の増減	(1,416)
2021年12月31日現在の期末残高	**3,663**
2022年1月1日現在の期首残高	**3,663**
繰入	1,375
目的使用	(766)
純損益への戻入	(265)
その他の増減	(224)
2022年12月31日現在の期末残高	**3,783**

償却原価で測定されるの他の金融資産の予想信用損失に対する引当金の増減を示す表は以下のとおりである。

	全期間の予想信用損失
2021年1月1日現在の期首残高	**129**
繰入	94
目的使用	-
純損益への戻入	(1)
その他の増減	(68)
2021年12月31日現在の期末残高	**154**
2022年1月1日現在の期首残高	**154**
繰入	180
目的使用	-
純損益への戻入	(1)
その他の増減	(277)
2022年12月31日現在の期末残高	**56**

注記49「リスク管理」は信用リスク及び予想損失に対するエクスポージャーに関する追加情報を提供している。

48.1.2 その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産

その性質によりその他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産を示す表は以下のとおりで、流動及び非流動金融資産に分類している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
FVOCIで測定されるその他の会社への投資	29	360	40		-	-
有価証券	29.1	447	403	30.1	78	87
営業債権及びFVOCIで測定されるその他の金融資産		94	263		201	57
合計		**901**	**706**		**279**	**144**

FVOCIで測定される金融資産の増減

その他の会社への投資

百万ユーロ	非流動	流動
2021年1月1日現在の期首残高	**40**	**-**
購入	2	-
売却	-	-
OCIを通じた公正価値の変動	-	-
その他の増減	(2)	-
2021年12月31日現在の期末残高	**40**	**-**
2022年1月1日現在の期首残高	**40**	**-**
購入	149	-
売却	-	-
OCIを通じた公正価値の変動	11	-
その他の増減	160	-
2022年12月31日現在の期末残高	**360**	**-**

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
2021年1月1日現在の期首残高	**551**	**102**
購入	165	-
売却	(87)	-
OCIを通じた公正価値の変動	2	-
振替	(85)	85
その他の増減	120	(43)
2021年12月31日現在の期末残高	**666**	**144**
2022年1月1日現在の期首残高	**666**	**144**
購入	225	-
売却	(41)	(14)
OCIを通じた公正価値の変動	(38)	-
振替	(102)	102
その他の増減	(168)	47
2022年12月31日現在の期末残高	**541**	**279**

48.1.3 純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

その性質により純損益を通じて公正価値で測定される金融資産を示す表は以下のとおりであり、非流動金融資産及び流動金融資産に分類している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
FVTPLで測定されるデリバティブ	51	473	277	51	12,075	19,664
流動性資産への投資		-	-	35	872	99
FVTPLで測定される金融資産		-	-	30、30.1	176	41
有価証券		-	-	30.1	-	1
FVTPLで測定されるその他の会社への株主持分投資	29	6	32		-	-
FVTPLで測定されるサービス委譲契約から生じた金融資産	29	3,436	2,630		-	-
合計		**3,915**	**2,939**		**13,123**	**19,805**

48.1.4 ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産

デリバティブ金融資産の詳細は、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

48.2 カテゴリー別金融負債

IFRS第9号に基づき分類された金融負債の各カテゴリー別の帳簿価額は以下のとおりであり、流動金融負債と非流動金融負債の区分、ヘッジ・デリバティブ及び純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブの内訳を別掲して開示している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
償却原価で測定される金融負債	48.2.1	**68,432**	**54,914**	**45,697**	**42,330**
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	48.4	**588**	169	11,642	19,696
純損益を通じて公正価値で測定される金融負債合計		**588**	**169**	**11,642**	**19,696**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	48.4	191	5	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	48.4	5,116	3,165	4,499	4,911
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債合計		**5,307**	**3,170**	**4,499**	**4,911**
合計		**73,158**	**58,253**	**63,007**	**66,937**

公正価値測定の詳しい情報は、注記52「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

48.2.1 償却原価で測定される金融負債

その性質により償却原価で測定される金融負債を示す表は以下のとおりであり、流動及び非流動金融負債に分類している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
長期借入金	48.3	68,191	54,500	48.3	2,835	4,031
短期借入金		-	-	48.3	18,392	13,306
営業債務	44	36	94	44	17,605	16,865
その他の金融負債		205	320		6,865	8,128
合計		**68,432**	**54,914**		**45,697**	**42,330**

48.3 借入金

48.3.1 長期借入金（一年以内返済該当分を含む） - *71,026百万ユーロ*

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た表は以下のとおりである。

カテゴリー別及び種類別長期借入金の利率 (1)

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 2022-2021
	2022年12月31日現在					2021年12月31日現在					
社債											
上場固定利率	30,355	29,892	978	28,914	27,468	27,857	27,413	2,119	25,294	30,279	2,479
上場変動利率	2,569	2,547	537	2,010	2,473	2,574	2,557	434	2,123	2,545	(10)
非上場固定利率	18,959	18,727	-	18,727	17,249	11,293	11,207	50	11,157	12,670	7,520
非上場変動利率	525	525	97	428	600	622	622	97	525	728	(97)
社債合計	**52,408**	**51,691**	**1,612**	**50,079**	**47,790**	**42,346**	**41,799**	**2,700**	**39,099**	**46,222**	**9,892**
銀行借入金											
固定利率	3,367	3,273	211	3,062	3,021	2,414	2,405	238	2,167	2,298	868
変動利率	12,884	12,848	677	12,171	12,570	10,139	10,109	751	9,358	10,037	2,739
リボルビング信用枠の利用	30	30	2	28	26	1,054	1,054	-	1,054	1,054	(1,024)
銀行借入金合計	**16,281**	**16,151**	**890**	**15,261**	**15,617**	**13,607**	**13,568**	**989**	**12,579**	**13,389**	**2,583**
リース											
固定利率	2,630	2,630	251	2,379	2,630	2,477	2,477	242	2,235	2,477	153
変動利率	42	42	10	32	42	70	70	17	53	70	(28)
リース合計	**2,672**	**2,672**	**261**	**2,411**	**2,672**	**2,547**	**2,547**	**259**	**2,288**	**2,547**	**125**
その他のノンバンク借入金											
固定利率	504	504	70	434	504	571	595	69	526	569	(91)
変動利率	8	8	2	6	12	34	22	14	8	25	(14)
その他のノンバンク借入金合計	**512**	**512**	**72**	**440**	**516**	**605**	**617**	**83**	**534**	**594**	**(105)**
固定利率借入金合計	**55,815**	**55,026**	**1,510**	**53,516**	**50,872**	**44,612**	**44,097**	**2,718**	**41,379**	**48,293**	**10,929**
変動利率借入金合計	**16,058**	**16,000**	**1,325**	**14,675**	**15,723**	**14,493**	**14,434**	**1,313**	**13,121**	**14,459**	**1,566**
合計	**71,873**	**71,026**	**2,835**	**68,191**	**66,595**	**59,105**	**58,531**	**4,031**	**54,500**	**62,752**	**12,495**

(1) 長期金融負債が含まれる財政状態計算書における「その他の非流動金融負債」の下に表示されているその他の非流動金融借入金を含んでいない。

通貨別及び利率別の長期金融債務の表は以下のとおりである。

通貨別及び利率別の長期金融債務 (1)

百万ユーロ	帳簿価額	額面価額	帳簿価額	額面価額	現在の名目平均金利	現在の実効金利	現在の名目平均金利	現在の実効金利
	2022年12月31日現在		2021年12月31日現在		2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
ユーロ	**34,993**	**35,383**	**32,041**	**32,387**	**1.9%**	**2.1%**	**1.6%**	**1.9%**
米国ドル	26,930	27,209	17,518	17,629	4.8%	5.1%	4.2%	4.3%
英ポンド	4,470	4,610	3,901	3,976	4.6%	4.8%	5.0%	5.2%
コロンビア・ペソ	1,310	1,310	1,341	1,341	10.3%	10.3%	6.5%	6.5%
ブラジル・レアル	1,899	1,926	1,720	1,753	10.0%	10.2%	8.8%	8.9%
スイス・フラン	359	360	343	344	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%
チリ・ペソ／ＵＦ	526	531	423	428	5.1%	5.2%	5.2%	5.2%
ペルー・ソル	429	429	415	415	5.3%	5.3%	5.2%	5.2%
ロシア・ルーブル	-	-	427	427			6.8%	7.3%
その他の通貨	110	115	402	405				
ユーロ以外の通貨合計	**36,033**	**36,490**	**26,490**	**26,718**				
合計	**71,026**	**71,873**	**58,531**	**59,105**				

(1)財政状態計算書における「その他の非流動金融負債」の下に表示されているその他の非流動金融借入金は含まれていない。

主に米ドル建て債務の変動により、ユーロ以外の通貨建の長期金融債務は9,543百万ユーロ増加した。

長期債務の額面価額における変動 (1)

百万ユーロ	額面価額	返済	連結範囲変動	新規借入	その他の増減	為替換算差額	額面価額
	2021年12月31日現在						2022年12月31日現在
債券	42,346	(2,788)	(37)	12,390	-	497	52,408
借入金	16,759	(6,571)	(1,016)	10,009	-	284	19,465
うちリース	2,547	(310)	(88)	445	-	78	2,672
金融債務合計	**59,105**	**(9,359)**	**(1,053)**	**22,399**	**-**	**781**	**71,873**

(1)財政状態計算書における「その他の非流動金融負債」の下に表示されているその他の非流動金融借入金の額面金額は含まれていない。

2022年12月31日現在の長期債務の額面価額は71,873百万ユーロで、2021年12月31日現在と比べて12,768百万ユーロ増加した。債務の増加は、新規借入22,399百万ユーロ及び為替差損781百万ユーロで、返済9,359百万ユーロ、及び複数の会社の債務の連結除外、特にEnel Russiaにおける株主持分投資の売却から生じた1,053百万ユーロ相当により一部相殺された。

2022年度の返済は、債券2,788百万ユーロ及び融資6,571百万ユーロである。

2022年度中の主な債券の返済は以下を含む。

- 2022年2月満期のEnel Finance International発行の固定利付債50百万ユーロ
- 2022年2月満期のEnel Finance International発行の変動利付債50百万ユーロ
- 2022年2月満期のEnel Finance International発行の変動利付債50百万ユーロ
- 2022年3月満期のEnel Colombiaにより発行された固定利付債に関する270,000百万コロンビア・ペソ（2022年12月31日現在では52百万ユーロ相当）
- 2022年9月満期のEnel Finance International発行の固定利付債1,949百万ユーロ
- 2022年9月満期のEnel Colombiaにより発行された固定利付債に関する300,000百万コロンビア・ペソ（2022年12月31日現在では58百万ユーロ相当）
- 2022年11月満期のEnel Finance International発行の変動利付債50百万ユーロ
- 2022年12月満期のEnel Colombiaにより発行された固定利付債に関する300,000百万コロンビア・ペソ（2022年12月31日現在では58百万ユーロ相当）

当年度中に行われた融資の主な返済は以下を含む。

＞　当社の変動利率リボルビング信用枠に関する5,250百万ユーロ

＞　Endesa融資に関する264百万ユーロ、うち持続可能融資132百万ユーロ

＞　当社グループのイタリア会社の持続可能融資に関する504百万ユーロ

＞　南米会社に関する354百万ユーロ相当

2022年度の新規借入は、債券12,390百万ユーロ、融資10,009百万ユーロである。

2022年度に実施され、2022年12月31日現在の為替レートでユーロに換算された主な金融取引の特徴を示す表は以下のとおりである。

	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	2022年1月17日	1,250	ユーロ	0.25%	固定	2025年11月17日
	Enel Finance International	2022年1月17日	750	ユーロ	0.88%	固定	2031年1月17日
	Enel Finance International	2022年1月17日	750	ユーロ	1.25%	固定	2035年1月17日
	Enel Finance International	2022年4月11日	845	英ポンド	2.88%	固定	2029年4月11日
	Enel Finance International	2022年6月15日	703	米ドル	4.25%	固定	2025年6月15日
	Enel Finance International	2022年6月15日	703	米ドル	4.63%	固定	2027年6月15日
	Enel Finance International	2022年6月15日	937	米ドル	5.00%	固定	2032年6月15日
	Enel Finance International	2022年6月15日	937	米ドル	5.50%	固定	2052年6月15日
	Enel Finance International	2022年9月9日	1,000	ユーロ	3.88%	固定	2029年3月9日
	Enel Finance International	2022年10月14日	703	米ドル	6.80%	固定	2025年10月14日
	Enel Finance International	2022年10月14日	1,171	米ドル	7.50%	固定	2032年10月14日
	Enel Finance International	2022年10月14日	937	米ドル	7.75%	固定	2052年10月14日
	Enel Finance America	2022年10月14日	937	米ドル	7.10%	固定	2027年10月14日
	Enel Distribuição São Paulo	2022年5月12日	142	ブラジルレアル	IPCA + 6.14%	変動	2032年4月15日
	Enel Distribuição Ceará	2022年5月30日	106	ブラジルレアル	IPCA + 6.21%	変動	2032年5月17日
社債合計			**11,871**				
銀行借入金							
	Enel SpA	2022年3月7日	200	ユーロ	Euribor + 0.38%	変動	2024年5月3日
	Enel SpA	2022年9月14日	200	ユーロ	Euribor + 0.38%	変動	2024年5月3日
	Enel SpA	2022年9月30日	350	ユーロ	Euribor + 0.45%	変動	2025年7月26日
	Enel SpA	2022年9月30日	648	ユーロ	Euribor + 0.40%	変動	2025年5月12日
	Enel SpA	2022年9月30日	1,852	ユーロ	Euribor + 0.40%	変動	2026年3月5日
	Enel SpA	2022年9月30日	1,000	ユーロ	Euribor + 0.52%	変動	2024年10月2日
	e-distibuzione	2022年8月5日	300	ユーロ	Euribor + 0.473%	変動	2037年8月5日
	Enel Italia	2022年7月29日	60	ユーロ	Euribor 6M + 0.462%	変動	2037年7月29日
	Enel Finance America	2022年10月6日	403	米ドル	USD SOFR 6M CMP + 1.22%	変動	2034年5月15日
	Enel Finance America	2022年11月3日	187	米ドル	USD TERM SOFR 3M + 1.25%	変動	2024年8月5日
	Enel Finance America	2022年12月13日	141	米ドル	USD TERM SOFR 3M + 1.25%	変動	2024年8月5日

	Enel Finance America	2022年12月21日	141	米ドル	USD TERM SOFR 3M + 1.25%	変動	2024年8月5日
	Endesa	2022年1月17日	300	ユーロ	Euribor 6M + 0.53%	変動	2033年12月20日

	Endesa	2022年3月25日	400	ユーロ	Euribor 3M + 0.72%	変動	2024年7月31日
	Endesa	2022年3月28日	250	ユーロ	Euribor 6M + 0.368%	変動	2037年3月30日
	Endesa	2022年3月30日	50	ユーロ	Euribor 6M + 0.45%	変動	2024年7月31日
	Endesa	2022年3月31日	250	ユーロ	Euribor 3M + 0.85%	変動	2024年7月31日
	Endesa	2022年3月31日	275	ユーロ	Euribor 3M + 1.20%	変動	2024年7月31日
	Endesa	2022年3月31日	75	ユーロ	1.405%	固定	2027年4月1日
	Endesa	2022年4月8日	50	ユーロ	1.967%	固定	2027年5月13日
	Endesa	2022年4月29日	50	ユーロ	1.967%	固定	2027年5月13日
	Endesa	2022年5月10日	100	ユーロ	Euribor 3M + 0.65%	変動	2024年7月31日
	Endesa	2022年5月25日	500	ユーロ	1.895%	固定	2027年5月13日
	Endesa	2022年10月19日	200	ユーロ	Euribor 3M + 1.30%	変動	2024年7月31日
	Endesa	2022年11月18日	250	ユーロ	Euribor 6M + 0.582%	変動	2037年11月18日
	Enel Colombia	2022年4月5日	93	コロンビア・ペソ	COP IBR 3M+ 2.05%	変動	2028年4月5日
	Enel Colombia	2022年7月28日	79	コロンビア・ペソ	COP IBR 3M + 1.6%	変動	2028年7月28日
	Enel Colombia	2022年11月30日	70	コロンビア・ペソ	COP IBR 3M + 2.98%	変動	2029年11月30日
	Enel Distribución Perú	2022年4月4日	52	ペルー・ソル	6.96%	固定	2025年3月19日
	Enel Distribuição Ceará	2022年3月24日	51	米ドル	USD SOFR CMP + 0.91%	変動	2025年3月21日
	Enel Distribuição São Paulo	2022年9月1日	88	米ドル	3.61%	固定	2037年9月1日
銀行借入金合計			**8,665**				

前へ　次へ

通貨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	2022年12月31日現在						2021年12月31日現在 (1)					
	当初の債務構造			ヘッジの影響	ヘッジ後の債務構造		当初の債務構造			ヘッジの影響	ヘッジ後の債務構造	
	帳簿価額	額面金額	%				帳簿価額	額面金額	%			
ユーロ	**34,993**	**35,383**	**49.2%**	**23,473**	**58,856**	**81.9%**	**32,041**	**32,387**	**54.8%**	**16,657**	**49,044**	**83.0%**
米国ドル	26,930	27,209	37.9%	(19,741)	7,468	10.4%	17,518	17,629	29.8%	(13,423)	4,206	7.1%
英ポンド	4,470	4,610	6.4%	(4,610)	-	-	3,901	3,976	6.7%	(3,976)	-	-
コロンビア・ペソ	1,310	1,310	1.8%	-	1,310	1.8%	1,341	1,341	2.3%	-	1,341	2.3%
ブラジル・レアル	1,899	1,926	2.7%	1,187	3,113	4.4%	1,720	1,753	3.0%	1,028	2,781	4.7%
スイス・フラン	359	360	0.5%	(360)	-	-	343	344	0.6%	(344)	-	-
チリ・ペソ／ＵＦ	526	531	0.7%	-	531	0.7%	423	428	0.7%	-	428	0.7%
ペルー・ソル	429	429	0.6%	-	429	0.6%	415	415	0.7%	-	415	0.7%
ロシア・ルーブル							427	427	0.7%	-	427	0.7%
その他の通貨	110	115	0.2%	51	166	0.2%	402	405	0.7%	58	463	0.8%
ユーロ以外の通貨合計	**36,033**	**36,490**	**50.8%**	**(23,473)**	**13,017**	**18.1%**	**26,490**	**26,718**	**45.2%**	**(16,657)**	**10,061**	**17.0%**
合計	**71,026**	**71,873**	**100.0%**	**-**	**71,873**	**100.0%**	**58,531**	**59,105**	**100.0%**	**-**	**59,105**	**100.0%**

(1)財政状態計算書における「その他の非流動金融負債」の下に表示されているその他の金融借入金を含まない。

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、市場利率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。

百万ユーロ	2022年度				2021年度			
	ヘッジ前	%	ヘッジ後	%	ヘッジ前	%	ヘッジ後	%
変動利率	34,450	38.2%	31,353	34.7%	27,811	38.4%	22,478	31.0%
固定利率	55,815	61.8%	58,912	65.3%	44,612	61.6%	49,945	69.0%
合計	**90,265**		**90,265**		**72,423**		**72,423**	

2022年12月31日現在、中長期の金融負債の38.2%が変動利率（2021年12月31日現在では38.4%）である。IFRS-EUに準拠して有効とみなされる金利ヘッジを考慮すると、2022年12月31日現在の中長期の正味金融負債の34.7%（2021年12月31日現在では31%）が金利リスクに晒されている。当該数値は、リスク管理方針に定められた限度額以内である。

IBOR改革が主要指標（詳細は注記51.1「金利決定における指標の改革‐IBOR改革」の項を参照のこと）の長期債務に与える影響を示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
長期金融負債	フェーズ1	フェーズ2	フェーズ1	フェーズ2
米ドルLIBOR/SOFR	1,310	-	888	-
英ポンドLIBOR/SONIA	-	-	-	-
合計	**1,310**	**-**	**888**	**-**

長期負債－主要なコベナンツ

当社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によって管理されている。当該負債は、特にグローバル／ユーロ ミディアム・ターム・ノーツ（MTN）プログラムの枠内で行われる社債の発行、劣後債非転換ハイブリッド債の発行（いわゆる「ハイブリッド債」）、及び銀行やその他の金融機関から供与される融資（欧州投資銀行及びCassa Depositi e Prestiti SpAを含む）が該当する。

Enel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、当社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。

- ＞ 同一債務負担が当該債券に均等又は比例案分により提供されない限り、発行者及び保証人が一定の金融負債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、又はその他の債務を設定したり維持したりすることができない、担保提供制限条項
- ＞ 社債及び付随する証券が、発行者及び保証人の直接、無条件、無担保の債務を構成し、それらの間で優先権なく発行された下で、発行者及び保証人の現在及び将来の、他の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、又は場合によって「重要な」子会社の特定の金融負債（閾値水準を超えた）に関する債務不履行事由の発生の下で、当該負債に関して債務不履行を構成し、直ちに返済期限が到来することを定める、クロス・デフォルト条項

2019年以降、Enel Finance International NVは、欧州市場（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート（EMTN）発行プログラムの一環として）、及び米国市場において、双方とも当社によって保証された多くの「持続可能な」債券を発行しており、同じ種類の他の債券と同様のコベナンツを含む国際連合の持続可能な開発目標（SDGs）の多くの達成に結び付いている。

2022年度に、Enel Finance America LLCは米国市場で当社が保証する同種の持続可能債券を発行した。

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。

当社により入手された持続可能性連動融資枠契約を含む、エネル、Enel Finance International NV及びその他の当社グループ会社の融資契約に盛り込まれている主なコベナンツは、以下のように要約できる。

＞　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。

当社が締結した融資契約には、保証人としての契約も含め、以下のような追加条項を規定されているものがある。

＞　エネルギー市場での取引活動のための担保をヘッジするためだけに融資を利用するという約定

＞　「風評被害」条項：特定の規制の重大な抵触の結果、貸付銀行が自身又は他者の信用が傷つけられたことが確認された場合に、貸付銀行が自ら引き受けた財務上の約定を取消し、かつ融資額の早期返済を要求できる条項をいう。

＞　特定の環境や社会の規制及び基準の遵守を確実にする保証人の約定

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。

48.3.2 短期借入金 - *18,392百万ユーロ*

2022年12月31日現在、短期借入金は、2021年12月31日現在と比較して5,086 百万ユーロ増加し、総額18,392百万ユーロであり、内訳は、以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
短期銀行借入金	1,320	1,329	(9)
コマーシャル・ペーパー	13,838	10,708	3,130
デリバティブに係る現金担保及びその他の資金調達	1,513	918	595
その他の短期借入金(1)	1,721	351	1,370
短期借入金	**18,392**	**13,306**	**5,086**

(1)金融負債に含まれる財政状態計算書の「その他の流動金融負債」に含まれるその他の流動借入金は含まない。

コマーシャル・ペーパーは合計13,838百万ユーロで、Enel Finance International、Endesa及びEnel Finance Americaによる発行に関するものである。
主なコマーシャル・ペーパーのプログラムは以下のとおりである。

＞　Enel Finance Internationalの2021年度6,000百万ユーロからの増加による8,000百万ユーロ

＞　Endesaの2021年度4,000百万ユーロからの増加による5,000百万ユーロ

＞　Enel Finance Americaの5,000百万米ドル（2022年12月31日現在で4,414百万ユーロ相当）

2022年12月31日現在、コマーシャル・ペーパーの発行総額13,838百万ユーロ相当で、持続可能目標と連動するものである。

48.4 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51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

48.5 純利得及び損失

デリバティブを除く金融商品のカテゴリー毎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	2022年度		2021年度 (1)	
	純利得／（損失）	*うち減損（損失）／利得*	純利得／（損失）	*うち減損（損失）／利得*
償却原価で測定される金融資産	**(1,242)**	**(1,305)**	**(883)**	**(1,151)**
FVOCIで測定される金融資産				
FVOCIで測定される持分投資	-	-	-	-
FVOCIで測定されるその他の金融資産	(4)	-	15	-
FVOCIで測定される金融資産合計	**(4)**	**-**	**15**	**-**
FVTPLで測定される金融資産				
FVTPLで測定される金融資産	9	-	3	-
当初認識で指定される金融資産（公正価値オプション）	-	-	-	-
FVTPLで測定される金融資産合計	**9**	**-**	**3**	**-**
償却原価で測定される金融負債	**(2,357)**	**-**	**(4,310)**	**-**
FVTPLで測定される金融負債				
トレーディング目的保有金融負債	-	-	-	-
当初認識で指定される金融負債（公正価値オプション）	-	-	-	-
FVTPLで測定される金融負債合計	**-**	**-**	**-**	**-**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

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14「デリバティブから生じた純金融収益／（費用）」を参照のこと。

注記49. 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、当社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、通貨リスク、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。
当社の主な目的は、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。
当該リスクに対するエクスポージャーの発生源は、前年比で変化はない。

金利リスク

金利リスクは主に金融商品の利用に由来し、変動金利、及び／又は新たな負債性金融商品の交渉において晒されている金融条件の不確実性に連動する場合に、金融負債にかかる費用の予想外の変化として、或いは（固定利率債務など）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。
当社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。
当社グループは主に、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、当社グループは、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。

2022年12月31日現在及び2021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	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
変動利率から固定利率のスワップ	5,836	7,700
固定利率から変動利率のスワップ	1,401	722
固定利率から固定利率のスワップ	-	-
変動利率から変動利率のスワップ	618	391
金利オプション	-	50
合計	**7,855**	**8,863**

金利デリバティブの詳細は、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

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もることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。

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。

当該市場シナリオは、報告日現在の利回り曲線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。

感応度分析で用いられる方法及び条件に、前年度から変更はなかった。

他の全ての変数を一定にした、金利レベルの変動による当社グループの税引前利益への影響は以下のとおりである。

百万ユーロ		2022年度			
		純損益に係る税引前影響		資本に係る税引前影響	
	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	32	(32)	-	-
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	25	(25)	-	-
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					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25	-	-	29	(29)
公正価値ヘッジ	25	-	-	(9)	9

2022年12月31日現在、長期金融負債総額の22.3%が変動利率である（2021年12月31日現在では24.5%）。（EU版IFRSの規定に準じて）有効な金利リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮に入れると、2022年12月31日現在、長期金融負債総額の82.0%（2021年12月31日現在では84.5%）がヘッジされている。

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。当社グループの連結財務書類はまた、当社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。

当社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。

当社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。

通貨リスクへのエクスポージャーを最小化するために、当社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。当社はまた、よく店頭市場に係る各種のデリバティブを用いている。

当社グループの金融商品ポートフォリオには、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ている。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。

通貨スワップは、異なる通貨建ての元本の交換を規定する、取引相手先が将来の異なる日に反対符号の2つの取引（通常、一方は直物であり、もう一方が予約である）を行う契約である。

2022年12月31日現在及び2021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	
	2022年12月31日現在	2021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）	28,444	21,123
商品に係る通貨リスクをヘッジする通貨先渡	8,392	6,183
ユーロ建以外の通貨における将来キャッシュ・フローをヘッジする通貨先渡／通貨間金利スワップ（CCIRSs）	5,333	5,034
その他の通貨先渡	1,497	926
合計	**43,666**	**33,266**

具体的には以下を含んでいる。

＞ ユーロ以外の外貨建負債に係る通貨リスクをヘッジするための想定元本28,444百万ユーロの通貨間金利スワップ（CCIRSs）（2021年12月31日現在では21,123百万ユーロ）

＞ 天然ガスの購入及び燃料の購入、並びにユーロ以外の通貨における期待キャッシュ・フローに伴う通貨リスクのヘッジのための、通貨先渡及び通貨間スワップの想定元本合計13,725百万ユーロ（2021年12月31日現在では11,217百万ユーロ）、当年度の想定元本の変動は、天然ガス価格の上昇及び発電用石炭の使用の増加を受けて、為替相場リスク、特に米ドル向けエクスポージャーの増加による影響を受けた。

＞ その他の通貨先渡は、再生可能エネルギー、社会基盤及びネットワーク部門における投資財（新世代のデジタル計測器）の購入に関連する表示通貨以外の通貨の期待キャッシュ・フロー、クラウド・サービスの供給に関する運転費用、及び再生可能エネルギーの販売から生じた収益、に係る通貨リスクを軽減するために実行された店頭デリバティブ取引を含む。2022年度中、ヘッジ対象はBESS（蓄電池システム）プロジェクトにおける投資から生じたユーロ/中国人民元の為替相場の変動へのエクスポージャーを含む。

2022年12月31日現在、グループの長期債務の51%（2021年12月31日現在では45%）がユーロ以外の通貨建てによるものであった。

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2022年12月31日現在18%（2021年12月31日現在では17%）であった。

通貨リスクの感応度分析

当社グループは、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もることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。

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。

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	2022年度				
		損益に係る税引前影響		株主持分に係る税引前影響	
	為替レート	ユーロの上昇	ユーロの下落	ユーロの上昇	ユーロの下落
ユーロ以外の通貨建て長期債務総額に係る金融費用におけるヘッジ後の変動	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%	880	(1,073)	-	-
ヘッジ手段と指定される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%	-	-	(3,434)	4,193
公正価値ヘッジ	10%	(40)	49	-	-

商品価格リスク

電力、ガス、石油、CO_2、及び鉱物や金属といった原材料のようなエネルギー商品価格の変動リスクは、価格のボラティリティ及び商品間の構造的相関によって発生し、これによって、変動価格による電力、燃料及び原材料の購入及び販売（例えば、指標連動二者間契約、直物市場での取引、等）に係るマージンにおける不確実性を生み出している。

指標連動取引に関するエクスポージャーは、エクスポージャーを生成する取引を原資産リスク要因に分解することで数量化される。

変動の影響を抑え、マージンを安定させるため、当社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。

当社グループが販売する電力に関して、当社は現物双務契約（PPAs）、及び市場電力価格が権利行使価格を上回った場合には取引先に、逆の場合にはエネルに差額が支払われる金融契約（例、差金契約、VPP契約等）の形での固定価格契約を主に用いている。当該契約でヘッジされない直物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、市場に係るヘッジ取引に伴い管理可能な統一的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。

当社グループは、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）。

当該製品のいくつかは、様々な基礎（石炭、ガス、石油、CO_2、地理的地域など）に連動化することができ、アプローチを評価し、特定のニーズに適合させることができる。

当社はまた、当社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。当該業務は、規制市場及び店頭市場にて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排出認可及び電力）におけるエクスポージャーを引き受け、期待市場動向に基づいて実行する取引を通じた利益を最適化することが含まれる。

2022年12月31日現在及び2021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	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
予約及び先物契約	114,128	90,273
スワップ	11,271	12,122
オプション	504	1,076
組込デリバティブ	-	-
合計	**125,903**	**103,471**

詳細は注記51「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

他の全ての変数をそのままにして、同一日のシナリオにおける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た表は以下のとおりである。

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、ガス及び石油製品、そしてそれよりも程度は少ないものの、CO_2の価格の変動に起因する。同様の移行の株主持分に係る影響は、主として電力、石油製品そしてそれよりも程度は少ないものの、CO_2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社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	2022年度				
		純損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響	
	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	20%	(165)	169	-	-
ヘッジ手段として指定される商品関連デリバティブの公正価値の変動	20%	(17)	22	(273)	243

信用リスク及び取引先リスク

当社グループの商業取引、商品取引及び金融取引は、信用リスク、すなわち取引相手の信用力の低下又は契約上の決済義務の不履行が、流入するキャッシュ・フローの中断及び回収費用の増加（決済リスク）、及び不利な市場環境で交渉された類似の取引に元の取引を置換させることによる収益フローの減少（置換リスク）に繋がる可能性がある。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理的地域で事業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、信用及び取引先リスクへのエクスポージャーは以下の種類の取引に起因する。

- **＞　自由市場及び規制市場における電力及びガスの販売及び配電、並びに商品及びサービスの供給（当社グループ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）**

信用及び取引先リスクを最小化するために、信用エクスポージャーは、異なるユニットごとに地域／国／グローバル事業ラインで管理されており、それによって、リスク管理及び統制業務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当社によって実施されている。

加えて、グループレベルでの当該方針は、債権残高の質の低下及び講じるべき軽減措置を速やかに特定するために、商業信用エクスポージャーの測定において、全ての主要な地域／国／グローバル事業ライン及び連結レベルにおける統一要件の使用を規定している。

商業活動に伴う信用及び取引先リスクの管理において当該方針は、取引先の信用度の予備的評価、及び担保の取得又は無担保保証のような軽減手段の採用を規定している。

また、当社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、金融取引及び商品取引に関して、リスク軽減は、地域／国／グローバル事業ラインレベルでの実施や、リスク削減条項（例：ネッティング契約）及び場合によっては現金担保の交換を含む特定の標準的な契約枠組みの採用により、グループレベルで取引先を評価する統一的なシステムを用いて進められている。

営業債権の減損評価において考慮される一部の顧客セグメントの回収状況の悪化にもかかわらず、当社グループのポートフォリオは、これまで最近のマクロ経済状況及び価格シナリオに強靭性を示してきた。これはデジタル回収チャンネルの強化及び顧客ベースの健全な多様化によるものである。

貸付資産

百万ユーロ

		2022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	12か月の予想信用損失	1.2%	16,918	205	16,713
不良債権（延滞）	全期間の予想信用損失	4.1%	266	11	255
不良債権（破綻）	全期間の予想信用損失	12.6%	254	32	222
合計			**17,438**	**248**	**17,190**

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

	2022年12月31日現在			
	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**
契約資産	-	**79**	**-**	**79**
営業債権				
支払期限前営業債権	0.7%	5,560	41	5,519
支払期限経過営業債権				
1‐30日	1.0%	477	5	472
31‐60日	1.3%	75	1	74
61‐90日	2.8%	36	1	35
91‐120日	7.1%	28	2	26
121‐150日	12.5%	24	3	21
151‐180日	5.9%	51	3	48
180日超（信用減損）	80.8%	1,629	1,317	312
営業債権合計		**7,880**	**1,373**	**6,507**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	2.2%	1,401	31	1,370
支払期限経過その他の金融資産				
1‐30日	-	35	-	35
31‐60日	-	219	-	219
61‐90日	-	-	-	-
91‐120日	-	-	-	-
121‐150日	-	-	-	-
151‐180日	-	2	-	2
180日超（信用減損）	16.3%	147	24	123
その他の金融資産合計		**1,804**	**55**	**1,749**
合計		**9,763**	**1,428**	**8,335**

百万ユーロ

	2021年12月31日現在			
	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
契約資産	-	**110**	**-**	**110**
営業債権				
支払期限前営業債権	0.7%	5,339	39	5,300
支払期限経過営業債権				
1‐30日	1.2%	489	6	483
31‐60日	3.4%	89	3	86
61‐90日	10.2%	59	6	53
91‐120日	50.0%	34	17	17
121‐150日	31.6%	19	6	13
151‐180日	26.9%	26	7	19
180日超（信用減損）	77.1%	1,813	1,397	416
営業債権合計		**7,868**	**1,481**	**6,387**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	1.9%	1,712	32	1,680
支払期限経過その他の金融資産				
1‐30日	-	352	-	352
31‐60日	-	244	-	244
61‐90日	-	-	-	-
91‐120日	-	2	-	2
121‐150日	-	-	-	-
151‐180日	-	-	-	-
180日超（信用減損）	13.9%	332	46	286
その他の金融資産合計		**2,642**	**78**	**2,564**
合計		**10,620**	**1,559**	**9,061**

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

	2022年12月31日現在			
	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
契約資産	**4.3%**	**46**	**2**	**44**
営業債権				
支払期限前営業債権	2.4%	7,698	187	7,511
支払期限経過営業債権				
1‐30日	2.6%	535	14	521
31‐60日	42.3%	123	52	71
61‐90日	24.0%	275	66	209
91‐120日	29.0%	186	54	132
121‐150日	35.6%	146	52	94
151‐180日	45.0%	129	58	71
180日超（信用減損）	56.4%	3,416	1,927	1,489
営業債権合計		**12,508**	**2,410**	**10,098**
その他の金融資産				
支払期限前その他金融資産	-	251	-	251
支払期限経過その他金融資産				
1‐30日	50.0%	2	1	1
31‐60日	-	-	-	-
61‐90日	-	-	-	-
91‐120日	-	-	-	-
121‐150日	-	-	-	-
151‐180日	-	-	-	-
180日超（信用減損）	-	-	-	-
その他の金融資産合計		**253**	**1**	**252**
合計		**12,807**	**2,413**	**10,394**

百万ユーロ

	2021年12月31日現在			
	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
契約資産	**11.5%**	**26**	**2**	**24**
営業債権				
支払期限前営業債権	1.7%	4,603	77	4,526
支払期限経過営業債権				
1‐30日	2.8%	3,321	94	3,227
31‐60日	9.9%	272	27	245
61‐90日	15.3%	183	28	155
91‐120日	26.1%	111	29	82
121‐150日	32.4%	111	36	75
151‐180日	33.3%	90	30	60
180日超（信用減損）	58.5%	3,180	1,861	1,319
営業債権合計		**11,871**	**2,182**	**9,689**
その他の金融資産				
支払期限前その他金融資産	-	804	76	728
支払期限経過その他金融資産				
1‐30日	-	7	-	7
31‐60日	-	-	-	-
61‐90日	-	-	-	-
91‐120日	-	-	-	-
121‐150日	-	-	-	-
151‐180日	-	1	-	1
180日超（信用減損）	-	1	-	1
その他の金融資産合計		**813**	**76**	**737**
合計		**12,710**	**2,260**	**10,450**

流動性リスク

流動性リスクは、現金又は他の金融資産の受渡により決済される金融負債に関連するその義務を履行する当社グループの能力についての不確実性として現れる。

当社は、関連する機会費用の最小化、及び満期特性及び資金調達源に関して均衡のとれた債務構造を維持し、流動性金融資源の適切な水準を確保する方策の実施により流動性リスクを管理している。

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、当社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、財政状態及び経営成績に好影響を及ぼす。

当社グループが保有する未使用の信用枠及びコマーシャル・ペーパー・プログラムは以下のとおりである。

百万ユーロ	2022年12月31日現在		2021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	355	19,122	438	14,822
コミットしていない信用枠	980	-	888	-
コマーシャル・ペーパー	3,847	-	3,709	-
合計	**5,182**	**19,122**	**5,035**	**14,822**

満期分析

グループ会社の長期負債の満期特性の概要は以下のとおりである。

百万ユーロ	満期						
2022年12月31日現在	3か月未満	3か月‐1年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降
社債							
上場固定利率	54	924	4,674	3,421	3,848	3,738	13,233
上場変動利率	237	300	391	304	225	199	891
非上場固定利率	-	-	1,403	1,395	1,163	2,529	12,237
非上場変動利率	-	97	97	97	97	97	40
社債合計	**291**	**1,321**	**6,565**	**5,217**	**5,333**	**6,563**	**26,401**
銀行借入金							
固定利率	73	138	928	288	406	692	748
変動利率	120	557	3,144	1,196	2,399	944	4,488
リボルビング・クレジット・ファシリティ利用	-	2	-	26	2	-	-
銀行借入金合計	**193**	**697**	**4,072**	**1,510**	**2,807**	**1,636**	**5,236**
リース							
固定利率	67	184	219	200	172	144	1,644
変動利率	1	9	10	11	6	1	4
リース合計	**68**	**193**	**229**	**211**	**178**	**145**	**1,648**
その他のノンバンク借入金							
固定利率	18	52	61	56	60	56	201
変動利率	-	2	-	6	-	-	-
その他のノンバンク借入金合計	**18**	**54**	**61**	**62**	**60**	**56**	**201**
合計	**570**	**2,265**	**10,927**	**7,000**	**8,378**	**8,400**	**33,486**

商品購入約定債務

事業を行うにあたり、当社グループは、将来の一定の日に特定数量の商品を自己使用のために購入する契約しており、IFRS第9号の下で自己使用の例外の適用を受けている。

2022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					
	2022年12月31日現在	2022‐2025年	2026‐2030年	2031‐2035年	それ以降
商品購入約定債務					
電力	64,878	18,777	17,752	10,913	17,436
燃料	96,996	11,842	59,697	13,466	11,991
合計	**161,874**	**30,619**	**77,449**	**24,379**	**29,427**

注記50. 金融資産及び金融負債の相殺

2022年12月31日現在、当社グループは、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。

注記51. デリバティブ及びヘッジ会計

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の区分に示した表は以下のとおりである。

デリバティブ契約の想定元本は、交換されるキャッシュ・フローに基づく金額である。当該金額は、値又は量（トンの例：想定元本に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。ユーロ以外の通貨建ての金額は、World Markets Refinitiv（WMR）**社提供の公表期末為替レートで換算されている。**

前へ　　次へ

百万ユーロ	非流動				流動			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021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	154	139	22	19	-	-	-	-
為替レート	99	672	15	42	-	-	-	-
うち借入金関連	*70*	*672*	*14*	*42*	-	-	-	-
合計	**253**	**811**	**37**	**61**	**-**	**-**	**-**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
金利	4,949	404	336	19	9	-	-	-
為替レート	16,955	14,980	1,854	1,356	4,053	2,690	389	104
うち借入金関連	*15,402*	*13,130*	*1,786*	*1,303*	*1,244*	*77*	*236*	*14*
商品	4,321	2,693	1,270	1,059	7,416	3,469	2,366	3,023
合計	**26,225**	**18,077**	**3,460**	**2,434**	**11,478**	**6,159**	**2,755**	**3,127**
トレーディング・デリバティブ								
金利	-	-	-	-	-	50	-	1
為替レート	19	26	1	-	3,640	2,154	74	23
商品	1,774	1,147	472	277	49,253	48,304	12,001	19,640
合計	**1,793**	**1,173**	**473**	**277**	**52,893**	**50,508**	**12,075**	**19,664**
デリバティブ資産合計	**28,271**	**20,061**	**3,970**	**2,772**	**64,371**	**56,667**	**14,830**	**22,791**

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	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021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	1,603	660	92	5	-	-	-	-
為替レート	813	-	99	-	185	-	-	-
うち借入金関連	*750*	-	*91*	-	-	-	-	-
合計	**2,416**	**660**	**191**	**5**	**185**	**-**	**-**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
金利	890	6,807	59	620	150	653	1	9
為替レート	11,956	7,224	1,640	1,244	3,798	1,892	176	49
うち借入金関連	*8,388*	*5,034*	*1,348*	*1,099*	*67*	*21*	*2*	*1*
商品	6,403	3,312	3,417	1,301	9,556	2,067	4,322	4,853
合計	**19,249**	**17,343**	**5,116**	**3,165**	**13,504**	**4,612**	**4,499**	**4,911**
トレーディング・デリバティブ								
金利	-	-	-	-	100	150	23	73
為替レート	52	73	1	2	2,096	3,555	34	60
商品	1,281	884	587	167	45,899	41,595	11,585	19,563
合計	**1,333**	**957**	**588**	**169**	**48,095**	**45,300**	**11,642**	**19,696**
デリバティブ負債合計	**22,998**	**18,960**	**5,895**	**3,339**	**61,784**	**49,912**	**16,141**	**24,607**

借入金に関連する為替レート・デリバティブは、第三者への外貨建て融資をヘッジするために締結した通貨間スワップの公正価値及び想定元本に該当し、当該デリバティブの正味公正価値は、当社グループの正味金融債務の表示に含まれている。

前へ　次へ

51.1 ヘッジ手段として指定されるデリバティブ

デリバティブは取引約定額の公正価値で当初認識され、その後、公正価値で再評価される。その結果である利得又は損失を認識する方法は、当該デリバティブがヘッジ手段として指定されているかに依り、また指定されている場合にはヘッジ対象の性質に依る。

ヘッジ会計は、IFRS第9号で規定された全ての要件を充たす場合に、金利リスク、為替リスク、（仮想PPAsを含む）商品価格リスク、及び在外営業活動に対する正味投資などのリスクを軽減するために行われるデリバティブに適用される。

取引開始時、当社グループはヘッジ手段及びヘッジ対象とのヘッジ関係の他、リスク管理目標及び戦略を文書化する。また、当社グループは、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローの変動を相殺する効果が高いかどうか、ヘッジの開始時及び継続時の双方における評価も文書化する。

ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいて、当社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、当社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

当社グループが晒されている金融商品から生じるリスクの性質及びその程度に関する詳細は、注記49「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こと

＞　当初指定時のヘッジ比率はリスク管理目的のもの（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のヘッジに実際に用いているヘッジ手段の数量）とする。

IFRS第9号の要件に基づき、経済関係の存在は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算を通じて当社グループが評価している。

＞　ヘッジ手段及びヘッジ対象の基礎となるリスクが同一の場合には、経済関係の存在は定性分析で評価する。

＞　一方、ヘッジ手段及びヘッジ対象の基礎となるリスクが同一でない場合、経済関係の存在は、経済関係の性質の定性的分析に加え、定量的な方法（線形回帰）で評価する。

ヘッジ手段の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定義するランキング・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、当社グループは、リスク軽減方策（担保、相互中途解約条項、ネッティング契約等）の存在を考慮している。

当社グループは、ヘッジの非有効性を最小化させるため、ヘッジ・デリバティブの基礎リスクはヘッジ・リスクと同等であることから、全てのヘッジ関係において（商品価格リスクのヘッジを含む）ヘッジ比率を1.1に設定している。

ヘッジの非有効性は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算により評価する。

＞　ヘッジ対象及びヘッジ手段の重要な条件が一致し、ヘッジ・デリバティブに係る信用リスク調整を含めた非有効の発生源が他にない場合には、ヘッジ関係は定性的な評価に基づき、充分に有効であると考えている。

＞　ヘッジ対象及びヘッジ手段の重要な条件が一致しない場合、又は非有効部分の発生源が少なくとも一つ存在する場合には、仮想デリバティブを伴うドル・オフセット累積法を適用してヘッジの非有効部分を定量化している。当該方法は、ヘッジ手段及び仮想デリバティブの公正価値の変動を報告日及び開始日の間で比較するものである。

ヘッジの非有効性の主な原因は以下であると考えられる。

＞　基準差異（すなわち、ヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローが、ヘッジ手段の公正価値又はキャッシュ・フローを変動させる変数とは異なる変数に依存している）

＞　期間差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段の発生又は決済の日が異なる）

＞　数量又は想定元本の差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段が異なる数量又は想定元本に基づいている）

＞　その他のリスク（すなわち、デリバティブ・ヘッジ手段又はヘッジ対象のキャッシュ・フロー又は公正価値の変動がヘッジ対象の特定のリスク以外に関連する）

＞　信用リスク（すなわち、取引先信用リスクが、ヘッジ手段及びヘッジ対象の公正価値の変動に異なる影響を与える）

マクロ経済の状況は、ロシア・ウクライナ間の紛争により特に2022年度に不安定となり、原材料のサプライチェーンに影響を与え、特にエネルギー部門における価格の高い不安定性を引き起こした。この状況下に、当社グループが事業を行う主要な欧州地域で用いられる統合ポートフォリオ・モデルの強固さや供給源の地理的な分散のお陰もあって、商品価格リスクは効果的に管理されており、ヘッジ関係の健全性に重大な影響を与えていない。当社グループの主要な取引先が高い信用格付けを有しているか、又は銀行若しくは保険の保証により適切に担保されているため、信用リスクも本質的に影響を受けていない。

紛争及び困難なマクロ経済状況は、金利及び為替相場リスクの管理に限定的な影響しか与えず、デリバティブ商品の評価とヘッジの有効性チェックの結果に直接かつ重大な影響を与えるには不十分であった。金融市場に打撃を与えた不安定性はデリバティブ金融商品を用いたリスク軽減対応により相殺された。

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社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。

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実行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グループのエクスポージャーをヘッジするために適用される。

キャッシュ・フローヘッジとして指定され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、その他の包括利益に認識される。非有効部分に関する利得及び／又は損失は、損益計算書において直ちに認識される。

株主持分における累計額は、ヘッジ対象が純損益に影響する期間における純損益に振替えられる（例：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が適用される確定約定債務となった場合、株主持分に累積されている金額（すなわちヘッジ準備金）は取り崩され、ヘッジ対象である資産又は負債の当初認識額（取得原価又はその他の帳簿価額）に算入される（例：「簿価調整」）。

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。予艇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。当該アプローチは、再生可能資産に係る通貨リスクのヘッジにおいて当社グループが実際に適用している。

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、当社グループは、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、ヘッジ費用としてその他の包括利益（OCI）に表示する。

特に、商品リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジに関しては、リスク管理戦略との一貫性を高めるため、当社グループは、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の置換によりデリバティブの入替が可能である。

＞　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。

入替日現在でヘッジ関係は非継続にならない。そのため、同日以降新たなデリバティブの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。

金利決定における指標の改革 - IBOR改革

概要

銀行間取引金利（IBOR）とは、特定の通貨建ての資金を、翌日から12か月までの間の所与の期間において、無担保で銀行間取引市場で銀行が借り入れることのできる指標金利のことである。
昨今、銀行が当該利率を操作して指標金利の算出に関与している事例が相次いだ。このような理由のため、各国の規制当局は、一部の指標を代替的な無リスク・レートに置き換えることを含む、抜本的な金利指標改革（IBOR改革）に着手した。
当社グループの主要なエクスポージャーはEURIBOR、米ドルLiborに基づいている。
EURIBORは未だEUベンチマーク規制（BMR）に準拠しているとみなされており、市場参加者は既存契約及び新規契約の双方でEURIBORを継続して用いることができる。
主要な規制機関により発表された最新のガイダンスに沿って、

- **1か月物、3か月物及び6か月物の米ドルLiborの指標は、2023年6月30日以降は代表されなくなり、代替基準レートは担保付翌日物調達金利（SOFR）になる。**
- **1か月物、3か月物及び6か月物の英ポンドLibor指標は2021年12月31日以降は代表されなくなり、代替基準レートはポンド翌日物平均金利（SONIA）になる。**

IBOR改革の結果、ヘッジ関係に係る規則に対する多くの一時的例外が、2019年9月発表（フェーズ1）及び2020年8月発表（フェーズ2）のIFRS第9号の改訂の実施により認められ、各々その対処は、

- **既存の指標金利を代替無リスク・レートに置き換える前の期間の財務報告に影響を与える置換前の課題（フェーズ1）、及び、**
- **既存の指標金利が変更又は置換され、当初の不確実性がなくなっても、ヘッジ契約及びヘッジ関係は未だ新たな指標金利を反映するように更新する必要があるために、財務報告に影響を与え得る置換後の課題（フェーズ2）。**

当社グループに係るIBOR改革の影響

各国のIBOR推移の不確実性に鑑み、当社グループは、改革の影響を受ける契約の総数及び想定元本を決定した。加えて、以前に2021年度における英国ポンドLiborに連動付けされた契約には既に実施された修正が数多くあり、その他はIBOR改革の進展及び市場慣行に基づき2023年度に修正される予定である。

債務及びデリバティブ

当社グループの変動利付債務は主にEuribor及び米ドルLiborを指標としており、金融デリバティブを用いてほぼ完全にヘッジされている。

報告日現在、指標金利が上記のとおり欧州指標規制に準拠すべく包括的に改革されているため、当社グループは、Euriborに関して何らの対応の予定をしていない。Euriborとの継続性にもかかわらず、置換条項が必要となる可能性があり、そのため受容された市場慣行の進展に伴い新たな契約にて当社グループにより当該条項を導入することもある。
2022年度中に当社グループは、SOFRに連動した新規米ドル建て融資を獲得した。今後は、既存の米ドルLiborから米ドルSOFRへの変更方法、及び新規の金融取引において新しい、代替無リスク・レートの利用方法を中心に検討していく。
当社グループのデリバティブ商品は、主に国際スワップデリバティブ協会 (ISDA) の定める枠組合意に基づく契約を通じて管理している。
ISDAは、IBOR改革を照応して標準契約を改訂し、特定の主要指標の恒久的廃止に適用される置換条項を含めるべく2006年のISDA定義内で変動利率の選択を変更した。当該変更は2021年1月25日に発効した。2006年におけるISDA定義で示され2021年1月25日以降に実行された取引には調整済み変動利率オプション（例：置換条項を伴う変動利率の選択）が含まれているが、それ以前に完了した取引（以前のデリバティブ契約）は引続き2006年のISDA定義に基づいている。
このため、ISDAは、修正定義を含めるべく多国間での修正を促進するために、IBOR予備議定書を公表した。
当社グループは、（i）IBOR改革におけるエクスポージャー及び進展に照らして当該議定書を採択するか、（ⅱ）改革により二国間で影響を受ける契約を事前に調整するかを評価している。

ヘッジ関係
報告日現在、ヘッジ対象及びヘッジ手段は、主にEURIBOR、米ドルLIBOR及びSONIAと連動する。
当社グループは、ヘッジ手段及びヘッジ対象の双方を参照して2022年12月31日現在ヘッジ関係に係るIBOR改革により生じる不確実性の影響を評価している。ヘッジ対象及びヘッジ手段の双方は、向こう数年にて発効する契約改訂の結果として、銀行間市場ベース指標金利（IBORs）から代替的無リスク・レート（RFRs）にその指標設定を変更する予定である。
特に、米国ドルLiborに連動するヘッジ手段及びヘッジ対象の双方に関連する置換がどのように行われるか不確実性が残っている。当社グループは、2019年9月に公表されたIFRS第9号改訂（フェーズ1）において規定された一時的な例外適用の継続により、当該ヘッジ関係に関連する不確実性を管理している。従って、基礎となるヘッジ対象及びヘッジ手段のキャッシュ・フローに係る利率の決定において指標金利はIBOR改革の結果として変化しないことがある。当該例外は以下のヘッジ関係要件において適用される。
＞　予定取引の可能性が高いかを判定する。
＞　将来ヘッジ・キャッシュ・フローが非継続キャッシュ・フロー・ヘッジ関係で生じるかを確定する。
＞ ヘッジ対象及びヘッジ手段の経済関係を評価する。
影響を受けるヘッジ関係は、既存の指標を代替的な無リスク指標に置換することでより、効果がなくなることがある。いずれにしても、当社グループは同時に置換実行を進めていく予定である。
また、当社グループは、2021年度末現在の新たに経済的に同等なSONIA指標をもって、キャッシュ・フロー・ヘッジ関係に用いられる金利ヘッジ手段の利率におけるGBP Liborへの参照を変更している。

その結果、当社グループは、2019年9月に公表されたIFRS第9号の改訂（フェーズ1）を当該ヘッジ関係に適用しないこととし、IBOR改革による要求としてのヘッジ関係の正式指定を変更し、当該変更事象をヘッジ関係の終了とはみなさないまま、2020年8月に公表されたIFRS第9号の改訂（フェーズ2）を適用した。
さらに、キャッシュ・フロー・ヘッジ関係において、ヘッジ関係におけるヘッジ対象の記載を変更するにあたり、将来ヘッジ・キャッシュ・フローの決定に関する代替的な指標指数に基づきキャッシュ・フロー・ヘッジ準備金累計額を検討している。
IFRS第9号の改訂（フェーズ1及びフェーズ2の双方）が適用された2022年12月31日現在においてヘッジ手段の想定元本を、利率決定のために用いられた代替的指標別に示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	想定元本	
	2022年12月31日現在	
ヘッジ手段	フェーズ1	フェーズ2
米ドルLIBOR／SOFR	977	-
英ポンド LIBOR／SONIA	-	1,240
合計	**977**	**1,240**

特定置換条項を含む未修正契約

当社グループは旧指標金利から新指標金利への移行の推移を監視しており、まだ新指標金利に連動していない契約の全体的な価値、及びそのうちの特定の置換条項を含む契約の価値を見直している。当社グループは、契約利率がIBOR改革内で未だ関連する指標金利に連動しており、そのため、いつ、どのようにして新しい指標に置き換わるのか不確実性が存在している場合は、契約に代替的な指標金利がまだ組み込まれていないと考えている。

51.1.1リスクヘッジの種類別ヘッジ関係

金利リスク

2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の取引残高に係る金利リスクのヘッジ手段の想定元本及び平均利率を満期別に示す表は以下のとおりである。

	満期						
百万ユーロ	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	合計
2022年12月31日現在							
金利スワップ							
想定元本合計	159	722	573	902	2,017	3,382	7,755
ユーロ建てIRSに関連する想定元本	159	623	573	682	1,558	2,724	6,319
ユーロ建てIRSの平均金利（%）	4.41	2.24	1.91	2.20	1.84	1.61	-
米ドル建てIRSに関連する想定元本	-	47	-	-	459	237	743
米ドル建てIRSの平均金利（%）	-	0.70	-	-	3.23	3.84	-

2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の取引残高の金利リスクに係るヘッジ手段の想定元本と公正価値をヘッジ対象の種類別に示す表は以下のとおりである。

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	
		2022年12月31日現在			2021年12月31日現在		
公正価値ヘッジ							
金利スワップ	変動利率の借入金／債券	20	(2)	518	13	(1)	241
金利スワップ	固定利率の借入金／債券	2	(90)	1,239	6	(4)	558
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
金利スワップ	変動利付債	29	(44)	1,190	-	(167)	1,190
金利スワップ	変動利付貸付資産	-	(9)	162	13	(1)	164
金利スワップ	変動利付借入金	307	(7)	4,646	6	(461)	6,510
合計		**358**	**(152)**	**7,755**	**38**	**(634)**	**8,663**

金利リスクに係るヘッジ・デリバティブの2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の想定元本及び公正価値をヘッジの種類別に示す表は以下のとおりである。

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	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
公正価値ヘッジ								
金利スワップ	154	139	22	19	1,603	660	(92)	(5)
合計	**154**	**139**	**22**	**19**	**1,603**	**660**	**(92)**	**(5)**
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
金利スワップ	4,958	404	336	19	1,040	7,460	(60)	(629)
合計	**4,958**	**404**	**336**	**19**	**1,040**	**7,460**	**(60)**	**(629)**
金利デリバティブ合計	**5,112**	**543**	**358**	**38**	**2,643**	**8,120**	**(152)**	**(634)**

2022年12月31日現在、ヘッジ手段として分類されているデリバティブの想定元本は7,755百万ユーロ、対応する公正価値はプラス206百万ユーロである。

2021年12月31日と比較して、想定元本は908百万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。

＞　金利スワップの満期による合計481百万ユーロ

＞　金利金融デリバティブを保有するオーストラリア会社の売却目的保有資産として分類された340百万ユーロ

＞　新規金利スワップによる1,174百万ユーロ

＞　金利スワップの償却想定元本における削減211百万ユーロ

金利スワップの早期終結1,050百万ユーロも留意されたい。公正価値の改善802百万ユーロは、主に利回り曲線の動向を反映している。

公正価値ヘッジ・デリバティブ

2022年度及び前年度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の公正価値に関する利得及び損失を通じて認識された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	2022年度	2021年度
	純利得／（損失）	純利得／（損失）
金利ヘッジ手段	(84)	(10)
ヘッジ対象	75	3
無効部分	**(9)**	**(7)**

2022年12月31日現在及び2021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す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2022年12月31日現在			2021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	1,757	(70)	(70)	799	14	14

2022年12月31日現在及び2021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す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2022年12月31日現在			2021年12月31日現在		
	帳簿価額	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	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
固定利率借入金／債券	1,152	(87)	(81)	562	4	(8)
変動利率借入金／債券	576	(16)	(18)	262	(9)	12
合計	**1,728**	**(103)**	**(99)**	**824**	**(5)**	**4**

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。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2022年12月31日現在	2023年	2024年	2025年	2026年	2027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	336	80	98	60	48	64	-
負の公正価値	(60)	(15)	(10)	(10)	(8)	(24)	-

2022年12月31日現在及び2021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・ヘッジの影響を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2022年12月31日現在			2021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で用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定で用いた公正価値
金利スワップ	5,998	276	276	7,864	(610)	(610)

2022年12月31日現在及び2021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	2022年12月31日現在					2021年12月31日現在				
	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	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	15	-	(15)	-	-	167	-	(167)	-	-
変動利率貸付資産	9	-	(9)	-	-	(12)	-	12	-	-
変動利率借入金	(327)	(28)	326	-	2	417	(32)	(417)	-	(6)
合計	**(303)**	**(28)**	**302**	**-**	**2**	**572**	**(32)**	**(572)**	**-**	**(6)**

通貨リスク

2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の取引残高に係る通貨リスクをヘッジする手段において想定元本の満期特性及び関連平均約定為替レートを示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	満期						
	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	合計
2022年12月31日現在							
通貨間金利スワップ（CCIRS）							
CCIRS想定元本合計	1,908	4,831	2,648	1,265	2,380	15,701	28,733
ユーロ - 米ドルCCIRS想定元本	1,171	2,290	2,107	1,171	1,615	11,529	19,883
ユーロ／米ドル平均為替レート	1.33	1.13	1.07	1.18	1.10	1.15	-
ユーロ - 英ポンドCCIRS想定元本	-	958	-	-	564	3,721	5,243
ユーロ／英ポンド平均為替レート	-	0.88	-	-	0.90	0.81	
ユーロ - スイスフランCCIRS想定元本	-	228	-	-	132	-	360
ユーロ／スイスフラン平均為替レート	-	1.06	-	-	1.21	-	
米ドル - ブラジルレアルCCIRS想定元本	140	288	239	94	-	-	761
米ドル／ブラジルレアル平均為替レート	5.22	5.50	5.22	5.29	-	-	
ユーロ - ブラジルレアルCCIRS想定元本	597	438	181	-	70	-	1,286
ユーロ／ブラジルレアル平均為替レート	6.09	6.25	6.16	-	3.92	-	
通貨先渡							
通貨先渡想定元本	6,127	2,374	625	-	-	-	9,126
想定元本 - ユーロ／米ドル通貨先渡	4,713	2,345	625	-	-	-	7,683
平均通貨先渡レート - ユーロ／米ドル	1.09	1.10	1.11	-	-	-	
想定元本 - 米ドル／ブラジルレアル通貨先渡	333	-	-	-	-	-	333
平均通貨先渡レート - 米ドル／ブラジルレアル	5.61	-	-	-	-	-	
想定元本 - ユーロ／オフショア人民元通貨先渡	311	-	-	-	-	-	311
平均通貨先渡レート - ユーロ／オフショア人民元	7.41	-	-	-	-	-	
想定元本 - ユーロ／チリペソ通貨先渡	199	20	-	-	-	-	219
平均通貨先渡レート - ユーロ／チリペソ	906.90	921.05	-	-	-	-	
想定元本 - 米ドル／コロンビアペソ通貨先渡	156	2	-	-	-	-	158
平均通貨先渡レート - 米ドル／コロンビアペソ	4,720.74	4,444.96	-	-	-	-	

百万ユーロ	満期						
	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	それ以降	合計
2021年12月31日現在							
通貨間金利スワップ（CCIRS）							
CCIRS想定元本合計	258	1,574	4,638	1,002	1,153	12,814	21,439
ユーロ‐米ドルCCIRS想定元本	-	1,104	2,158	661	1,104	8,632	13,659
ユーロ／米ドル平均為替レート		1.33	1.13	1.17	1.18	1.21	
ユーロ‐英ポンドCCIRS想定元本	-	-	1,012	-	-	3,678	4,690
ユーロ／英ポンド平均為替レート			0.88			0.82	
ユーロ‐スイスフランCCIRS想定元本	-	-	218	-	-	126	344
ユーロ／スイスフラン平均為替レート			1.06			1.21	
米ドル‐ブラジルレアルCCIRS想定元本	98	132	295	155	49	244	973
米ドル／ブラジルレアル平均為替レート	4.81	5.22	5.55	5.29	5.39	3.57	
ユーロ‐ブラジルレアルCCIRS想定元本	160	339	402	79	-	77	1,057
ユーロ／ブラジルレアル平均為替レート	6.41	6.44	6.25	6.71		3.92	
通貨先渡							
通貨先渡想定元本	4,324	1,320	371	4	-	-	6,019
想定元本‐ユーロ／米ドル通貨先渡	3,064	1,268	371	4	-	-	4,707
平均通貨先渡レート‐ユーロ／米ドル	1.16	1.19	1.18	1.18			
想定元本‐米ドル／ブラジルレアル通貨先渡	311	-	-	-	-	-	311
平均通貨先渡レート‐米ドル／ブラジルレアル	5.65						
想定元本‐米ドル／コロンビアペソ通貨先渡	284	-	-	-	-	-	284
平均通貨先渡レート‐米ドル／コロンビアペソ	3,963.3						
想定元本‐ユーロ／チリペソ通貨先渡	145	-	-	-	-	-	145
平均通貨先渡レート‐ユーロ／チリペソ	818.94						
想定元本‐ユーロ／カナダドル通貨先渡	107	-	-	-	-	-	107
平均通貨先渡レート‐ユーロ／カナダドル	1.24						

2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の取引残高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示す表は以下のとおりである。

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	
		2022年12月31日現在			2021年12月31日現在		
公正価値ヘッジ							
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建固定利付借入／社債	15	(99)	1,097	12	-	595
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建変動利付借入	-	-	-	30	-	77
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建変動利付借入／金融資産	95	(76)	1,061	88	(19)	953
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建固定利付借入／金融資産	4	(233)	2,445	43	(58)	2,553
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建変動利付債券	60	-	414	37	-	344
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建固定利付債券	1,864	(1,293)	23,381	1,159	(1,095)	16,601
通貨間金利スワップ（CCIRS）	外貨建将来キャッシュ・フロー		(50)	335	-	(75)	316
通貨先渡	外貨建将来キャッシュ・フロー	9	(6)	326	7	(3)	378
通貨先渡	外貨建商品先物購入	192	(135)	7,508	106	(36)	4,802
通貨先渡	外貨建投資財及びその他の購入	19	(23)	1,292	20	(7)	839
合計		**2,258**	**(1,915)**	**37,859**	**1,502**	**(1,293)**	**27,458**

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26,923百万ユーロ、公正価値はプラス258百万ユーロ
- 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1,810百万ユーロ、公正価値はプラス29百万ユーロ
- ユーロ以外の外貨建て天然ガスの購入、燃料の購入、及び期待キャッシュ・フローに関連する通貨リスクをヘッジするために用いられた通貨先渡の想定元本は7,834百万ユーロ、公正価値は合計プラス60百万ユーロ
- クラウド・サービスの供給において運営費用、及び再生可能エネルギーの販売から生じる収益に係る、再生可能エネルギー部門における投資財の購入、社会基盤部門及びネットワーク部門（新世代デジタル計器）に関連する表示通貨以外の通貨建て期待キャッシュ・フローに係る通貨リスクの軽減のための店頭取引に関する通貨先渡の想定元本1,292百万ユーロ、公正価値はマイナス4百万ユーロ

2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の外国為替デリバティブの想定元本及び公正価値をヘッジの種類別に示す表は以下のとおりである。

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	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
公正価値ヘッジ								
通貨間金利スワップ	99	672	15	42	998	-	(99)	-
合計	**99**	**672**	**15**	**42**	**998**	**-**	**(99)**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
通貨先渡	4,313	4,117	220	133	4,813	1,902	(164)	(46)
通貨間金利スワップ	16,695	13,553	2,023	1,327	10,941	7,214	(1,652)	(1,247)
合計	**21,008**	**17,670**	**2,243**	**1,460**	**15,754**	**9,116**	**(1,816)**	**(1,293)**
為替レート・デリバティブ合計	**21,107**	**18,342**	**2,258**	**1,502**	**16,752**	**9,116**	**(1,915)**	**(1,293)**

2022年12月31日現在の通貨間金利スワップの想定元本は28,733百万ユーロ（2021年12月31日現在では21,439百万ユーロ）で、7,294百万ユーロ増加した。総額258百万ユーロの通貨間金利スワップが満了した一方で、新規デリバティブが7,500百万ユーロとなり、そのうち6,936百万ユーロが2022年度に英ポンド及び米ドル建て社債の発行に関するものである。加えて、当年度中のEnel Finance InternationalからEnel Finance Americaへのによる米ドル建て社債の更改を受けて、662百万ユーロの通貨間金利スワップが早期に終了した。また、ユーロの主要な他の通貨に対する為替レートの動向、及び想定元本714百万ユーロ増加したことによる償却の影響を反映している。
2022年12月31日現在の通貨先渡の想定元本は9,126百万ユーロ（2021年12月31日現在では6,019百万ユーロ）で、3,107百万ユーロ増加した。特に米ドルに関連する通貨リスクによるエクスポージャーは、主に天然ガスの購入、燃料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。想定元本の変動は、天然ガス価格の上昇及び石炭発電の復調の結果、為替相場リスク、特に米ドルへのリスクの増大に関連している。

公正価値ヘッジ・デリバティブ

2022年度及び前年度の、通貨リスクに起因する、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す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	**2022年度**	2021年度
	純利得／（損失）	**純利得／（損失）**
金利ヘッジ手段	(119)	9
ヘッジ対象	129	(8)
非有効部分	**10**	**1**

2022年12月31日現在及び2021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す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	**2022年12月31日現在**			2021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で用いた公正価値**	**想定元本**	**帳簿価額**	**当期に非有効分の測定で用いた公正価値**
通貨間金利スワップ（CCIRS）	1,097	(84)	(87)	672	42	37

2022年12月31日現在及び2021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す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2022年12月31日現在			2021年12月31日現在		
	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計	当期に非有効分の測定で用いた公正価値
外貨建固定利付借入金／債券	525	(109)	70	639	35	(40)
外貨建変動利付借入金／債券	449	(10)	13	-	-	-
合計	**974**	**(119)**	**83**	**639**	**35**	**(40)**

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

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					
	2022年12月31日現在	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降
為替レートに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	2,243	1,256	889	320	299	2,197	-
負の公正価値	(1,816)	(58)	(53)	(97)	7	(361)	-

2022年12月31日現在及び2021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・ヘッジの影響を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2022年12月31日現在			2021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）	27,636	371	433	20,767	80	82
通貨先渡	9,126	56	56	6,019	87	89
合計	**36,762**	**427**	**489**	**26,786**	**167**	**171**

2022年12月31日現在及び2021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	2022年12月31日現在					2021年12月31日現在			
	当期に非有効分の測定に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	その他の包括利益を通じた純損益の影響 (1)	当期に非有効分の測定に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
外貨建変動利付借入	(30)	30	-	(11)	-	(69)	69	-	-
外貨建固定利付借入	225	(225)	(4)	-	-	15	(15)	-	-
外貨建変動利付社債	(60)	60	-	-	-	(37)	37	-	-
外貨建固定利付社債	(628)	509	(56)	-	118	(66)	66	(2)	-
外貨建将来キャッシュ・フロー（通貨間金利スワップでのヘッジ）	50	(50)	-	-	-	75	(75)	-	-
外貨建将来キャッシュ・フロー（先渡でのヘッジ）	(3)	3	-	-	-	(2)	2	1	-
外貨建商品先物購入	(60)	59	(1)	(1)	-	(72)	72	-	-
外貨建投資財の購入及びその他	7	(7)	1	2	-	(15)	15	(3)	-
合計	**(499)**	**379**	**(60)**	**(10)**	**118**	**(171)**	**171**	**(4)**	**-**

(1)当該影響は外貨建債券をヘッジするために締結された通貨間金利スワップの開始日から融資の実際の実行までの直物相場の変動に関連している。

商品価格リスク

	満期						
百万ユーロ	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	合計
2022年12月31日現在							
商品スワップ							
電力想定元本	653	164	143	139	132	333	**1,564**
電力平均商品スワップ価格（€／MWh）	162.5	77.9	48.9	47.2	45.8	29.0	
石炭／運送想定元本	1,037	-	-	-	-	-	**1,037**
石炭／運送平均商品スワップ価格（€/ton）	293.7	-	-	-	-	-	
ガス想定元本	1,183	1,184	1,205	23	20	65	**3,680**
ガス平均商品スワップ価格（€／MWh）	60.1	47.9	52.0	21.0	8.3	7.2	
石油想定元本	1,076	227	48	-	-	-	**1,351**
石油平均商品スワップ価格（$／bbl）	105.0	93.0	82.0	-	-	-	
商品先渡／先物							
電力想定元本	2,906	509	388	294	249	720	**5,066**
電力平均商品先渡／先物価格（€／MWh）	148.1	35.2	17.4	17.8	15.8	15.6	
石炭／運送想定元本	-	-	-	-	-	-	**-**
石炭／運送平均商品先渡／先物価格（€/ton）	-	-	-	-	-	-	
ガス想定元本	7,171	4,099	229	-	-	-	**11,499**
ガス平均商品先渡／先物価格（€/MWh）	72.9	92.1	56.6	-	-	-	
CO_2想定元本	1,635	226	50	-	-	-	**1,911**
CO_2平均商品先渡／先物価格（€/ton）	81.3	94.9	94.0	-	-	-	
石油想定元本	1,263	58	-	-	-	-	**1,321**
石油平均商品先渡／先物価格（$/bbl）	81.7	73.9	-	-	-	-	
商品オプション							
電力想定元本	16	16	16	16	16	117	**197**
電力平均商品オプション価格（€／MWh）	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	33.0	
ガス想定元本	-	-	-	-	-	-	**-**
ガス平均商品オプション価格（€/MWh）	-	-	-	-	-	-	
石油想定元本	70	-	-	-	-	-	**70**
石油平均商品オプション価格（$/bbl）	133	-	-	-	-	-	

	満期						
百万ユーロ	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	それ以降	合計
2021年12月31日現在							
商品スワップ							
電力想定元本	124	164	168	149	146	472	**1,223**
電力平均商品スワップ価格（€／MWh）	51.8	53.7	47.5	46.6	46.0	33.2	
ガス想定元本	131	372	129	11	17	93	**753**
ガス平均商品スワップ価格（€／MWh）	63.8	13.7	12.1	9.4	12.0	9.6	
石油想定元本	669	244	99	-	-	-	**1,012**
石油平均商品スワップ価格（$／bbl）	86.4	92.9	79.4	-	-	-	
商品先渡／先物							
電力想定元本	319	637	302	288	248	856	**2,650**
電力平均商品先渡／先物価格（€／MWh）	29.7	43.3	20.0	19.7	18.7	16.6	
石炭／運送想定元本	14	-	-	-	-	-	**14**
石炭／運送平均商品先渡／先物価格（€/ton）	90.8	-	-	-	-	-	
ガス想定元本	3,315	1,048	5	-	-	-	**4,368**
ガス平均商品先渡／先物価格（€/MWh）	15.1	18.9	18.0	-	-	-	
CO_2想定元本	476	61	-	-	-	-	**537**
CO_2平均商品先渡／先物価格（€/ton）	46.1	38.4	-	-	-	-	
石油想定元本	600	57	-	-	-	-	**657**
石油平均商品先渡／先物価格（$/bbl）	37.7	51.6	-	-	-	-	
商品オプション							
電力想定元本	10	21	21	21	21	134	**228**
電力平均商品オプション価格（€／MWh）	26.3	29.3	29.9	29.8	29.8	32.6	
ガス想定元本	99	-	-	-	-	-	**99**
ガス平均商品オプション価格（€/MWh）	50.5	-	-	-	-	-	

2022年12月31日現在及び2021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の種類別に示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	想定元本		公正価値資産		想定元本		公正価値負債	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021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	1,213	820	982	640	352	401	(498)	(263)
先渡／先物	1,535	769	89	1,073	3,510	1,881	(898)	(598)
オプション	218	229	36	49	-	-	(12)	(18)
電力デリバティブ合計	**2,966**	**1,818**	**1,107**	**1,762**	**3,862**	**2,282**	**(1,408)**	**(879)**
石炭／運送のデリバティブ								
スワップ	9	-	2	-	1,028	-	(373)	-
先渡／先物	-	14	-	3	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
石炭／運送デリバティブ合計	**9**	**14**	**2**	**3**	**1,028**	**-**	**(373)**	**-**
ガス及び石油デリバティブ								
スワップ	2,302	669	666	69	2,729	1,095	(765)	(99)
先渡／先物	4,734	3,094	1,714	2,557	8,085	1,932	(5,182)	(5,150)
オプション	22	30	4	3	48	70	(4)	(26)
ガス及び石油デリバティブ合計	**7,058**	**3,793**	**2,384**	**2,629**	**10,862**	**3,097**	**(5,951)**	**(5,275)**
CO_2デリバティブ								
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
先渡／先物	1,704	537	143	410	207	-	(7)	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
CO_2デリバティブ合計	**1,704**	**537**	**143**	**410**	**207**	**-**	**(7)**	**-**
商品関連デリバティブ合計	**11,737**	**6,162**	**3,636**	**4,804**	**15,959**	**5,379**	**(7,739)**	**(6,154)**

当該表は2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の商品価格リスクをヘッジ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示している。

商品に係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの正の公正価値は、ガス及び石油商品に係るデリバティブ2,384百万ユーロ、CO_2に係るデリバティブ143百万ユーロ、電力に係るデリバティブ107百万ユーロ、及びより少額の電力会社により要求された石炭購入のヘッジ2百万ユーロに関連している。

第一の分類は、主に石油商品及びガス製品において行われる売買の双方において、天然ガス価格における変動のヘッジに関するものである。

CO_2の分類には、主に当社グループのコンプライアンスのために行われるヘッジ取引が含まれる。

電力の分類には、特にスペイン及び北米における中長期のヘッジ取引が含まれる。

負債に含まれる商品に係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブは、ガス及び石油商品に係るデリバティブ5,951百万ユーロ（主にデリバティブのヘッジ取引）、電力に係るデリバティブ1,408百万ユーロ、及びより程度が少ない、石炭及びCO_2に係るデリバティブ各々373百万ユーロ及び7百万ユーロのデリバティブを含む。

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					
	2022年12月31日現在	2023年	2024年	2025年	2026年	2027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	**3,838**	2,438	829	160	101	93	217
負の公正価値	**(7,941)**	(4,598)	(2,116)	(619)	(180)	(153)	(275)

2022年12月31日現在及び2021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・ヘッジの影響を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	**2022年12月31日現在**			2021年12月31日現在		
	想定元本	**帳簿価額**	**当期に非有効分の測定に用いた公正価値**	**想定元本**	**帳簿価額**	**当期に非有効分の測定に用いた公正価値**
電力スワップ	1,564	485	469	1,221	377	377
石炭／運送スワップ	1,037	(371)	(371)	-	-	-
ガス及び石油スワップ	5,031	(99)	(98)	1,764	(30)	(30)
電力先渡／先物	5,045	(809)	(938)	2,675	(223)	(223)
石炭／運送先渡／先物	-	-	-	14	3	3
ガス及び石油先渡／先物	12,820	(3,469)	(3,673)	5,027	(2,592)	(2,592)
CO_2先渡／先物	1,911	136	138	537	410	410
電力オプション	218	24	24	204	7	7
ガス及び石油オプション	70	-	-	99	(24)	(24)
合計	**27,696**	**(4,103)**	**(4,449)**	**11,541**	**(2,072)**	**(2,072)**

2022年12月31日現在及び2021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	**2022年12月31日現在**				2021年12月31日現在			
	当期に非有効分の測定に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**	**当期に非有効分の測定に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	602	(602)	15	(32)	(297)	297	-	(29)
石炭／運送先物取引	371	(371)	-	-	(3)	3	-	-
ガス及び石油先物取引	3,360	(3,360)	-	(232)	2,751	(2,751)	-	(2)
CO_2先物取引	(133)	133	-	-	(410)	410	-	-
合計	**4,200**	**(4,200)**	**15**	**(264)**	**2,041**	**(2,041)**	**-**	**(31)**

商品価格に係るキャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブに関して、商品市場全体は2022年度に大きな価格変動を引続き経験した。ヘッジ準備金における変動に関する影響が最も大きいのは、全商品のうち高いボラティリティにより最も影響を受ける一つである、ガスにおける先物取引によるものである。
最後に、ガスにおける将来取引に係る2022年度に認識された非有効性は、主にスペインにおける代理ヘッジ対応に関連している。

51.2 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在のFVTPL（損益を通じて公正価値で測定される）デリバティブの想定元本及び公正価値を示す表は以下のとおりである。

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	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
FVTPLデリバティブ								
金利デリバティブ								
金利スワップ	-	50	-	1	100	100	(23)	(71)
金利オプション	-	-	-	-		50		(2)
為替デリバティブ								
通貨先渡	3,659	2,180	75	23	2,102	3,628	(34)	(62)
通貨間金利スワップ	-	-	-	-	46	-	(1)	-
商品デリバティブ								
電力デリバティブ:								
スワップ	595	777	106	(78)	245	1,088	(180)	(198)
先渡／先物	6,903	23,207	872	3,368	5,620	17,970	(908)	(2,927)
オプション	7	3	15	78	140	113	(172)	(16)
電力デリバティブ合計	**7,505**	**23,987**	**993**	**3,368**	**6,005**	**19,171**	**(1,260)**	**(3,141)**
石炭デリバティブ								
スワップ	-	35	-	4	-	133	-	23
先渡／先物	115	213	21	63	1,291	455	(9)	(148)
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
石炭デリバティブ合計	**115**	**248**	**21**	**67**	**1,291**	**588**	**(9)**	**(125)**
ガス及び石油デリバティブ								
スワップ	1,964	2,904	806	(1,049)	834	4,199	(550)	1,843
先渡／先物	40,669	19,001	10,456	16,706	38,651	16,755	(10,280)	(17,374)
オプション	34	232	8	268	33	399	(22)	(402)
ガス及び石油デリバティブ合計	**42,667**	**22,137**	**11,270**	**15,925**	**39,518**	**21,353**	**(10,852)**	**(15,933)**
CO_2デリバティブ								
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
先渡／先物	725	3,079	115	557	361	1,366	(35)	(530)
オプション	2	-	2	-	-	-	-	-
CO_2デリバティブ合計	**727**	**3,079**	**117**	**557**	**361**	**1,366**	**(35)**	**(530)**
その他のデリバティブ								
スワップ	-	-	-	-	-	1	-	(1)
先渡／先物	13	-	72	-	5	-	(16)	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
その他のデリバティブ合計	**13**	**-**	**72**	**-**	**5**	**1**	**(16)**	**(1)**
組込デリバティブ	-		-	-	-		-	-
合計	**54,686**	**51,681**	**12,548**	**19,941**	**49,428**	**46,257**	**(12,230)**	**(19,865)**

2022年12月31日現在、金利に係るトレーディング・デリバティブの想定元本は100百万ユーロである。負の公正価値23百万ユーロは、主にイールドカーブの動向により前年より48百万ユーロ改善したものである。

2022年12月31日現在、為替デリバティブの想定元本は5,761百万ユーロである。想定元本の減少総額47百万ユーロ、及び正味公正価値80百万ユーロを伴う増加は、主に通常の事業活動及び為替レートの動向を反映したものである。

2022年12月31日現在、商品デリバティブの想定元本は98,207百万ユーロである。資産として分類された商品に係るトレーディング・デリバティブの公正価値は、主にガス及び石油ヘッジ11,270百万ユーロ、電力のデリバティブ993百万ユーロ、CO_2デリバティブ117百万ユーロ、及びより程度の少ない、石炭及びその他の商品デリバティブ合計各々21百万ユーロ及び72百万ユーロの市場価値を反映している。

負債として分類された商品に係るトレーディング・デリバティブの公正価値は、主にガス及び石油ヘッジ10,852百万ユーロ、電力デリバティブ1,260百万ユーロ、CO_2、石炭及び石炭デリバティブが各々35百万ユーロ、9百万ユーロ及び16百万ユーロに該当する。

当該金額は、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においては要件を充たさない取引を含む。
「その他」の範疇は、原産地保証及びグリーン証書、すなわち再生可能資源からの電力生成に向けたインセンティブ・メカニズムを用いて実施されるヘッジを含む。商品価格リスクに加えて、当社グループ会社は環境持続可能性問題への市場の関心の高まりを理由に、過去に比べて市場のより大きな不安定性による影響を近年受けている当該証書における価格変動リスクを管理しなければならない。

公正価値測定
注記52. 公正価値で測定される資産及び負債

当社グループは、認識又は測定の要件としてIFRSにより要求される測定は常にIFRS第13号に準拠して公正価値を決定している。
公正価値は、測定日現在の市場参加者間の秩序ある取引における資産売却で受取るであろう、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）として定義される。
公正価値の最良尺度は市場価格、すなわち、流動的で活発な市場で実際に用いられる直近に公に入手可能な価格のことである。
資産と負債の公正価値は、算定に用いた情報及び評価技法により、以下の三段階の階層レベルに従って分類される。

- **レベル1：公正価値は、測定日現在で事業体が入手できる特定の資産又は負債において活発な市場における相場価格（調整前）に基づいて算定される。**
- **レベル2：公正価値は、資産又は負債において直接的（価格など）又は間接的（価格由来）のどちらかで観察可能な、レベル1の範疇の相場価格以外のインプットに基づいて算定される。**
- **レベル3：公正価値は観察不能なインプットに基づいて算定される。**

当該注記は、こうした測定を行うための評価技法や用いられた情報についての詳細なインプットを提供するものでもある。
つまり、

- **資産又は負債の経常的な公正価値測定は、各期末現在の財政状態計算書でIFRSにより要求又は許容するものである。**
- **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。

注記52.1 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
		2022年12月31日現在				2021年12月31日現在			
FVOCIでの他社における株主持分投資	29	360	14	43	303	-	-	-	-
FVOCIでの有価証券	29.1 30.1	447	447	-	-	78	78	-	-
FVOCIでの貸付資産及びその他の金融資産		94	-	94	-	201	-	201	-
FVTPLでの他社における株主持分投資	29	7	-	-	7	-	-	-	-
FVTPLでのサービス委譲契約から生じた金融資産	29	3,436	-	3,436	-	-	-	-	-
FVTPLでの貸付資産及びその他の金融資産		8	-	-	8	176	176	-	-
FVTPLでのその他の現金投資		-	-	-	-	872	42	-	830
環境証書に関する非貨幣助成		16	-	-	16	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
金利	51	22	-	22	-	-	-	-	-
為替レート	51	15	-	15	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
金利	51	336	-	336	-	-	-	-	-
為替レート	51	1,854	-	1,854	-	389	-	389	-
商品	51	1,270	314	300	656	2,366	496	1,597	273
トレーディング・デリバティブ									
金利	51	-	-	-	-	-	-	-	-
為替レート	51	1	-	1	-	74	-	74	-
商品	51	472	109	362	1	12,001	10,640	1,360	1
公正価値で測定される棚卸資産	51	15	15	-	-	18	-	18	-
条件付対価		5	-	-	5	2	-	2	-

「FVOCIでの他社における株主持分投資」の公正価値は、上場企業において年度決算日現在の相場価格に基づいて算定され、非上場企業においては関連資産及び負債の信頼性のある評価に基づいている。

「FVTPLでのサービス委譲契約から生じた金融資産」は、主に Enel Distribuição Rio de Janeiro、Enel Distribuição Ceará、**及び**Enel Distribuição São Paulo**によるブラジルにおける配電事業、及びコスタリカにおける**PH Chucas**の発電所に関連しており、IFRIC第12号に従って会計処理されている。**

公正価値は、直近に入手可能な金利情報、及びブラジル市場における一般物価指数に基づく正味取替原価として見積られている。

「FVTPLでの貸付資産及びその他の金融資産」の一年以内回収分は、基本的に流動性投資に該当する。当該公正価値は市場インプットに基づきレベル1を用いて決定されている。

「FVTPLでの貸付資産及びその他の金融資産」のレベル3の非流動分は、Slovak Power Holding**の売却に関する債権、2022年12月31日現在で8百万ユーロを示している。当該公正価値は契約価格方式を用いて決定されている。**

「FVTPLでの貸付資産及びその他の金融資産」の一年以内回収分は、主にラテンアメリカ会社により保有される有価証券及びファンドにおけるレベル1の下の投資を含む。

レベル3の「FVTPLでのその他の現金投資」の一年以内回収分は、主に当社の余剰現金保有の最適化に相当する。

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。

商品に係るデリバティブの公正価値は、ほとんどレベル1又はレベル2のインプットを用いて測定されている。これは、当該契約が取引所の取引先、主要な業界の事業者又は金融機関と締結されることから、市場の情報に基づいて算定されているためである。

わずかな例外は、特定の長期金融契約（仮想電力購入契約又はVPPA）に関する特定のデリバティブを含み、そこでは基礎となる変数の非流動性を所与として、より長期の時間軸にわたり当該金融商品を測定するために、内部測定モデルも一部用いられている。

IFRSに従い、当社グループは、必要に応じて取引先リスクの規模に対応した金融商品の公正価値を調整するため、取引相手（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を測定している。より具体的には、当社グループは、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技法を用いて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分を配分している。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。

52.2 財政状態計算書における公正価値で測定されない資産

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
		2022年12月31日現在				2022年12月31日現在			
投資不動産	22	154	16	-	138	-	-	-	-
棚卸資産	33	-	-	-	-	47	-	-	47

当該表は、投資不動産及び事業で使用されていない不動産である棚卸資産の公正価値、各々154百万ユーロ及び47百万ユーロを示している。当該金額は、独立した専門家により行われた鑑定の支援を受けて算定されており、当該鑑定人は関係する特定の資産に応じて異なる手法を用いている。

52.3 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
		2022年12月31日現在				2022年12月31日現在			
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
金利	51	**92**	-	92	-	**-**	-	-	-
為替レート	51	**99**	-	99	-	**-**	-	-	-
商品	51	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
金利	51	**59**	-	59	-	**1**	-	1	-
為替レート	51	**1,640**	-	1,640	-	**176**	-	176	-
商品	51	**3,417**	1,722	1,551	144	**4,322**	3,049	1,250	23
トレーディング・デリバティブ									
金利	51	**-**	-	-	-	**23**	-	23	-
為替レート	51	**1**	-	1	-	**34**	-	34	-
商品	51	**587**	192	395	-	**11,585**	10,595	990	-
条件付対価		**46**	-	-	46	**46**	-	44	2

条件付対価は、主に当社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。

52.4 財政状態計算書における公正価値で測定されない負債

財政状態計算書における公正価値で測定されないが、その公正価値を開示しなければならない負債の各分類において期間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					
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
			2022年12月31日現在		
社債					
固定利率	48.3.1	44,717	41,964	2,753	-
変動利率	48.3.1	3,073	62	3,011	-
銀行借入金					
固定利率	48.3.1	3,021	-	3,021	-
変動利率	48.3.1	12,596	-	12,596	-
ノンバンク借入金					
固定利率	48.3.1	3,134	-	3,134	-
変動利率	48.3.1	54	-	54	-
合計		**66,595**	**42,026**	**24,569**	**-**

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。

-

その他の情報

注記53. 株式に基づく報酬

2019年以降、エネル・エスピーエー（「エネル」又は「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年度長期インセンティブ制度、2020年度長期インセンティブ制度、2021年度長期インセンティブ制度、2022年度長期インセンティブ制度を以下、各々「2019LTI制度」、「2020LTI制度」、「2021LTI制度」及び「2022LTI制度」並びにこれらを合わせて「制度」という）は、特定の業績目標の達成を条件として、各受益者に当社普通株式（以下「株式」）の支給を規定している。
制度の受益者は、会社の業績に最も直接的に責任を負う、又は戦略的利益をもたらすと考えられる役職にある当社及び当社グループ経営者である最高経営責任者／ジェネラル・マネジャーである。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。
当該制度は、実質的に権利が確定したインセンティブ総額のうち、（i）最高経営責任者／ジェネラル・マネジャーは基準価額の上限100%まで（2022LTI制度においては上限130%まで）、及び（ii）その他の受益者は基準価額の上限50%まで（2022LTI制度においては上限65%まで）、株式で全額支払われることを定めている。
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。
2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度及び2022LTI制度に係る情報を提供する表は以下のとおりである。
制度の特徴に係る更なる情報において、1999年5月14日付け決議第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、各々2019年5月16日、2020年5月14日、2021年5月20日及び2022年5月19日に開催された株主総会の専用当社ウェブサイト (www.enel.com) にて公開しているので参照のこと。

	付与日	業績期間（年度）	目標達成の検証	支払（年度）
2019LTI制度	2019年11月12日[2]	2019‐2021	2022年度[3]	2022‐2023[4]
2020LTI制度	2020年9月17日[5]	2020‐2022	2023年度[6]	2023‐2024
2021LTI制度	2021年9月16日[7]	2021‐2023	2024年度[8]	2024‐2025
2022LTI制度	2022年9月21日[9]	2022‐2024	2025年度[10]	2025‐2026

[2] 2019LTI制度を受益者に付与する手続及び時期を取締役会が承認した日（2019年11月11日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。

[3] 当社グループの2021年12月31日連結財務書類の承認に際して、取締役会は2019LTI制度の業績目標の達成水準を検証する。

[4] 2022年9月5日、制度規則に従い、当社は2019LTI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。

[5] 2020LTI制度を受益者に付与する手続及び時期を取締役会が承認した日（2020年9月16日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。

[6] 当社グループの2022年12月31日連結財務書類の承認に際して、取締役会は2020LTI制度の業績目標の達成水準を検証する。

[7] 2021LTI制度を受益者に付与する手続及び時期を取締役会が承認した日（2021年6月9日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。

[8] 当社グループの2023年12月31日連結財務書類の承認に際して、取締役会は2021LTI制度の業績目標の達成水準を検証する。

[9] 2022LTI制度を受益者に付与する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）。

[10] 当社グループの2024年12月31日連結財務書類の承認に際して、取締役会は2022LTI制度の業績目標の達成水準を検証する。

2019年5月16日、2020年5月14日、2021年5月20日及び2022年5月19日に開催された株主総会で付与された承認の実施、及び関連する条件に従い、取締役会は2019年9月19日、2020年7月29日、2021年6月17日及び2022年6月16日に、各々2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度及び2022LTI制度に供与する株式の自社株買いプログラムの開始を承認した。当社取締役会が制度毎に買付が承認された株式数、実際に買付けた株式数、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）
2019LTI制度	上限2,500,000 最大金額10,500,000百万ユーロ	1,549,152 [11]	6.7779	10,499,999
2020LTI制度	1,720,000	1,720,000 [12]	7.4366	12,790,870
2021LTI制度	1,620,000	1,620,000 [13]	7.8737	12,755,459
2022LTI制度	2,700,000	2,700,000 [14]	5.1951	14,026,715

2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度及び2022LTI制度を支えるために買付けた結果、2019LTI制度の受益者への2022年9月5日支給435,357株を踏まえ、2022年12月31日現在、当社は合計7,153,795株、資本金の約0.07%に相当する自己株式を保有している。

2019年度、2020年度、2021年度及び2022年度に付与された資本性金融商品に関する情報は以下のとおりである。

			2022年度		2021年度	
	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
2019LTI制度	1,538,547	6.983	1,021,328	435,357 [15]	1,529,182	-
2020LTI制度	1,638,775	7.380	1,631,951	-	1,638,775	-
2021LTI制度	1,577,773	7.0010	1,577,773	-	1,577,773	-
2022LTI制度	2,398,143	4.8495	2,395,323	-	-	-

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。[16]

株主持分要素の費用は、付与された当該資本性金融商品の公正価値に基づいて決定され、権利確定期間にわたり資本準備金を通じて認識される。

純損益を通じて当社グループにより認識された費用の総額は、2022年度11百万ユーロ（2021年度では9百万ユーロ）である。

2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度又は2022LTI制度に関連する終了又は改訂はない。

注記54. 関連当事者

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、当社は当社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に支配されている多数の会社との取引している。

[11] 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。

[12] 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。

[13] 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。

[14] 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。

[15] 当該表は2019LTI制度の受益者に対して2022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。2019LTI制度の規定の条項及び手続に従い、支給株式部分の残余支払は2023年度に繰り延べられる。

[16] 2019LTI制度向けは、付与日は2019年11月12日、すなわち受益者に2019LTI制度の下で付与の手続及び時期を承認した取締役会の開催日である。2020LTI制度向けは、付与日は2020年9月17日、すなわち受益者に2020LTI制度の下で付与の手続及び時期を承認した取締役会の開催日である。2021LTI制度向けは、付与日は

2021年9月16日、すなわち受益者に2021LTI制度の下で付与の手続及び時期を承認した取締役会の開催日である。2022LTI制度向けは、付与日は2022年9月21日、すなわち受益者に2022LTI制度の下で付与の手続及び時期を承認した取締役会の開催日である。

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
Single Buyer	経済財務省による（間接）完全支配	市場保護強化のための電力購入
Cassa Depositi e Prestiti Group	経済財務省による直接支配	付随サービス市場（Terna）に係る電力販売 送電サービスの販売（Eni Group） 送電、給電及び検針サービスの購入（Terna） 郵便サービスの購入（Poste Italiane） 発電所用燃料及び天然ガス備蓄供給サービスの購入（Eni Group）
ESO‐エネルギーサービス事業者	経済財務省による（直接）完全支配	補助金交付の対象となる電力の販売 再生可能資源インセンティブのA3コンポーネントの支払
EMO‐エネルギー市場事業者	経済財務省による（間接）完全支配	電力取引所に係る電力販売（EMO） 揚水及び発電所計画において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

また、当社グループは基本的に、関連会社又は当社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非営利会社Fondazione Enel及びEnel Cuoreとも関係を維持している。
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。

SACEにより保証された信用枠‐関連当事者との取引に係るConsob規則第13条第3項（c）（ⅱ）号により規定された開示義務

関連当事者との取引におけるエネル手続（エネル手続）の2010年3月12日付け改正Consob規則第17221号（Consob規制）第13条第3項（c）（ⅱ）及び第13.4条（c）（ⅱ）の下で定める開示義務に従い、当社はここに、通常の性格を有し、市場で同等又は標準的な条件で完了する「より重要な」取引に該当する2022年度に行われた関連当事者との取引を開示する。具体的には、2022年12月23日、当社は、Banco BPM SpA、BPER Banca SpA、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Intesa Sanpaolo SpA及びUniCredit SpAで構成される金融機関プールとの間で、SACE SpAにより保証された額面金額の上限70%である12,000百万ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティの形での融資契約を締結した。
当該信用枠及び関連する保証は、エネルギー市場に係るイタリアで事業する当社グループ会社（特にEnel Global Trading SpA）の担保要件の資金調達を目的とし、2022年7月15日付け法令第91号で批准された2022年5月17日付け政令法第50号第15条（いわゆる「援助政令」）により想定されている保証の形で提供される会社の流動性を支援するための暫定措置の一部である。
当社、Cassa Depositi e Prestiti SpA及びSACE SpAはイタリア経済財政省の共同支配下にある会社という事実から、当該全取引は関連当事者との取引に該当する。上述金額を（そして特に、保証の価値を踏まえて）考慮すると、「より重要な」関連当事者間取引に該当する。当該取引は、市場で同等又は標準的な条件で完了する通常の取引として、Consob規則第13条第3項（c）及びエネル手続第13.4条（c）に従い、適用除外を適用して完了した。

特に、当該取引は、特にその目的、反復及び同等の規模及び取引先の性質を考慮し、当社を筆頭とする当社グループの「事業に関連する金融活動」の通常の行使と関連するものである。さらに、当該取引に適用される主な条件は援助政令第15条に準拠している。責任を負う融資の部分において、Cassa Depositi e Prestiti SpA**は、他の銀行により適用されるものと同じ条件を当社に適用している。**

前へ　　次へ

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に関する2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の残高及び当期の取引をまとめた表は以下のとおりである。

百万ユーロ	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	その他	2022年度合計	関連会社及びジョイント・ベンチャー	2022年度総合計	財務書類上の合計	割合%
損益計算書										
販売及びサービスから生じた収益	-	7,949	87	4,497	196	**12,729**	210	**12,939**	**135,653**	**9.5%**
その他の収益	-	-	-	389	-	**389**	-	**389**	**4,864**	**8.0%**
その他の金融収益	-	-	-	-	-	**-**	154	**154**	**3,430**	**4.5%**
電力、ガス及び燃料の購入	6,379	16,817	2	4,266	3	**27,467**	413	**27,880**	**96,896**	**28.8%**
サービス及びその他の原材料の費用	-	220	2	3,258	73	**3,553**	247	**3,800**	**20,228**	**18.8%**
その他の営業費用	10	147	-	420	3	**580**	1	**581**	**4,685**	**12.4%**
商品契約から生じた純損益	-	-	-	50	-	**50**	-	**50**	**2,365**	**2.1%**
その他の金融費用	1	-	2	10	-	**13**	21	**34**	**5,880**	**0.6%**

百万ユーロ	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	その他	2022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	2022年12月31日現在の総合計	財務書類上の合計	割合%
財政状態計算書										
その他の非流動金融資産	-	-	-	-	-	**-**	1,885	**1,885**	**8,359**	**22.6%**
営業債権	-	220	6	1,040	38	**1,304**	259	**1,563**	**16,605**	**9.4%**
流動金融デリバティブ資産	-	-	-	-	-	**-**	5	**5**	**14,830**	**-**
その他の流動金融資産	-	-	-	5	-	**5**	99	**104**	**13,753**	**0.8%**
その他の流動資産	-	-	30	58	2	**90**	63	**153**	**4,314**	**3.5%**
長期借入金	-	-	-	447	-	**447**	327	**774**	**68,191**	**1.1%**
非流動契約負債	-	-	-	9	8	**17**	-	**17**	**5,747**	**0.3%**
非流動金融デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	9	**9**	**5,895**	**0.2%**
短期借入金	-	-	-	-	-	**-**	14	**14**	**18,392**	**0.1%**
一年以内返済予定の長期借入金	-	-	-	89	-	**89**	21	**110**	**2,835**	**3.9%**
営業債務	1,211	305	6	1,097	(1)	**2,618**	192	**2,810**	**17,641**	**15.9%**
その他の流動金融負債	-	-	-	-	-	**-**	1	**1**	**853**	**0.1%**
流動契約負債	-	-	-	23	20	**43**	-	**43**	**1,775**	**2.4%**
その他の流動負債	-	-	-	3	23	**26**	21	**47**	**11,713**	**0.4%**
その他の情報										
提供した保証	-	20	-	11	58	**89**	-	**89**		
提供を受けた保証	-	-	-	134	36	**170**	-	**170**		
約定債務	-	-	-	149	-	**149**	-	**149**		

百万ユーロ	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	その他	2021年度合計	関連会社及びジョイント・ベンチャー	2021年度総合計	財務書類上の合計 (1)	割合%
損益計算書										
販売及びサービスから生じた収益	-	3,018	275	3,165	210	**6,668**	342	**7,010**	**81,900**	**8.6%**
その他の収益	-	-	-	5	-	**5**	1	**6**	**3,819**	**0.2%**
金融収益	-	-	-	15	-	**15**	123	**138**	**1,862**	**7.4%**
電力、ガス及び燃料の購入	4,613	6,363	-	2,572	-	**13,548**	278	**13,826**	**47,702**	**29.0%**
サービス及びその他の原材料の費用	-	75	3	2,874	57	**3,009**	143	**3,152**	**19,240**	**16.4%**
その他の営業費用	6	198	-	13	1	**218**	-	**218**	**1,968**	**11.1%**
商品契約から生じた純損益	-	-	-	13	-	**13**	11	**24**	**2,523**	**1.0%**
その他の金融費用	-	-	-	10	-	**10**	22	**32**	**6,087**	**0.5%**

(1)2021年度の数値は、比較目的のみ向けに、（2022年度第4四半期に売却された）在ロシア保有資産に関連する純損益、及び非継続事業の要件を充足したとしてIFRS第5号の要請によりルーマニア及びギリシャに関連する純損益を、「非継続事業からの純損益」の下に分類を考慮して調整されている。

百万ユーロ	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	その他	2021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	2021年12月31日現在の総合計	財務書類上の合計	割合%
財政状態計算書										
その他の非流動金融資産	-	-	-	-	-	**-**	1,120	**1,120**	**5,704**	**19.6%**
非流動金融デリバティブ資産	-	-	-	-	-	**-**	14	**14**	**2,772**	**0.5%**
その他の非流動資産	-	-	-	119	-	**119**	-	**119**	**3,268**	**3.6%**
営業債権	-	469	9	659	36	**1,173**	148	**1,321**	**16,076**	**8.2%**
流動金融デリバティブ資産	-	-	-	-	-	**-**	32	**32**	**22,791**	**0.1%**
その他の流動金融資産	-	-	-	-	1	**1**	156	**157**	**8,645**	**1.8%**
その他の流動資産	-	-	76	21	2	**99**	24	**123**	**5,002**	**2.5%**
長期借入金	-	-	-	536	-	**536**	344	**880**	**54,500**	**1.6%**
非流動契約負債	-	-	-	187	7	**194**	-	**194**	**6,214**	**3.1%**
非流動金融デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	1	**1**	**3,339**	**-**
短期借入金	-	-	-	-	-	**-**	6	**6**	**13,306**	**-**
一年以内返済予定の長期借入金	-	-	-	89	-	**89**	20	**109**	**4,031**	**2.7%**
営業債務	1,903	641	1	1,466	12	**4,023**	59	**4,082**	**16,959**	**24.1%**
流動契約負債	-	-	-	12	-	**12**	-	**12**	**1,433**	**0.8%**
その他の流動負債	-	-	-	38	38	**76**	4	**80**	**12,959**	**0.6%**
その他の情報										
提供した保証	-	40	-	11	59	**110**	-	**110**		
受領した保証	-	-	-	138	36	**174**	-	**174**		
約定債務	-	-	-	401	-	**401**	-	**401**		

前へ　次へ

IAS第24号の下に規定されている取締役、法定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

	2022年度	2021年度	増減	
取締役、法定監査役及びジェネラル・マネジャーの報酬				
短期従業員給付	5	5	-	-
その他の長期給付	1	1	-	-
合計	**6**	**6**	**-**	**-**

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減	
経営幹部の報酬				
短期従業員給付	13	13	-	-
その他の長期給付	2	4	(2)	-50%
合計	**15**	**17**	**(2)**	**-11.8%**

2010年11月、当社の取締役会は、当社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実行に関する統制手続（エネル手続）を承認した。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。

注記55. 政府補助金 - 法令第124／2017第1条第125項から第129項に準拠した開示

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。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、同一の贈与者／供与者によって10,000ユーロを超える支払が2022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

受領補助金百万ユーロ

金融機関／補助者	受益者	金額	備考
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	(0.04)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	(0.05)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
Invitalia MISE	Enel Green Power Italia Srl	(8.44)	Catania施設拡張のための当初プロジェクトの放棄を受けて、開発契約3 SUN HJTの第一進捗報告書の下での助成金の分割返還
Anpal	Enel Green Power SpA	(0.07)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Enel Green Power SpA	(0.05)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
Anpal	Enel Global Thermal Generation srl	(0.06)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Enel Global Thermal Generation srl	(0.02)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
Anpal	Enel Grids	(0.04)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Enel Grids	(0.04)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
Anpal	Enel Global Trading SpA	(0.005)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Enel Global Trading SpA	(0.006)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
Anpal	Enel Produzione SpA	(0.04)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Enel Produzione SpA	(0.03)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
Anpal	e-distribuzione SpA	(0.17)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	e-distribuzione SpA	(0.10)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
Regione Lazio	Enel X srl	0.07	ROP ERDF Lazio 2014-2020の下で財源を充当されたHomix-Careプロジェクト向け残余分としての分割助成金
Anpal	Enel X srl	(0.02)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Enel X srl	(0.01)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
Anpal	Enel Sole srl	-	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Enel Sole srl	(0.01)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223

Regione Sicilia	Enel X Mobility srl	2.03	電気自動車充電インフラ向け国家計画を通じてSicily地域により財源を充当されたSiciliaスマート充電プロジェクト向け分割助成金
Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	(0.02)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	(0.01)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
Anpal	Enel Energia SpA	(0.14)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Enel Energia SpA	(0.02)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
Anpal	Enel Global Services srl	(0.06)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Enel Global Services srl	(0.01)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
Anpal	Enel Italia SpA	(0.04)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第二回FNC-C-06952
Anpal	Enel Italia SpA	(0.01)	2020年5月19日付け法令第88条及び2020年10月9日付け省令に規定する新技能基金を財源とする助成金の分割返還第三回FNC-C-10223
		(7.413)	

寄付金百万ユーロ

寄付者	受益者	金額	備考
Enel SpA	FGS Onlus	0.05	機会均等促進寄付
Enel SpA	European University Institute	0.10	欧州エネルギー問題に係る科学研究向け寄付
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.10	エネル財団助成
Enel SpA	Earthrise Trust	0.01	地方開発プロジェクト向け寄付
Enel SpA	International Energy Agency	0.08	エネルギー市場研究向け寄付
Enel SpA	Comunità Sant'Egidio	0.04	機器寄付
Enel SpA	Associazione UISP Unione Italiana Sport per Tutti	0.03	機器寄付
Enel SpA	Onlus CESIE	0.06	機器寄付
Enel SpA	Onlus Sport Senza Frontiere	0.02	機器寄付
Enel Produzione SpA	Associazione Juppiter APS giovanile	0.06	第一トランシェ30% - プロジェクト発表
Enel Produzione SpA	Associazione Juppiter APS giovanile	0.06	第二トランシェ30% - デジタル内容創生
Enel Produzione SpA	Associazione Juppiter APS giovanile	0.08	第三トランシェ40% - 結果
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.09	エネル財団 - 2021年度残余分助成
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.48	エネル財団 - 2022年度第一次助成
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.13	Enel Cuore 2021年度第二次助成
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.18	Enel Cuore 2022年度第一次助成
Enel Produzione SpA	Fondazione WWF Italia	0.01	Enel Produzioneとの合意

Enel Produzione SpA	Associazione Le Colonne	0.03	Accogliere ad Arteへの寄付
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0.15	2021年度助成
Enel Italia SpA	Società Coop Greenwill	0.01	Alleva la speranza Greenwillへの寄付様式
Enel Italia SpA	Foglietti Enrico	0.01	Alleva la speranza Foglietti Enricoへの寄付様式
Enel Italia SpA	Feat Impresa Locale	0.02	WE Feat arl 2022年度第一次寄付
Enel Italia SpA	Help Code Italia	0.04	È viva la scuola labsへのEnel Helpcodeプロジェクト
Enel Italia SpA	Fondazione Accademia Nazionale “Santa Cecilia”	0.60	2022年度寄付様式
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0.60	2022 年度寄付
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro Maxxi	0.60	2022年度寄付様式
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0.02	2022年度特別貢献
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.05	2022年度助成
Enel Italia SpA	Help Code Italia	0.02	エネルギー講座開始向け支払
Enel Italia SpA	Moige- Movimento italiano genitori Onlus	0.05	あらゆる形態におけるサイバーリスク、いじめ及びサイバーいじめに対抗するためのデジタル市民権向け青年大使運動支援のための寄付（第二次及び残余分）
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.11	2021年度助成残余分
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	2.09	2021年度助成残余分80%
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.47	2022年度助成分割分20%
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.41	2021年度助成残余分50%
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1.28	2022年度助成分割分50%
Enel X srl	Enel Cuore Onlus	0.04	2022年度助成
Enel Green Power Italia	Unione dei Comuni Montani Amiata Grossetana (Sarchioto - Borrello - Simoni Giorgio)	0.04	BG 3発電所スマート再発電プロジェクトに紐付いた持続可能性活動の一環として、受益者により進展されてきた「Non Solo Neve」及び「Fondo per la Montagna」プロジェクトにおける、Amiata Grossetana山地自治体連合向け寄付。当該プロジェクトは、当該地域の利益のために洗練された　器具及びサイネージのある自転車歩行者用道路の建設と再開発を想定しており、Enel Green Powerが長い間操業している地域で地熱を生業としている自治体にも影響を与えている。
Enel Energia SpA	Confimprese	0.01	2022年度参加費 - 029/22
Enel Energia SpA	Anigas	0.10	2022年度参加費
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.01	2021年度助成残余分
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	1.49	2021年度助成残余分
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.20	「Nel Cuore dello Spazio」プロジェクト
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.33	2022年度助成分割分20%
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.90	2022年度助成分割分50%
Enel Energia SpA	Associazione Milano & Partners	0.05	2022年度参加費
Enel Energia SpA	Assonime	0.02	2022年度参加費
Enel Energia SpA	Proxigas	0.10	Proxigas残余分
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	参加費
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0.14	Enel Cuore ONLUSプロジェクト支援及び進展目的貢献
Enel Global Trading SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.10	研究及び高度教育プロジェクト支援及び進展目的貢献
		13.71	

前へ　次へ

注記56. 約定債務及び保証

当社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

	2022年12月31日現在	2021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	4,296	4,937	(641)
仕入先に対する約定債務			
電力購入	64,878	71,244	(6,366)
燃料購入	96,996	58,042	38,954
各種供給	2,449	1,631	818
入札	6,165	4,668	1,497
その他	6,889	6,187	702
小計	177,377	**141,772**	**35,605**
合計	181,673	**146,709**	**34,964**

2021年12月31日現在と比較して、「電力購入」において約定債務6,366百万ユーロの減少は、基本的にラテンアメリカ、特にブラジルの会社によるもので、主にCelg Distribuição SA-Celg-D（Enel Goiás）の売却を反映しており、商品価格での新規契約及び進展を中心にチリでの増加により一部相殺された。

「燃料購入」において約定債務38,954百万ユーロの増加は、主にガス供給に該当し、特にイタリア及びスペインであり、天然ガスにおける需要及びガス価格の上昇を反映している。

約定債務及び保証の失効の詳細は、注記49「商品購入約定債務」を参照のこと。

注記57. 偶発資産及び債務

IAS第37号において規定されている要件を充たしていないために連結財務書類上で記載されていない、2022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。

Brindisi Sud**火力発電所 - 飛散灰係争 - イタリア**

セメント産業における飛散灰の使用に関する2017年にLecce裁判所の検察局が開始した犯罪捜査に関連して、Brindisi Sud発電所は、2001年6月8日付け法制令第231号に従い、告発された個人及びEnel Produzione（EP）が関わる犯罪捜査の対象になり、発電所の操業及び最大約500百万ユーロのEP資産及び債権の差押えを認める予防的差押命令が発行された。その後、発電所の操業の適切性とともに、灰の無害性を確認し、セメント製造工程での使用における適合性を判断した操作判事によって任命された独立した専門家によるテストの肯定的な結果を受けて、当該差押えは解除された。その後、2021年に予備審の審問が行われ、予備審の審問判事は、Brindisi市により申立てられた民事原告として公判への参加の嘆願を認めたことを受けて、損害額を約27百万ユーロと算定し、8百万ユーロの仮裁定を請求した。また、要請された被害額の算定をまだしていないPuglia地方の申立てを認めた。予備審審問判事は被告全員をBrindisi裁判所に差戻した。2022年5月26日の審問で、裁判所は、必要な当事者の出廷を無くして開かれた2021年10月22日の予備審問が無効と宣告されるべきであるとのEPにより提起された異議申立てを支持して、審問及び刑事公判を命じる書面の無効を宣告し、新たな予備審問に向けLecce裁判所に公判書類を提出した。被告の要請で略式裁判として行われた2022年10月7日の審問を受けて、裁判所は「申立てられた犯罪は発生していない」との理由で被告人全員を無罪とする判決を下した。当該判決は、検察官及び被告人の立場に一致して、断定できる抵触が無く、法制令第231/2001号の規定の下で容疑とされた行政違反が行われていなかったとして、EPも無罪とした。

Enel、Enel Energia、及びServizio Elettrico Nazionaleに対する反トラスト訴訟 - イタリア

2017年5月11日、競争当局は支配的地位の濫用容疑において当社、Enel Energia SpA（EE）、及びServizio Elettrico Nazionale SpA（SEN）に対して訴訟手続を開始すると発表した。当該訴訟手続は、イタリア・エネルギー卸売業者及び取引業協会（AIGET）及びGreen Network SpA（GN）からの告訴申立、及び多数の個人消費者からの告訴に基づいて開始された。

2018年12月20日、競争当局は、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第102条違反でグループ全三社に約93百万ユーロの罰金を課すという最終裁定を下した。

主な争点となった行為は、競合事業者に損害を与えるべく、SENの消費者により与えられたプライバシー同意を利用したとされている三社による独占的な地位の（特にEEの利益のための）濫用にある。当該手続を開始するための措置によってなされたその他の申立てに関連して、GNから報告された物理的な拠点（エネル・ポイント及びエネル・ポイント・パートナー・ショップ）での販売活動の組織及び実績、及び奪還方針に関して、競争当局は、エネル・グループ会社側のいかなる濫用行為についても予備的な調査結果は充分な証拠を提供していないとの結論に達した。

関係する当該会社は競争当局の措置に不服をLazio地方行政裁判所に申立てた。Lazio地方行政裁判所は2019年10月17日の判決でSEN及びEEの上訴を部分的に支持し、濫用の期間を短縮し、裁定で特定された要件に従って罰金を再計算するよう当局に要請した。2019年11月27日付の算定により、競争当局は再計算された罰金を27,529,786.46ユーロとした。

地方行政裁判所の判決は国務院へ不服申立ての控訴がなされた。国務院は、2020年7月20日の指示において、当該判決を停止し、本件に適用される「支配的地位の濫用」の概念の解釈を明確にすることを目的とする複数の論点を作成し、TFEU第267条に則り、欧州連合司法裁判所（CJEU）予備判決のために当該論点を提訴するよう命じた。

2022年5月12日の判決でCJEUは請求された解釈を規定し、その後2022年12月1日、国務院はCJEUにより設定された指針を適用し、競争当局により課された罰金を全面的に棄却し、会社により提示された、行われたとされた地位の如何なる濫用も否定する主張を支持した。

水力発電委譲 - イタリア

大規模な水力発電委譲を管理するイタリアの規制は、最近になって「簡素化法令」（2019年2月11日付け法令第12号で批准された2018年度政令第135号）によって修正され、委譲の期限、及び新たな委譲権保有者に移転させる委譲に関連する資産及び事業の公定に係る当該委譲の付与に関する一連の変革を導入した。当該法律はまた、委譲報酬の事項に複数の変更を導入し、報酬の固定要素及び可変要素を設定し、公共団体に無償の電力を提供する義務（委譲の対象となる施設の平均名目容量のkWごとに220 kWhの電力）を導入した。当該国内法の施行及び特定の授権権限の下で、様々な地域（Lombardy州、Piedmont州、Emilia-Romagna州、Friuli-Venezia Giulia州、Trento自治県、Calabria州及びBasilicata州）が地方法を制定した。

特に、Lombardy州、Piedmont州、Emilia-Romagna州は、当該新たな規制の適用の際、Enel Green Power Italia及びEnel Produzioneに二元報酬及び無償電力の収益化を要請した。

Enel Green Power Italia及びEnel Produzioneは、（Lombardy州、Piedmont州、Emilia-Romagna州の）地方行政裁判所及び地方水資源裁判所に、個々の地方法の下で公布された最初の施行法と、その後の報酬支払通知及び無料電力供給の収益化に異議を申立て、それらが無効である宣告を求め、国内法及び地方法の双方の憲法上の違法性の問題を提起した。地方行政裁判所及びその後の州議会は、提訴段階で、上級公共水資源裁判所に有利に彼らの管轄権を保留しており、Enel Green Power Italia及びEnel Produzioneは主張を再開したが、現在は予備審段階にある。

当該会社は、以下のとおり、地方施行法及びそれを執行する地方法令が憲法上違法であり、むしろ合法的期待、財産権、合理性、民営化及び委譲に関するイタリア憲法及び欧州法の双方により保護されている国内法令及び様々な根本原則に抵触しているとの主張により訴訟手続を開始した。

＞　二重要素で構成される報酬の有効な大規模流用委譲、及び無償電力の供給義務又はそれと同等の金銭的負担を遡及的に適用することを定めていること

＞　無償エネルギー供給義務の収益化を指示しており、それが国内法では想定されていないこと

さらに、地方による、二重要素報酬（固定要素と変動要素に分けられる）を支払う当該新たな義務、及び関連する金銭的価値の支払の形で無償の電力を年間一定量供給するという新たな義務の導入は、まだ期限が切れていない有効な委譲権の保有者によっても支払われることになり、委譲関係に予期せぬ不合理な財政的不均衡を生じさせる。当該状況は、長期的関係の背景において軽蔑的な変更が導入された場合に憲法上の判例法により求められる遵守における合理性、均衡、及び委譲報酬の正当な期待とは明らかに対照的である。

国内法及び地方施行法はともに、共同体の原則及び財産権、法的確実性の原則、起業の自由といった憲法上の原則に抵触している。特に、当該法令は、委譲権終了者から委譲権承継保有者に事業単位の移転することを明示的に規定しておらず、また移転される工事の価値公定において定められた要件が不適切であり、本質的に憲法上の原則に抵触した収用の仕組みを創設される恐れがある。

最後に、閣僚理事会は、様々な点で憲法上の原則に違反しているとして、憲法裁判所に多くの地方施行法に異議を申立てた。Enel Green Power Italyは、Trento自治県、Lombardy州、Piedmont州、Basilicata州に対して政府により引受けられた憲法上の正当性に関する前述の訴訟に（複数の関連事業者及び他の事業分野の事業者とともに）参加した。閣僚理事会はその後、続けて地方法による解決が図られたため非合憲性の申立てを取下げた。従って、憲法裁判所は、閣僚理事会による提起とは異なる合憲性の問題に関係する事実にもかかわらず、Enel Green Power Italyによる関連した介入を結果的に取消して、訴訟手続を終結させた。

独占禁止訴訟第12461号EE‐契約の更新

2022年12月13日、競争当局はEnel Energia SpA（「会社」又は「EE」）及びその他の6社（Hera、A 2 A、Acea、Eni Plentitude、Engie、Edison）に、2022年9月21日付け法律第142号で批准された2022年8月9日付け消費者法の特定の規定及び2022年8月10日付け政令法第115号（いわゆる第二次救済令）第3条に抵触したとして、不公正な商慣習における手続の開始を通知した。同様の手続がその他の4社（Iren、Iberdrola、E.ON、Dolomiti）に対して既に開始されていた。

特に、受領した報告書に基づくも予備調査を行わずに提訴した競争当局は、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）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。
Irenにより申立てられた提訴の一部として発令された2022年12月22日付け判決により、国務院は、（失効する提示の）契約更新を、*ius variandi*により対象とされるものと区別し、政令法第3条の適用除外とした。当該原則は政府によっても認められており、2022年12月29日付けMilleproroghe政令は、第二次救済令第3条が、通知契約条項に従い取引先の契約解除権を侵害することなく、契約終了時に契約上の財務条件を更新することを電力及び天然ガスの供給会社に認める契約条項には適用されないことを定めたものである。Milleproroghe政令もその禁止期間を2023年6月30日まで延長した。
国務院の発表及び前述の明確化された立法府の介入を受けて、競争当局は、2022年12月30日の新たな事前措置をもって、当初の事前措置を部分的に維持するよう命じ、契約終了日が明確に特定されない場合か、顧客に送付される関連通知で事前決定可能ないかなる場合も、契約終了時の財務条件の変更又は更新の禁止を追認した。
EEは追加の理由で不服を申立て、2023年2月22日に他の事業者が提訴した数々の上訴とともに審理が行われ、判決の公表待ちである。

BEGに関する訴訟 - 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は子会社のAlbania BEG Ambient Shpk（ABA）を通じて行動し、当該案件に関してアルバニアのEnelpower及びエネル・エスピーエー（当社）を相手取り訴訟を起こし、2009年3月24日にTirana地方裁判所から判決を得た。当該判決はアルバニアの大審院が支持し、Enelpower及び当社に2004年の約25百万ユーロの不法損害賠償、及びその後数年間の不法な損害賠償を支払うよう命じたものである。当該判決を受けて、Albania BEG Ambientは430百万ユーロを超える支払を要求した。
2016年11月5日、当社及び Enelpowerは、2009年3月24日にTirana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。訴訟手続は未定である。
2022年3月7日付けRome 控訴院の判決で、Rome裁判所でエネル及びEnelpowerにより着手されたさらなる訴訟手続は、前述のABA子会社の発議を通じてEnelpowerの有利にイタリアで下された仲裁判断を迂回させたBEGの責任の承認を求めて終結された。当該判決をもってRome控訴院は2015年6月16日Rome裁判所で下された第一審判決を支持し、手続における嘆願を棄却した。

2021年5月20日、欧州人権裁判所（ECHR）は、BEGがイタリア国に対して提起した欧州人権条約第6.1条違反の申立てを裁決した。当該決定により、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1,200百万ユーロの金銭的損害に関するBEGの請求を棄却、非金銭的損害における15,000.00ユーロのみを認めた。

しかしながら、2021年12月29日、BEGは、当社及びその法律顧問が根拠がなく見せかけであるとみなした訴訟をもって、ECHR判決の結果として約1,800百万ユーロの不法責任に対する損害賠償を要求するために、Milan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は当社及びEnelpowerの連帯責任も主張している。

2022年6月14日付け判決をもって、Milan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、BEGは2022年10月14日の法定期限内にRome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。最初の審理は2023年5月9日である。当社は、以前と同様の訴訟のように、全くもっと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。

2009年3月24日のTirana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

フランス

2012年2月、ABAはパリの大審裁判所（TGI）に当社及びEnelpower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。エネル・エスピーエー及びEnelpower SpAは当該訴えに異議を申立てた。

TGIでの審理の開始を受けて、ABAのために、Enel France は2012年から2013年の間に多数の債権を事前差押命令（*Saisie Conservatoire de Créances*）に服した。これはEnel Franceに対する当社の営業債権を差し押さえることが目的である。

2018年1月29日、TGIはEnel及びEnelpower勝訴の裁定を言い渡し、執行認可を与える目的のためには、フランス法の下で要件が欠如していることを理由に、ABAによるTirana地方裁判所の判決のフランスにおける承認及び執行の申立てを退けた。とりわけ、TGIは以下のように裁定した。(i) アルバニアにおける判決は既存の裁定（2002年仲裁裁定）と相反しており、(ii) BEGがイタリアにおける仲裁手続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、2021年5月4日の裁定により、Paris控訴院はABAによる控訴を全面的に棄却し、TGIにより決定された2002年の仲裁判断に伴うアルバニア判決の非適合性を全面的に支持し、裁判費用として当社及びEnelpowerに各々200,000.00ユーロを補償するよう命じた。

2021年6月21日、ABAはParis控訴院の裁定に対して大審院に上告した。当社及びEnelpowerは出廷し、本件の最終的な審理は2023年3月28日に予定されている。

当社及びEnelpowerは、ABAに与えられ、控訴判決の結果もはや有効ではない事前差押の解除を得るべく別の手続を開始した。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に対して合計約146,000ユーロの損害賠償及び訴訟費用の支払を命じた。ABAは上記の解除命令に異議を申立て、予防措置としてその中断を求めた。2022年11月23日事前差押解除措置の中断要請は棄却され、控訴院で控訴が続いている。同時に、エネルは債権回収に向けた必要な措置を講じている。

オランダ

2014年7月末の時点で、ABAはAmsterdam裁判所に提訴し、オランダにおいて執行可能と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、Amsterdam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Enelpower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、Amsterdam控訴院は、2016年6月29日の事実審裁判所判決を全面的に破棄する決定を下し、ABAが行った全ての請求を棄却し、オランダにおけるアルバニア裁定の承認及び執行の棄却を確認した。当該裁判所は、ABAの従属的請求に関する管轄権を肯定し、アルバニア法に基づく事件の本案について再分析した結果、当社及びEnelpowerの不法な責任は認められないとの判断を下した。控訴審の判決の結果として、当社及びEnelpowerはABAに対していかなる支払義務はなく、ABAは、控訴院から、実際に保守的な違法な押収によって生じた損失を特定の手続の一部として見積り、事実審及び控訴審に係る費用を両社に補償するよう命じられた。

2021年7月16日、最高裁判所は、ABAの控訴審判決の不服申立てを全面的に棄却し、裁判費用の償還を命じた。以上をもって控訴院の判決が確定した。

ルクセンブルク

ルクセンブルクにおいても、ABAの主導により、J.P. Morgan Bank Luxembourg SA は、銀行に関する当社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Tirana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。

米国及びアイルランド

2014年、ABAはニューヨーク州とアイルランドの裁判所でアルバニアの判決の執行を求める2件の訴訟手続を開始したが、いずれも2018年2月23日及び2月26日に当社及びEnelpowerに有利な判決を下しており、アイルランドとニューヨーク州で係争中の訴訟はない。

環境インセンティブ - スペイン

火力発電所における環境インセンティブの問題に係る2017年11月27日の決定（決定）で、欧州委員会は、スペイン指令第ITC/3860/2007号に規定されている石炭発電所において環境インセンティブは、欧州連合機能条約（TFEU）第107条第1項に準拠した国家援助を表しているとの予備的結論に達し、インセンティブが欧州連合の環境政策に沿っていることを認識しつつ、域内市場との適合性について疑問を表明した。2018年3月2日、欧州委員会競争総局は、問題となっているインセンティブが域内市場に適合する国家援助であるかどうかを確かめるため、TFEU第108条第2項に準拠して正式な調査を開始した。TFUE第108条に準拠する正式な調査はまだ続いている。2018年4月13日、Endesa Generación SAは利害関係を有する第三者として、当該解釈に異議を唱える見解を提出した。その後、2021年9月8日、Gas Natural（現在のNaturgy）が欧州連合司法裁判所（CJEU）に申立てた判決の異議は棄却された。当該判決はNaturgy及びEDP EspañaによりCJEUに控訴された。Endesa Generaciónは手続への参加を申請し、2022年6月1日の指示でCJUEは同社参加を認めた。Endesa Generaciónは、Naturgy及びEDP Españaにより各々2022年7月8日、2022年7月13日に開始された手続における準備書面を提出した。

社会的補填 - スペイン

2021年12月21日、スペイン政府により採用された社会的補填（Bono Social）における様々な融通スキームに関連して、最高裁判所は、2013年12月26日付けスペイン電力産業法第24号（LSE）第45条第4項で想定されているスキームは、欧州議会指令第2009/72/EC号第3.2条との不適合を理由に適用不可を宣告し、2021年10月14日に欧州連合司法裁判所（CJEU）により公表された当該決定に沿って、2022年2月21日付け裁定第212/2022号とともに、最高裁判所はまた、社会的補填の融通向け、及びLSE第45条第4項、2016年12月23日付け勅令法第7/2016号及び2017年10月6日付け勅令第897/2017号の下で想定されている脆弱な消費者への供給の政府当局との協調融通向けの、第三のスキームに対してEndesa SA、Endesa Energía SAU.及びEnergía XXI Comercializadora de Referencia, SLU（Endesa）並びにエネルギー分野のその他の会社により申立てられた異議に判決を下した。

当該判決で、最高裁判所は、異議を部分的に認め、（i）前述の制度は適用不可、（ii）2017年10月6日付け勅令第897/2017号第12条から第17条までは適用不可かつ無効、そして（iii）提訴者は、社会的補填への融通及び政府当局との協調融通で支払われた金額、並びに当該仕組みに定める義務の履行で生じた全ての（該当する場合は、顧客に移転された金額を控除した）費用の償還を受ける権利を有する、とした。

当局による自主的な遵守がなされない中、2022年11月10日、同社は関連金額の支払を命じた判決の執行を求める嘆願を申立てた。当該手続は現在係属中である。

「Endesa I及びII」労使関係係争‐スペイン

2019年1月1日からの効力をもって、Endesaは、従業員及び労働組合代表者に「枠組保証契約」及び「2013‐2018年の期間における雇用契約の自主的停止又は解決に係る合意」の条件の下で第4次Endesa団体交渉協定は終了したものとみなされ、同日から、一般労働法の規定及び当該事項における定められた法的要件が適用されることを通知した。しかし、第4次団体交渉協定の決議の効果、特に退職者に付与される社会給付に関するEndesa及び労働組合代表者との間の解釈の差は、会社を代表する複数の労働組合による訴訟の提起につながった。2019年3月26日、第一審裁判所はEndesaに有利な判決を下したが、同労働組合は最高裁判所に当該決定に対して上告した。

2021年7月7日、最高裁判所は、第一審裁判所の裁定に対して前述の労働組合により提訴された上告を棄却する最終判決を下し、社会的便益（電力価格に関する便益を含む）は、現在在職している従業員とその家族及び退職した従業員とその家族の双方における団体協定のみに起因するもので、現在在職している従業員及びその家族、及び退職者及びその家族において、当該協定に定められた条件に関する一般的な契約上の規制が生み出される（第4次団体交渉協約の場合に起こった）ような協定の終了の結果に伴い、（第5次Endesa団体交渉協定に伴う）新たな規則ができるまで、彼らの全ての権利が完全に消滅することを確認した。

並行して、第4次Endesa団体交渉協定の終了がスタッフ及び元従業員に影響を与えなかったという司法確認を得るために、解雇奨励協定の参加に同意した当該者による多数の個別訴訟が申立てられた。当該手続の大部分は、当初は、最高裁判所で係属中の集団訴訟の確定を保留して中断されたが、同様の問題における個別の手続に関して既判力の価値を持つであろう「団体係争」に関する判決の結果を組み込む役割を果たした。

一方、2020年1月21日、仲裁による判断は、当社との第5次Endesa団体交渉協定に関する主要な問題を解決する観点で*Servicio Interconfederal deMediacióny Arbitraje*（SIMA）に提出された仲裁案に基づいて下された。当該裁定は第5次Endesa団体交渉協定の一部を改定し、その後社会的当事者により署名され、2020年1月23日に発効した。同日Endesaはまたさらに2件の団体交渉協定（「枠組保証契約」及び「雇用契約の停止又は終了への自主的措置に係る合意」）を会社内に現存する全組合と締結した。2020年6月17日、第5次Endesa団体交渉協定がSpanish Official Journal（*Boletín Oficial del Estado*）に発表され、全面的に発効した。

2020年12月30日、Audiencia NacionalはEndesaに、第5次Endesa団体交渉協定の「軽蔑的規定」の廃止に関する2020年12月1日に申立てた少数派を代表する三労働組合により「団体係争」において新たに嘆願を通知した。原告は、争われている「軽蔑的規定」は、労働者の社会的便益及び経済的権利の違法な廃止を示唆すると主張している。Endesaは、退職者への社会保障給付の減額をめぐる手続を通じて行われた議論に沿い、当該規定は完全に合法的であると考えている。2021年11月15日の判決により、第5次Endesa団体交渉協定の合法性の証明とともに、原告組合の請願は棄却された。当該判決は労働組合により最高裁判所に上告され、当該手続は現在係属中である。

GNL Endesa Generación SA仲裁手続

LNG生成会社で被告であるEndesa Generación SAにより開始された液化天然ガス（LNG）長期供給契約の価格見直しの仲裁手続において、1,000百万ドル程度の支払を求める反訴を申立てた。2023年度第2四半期に予定されている仲裁手続の終結までの数か月における市場の動向に応じて、原告により請求額が修正されることがある。同社は、当該反訴は根拠がなく、進捗が遅れていると考えており、社外法律専門家は当該反訴が支持される可能性は非常に低いと考えている。

Furnas‐Tractebel訴訟‐ブラジル

1998年、ブラジルの会社CIEN（現在のEnel CIEN）はTractebelと、アルゼンチンからアルゼンチン‐ブラジル間の相互接続線を通じた配電契約を締結した。2002年における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に電力を利用できるようにすることができなくなった。

2009年10月、TractebelはEnel CIENを訴え、Enel CIENは抗弁書を提出した。Enel CIENは、抗弁の主な論拠としてアルゼンチン危機の結果としての不可抗力を挙げた。法廷の外で、Tractebelは係争に関係する相互接続線の30%を取得する計画を示した。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。当該裁定の控訴期限は現在未定である。係争に関連する金額は約658百万レアル（約117百万ユーロ）と見積られ、それに定量化されるべき損害賠償が加算される見込みである。

同様の理由で、2010年5月にFurnasもEnel CIENを配電不履行で訴え、約571.6百万レアル（約91百万ユーロ）の支払を要求しており、不特定の損害賠償に加えて相互接続線所有権（本件では70%）の取得を求めた。当該手続は、Furnasの主張を全面的に棄却した2019年10月18日の最終判決を伴う裁判所の判決によりEnel CIENに有利に決定された。

Cibran訴訟‐ブラジル

Companhia Brasileira de Antibióticos（Cibran）は、当社のグループ会社であるAmpla Energia e Serviços SA（今日のEnel Distribuição Rio）に対して、非金銭的損害に加えて1987年から2002年に間の同社のブラジルの配電会社による電力サービス中断の結果として損失が生じたとされている損害賠償を求めて6件の訴訟を起こしている。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。Cibranはその後、当該新たな調査の結果に控訴したが、不調に終わった。

1999年に申立てられ、1995年から1999年に関する最初の訴訟は、第一審の裁判所でEnel Distribuição Rioに下された。Enel Distribuição Rioは当該判決を控訴し、同社の申立ては司法裁判所によって支持され、Cibranの主張全てを棄却した。判決は2020年8月24日に確定した。

2006年に申立てられ、1987年から1994年を対象とした第二の裁判に関して、2015年6月1日、Enel Distribuição Rioに96,465,103レアル（約23百万ユーロ）に加えて金銭的損害に対する利息、及び非金銭的損害における80,000レアル（約19,000ユーロ）を支払うよう命じる判決を下した。2015年7月8日、Enel Distribuição Rioは当該判決をリオデジャネイロの司法裁判所に控訴し、同裁判所は2019年11月6日にAmplaの嘆願を支持してCibranの主張を全面的に退ける判決を下した。2019年11月25日、Cibranはリオデジャネイロの司法裁判所に提訴し、2020年9月10日に正当な理由により仮棄却された。2021年1月29日、Cibranは最高司法裁判所（STJ）に当該判決を上告（*文書抗告*）し、2021年6月8日棄却された。2021年6月22日、CibranはSTJに上告（*内部抗告*）し、2022年3月24日に棄却された。2022年4月19日、CibranはSTJに別の上告（*特別抗告*）し、2022年5月13日に棄却されており、それに対してCibranが不服を申立て、係属中である。
残りの4件においては、2001年及び2002年において第一審判決が未だ確定していない。係争額は約681百万レアル（約121百万ユーロ）と見積もられている。

Coperva訴訟 - ブラジル

ブラジルの農村地域における送電網拡大プロジェクトの一環として、1982年、Companhia Energéticado CearáSA（Coelce、現在のEnel Distribuição Ceará）、当時ブラジル政府が所有し現在は当社のグループ会社である同社は、拡大プロジェクトに特化して設立された複数の協同組合の送電網を使用する契約を締結した。当該契約はEnel Distribuição Cearáが月額報酬を支払うことが規定されており、またネットワークの保守も要求されていた。
当該契約は、特別な状況で設立された協同組合と当時の公共部門会社の間で結ばれたものであり、契約により管理される送電網を具体的に特定をするものではなく、多くの協同組合がEnel Distribuição Ceará を訴え、とりわけ契約にて合意された報酬の改定を求めた。
当該手続は、Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda（Coperva）による約427百万レアル（約75百万ユーロ）の額の提訴を含んでいる。Enel Distribuição Cearáは第一審及び控訴審から支持された判決を受けたが、Copervaは手続上の瑕疵に基づいてさらに提訴（*異議申立*）をし、これも2016年1月11日の控訴裁判所で棄却された。2016年2月3日、Copervaは最高司法裁判所（TSJ） に特別抗告（*異議申立*）を申立て、控訴審において下された判決において2018年11月5日にその主張が認められた。2018年12月3日、Enel Distribuição CearáはTSJの判決に対して上告（*文書抗告*）しており、現在審理中である。

ANEEL訴訟 - ブラジル

2014年、Eletropaulo（現在のEnel Distribuição São Paulo）は、ブラジル連邦裁判所に、Agenncia Nacional de Energia Elétrica（ANEEL、国家電力庁）の行政措置の無効を求める訴訟を起こした。当該措置は、2012年に遡及して、その後の規制期間（2011‐2015）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の行政措置は2014年9月9日に異議を申立てられ、予防的に停止された。第一審の訴訟はまだ準備段階にあり、訴訟額は約1,300百万レアル（約241百万ユーロ）である。

Endicon‐ブラジル

2021年10月17日、Endicon（ブラジルの元エネル・サービス・プロバイダ）は、当社グループ会社に起因するという、両当事者間の契約履行中に生じ、契約の管理に係る損失を生じさせたという、当社グループ会社による契約上の権利の行使の濫用により、特定の事象に関連して被った金銭的及び非金銭的損害の合計およそ435百万ブラジル・レアル（約77百万ユーロ）の損害賠償を求めてEnel Distribuição Rio de Janeiro及びEnel Distribuição Cearáに対して訴訟を申立てた。2022年5月10日、当社グループ2社による異議申立てを支持し、同2社に事前に通知されていた、防的措置及び即時停止は完全に解除された。同2社に（i）当該争点の重要な事実を公表し、（ii）同争点に関する会社の財務書類に偶発事象を開示するよう要求していた。一方、2021年12月2日、Enel Distribuição Rio de Janeiro及びEnel Distribuição Cearáは、第一審で継続して本件手続で抗弁を表明した。

Socrel‐ブラジル

Enel Distribuição São Pauloは、Socrelの流動性危機の原因となった、両当事者間の一連の契約に関わるグループ会社による契約の不法解約の疑いにより引き起こされた損失における損害賠償を求めてServiçosde Eletricidade and TelecomunicaçõesLtda（Socrel）から提訴された。審理中に公表された専門家の報告によれば、Socrelの要求は295百万レアル（約52百万ユーロ）であった。当該手続は現在第一審裁判所で係属中である。

2022年特別料率改定（Ceará）‐ブラジル

2022年4月19日、国家エネルギー庁（ANEEL）は決議第3,026/2022号を公表し、Enel Distribuição Cearáにより行われる配電サービス向け2022年度平均24.85%の料率引上げを承認した。民間個人及び公的機関の両方が、決議の効果の取消しを予防的に求める手続合計6件をCeará地区の連邦地方裁判所に当該決議に異議を申立て、恒久的には、決議自体を無効とし、料率の引上げは違法であると主張している。全ての手続で、Enel Distribuição Cearaは、料率調整の合法性を主張し、原告の請求に異議を唱えている。2022年6月21日、連邦地方裁判所は予防的請求を退け、求めている救済及び訴因が同じという事実を考慮して、6件の訴訟を単独の手続に併合した。2022年9月23日、Enel Distribuição Cearaは、特別料率の見直し及び減税を受けて、特定の法的措置の結果、税率が引下げられていることを提出した。公判手続は係属している。訴訟の見積額は確定していない。

GasAtacama Chile‐チリ

2020年1月、Atacama発電所の最低技術及び最少運用時間の変動に関してCDEC-SING（Centro De DespachoEconómicode Carga）に提供された情報をもとにGasAtacama Chile（現在のEnel Generación Chile）に対して*電力燃料監督庁*（SEC）により2016年8月に課された行政課徴金において控訴手続は終結した。手続終結に受けて、行政課徴金の額が約6百万ドルから約432,000ドルに減額され、会社により当該額が支払われた。

上記の問題に関連して、*Sistema Interconectado del Norte Grande*（SING）のAes Gener SA Eléctrica Angamos SA及びEngie Energía Chile SAを含む運営者の多くが、約58百万ユーロ（前述の2社）及び約150百万ユーロ（その他の事業者）の損害賠償を求めてGas Atacama Chileを提訴した。前述の紛争は、一部が単一の手続に併合され、現在係属中である（COVID-19感染拡大への対応で国家緊急事態の解除後の手続を再開した後、裁判所は、当該裁判の実質的な事実及び争点を決定する条文を提供、予備審理段階は完了し、手続は継続している）。

El Quimbo‐コロンビア

Huila地域（コロンビア）の400MWの水力発電所のEmgesa（現在のEnel Colombia）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によりもたらされた多くの訴訟（「*集団訴訟*」及び「*住民訴訟*」）が係争中である。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Garzón地区の1,140人余りの住民によって申立てられた。第二の訴訟は、橋梁（Paso El Colegio）の閉鎖に関する損害を主張するHuilaの5つの地区の住民及び会社／団体により、2011年8月から2012年12月までの間に申立てられたものである。*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、Huila裁判所はEmgesaに対して部分的に不利な判決を下し、環境ライセンスに既に規定されている義務を果たすよう判決を下した。「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。2022年9月20日、ANLAの控訴は提出が遅れたため却下された。Emgesaの控訴に関連して係属中である。

別の*住民訴訟*では、Quimbo流域の埋立がQuimbo下流のBetania流域の漁業に係る影響を及ぼしているとの主張を巡り、多くの養魚会社により申立てられている。多数の予防的決定の経て、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適合性を確保する技術的設計を準備すること、及び約20,000,000,000コロンビア・ペソ（約5.5百万ユーロ）の担保を差し入れることを命じた。

Huila裁判所は6か月の期限を延長したことで、その後、Emgesaにより設置された酸素供給システムが現在まで裁判所により要求される酸素レベルを維持できていることを示しているため、裁判所の反対判決がない限り、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。当事者が準備書面を申立てた後、2021年1月12日、Huila裁判所の第一審判決が下されたことが判明した（その後2021年2月1日に同社に通知された）。判決は、Emgesaが実施した酸素供給システムがBethany流域における動物保護に伴うリスクを軽減していることを認めながらも、関係する環境当局及びEmgesa自体に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属中である。

第一類電圧水準訴訟 **- コロンビア**

当該係争は、超過料率請求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。当該予備審は終了し判決は未定である。当該手続の見積金額は、約**3,370**億コロンビアペソ（約**96**百万ユーロ）である。

Chucas仲裁 - コスタリカ

PH Chucas SA（Chucas）**は、**Enel Green Power Costa Rica SA**が2007年にコスタリカ電力公社（**ICE**）が**50 MW**の水力発電所の建設、及び建設、運転、送電契約（**BOT**）に基づき**ICE**に発電した電力を売却するために実施した入札を落札して設立した特定目的会社である。

2015年5月27日、Chucasは、発電所建設及びプロジェクト完成の遅延の結果として生じた追加費用、及び工事の完成の遅れを理由にICEにより科せられた罰金の無効を求めて*Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio*（AMCHAM CICA）で仲裁手続を開始した。2017年11月に下された裁定にあたり、仲裁委員会はChucasに有利な裁定を下し、生じた追加費用約113百万米ドル（約91百万ユーロ）及び訴訟費用の主張を認め、ChucasはICEに罰金を支払う責任を負わないと裁定した。ICEは最高裁判所に仲裁裁定を控訴し、2019年9月5日、Chucasは複数の正式な手続上の理由において仲裁裁定を無効にするICEの控訴を部分的に支持する判決を通知された。2019年9月11日、Chucasは同裁判所に「説明及び追加的詳細を求める訴訟（*recurso de aclaración y adición*）」を提出し、2020年6月8日に部分的に支持された。同裁判所の決定は、Chucasにより供された証拠の認定に関する情報を伴い2019年9月5日の判決に拡大したが、仲裁裁定を無効にすることに関する決定は変更されていない。

2020年7月14日、ChucasはAMCHAM CICAに暫定的な見積額約240百万ドルの仲裁を新たに申立てた。2020年8月14日、ICEは、仲裁裁定の側に係る管轄権の欠如を理由に当該手続の棄却を要請する答弁を申立てた。棄却に対する要請はAMCHAM CICAによって棄却された。並行してICEは、Chucas及びAMCHAM CICAに対して仲裁手続の停止を求めて行政紛争裁判所（*Tribunal Contencioso Administrativo*）に予防的提訴した。当該提訴は予備で支持されたが、その後棄却された。2021年5月、Chucasは調停申請を申立て、暫定的な要求を提出し、その請求額は約362百万米ドル（約305百万ユーロ）と算定された。2021年6月、ICEはその抗弁を申立て、管轄権の欠如を主張し続けた。ICEは反訴していなかった。2021年8月4日、仲裁裁定はICEの管轄権欠如の主張を退けた。当該事件はその後、最高裁判所第一部での検討のために申立てられ、当該仲裁手続は中断された。

2022年5月12日、2022年7月28日に同社に通知された措置により、最高裁判所第一部は、仲裁裁定は当該紛争を審理する管轄がないと裁定した。2022年8月8日、Chucasは当該裁定に対して特別抗告を提起して、その全体的な解決は2023年半ばを見込まれており、仲裁手続は中断されている。

Kinoの仲裁申請‐メキシコ

2020年9月16日、Kino Contractor SA de Cv（Kino Contractor）、Kino Facilities Manager SA de Cv（Kino Facilities）及びエネル・エスピーエー（当社）は、Parque Solar Don José SA de Cv、Villanueva Solar SA de Cv及びParque Solar Villanueva Tres SA de Cv（「プロジェクト会社」と総称）から、仲裁手続を申立てた三社が所有するソーラープロジェクトに関する契約である、(i) Kino ContractorによるEPC契約の一部の条項の違反、及び (ii) Kino Facilitiesによる資産管理契約の一部の条項の違反を申立てた仲裁要請の通知を受けた。

Kino Contractor及びKino Facilitiesが上記契約に基づいて引き受ける債務の保証人である当社も仲裁手続を求められているが、具体的な請求はなされていない。

Enel Green Power SpAが非支配株主であるプロジェクト会社は、CDPQ Infrastructura Participación SA de Cv （ケベック州貯蓄投資公庫により支配されている）及びCKD InfrastructuraMéxicoSA de Cv.によって支配されている。両当事者は、仲裁の要請及び被告からの関連する回答の後、さらに準備書面を交わしており、そこでは相手方当事者の金銭請求額が約135百万米ドルに更新しており、一方、Kino Facilitiesは自社の反訴を継続していない。公聴会は2022年10月に開催され、最終段階は現在進行中である。仲裁による裁定は2023年半ばに見込まれている。

Allianz‐北米

2022年5月18日、High Lonesome Wind Project LLCは、代理収益スワップに関連して2020年2月時点で同社により債務を発生させられたとの疑いで約203百万ドルの損害賠償をAllianz Risk Transfer Ltdによりニューヨーク州上級裁判所に提訴された。当該請求はその全体で争われている。当該手続は現在、ニューヨークの南部地方裁判所で係属中である。

Gastalsa‐ペルー

2011年、Empresa de Gas de Talara SA（Gastalsa）は、Piura県TalaraのParinas地区において同社に付与された天然ガスの委譲、及びそれに伴いGastalsa自身Enel Generación Piura SA（EGPIURA）により所有されているガスパイプラインの譲渡を取り消す措置を撤回するようTalara民事裁判所に申立てた。

2022年1月6日、裁判所はGastalsaの主張を部分的に支持した。2022年2月、EGPIURA は、Sullana司法高等裁判所のTalara民事裁判所（*Juzgado Civil de Talara de la Corte Superior de Justicia de Sullana*）により発効されたGastalsaに有利な予防的措置を聞き付けた。それは、エネルギー鉱山省炭化水素総局（*Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas*）、エネルギー・鉱業投資高等機関（*Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería*（OSINERGMIN））及びエネルギー省に（ⅰ）Gastalsaに有利にParinas地区、Talara県及びPiura州の天然ガス委譲契約を移行させ、（ⅱ）Gastalsaへのパイプラインの改修及び移転を進める、という命令である。このことは、Gastalsaへの輸送において（Malacas火力発電所に天然ガスを供給している）EGPIURAにより現在保有されているガスパイプラインを改修することを意味する。

2022年8月2日、*Sala Civil de la Corte Superior de Justicia de Sullana*は第二控訴審でGastalsaに対して判決を下し、本件を第一審裁判所に新たな判決を求めて差戻した。当該決定の結果、2022年9月9日、事前予防措置が解除された。

一方で、2022年7月、憲法裁判所は、Gastalsaの当初の嘆願が期限を過ぎて提出されたことを認め、利害関係のある第三者であるシステム運営者の嘆願を認めた。2023年1月24日、憲法裁判所も当該措置に対する控訴を棄却した。

Gab□□íkovo訴訟 - スロバキア

Slovenské Elektrárne（SE）は、Vodohospodárska Výsatavba Štátny Podnik（VV）が管理する720 MWのGab□□íkovo 水力発電所に関する複数の裁判に関与しており、当該水力発電所の運営及び保守は、2006年のSE民営化の一環として、運営協定（VEG運営合意）の下で30年間SEに運転委託されていた。

民営化の完了直後、公共調達局（PPO）はBratislava裁判所に、公共入札に適用される規則の違反、契約をサービス契約として当該サービス契約規制を適用したとする違反容疑に基づいて、VEG運営合意の無効の訴えを申立てた。2011年11月、第一審はSEを支持する判決を下し、これに対しPPOは当該裁定を控訴した。

PPO訴訟と並行して、VVはいくつかの訴訟も起こし、特にVEG 運営合意の無効を求めた。2014年12月12日、VVは、契約違反を理由にVEG運営合意を一方的に解消し、2015年3月9日に合意破棄を通告した。2015年3月9日、控訴審は第一審の判決を覆し、PPOによる訴訟の一環として同合意を無効とした。SEは当該判決に対して最高裁に特別抗告した。2016年6月29日の審問で、最高裁は当該上告を棄却し、その後SEは当該判決に対し憲法裁判所に上告したが、同裁判所は2017年1月18日に当該上告を棄却した。

さらにSEは、VEG補償合意の下で仲裁要請をウィーン国際仲裁センター（VIAC）に申立てた。民営化の一環としてスロバキア共和国の国有財産基金（現在はMHマネジメント - MHM）とSEとの間で締結された当該合意の下で、SEは、SEに帰し得ない理由によりVEG運営合意が中途解約された場合に補償を受ける権利を有する。仲裁センターは2017年6月30日、SEの申立てを退ける裁定を下した。

SEが開始した仲裁手続と並行して、VV及びMHMの双方は、SEのVEG運営合意との関係に疑惑があるとしてVEG補償合意の無効を求めてスロバキアの裁判所に2件の訴えを申立てた。当該訴訟は統合され、2017年9月27日にBratislava裁判所は原告の申立てを手続上の理由から棄却した。VV及びMHM の双方が当該判決に控訴しSEに有利な第一審の判決を支持するとして控訴は双方とも棄却された。当該判決に対して、2020年3月9日、VVはさらに最高裁判所に特別抗告（*dovolanie*）し、それに対しSEは2020年6月8日に意見書を提出した。またSEはSlovak憲法裁判所に控訴を申立て、2021年7月29日に棄却された。2021年3月24日、最高裁判所はBratislava控訴院の判決を破棄し、同判決を同控訴院に差し戻し、当該手続はBratislava控訴院で現在係属中である。

地方レベルでは、VVはまた、2006年から2015年までの期間に不当利得（推定約360百万ユーロ、プラス利息）があったとしてSEに対して別の提訴を申立てた。SEは、進行中の全ての手続に関して反対主張を申立てた。その経過の要約は以下のとおりである。

- 2006年から2008年の間、Bratislava裁判所は2019年6月26日の審問で、VVの主な主張を退け、その結果、SEの反訴に至った。第一審の判決はBratislava控訴院に両当事者により控訴された。控訴審（a）については、2023年2月18日にSEに通知された2022年12月6日の判決で2006年に関する訴訟が終結し、第一審判決を支持した。SEはどの行動方針を求めるか検討している。（b）2007年及び2008年に関する手続は未だ係属中である。

＞ 2011年、2014年及び2015年に関する手続は全て第一審裁判所に係属中であり、当事者間で準備書面が交わされている。第一審裁判所での2011年及び2014年の審問に関連する手続は、感染拡大を理由に決定されるべき期日に延期される前に特定の期日に延期された。2015年に関する手続においては、 2023年3月7日に第一審裁判所の審問が予定されている。

＞ 2009年、2010年及び2013年に関する手続は、各々2022年の11月24日、11月15日及び11月22日にBratislava裁判所により下された判決をもって第一審裁判所において終結し、VVの請求及びSEの反訴の双方を棄却した。2022年12月から2023年1月の間に、SE及びVVの双方とも2010年及び2013年に関する判決に対して控訴し、2023年1月19日にSEは2009年に関する判決に対しても控訴した。

＞ 2012年に関する手続については、2023年2月2日、VVの請求及びSEの反訴の双方を棄却して第一審判決を支持する控訴審判決がSEに通知された。SEはどの行動方針を求めるかを検討している

最後に、別の手続で、VVは、民営化の一環としてGab□□íkovo発電所の技術資産のSEからVVへの移転において報酬金額約43百万ユーロ及び利息を付けて返還するようSEに求めた。VVの適格性の欠如を指摘した予備的決定を下した後、2020年12月18日、裁判所は、SEを支持する判決を下し、VVの主張を棄却した。2021年1月4日、VVはその判決に対して異議申立てを行い、現在手続が係属中である。

ブラジルの税務訴訟

源泉税徴収 - Ampla

1998年、Ampla Energiae Serviços SA（Ampla）は、Coelceの取得のため、外国の資金を調達するために設立された同社パナマ子会社により引受けられた350百万米ドルの債券（「固定利付債」FRN）の発行して融資を受けた。当時施行されていた特別な規則の下で、2008年まで当該債券が維持されることを条件として、Amplaによりその子会社に支払われた利息はブラジルにおける源泉税徴収の対象ではなかった。

しかしながら、1998年の金融危機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り入れた。税務当局は、当該資金調達が当該債券の繰上償却に相当し、その結果、源泉税徴収免除の資格を喪失するとみなした。

2005年12月、Ampla Energia e Serviços は残存しているFRN債券及び関連するAmpla Investimentos e Serviços SAに対する権利及び義務の移転を伴う会社分割を実施した。

2012年11月6日、*CámaraSuperior de Recursos Fiscais*（最高位の行政裁判所）はAmplaに対し不利な判決を下し、これに対し同社は直ちに釈明を求めた。2013年10月15日、Amplaは、釈明請求棄却（*Embargo de Declaração*）、及びそれにより前回の不利な判決を支持する通知を受けた。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、追加文書を求めた。

当該会社は2018年12月に追加文書を提出し、係争及び提出した書面の裁判所の評価を待っている。

2022年12月31日現在での当該係争における関連金額は約246百万ユーロである。

PIS／COFINS／ICMS‐Enel Distribuição São Paulo

2017年3月、ブラジルの連邦最高裁判所（STF）は、PIS税及びCOFINS税の算定に係る決定を下し、ICMS（*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*：財及びサービスの転嫁税）はPIS税及びCOFINS税の算定基礎を含ま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、当該判決は当該日から発効すると規定した。

STF判決による影響を受けたブラジルの当社グループ会社は、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、同社は当該措置に異議を申立て、裁判制度の様々なレベルを通じて同社の手続を擁護している。

2022年12月31日現在、当該手続に関わる推定金額は約206百万ユーロである。

IRPJ／CSLL‐Eletropaulo

2021年10月5日、Eletropauloはブラジル税務当局から、Enel Groupによる当該会社取得前に行われた異例な会社取引によって生じた増加価値の償却による法人所得税目的控除（*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas* - IRPJ 及び *Contribuiçao Social sobre o Lucro Líquido* - CSLL ）を争う税務更正を受領した。当該異議の期間は2017年から2019年までである。

当該会社の税務ポジションが健全であることを踏まえ、行政処分の第一段階で抗弁を表明した。

2022年12月31日現在での当該係争における関連金額は約137百万ユーロである。

PIS‐Eletropaulo

2000年7月、Eletropauloは、*連邦最高裁判所*（STF）が後に憲法違反であると判断した規制（政令第2,445/1988号及び第2,449/1988号）の適用にあたり支払われたPIS（*Programa Integração Social*：社会統合プログラム）において税額控除を求める訴訟を申立てた。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。

2022年12月31日現在での当該係争における関連金額は約123百万ユーロである。

ICMS‐Ampla、Coelce及びEletropaulo

Rio de Janeiro州、Ceará州及びSão Paulo州は、Ampla Energia e Serviços SA（1996‐1999年及び2007‐2017年）、Companhia Energética do Ceará（2003年、2004年、2006年‐2012年、2015年及び2016年）及びEletropaulo（2008‐2021年）に対する複数の税務更正を行い、特定の非流動資産購入に関わるICMS‐*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*（財及びサービスの転嫁税）の控除について異議を示した。会社側はこれに異議を申立て、適正に税額を控除しており、ICMSを生じさせた資産の購入は配電事業での使用を意図したものであると主張して、更正に異議を唱えた。
会社側は、各種レベルでの審理で会社側の事業の抗弁を続けている。
2022年12月31日現在での当該係争における関連金額は合計およそ95百万ユーロである。

源泉税徴収‐Endesa Brasil

2014年11月4日、ブラジル税務当局はEndesa Brasil SA（現Enel Brasil SA）に対し、非居住者への配当が高いとされる支払に源泉税徴収を適用しなかったとして税務更正を行った。
より具体的には、2009年、Endesa BrasilがIFRS初度適用の結果、のれんの認識を中止し、当該会社が採用した会計基準の適切な適用に基づき、当該影響を株主持分にて認識した。しかしながら、ブラジル税務当局は、税務監査中に、会計処理が不適切であり、のれんの認識の中止の影響は純損益を通じて反映されるべきだと主張した。この結果、対応する更正額（約202百万ユーロ）が非居住者所得の支払として振替えられ、15%の源泉税徴収の対象となった。
当該会社が採用した会計処理は外部監査人の合意を得ており、また現地会社による具体的な法的見解により確認されていることに留意されたい。
当該会社は、行政裁判所から不利な判決を受けた後も、法廷にてその行動及び会計処理の適切性を引続き抗弁している。
2022年12月31日現在での当該係争における関連総額は約69百万ユーロである。

ICMS‐Coelce

Ceará州は、Companhia Energética do Ceará SA （Coelce）に対して、複数年（2005年から2014年までの課税期間）にわたり、ICMS - *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* （財及びサービスの転嫁税）の控除可能部分の算定、特に低所得世帯（*Baixa Renda*）への電力販売においてブラジル政府による想定特別料率の適用から生じた収入を基準とした控除按分算定方法に異議を唱えてきた。
当該会社は、税額控除が適正に計算されたと主張し、個別の更正に不服を申立てている。同社はあらゆるレベルの司法管轄権にて自社の立場を抗弁している。
2022年12月31日現在での当該係争における関連総額は約55百万ユーロである。

PIS‐Eletropaulo

1995年12月、ブラジル政府は暫定措置（行政暫定指令）を発令し、連邦PIS（*Programa Integração Social*：社会統合プログラム）の税率を0.50%から0.65%に引上げた。
その後、当該暫定措置は1998年の最終的な批准前に5回再発令された。ブラジル法制の下では、税率引上げ（又は新たな税の制定）は法律によってのみ施行することができ、公布後90日で発効する。

そのため、Eletropauloは、税率の引上げは直近の暫定措置の90日以降のみであるべきであり、それ以前の4回の暫定措置は（法制批准されなかったため）無効であると主張する訴えを申立てた。当該係争は、PIS税率の引上げは一回目の暫定措置から有効であるとの判断で2008年4月に終決した。

2008年5月、ブラジル税務当局は1996年3月から1998年12月までの増税分に対応する納付を求めて、Eletropauloに対して訴えを申立てた。Eletropauloは税額更正の通知期限はすでに経過しているとして、あらゆるレベルの裁定で当該要請に異議を申立てた。特に、課税事象（一回目の暫定措置日付である1995年12月）から正式な法的文書の発行がないまま5年を超えて経過しており、追加納税を要求する税務当局の権利、及び納付を求めて法的措置を取る権限に異議を唱えている。

2017年、前回の判決で下された不利な決定を受けて、Eletropaulo は自社の権利を守るにあたり、*最高司法裁判所*（STJ）及び*連邦最高裁判所*（STF）に控訴した。手続は停止中であるが、係争の対象となっている金額は銀行保証により賄われていた。

当該銀行保証を裁判所における預託金に置き換えることを求めるブラジル国家財務省の法務長官室の要求について、第二審裁判所は当該嘆願を認めた。そのため当該会社は銀行保証を現金預託金に置き換えた上で、関連する決定に対して説明を申立てており、現在判決を待っているところである。

2022年12月31日現在での当該係争における関連総額は約45百万ユーロである。

FINSOCIAL‐Eletropaulo

2011年9月11日に連邦地方裁判所が下した最終判決に受けて、Eletropauloは1989年9月から1992年3月に支払った金額に関連する特定のFINSOCIALクレジット（社会保障負担）において補償を受領する権利を認められた。

関係する時効の満了にもかかわらず、連邦税務当局は、一部のクレジットの決定に異議を示し、対応する相殺を否認し税務更正を出したが、当該会社は行政裁判所にて速やかにこれに対する異議を申立て、その算定及び処理の適法性を主張した。

第一審での不利な判決の後、当該会社は第二審の行政裁判所に控訴を申立てた。

2022年12月31日現在での当該係争における関連総額は約43百万ユーロである。

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（国立裁判所）に当該処理の抗弁を継続している。

法人所得税に関する当該係争について、不利な結果が生じた場合は、可能性として2022年12月31日現在で約133百万ユーロと考えられている。

＞Enel Iberiaは、株式売却から生じた資産売却損（約88百万ユーロ）及び特定の財務費用（約15百万ユーロ）の控除可能性の判定に採用された要件の妥当性を抗弁している。

＞Endesa及びその子会社は、主に、特定の財務費用（約24百万ユーロ）及び原子力発電所の廃止費用（約6百万ユーロ）の控除可能性のために採用された要件の妥当性を抗弁している。

2021年、スペイン税務当局は、2015年から2018年までの新たな通常監査を終了させた。関係する会社は各社の正当な処理を主張して、第一審の行政レベル（TEAC：中央経済行政裁判所）で関連する更正に異議を申立てた。

法人所得税に関連する当該主要な係争について、特定の金融費用の控除可能性に関して、不利な結果が生じた場合は、可能性として、2022年12月31日現在で約222百万ユーロ（Enel Iberia 210百万ユーロ及びEndesa SA 12百万ユーロ）と考えられている。

法人所得税 - Enel Green Power EspañaSL

2017年6月7日、スペイン税務当局はEnel Green Power España SLに税務更正を通知した　2011年のEnel Unión Fenosa Renovables SA（EUFER）のEnel Green Power España SLへの合併に係る課税中立取引とした処理に異議を唱え、当該取引は有効な経済的理由がないと主張した。

2017年7月6日、当該会社は第一審の行政レベル（*中央経済行政裁判所* - TEAC）に当該税務更正に異議を申立て、当該合併に適用された税務上の取扱いの適切性を抗弁した。同社は当該取引において有効な経済的理由の存在を証明するために、合併の結果として達成されたシナジーを示す裏付資料を提出した。2019年12月10日、TEACは異議を棄却したが、同社は裁判所（*Audiencia Nacional*）にて抗弁を続けている。

2022年12月31日現在での当該係争における関連総額は約100百万ユーロである。

イタリアにおける税務訴訟

源泉税徴収 - Enel Servizio Elettrico Nazionale

2018年3月に開始された税務監査、及び、その後の枠組契約の下で消費市場の大口顧客に関するServizio Elettrico Nazionale SpA（SEN）からの営業債権の特定の取引における譲受人として関係した銀行に提出した確認状により実施された調査の結果を受けて、2018年12月19日、歳入庁 - Lazio地方局 - 大規模納税者事務所は、2013年に行われた前述取引の一部として銀行に支払われた金額に関する源泉税徴収義務違反の疑いに関する更正を当該会社に通知した。

特に、当該係争は納税者事務所による更正から生じており、（i）税務目的のみにおいて営業債権の譲渡を財務取引として振替え、（ii）当該会社は何の役割もない中で、その後の譲渡営業債権に関連する取引（銀行により実施される非居住者へのさらなる売却及び／又は証券化）を再構築することで、取引費用（譲渡営業債権の額面価額と譲渡価格の差額）の相当額が同社の源泉税徴収義務であるとして主張している。

当該更正のSENの提訴を受けて行われた手続の第一段階にあたり、更正活動における重大な手続上の違反にもかかわらず、納税者事務所による税務目的において取引の振替、及びその結果の支払の流れに関連する違法性に関する、同社の異議主張は支持されなかった。

2022年度に、解釈上の不確実性により特徴付けられた事項に関する係争の継続を回避することのみを目的において同社がその受入れを決定した和解の条件が生まれた。当該和解は、税務還付の全体的な修正、及びそれ以降の年の還付の更正を行うとするものである。

当該和解は同社による当期約45百万ユーロの支払を含み、係争は目的を奪われた。

注記58. 将来の会計基準

2022年12月31日以降に当社グループ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。

＞ 2020年1月に公表された「*IAS第1号の改訂‐負債の流動又は非流動への分類*」。当該改訂は、負債の表示に関するIAS第1号の規定に関連するものである。具体的にはこの変更は以下の点を明確にしている。

- 流動又は非流動に負債を分類する際に採用する要件であり、決済を延期する事業体の権利の意味、及び、その権利が報告期間末時点で存在していなければならないことが明記されたこと
- 分類は、事業体が負債の決済を延期する権利を行使する時点に関する経営者の意図又は期待の影響を受けないこと
- 報告期間の末日に事業体が融資条件を充たしている場合に限り、たとえ債権者がそれより後まで遵守を確認しなくても、延期する権利が存在すること、及び
- 決済とは、現金、資本性金融商品、その他の資産又はサービスの相手方への移転をいう。

当該改訂は承認されることを条件に2024年1月1日以降に開始する事業年度において発効する。[17]

＞ 2022年10月に公表された「*IAS第1号の改訂‐特別条項付きの非流動負債*」。IAS第1号は、会社が報告日後12か月に決済を繰延べる権利を有する場合に限り、非流動負債として負債の分類を求めている。当該基準の改訂は、少なくとも12か月の間、負債の決済を繰延べる権利が特別条項の遵守の対象となっている場合の開示を改善し、報告日現在の流動又は非流動としての負債の分類は、報告日以降に遵守しなければならない特別条項の影響を受けないことを明記している。

当該改訂は承認されることを条件に2024年1月1日以降に開始する事業年度において発効する。

＞ 2021年2月に公表された「*IAS第1号及びIFRS実務記述書第2号の改訂‐会計方針の開示*」。当該改訂は、事業体が財務書類において開示すべき会計方針の決定を支援することを意図している。IAS第1号の改訂は、事業体に重要な会計方針ではなく重要な会計方針の情報を開示することを求めている。会計方針の開示に重要性の概念をどのように適用するかについての指針は、IFRS実務記述書第2号の改訂に規定されている。当該改訂は2023年1月1日以降に開始する事業年度において発効する。

＞ 2021年2月に公表された「*IAS第8号 の改訂‐会計上の見積りの定義*」。当該改訂は、会計方針の変更を会計上の見積りの変更と区別する方法を明確化するものである。会計上の見積りの変更の定義は、「測定の不確実性の影響を受ける財務書類上の金額」としての会計上の見積りの定義に置き換えられた。当該改訂は2023年1月1日以後に開始する事業年度において発効する。

＞ 2021年5月に公表された「*IAS第12号の改訂‐法人所得税：単一の取引から生じた資産及び負債に係る繰延税金*」。当該改訂は、当初認識時に、均等な課税差異及び控除可能な一時差異を生じる取引に係る繰延税金を認識することを事業体に要求している。当該改訂は承認されることを条件に2023年1月1日以後に開始する事業年度において発効する。

[17] 2020年7月に、発効日を2023年1月1日から2024年1月1日に延期する改訂が公表された。

＞ 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共同支配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。

＞ 2017年5月に公表された「*IFRS第17号‐保険契約*」。当該基準は、保険及び再保険の費用の計算において異なるモデルを導入している。当該基準は2023年1月1日以降に開始する年度において適用される。当社グループは2022年1月1日現在のIFRS第17号の初度適用の影響及び2022年12月31日現在の影響合計を再計算し、主に準備金の割引により、最多で30百万ユーロのプラスの増加　として見積っている。

＞ 2022年9月に公表された「*IFRS第16号の改訂‐セール・アンド・リースバック取引におけるリース負債*」。当該改訂は、売手である借手に、当該手配に関係する資産の従前の帳簿価額に比例して、そして留保された使用権に沿って、リースバックから生じる使用権の測定を求めている。従って、売手である借手は、買手である貸手に譲渡された権利に関連するキャピタル・ゲイン又はロスの金額のみを認識することが認められる。

当該改訂は、リースバックから生じる負債における特定の測定要件を規定していない。しかしながら、当該基準は、指数又はレートに依拠しない変動支払を含めることで、当該負債の当初測定及びその後の測定の示例を含んでいる。当該表示は、IFRS第16号により要求される一般的な会計モデルからの逸脱である。というのも、一般的な会計モデルでは、指数又はレートに依拠しない変動支払は、当該支払の発生を決定づける事象又は状況における期間に純損益を通じて認識される。この観点から、売手である借手は、リース支払を決定するための会計方針を策定し適用しなければならず、留保された使用権の利得又は損失の金額は認識されない。

当該改訂は承認されることを条件に2024年1月1日以後に開始する事業年度において発効する。IAS第8号「会計方針、会計上の見積り及び誤謬」に従って、IFRS第16号の初度適用日後に締結されたセール・アンド・リースバック取引において遡及適用が認められる。

当社グループは、新規定の将来の適用による潜在的な影響について評価を行っている。

注記59. 後発事象

エネルが新たに1,750百万ユーロの永久ハイブリッド債を発行し、発行済みハイブリッド債の一部を借換え

2023年1月9日、当社は、ユーロ建て非転換型劣後永久ハイブリッド債（新債券）元本総額1,750百万ユーロの発行を欧州市場に係る機関投資家向けに開始した。

同時に、エネルは別の通知を通じて、2023年8月に最初の償還日を迎える750百万ユーロの株主持分に計上された永久ハイブリッド債の全て、及び2023年9月に払込期日を迎える満期2073年9月のハイブリッド債1,250百万米ドルの残高の一部である総元本額を、新債券から調達した元本額に等しい現金で買い戻し、その後消却するための任意公開買付の開始を発表した。

エネルがユーロ建て永久ハイブリッド債の公開買付けの結果を発表

2023年1月9日に開始され、2023年1月16日に終了した任意公開買付の終了に伴い、2023年1月18日、エネルは、額面総額699,970,000.00ユーロの発行済みユーロ建て永久ハイブリッド債を現金で買い戻すことを発表した。
新債券の発行を通じて調達された元本金額及びユーロ建て債券向け公開買付けに関連して購入された債券の元本金額を考慮して、2023年9月の払込期日を有する2073年9月満期の同社のハイブリッド債1,250百万米ドルの同時公開買付けの上限最大引受額（上限最大額）は撤廃された。

エネルがユーロ建て永久ハイブリッド債に係る公開買付の結果を発表

2023年1月18日に発表された米ドル建て債券に係る上限最大引受額（上限最大額）の撤廃の結果として、エネルは、額面総額411,060,000米ドル、早期公開買付期日までに米ドル建て債券に係る有効に申込まれた全ての買付を受入れた。

エネルが1,500百万ユーロの「持続可能連動債」を発行

2023年2月14日、Enel Finance International NVは、機関投資家向け二重トランシェ「持続可能連動債」合計1,500百万ユーロを発行した。当該新規発行はトランシェ毎に複数の主要業績指標（KPI）のエネルによる利用を初めて想定している。当該債券の一つのトランシェは、EUタクソノミーに連動したKPIと、国連持続可能な開発目標（SDGs）に連動したKPIを組み合わせたものである。当該債券のもう一つのトランシェは、直接的及び間接的な温室効果ガス排出削減を巡り、当社グループの完全脱炭素化に関連する2つのKPIに連動している。

エネルが火力発電事業の売却により在アルゼンチンの資産処分プロセスを開始

2023年2月17日、当社グループは子会社のEnel Argentinaを通じて火力発電会社Enel Generación Costaneraにおける当社グループの持分75.7%をエネルギー会社Central Puerto SAに売却を締結し、取引を終了した。
同時に、エネルは火力発電会社Central Dock Sudにおける当社グループの持分41.2%をCentral Puertoに売却する契約に署名した。当該2社におけるエネルの株主持分の売却対価は102百万米ドルである。

エネルがPPCにルーマニア事業の売却合意を締結

2023年3月9日、当社は在ルーマニアの当社グループが保有する株主持分全ての売却においてギリシャ会社Public Power Corporation SA（PPC）と合意を締結した。合意は、PPCが合計およそ1,260百万ユーロ、企業価値が（100%ベースで）約1,900百万ユーロ相当、を支払うというものである。当該取引の結果、当社グループの連結正味債務およそ1,700百万ユーロに係る合計プラスの効果を生じさせ、そのうち約100百万ユーロは2022年度、残額は2023年度の見込みである。また、2022年から2023年にかけて報告される当社グループの利益へのマイナス影響の累計はおよそ1,400百万ユーロで、そのうち約600百万ユーロは2023年度に計上される換算準備金の取崩しに関連するものである。

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

2022年12月31日現在の当社及びその子会社が、2022年度に独立監査人及びそのサービス・ネットワークに属する事業体に支払った費用は、Consob「発行体の規制」第149条の12の定めるところに従う以下の要約表のとおりである。

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）
当社		
監査	**内訳**	
	KPMG SpA	0.5
	KPMGネットワーク事業体	-
保証業務	**内訳**	
	KPMG SpA	2.1
	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	-
小計		**2.6**
当社の子会社		
監査	**内訳**	
	KPMG SpA	4.3
	KPMGネットワーク事業体	7.9
保証業務	**内訳**	
	KPMG SpA	1.3
	KPMGネットワーク事業体	1.1
その他サービス	**内訳**	
	KPMG SpA	0.1
	KPMGネットワーク事業体	-
小計		**14.7**
合計		**17.2**

前へ　次へ

財務書類（2022年12月31日現在）

損益計算書

		2022年度				2021年度			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
収益									
販売及びサービスから生じた収益	4.a	116,051,123	17,256,801,990	*116,143,487*	*17,270,536,517*	125,426,702	18,650,950,587	*125,382,065*	*18,644,313,066*
その他の収益	4.b	16,663,153	2,477,810,851	*14,877,215*	*2,212,241,871*	1,643,537,558	244,394,034,875	*14,038,934*	*2,087,589,486*
小計		**132,714,276**	**19,734,612,841**			**1,768,964,260**	**263,044,985,462**		
営業費用									
消耗品の購入	5.a	386,707	57,503,331	*218,873*	*32,546,415*	523,948	77,911,068	*366,196*	*54,453,345*
サービス、リース及び賃借料	5.b	206,383,096	30,689,166,375	*132,838,081*	*19,753,022,645*	196,758,516	29,257,991,329	*129,741,926*	*19,292,624,396*
人件費	5.c	104,681,593	15,566,152,879			178,564,663	26,552,565,388		
減価償却費、償却費及び減損損失	5.d	1,329,696,603	197,725,884,866			734,099,075	109,160,532,453		
その他の営業費用	5.e	26,904,912	4,000,760,414	*615,302*	*91,495,407*	13,637,338	2,027,872,161	*680,506*	*101,191,242*
小計		**1,668,052,911**	**248,039,467,866**			**1,123,583,540**	**167,076,872,398**		
営業利益		**(1,535,338,635)**	**(228,304,855,025)**			**645,380,720**	**95,968,113,064**		
持分投資から生じた収益	6	8,770,435,089	1,304,163,697,734	*8,770,003,874*	*1,304,099,576,064*	4,450,596,876	661,803,755,461	*4,449,822,148*	*661,688,553,408*
デリバティブから生じた金融収益	7	2,131,015,975	316,882,075,483	*627,229,150*	*93,268,974,605*	1,072,689,763	159,508,967,758	*253,243,181*	*37,657,261,015*
その他の金融収益	8	431,697,733	64,193,452,897	*379,617,287*	*56,449,090,577*	239,976,218	35,684,463,617	*237,221,205*	*35,274,793,184*
デリバティブから生じた金融費用	7	1,959,981,967	291,449,318,493	*1,166,367,143*	*173,438,794,164*	891,233,492	132,526,420,260	*505,710,198*	*75,199,106,443*
その他の金融費用	8	786,552,405	116,960,342,624	*309,241,496*	*45,984,210,455*	869,140,792	129,241,235,770	*203,472,671*	*30,256,386,178*
小計		**8,586,614,425**	**1,276,829,564,998**			**4,002,888,573**	**595,229,530,805**		
税引前利益		**7,051,275,790**	**1,048,524,709,973**			**4,648,269,293**	**691,197,643,869**		
法人税等	9	(106,090,159)	(15,775,606,643)			(114,212,964)	(16,983,467,747)		
当期純利益		**7,157,365,949**	**1,064,300,316,616**			**4,762,482,257**	**708,181,111,616**		

包括利益計算書

	注記	2022年度 ユーロ	2022年度 円	2021年度 ユーロ	2021年度 円
当期純利益		**7,157,365,949**	**1,064,300,316,616**	**4,762,482,257**	**708,181,111,616**
その他の包括利益／（費用）で後に純損益に振替えられる可能性のある項目（税引後）					
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分		294,350,690	43,769,947,603	124,454,364	18,506,363,927
ヘッジ・コストの公正価値変動額		(3,149,358)	(468,309,535)	15,717,853	2,337,244,741
その他の包括利益／（費用）で後に純損益に振替えられる可能性のない項目（税引後）					
確定給付制度に係る正味負債／（資産）の再測定		13,268,911	1,973,087,066	4,564,511	678,742,786
他社における持分投資の公正価値変動額		1,952,292	290,305,820	-	-
その他の包括利益／（損失）合計	23	**306,422,535**	**45,565,030,955**	**144,736,728**	**21,522,351,454**
当期包括利益／（損失）合計		**7,463,788,484**	**1,109,865,347,571**	**4,907,218,985**	**729,703,463,070**

財政状態計算書

資産	注記	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
		ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
非流動資産									
有形固定資産	10	10,527,976	1,565,510,031			11,735,807	1,745,114,501		
無形資産	11	133,425,176	19,840,323,671			143,456,537	21,331,987,052		
繰延税金資産	12	146,252,786	21,747,789,278			298,539,457	44,392,817,256		
持分投資	13	59,952,466,507	8,914,931,769,591			60,268,990,442	8,961,998,878,725		
非流動金融派生資産	14	348,779,629	51,863,530,832	*35,499,991*	*5,278,848,662*	753,312,462	112,017,563,099	*153,244,028*	*22,787,386,964*
その他の非流動金融資産	15	13,667,732	2,032,391,748			15,417,338	2,292,558,161		
その他の非流動資産	16	81,210,258	12,075,965,365	*68,953,577*	*10,253,396,900*	99,043,140	14,727,714,918	*86,843,927*	*12,913,691,945*
合計		**60,686,330,064**	**9,024,057,280,517**			**61,590,495,183**	**9,158,506,633,712**		
流動資産									
営業債権	17	294,100,316	43,732,716,989	*294,690,317*	*43,820,450,138*	275,247,959	40,929,371,503	*276,190,306*	*41,069,498,502*
未収税金資産	18	164,519,486	24,464,047,568			141,877,919	21,097,246,555		
流動金融派生資産	14	390,303,368	58,038,110,822	*85,798,846*	*12,758,288,400*	59,972,681	8,917,937,665	*23,256,617*	*3,458,258,948*
その他の流動金融資産	19	3,480,039,167	517,481,824,133	*3,019,086,075*	*448,938,099,353*	8,257,266,476	1,227,855,524,981	*7,133,865,088*	*1,060,805,738,586*
その他の流動資産	20	584,062,049	86,850,026,686	*282,681,908*	*42,034,799,720*	1,063,147,760	158,090,071,912	*1,044,515,604*	*155,319,470,315*
現金及び現金同等物	21	4,867,872,963	723,852,709,598			952,254,599	141,600,258,871		
合計		**9,780,897,349**	**1,454,419,435,796**			**10,749,767,394**	**1,598,490,411,488**		
売却目的保有非流動資産	22	654,000,000	**97,249,800,000**			-	-		
資産合計		**71,121,227,413**	**10,575,726,516,313**			**72,340,262,577**	**10,756,997,045,200**		

負債及び株主持分	注記	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
		ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
株主持分									
株主資本		10,166,679,946	1,511,785,307,970			10,166,679,946	1,511,785,307,970		
自己株式準備金		(47,077,924)	(7,000,487,299)			(36,046,337)	(5,360,090,312)		
資本性金融商品－永久ハイブリッド債		5,567,477,464	827,883,898,897			5,567,477,464	827,883,898,897		
その他の準備金		11,835,447,410	1,759,931,029,867			11,510,379,340	1,711,593,407,858		
利益剰余金／（繰越損失）		5,695,687,373	846,948,712,365			4,928,260,660	732,832,360,142		
当期純利益[1]		5,124,029,959	761,943,254,903			2,830,813,067	420,941,903,063		
株主持分合計	23	**38,342,244,228**	**5,701,491,716,704**			**34,967,564,140**	**5,199,676,787,618**		
非流動負債									
長期借入金	24	18,195,966,550	2,705,740,225,985	*12,406,766,403*	*1,844,886,164,126*	25,572,039,327	3,802,562,247,925	*18,738,942,712*	*2,786,480,781,274*
従業員給付	25	131,204,919	19,510,171,455			171,939,929	25,567,467,442		
リスク及び費用向け引当金（非流動）	26	26,699,393	3,970,199,739			49,212,156	7,317,847,597		
繰延税金負債	12	98,253,224	14,610,254,409			149,317,756	22,203,550,317		
非流動金融デリバティブ負債	14	663,170,856	98,613,506,287	*163,067,356*	*24,248,115,837*	1,300,244,640	193,346,377,968	*25,575,645*	*3,803,098,412*
その他の非流動負債	27	23,089,469	3,433,404,040	*8,493,024*	*1,262,912,669*	29,470,863	4,382,317,328	*8,473,280*	*1,259,976,736*
小計		**19,138,384,411**	**2,845,877,761,916**			**27,272,224,671**	**4,055,379,808,578**		
流動負債									
短期借入金	24	8,751,561,341	1,301,357,171,407	*8,362,050,365*	*1,243,436,889,276*	6,563,294,343	975,961,868,804	*5,624,719,235*	*836,395,750,245*
一年以内返済予定の長期借入金	24	1,430,638,032	212,735,875,358	*1,332,500,814*	*198,142,871,042*	215,621,277	32,062,883,890	*117,654,573*	*17,495,235,005*
リスク及び費用向け引当金（流動）	26	14,646,861	2,177,988,231			12,122,617	1,802,633,148		
営業債務	28	154,478,681	22,970,979,865	*97,033,054*	*14,428,815,130*	167,020,616	24,835,965,599	*116,525,041*	*17,327,273,597*

流動金融派生負債	14	178,393,271	26,527,079,398	*69,056,412*	*10,268,688,464*	130,821,277	19,453,123,890	*36,532,890*	*5,432,440,743*
その他の短期金融負債	29	238,249,602	35,427,715,817	*94,222,302*	*14,010,856,307*	226,570,923	33,691,096,250	*70,929,839*	*10,547,267,059*
その他の流動負債	31	2,872,630,986	427,160,227,618	*739,812,883*	*110,010,175,702*	2,785,022,713	414,132,877,423	*220,243,966*	*32,750,277,744*
小計		**13,640,598,774**	**2,028,357,037,694**			**10,100,473,766**	**1,501,940,449,004**		
負債合計		**32,778,983,185**	**4,874,234,799,610**			**37,372,698,437**	**5,557,320,257,582**		
負債及び株主持分合計		**71,121,227,413**	**10,575,726,516,313**			**72,340,262,577**	**10,756,997,045,200**		

(1)**当期純利益**7,157**百万ユーロ（**2021**年度では**4,762**百万ユーロ）は、中間配当金**2,033**百万ユーロ（**2021**年度では**1,932**百万ユーロ）との差額を表示している。**

持分変動計算書（注記23）

ユーロ	資本金	資本剰余金	自己株式準備金	資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債	法定準備金	法令第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で計上される金融商品の測定から生じた準備金	数理計算上の 準備金	利益剰余金	当期純利益	株主持分合計
2021年1月1日現在	**10,166,679,946**	**7,475,994,347**	**(3,269,152)**	**2,385,529,628**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**73,472,904**	**(442,654,761)**	**(15,977,786)**	**(119,746)**	**(39,242,244)**	**6,346,833,602**	**546,791,537**	**30,742,818,763**
その他の増減	-	20,021,716	(20,021,716)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
自己株式の購入	-	(42,879)	(12,755,469)	-	-	-	36,046,337	-	-	-	-	(36,046,337)	-	**(12,798,348)**
株式報酬準備金（LTI）	-	-	-	-	-	-	9,364,236	-	-	-	-	-	-	**9,364,236**
資本性金融商品－永久ハイブリッド債	-	-	-	3,181,947,836	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**3,181,947,836**
永久ハイブリッド債保有者への利札払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(70,554,749)	-	**(70,554,749)**
2020年度利益分配														
剰余金配当	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,321,668,393)	(538,834,037)	**(1,860,502,430)**
利益留保	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,767,598	(7,957,500)	**810,098**
2021年度中間配当金(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	928,939	(1,931,669,190)	**(1,930,740,251)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	124,454,364	15,717,853	-	4,564,511	-	-	**144,736,728**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,762,482,257	**4,762,482,257**
2021年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,495,973,184**	**(36,046,337)**	**5,567,477,464**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**118,883,477**	**(318,200,397)**	**(259,933)**	**(119,746)**	**(34,677,733)**	**4,928,260,660**	**2,830,813,067**	**34,967,564,140**
その他の増減	-	-	-	-	-	-	1,034	-	-	-	-	-	-	**1,034**
自己株式の購入	-	-	(14,071,647)	-	-	-	14,026,715	-	-	-	-	(14,026,715)	-	**(14,071,647)**
株式報酬準備金（LTI）	-	42,879	-	-	-	-	7,525,713	-	-	-	-	-	-	**7,568,592**
自己株式の交付	-	-	3,040,060	-	-	-	(2,950,806)	-	-	-	-	2,950,806	-	**3,040,060**
資本性金融商品－永久ハイブリッド債	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
永久ハイブリッド債保有者への利札払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(123,434,990)	-	**(123,434,990)**
2021年度利益分配														
剰余金配当	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,931,669,190)	**(1,931,669,190)**
永久ハイブリッド債保有者への利札払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70,554,749	(70,554,749)	**-**
利益留保	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	829,952,104	(828,589,129)	**1,362,975**
2022年度中間配当金(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,430,759	(2,033,335,989)	**(2,031,905,230)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	294,350,690	(3,149,358)	1,952,292	13,268,911	-	-	**306,422,535**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,157,365,949	**7,157,365,949**
2022年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(47,077,924)**	**5,567,477,464**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**137,486,133**	**(23,849,707)**	**(3,409,291)**	**1,832,546**	**(21,408,822)**	**5,695,687,373**	**5,124,029,959**	**38,342,244,228**

(1)2021年11月4日に取締役会に承認され、2022年1月26日以降支払われた。

(2)2022年11月3日に取締役会で承認され、2023年1月25日以降支払われた。

持分変動計算書

円	資本金	資本剰余金	自己株式準備金	資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債	法定準備金	法令第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で計上される金融商品の測定から生じた準備金	数理計算上の 準備金	利益剰余金	当期純利益	株主持分合計
2021 年 1 月 1 日現在	**1,511,785,307,970**	**1,111,680,359,399**	**(486,122,902)**	**354,728,255,684**	**302,357,061,416**	**329,436,597,150**	**10,925,420,825**	**(65,822,762,961)**	**(2,375,896,778)**	**(17,806,230)**	**(5,835,321,683)**	**943,774,156,617**	**81,307,901,552**	**4,571,457,150,058**
その他の増減	-	2,977,229,169	(2,977,229,169)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
自己株式の購入	-	(6,376,107)	(1,896,738,240)	-	-	-	5,360,090,312	-	-	-	-	(5,360,090,312)	-	**(1,903,114,348)**
株式報酬準備金（LTI）	-	-	-	-	-	-	1,392,461,893	-	-	-	-	-	-	**1,392,461,893**
資本性金融商品－永久ハイブリッド債	-	-	-	473,155,643,213	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**473,155,643,213**
永久ハイブリッド債保有者への利札払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10,491,491,176)	-	**(10,491,491,176)**
2020 年度利益分配														
剰余金配当	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(196,532,090,039)	(80,124,621,302)	**(276,656,711,341)**
利益留保	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,303,741,823	(1,183,280,250)	**120,461,573**
2021年度中間配当(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138,133,229	(287,239,208,553)	**(287,101,075,324)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	18,506,363,927	2,337,244,741	-	678,742,786	-	-	**21,522,351,454**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	708,181,111,616	**708,181,111,616**
2021 年 12 月 31 日現在	**1,511,785,307,970**	**1,114,651,212,461**	**(5,360,090,312)**	**827,883,898,897**	**302,357,061,416**	**329,436,597,150**	**17,677,973,030**	**(47,316,399,034)**	**(38,652,037)**	**(17,806,230)**	**(5,156,578,897)**	**732,832,360,142**	**420,941,903,063**	**5,199,676,787,618**
その他の増減	-	-	-	-	-	-	153,756	-	-	-	-	-	-	**153,756**
自己株式の購入	-	-	(2,092,453,909)	-	-	-	2,085,772,521	-	-	-	-	(2,085,772,521)	-	**(2,092,453,909)**
株式報酬準備金（LTI）	-	6,376,107	-	-	-	-	1,119,073,523	-	-	-	-	-	-	**1,125,449,630**
自己株式の交付	-	-	452,056,922	-	-	-	(438,784,852)	-	-	-	-	438,784,852	-	**452,056,922**
資本性金融商品－永久ハイブリッド債	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
永久ハイブリッド債保有者への利札払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18,354,783,013)	-	**(18,354,783,013)**
2021 年度利益分配														
剰余金配当	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(287,239,208,553)	**(287,239,208,553)**
永久ハイブリッド債保有者への利札払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,491,491,028	(10,491,491,028)	-
利益留保	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	123,413,877,865	(123,211,203,482)	**202,674,383**
2022年度中間配当(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	212,753,863	(302,357,061,564)	**(302,144,307,701)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	43,769,947,603	(468,309,535)	290,305,820	1,973,087,066	-	-	**45,565,030,955**

当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,064,300,316,616	1,064,300,316,616
2022年12月31日現在	1,511,785,307,970	1,114,657,588,568	(7,000,487,299)	827,883,898,897	302,357,061,416	329,436,597,150	20,444,187,977	(3,546,451,431)	(506,961,572)	272,499,590	(3,183,491,831)	846,948,712,216	761,943,255,052	5,701,491,716,704

(1)2021年11月4日に取締役会に承認され、2022年1月26日以降支払われた。

(2)2022年11月3日に取締役会で承認され、2023年1月25日以降支払われた。

キャッシュ・フロー計算書

		2022年度				2021年度			
				うち関連当事者取引				*うち関連当事者取引*	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
税引前利益		**7,051,275,790**	**1,048,524,709,973**			**4,648,269,293**	**691,197,643,869**		
調整額：									
減価償却費、償却費及び減損損失	5.d	1,329,696,603	197,725,884,866			733,837,566	109,121,646,064		
外国通貨建て資産及び負債の為替差益／（差損）		41,292,295	6,140,164,267			136,964,008	20,366,547,990		
引当金繰入額		13,500,103	2,007,465,316			57,484,302	8,547,915,707		
子会社、関連会社及びその他の会社からの受取配当金	6	(8,770,435,089)	(1,304,163,697,734)	*(8,770,003,874)*	*(1,304,099,576,064)*	(4,450,596,876)	(661,803,755,461)	*(4,449,822,148)*	(661,688,553,408)
純金融（収益）／費用		125,469,680	18,657,341,416	*630,833,857*	*93,804,994,536*	307,629,019	45,744,435,125	*218,718,799*	32,523,485,411
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		**(209,200,618)**	**(31,108,131,897)**			**1,433,587,312**	**213,174,433,294**		
引当金の増加／（減少）		(74,223,632)	(11,037,054,078)			(49,585,106)	(7,373,305,262)		
営業債権の（増加）／減少	17	(19,074,769)	(2,836,418,150)	*(18,500,011)*	*(2,750,951,636)*	(35,635,336)	(5,298,974,463)	*(34,399,878)*	(5,115,261,859)
金融及び非金融資産／負債の（増加）／減少		573,538,442	85,285,166,325	*1,028,253,294*	*152,901,264,818*	1,453,742,895	216,171,568,487	*(77,967,325)*	(11,593,741,228)
営業債務の増加／（減少）	28	(12,541,935)	(1,864,985,735)	*(19,491,987)*	*(2,898,458,467)*	75,029,856	11,156,939,587	*66,982,542*	9,960,303,995
受取利息及びその他の金融収益受取額		1,803,097,466	268,120,593,194	*685,825,927*	*101,982,315,345*	984,985,579	146,467,355,597	*709,947,923*	105,569,256,150
支払利息及びその他の金融費用支払額		(2,058,692,623)	(306,127,593,040)	*(1,055,072,686)*	*(156,889,308,408)*	(1,101,636,478)	(163,813,344,279)	*(351,708,683)*	(52,299,081,162)
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	9,112,358,781	1,355,007,750,735	*9,111,955,231*	*1,354,947,742,850*	4,550,337,971	676,635,256,288	*4,549,614,807*	676,527,721,801
法人所得税支払額（連結納税制度）		(426,270,915)	(63,386,485,061)			(552,962,935)	(82,225,588,435)		
営業活動によるキャッシュ・フロー（a）		**8,688,990,197**	**1,292,052,842,294**			**6,757,863,758**	**1,004,894,340,815**		
有形固定資産及び無形資産への投資	10、11	(45,254,041)	(6,729,275,897)			(69,732,442)	(10,369,214,125)		
株主持分への投資	13	(1,739,147,822)	(258,611,281,131)	*(1,739,147,822)*	*(258,611,281,131)*	(10,338,316,034)	(1,537,307,594,256)	*(10,338,316,034)*	(1,537,307,594,256)
特別取引による投資の売却		136,635,930	20,317,762,791	*136,635,930*	*20,317,762,791*	668,617,876	99,423,478,161	*668,617,876*	99,423,478,161
投資活動によるキャッシュ・フロー（b）		**(1,647,765,933)**	**(245,022,794,237)**			**(9,739,430,600)**	**(1,448,253,330,220)**		
長期借入金の新規借入	24	4,250,921,203	632,111,982,886	*410,711*	*61,072,726*	9,203,788,683	1,368,603,377,162	*7,700,000,000*	1,144,990,000,000
借入金の返済	24	(10,465,909,645)	(1,556,280,764,212)	*(5,117,740,779)*	*(761,008,053,837)*	(846,996,081)	(125,948,317,245)	*(46,307,451)*	(6,885,917,964)
長期借入金／（貸付資産）の正味増減額		(1,159,334,729)	(172,393,074,202)	*(1,214,846,241)*	*(180,647,636,037)*	183,426,475	27,275,516,833	*886,526,527*	131,826,494,565
短期借入金／（貸付資産）の正味増減額		8,267,773,610	1,229,417,935,807	*8,090,248,848*	*1,203,020,003,698*	(5,199,163,804)	(773,115,657,655)	*(5,453,274,956)*	(810,901,985,957)
配当金及び中間配当金の支払	23	(3,881,594,634)	(577,193,122,076)			(3,664,298,335)	(544,881,162,415)		
ハイブリッド債の発行／（償還）	23	-	-			2,213,861,760	329,201,243,712		
ハイブリッド債保有者への利息の支払[(1)]	23	(123,434,990)	(18,354,783,013)			(70,554,749)	(10,491,491,176)		

自己株式の取得による支払	23	(14,026,715)	(2,085,772,521)	(12,755,469)	(1,896,738,240)
財務活動による／（に用いた）キャッシュ・フロー（c）		**(3,125,605,900)**	**(464,777,597,330)**	**1,807,308,480**	**268,746,770,976**
現金及び現金同等物の増加／（減少）（a+b+c）		**3,915,618,364**	**582,252,450,727**	**(1,174,258,362)**	**(174,612,218,429)**
現金及び現金同等物期首残高	21	952,254,599	141,600,258,871	2,126,512,961	316,212,477,301
現金及び現金同等物期末残高	21	**4,867,872,963**	**723,852,709,598**	**952,254,599**	**141,600,258,871**

(1)ハイブリッド債保有者への利札払いの数値は、公表された2021年度個別財務書類から表示を変更している。

前へ　次へ

個別財務書類注記

注記1. 個別財務書類の様式及び内容

エネル・エスピーエーはイタリア、ローマの Viale Regina Margherita 137**に登記住所を持ち、**1999**年以来**Borsa Italiana SpA**が組織・運営する**Mercato Telematico Azionario**（電子証券取引所）に上場している。**

当社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である。

親会社として、エネル・エスピーエーは当社グループの2022**年**12**月**31**日に終了した年度の連結財務書類を作成しており、これは、別の文書で公表されている。**

当該個別財務書類は2023**年**3**月**16**日の取締役会により公表が承認された。**

当該個別財務書類はKPMG SpA **による監査を受けている。**

表示基準

2022**年**12**月**31**日に終了した事業年度における個別財務書類は、規則（**EC**）第**1606/2002**号により欧州連合によって公認され、同年末現在有効である国際会計基準（国際会計基準審議会（IASB）公表の国際会計基準（IAS）、及び国際財務報告基準（IFRS））、IFRS解釈指針委員会（IFRIC）及び解釈指針委員会（SIC）の解釈指針に準拠して作成されている親会社エネル・エスピーエーの個別財務書類である。当該基準及び解釈は全て以下、「EU版IFRS」という。

個別財務書類は、2005**年**2**月**28**日付け法制令第**38**号第**9**条第**3**項の基準にも準拠して作成されている。**

個別財務書類は、損益計算書、包括利益計算書、財政状態計算書、株主持分変動計算書、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。

財政状態計算書上の資産及び負債は「流動／非流動基準」に基づいて分類され、売却目的保有資産及び売却目的保有として分類された処分グループに含められた負債は別掲されている。現金及び現金同等物を含む流動資産は、当社の通常の営業循環過程又は会計年度終了日後12**か月以内に現金化、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、当社の通常の営業循環過程又は期末後**12**か月以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、継続事業からの利益／（損失）及び非継続事業からの利益／（損失）を別掲している。

キャッシュ・フロー計算書は間接法で作成されており、非継続事業に係る営業活動、投資活動及び財務活動が存在する場合は別掲している。

キャッシュ・フロー計算書のキャッシュ・フローの詳細は、事業報告書の「キャッシュ・フロー」を参照のこと。

個別財務書類は、個別項目において測定要件が定められているIFRS‐EUに準拠して公正価値で測定されている項目、及び帳簿価額と売却費用控除後公正価値のいずれか低い方の額で測定されている売却目的に分類された非流動資産及び処分グループを除き、取得原価を基礎として継続企業を前提に作成されている。

個別財務書類は、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、百万ユーロで表示されている。

個別財務書類は、前年度に関する比較情報を提供している。

注記2. 会計方針

2.1 非財務的な課題に係る留意事項

気候変動に関する情報開示

「ネットゼロ」への移行は世界的に進行中であり、1.5℃を超える気温上昇による深刻な影響を避けるために、世界経済における脱炭素化及び電化のプロセスが不可欠である。

当該見通しに伴い、当社グループの戦略的指針を以下のとおり定めている。

＞　脱炭素化された電力供給を支援するために資本を割り当てる

＞　顧客のエネルギー需要の電化を可能にする

＞　価値連鎖に沿った価値創造を活用する

＞　持続可能な「ネットゼロ」目標の達成を2040年度に前倒しする

当社グループは、気候変動に関連するリスク及びパリ協定の規定を考慮し、炭素中立性目標を前倒しで達成し、資産、負債及び損益への影響を反映させるとともに、国際会計基準の概念フレームワークの下で必要とされる重要かつ予見可能な影響を強調することを決定した。

気候変動に関連する問題の影響について、当社グループは、特定の項目の評価及び／又は測定において見積りを行うために用いられる方法論及びモデルの適用において、気候変動を暗黙の要素と考えている。また、当社は重要な経営判断において気候変動の影響も考慮に入れている。

気候変動に関する課題の財務的意味合いに係る詳細は、注記2.2「見積り及び経営者の判断の利用」及び特定の項目に関する注記を参照のこと。

ロシア・ウクライナ紛争の影響の開示

2022年度中、当社グループはロシア（特に原材料、サービス及び労働の提供に関して）における当社の事業活動に係る国際的な危機の影響を継続的に監視し、また、市場変数（例：為替レート、利率）における動向を評価した。

当社グループはまた、ロシアによる同国で保有する投資を対象に想定される対制裁に関連する動きも考慮した。

加えて、当社グループは、特に紛争により影響を受けた地域からの原材料が不足し、及び商品価格が軒並み上昇することで、事業活動、財務状況、及び主要なユーロ圏諸国の経済実績に及ぼすウクライナでの戦争の間接的な影響を評価した。

当該問題に関する各国及び超国家的な監督機関の様々な勧告[18]を考慮し、規制の不確実性が大きく、物価が高く変動しやすい特性で、絶えず変化するシナリオにおいて、当社グループは、規制の変更、制裁、資産保有に係る制限、当社グループに適用される納入先及び契約に関連する潜在的な影響の最善の見積りを可能にするマクロ経済及び事業変数を常に監視している。

当該観点において、2022年12月31日現在、ロシア・ウクライナ紛争に関連する重大な影響は生じていない。

---

[18] ESMA公式文書2022年3月14日付け第71-99-1864号、2022年5月13日付け第32-63-1277号、2022年10月28日付け第32-63-1320号、CONSOB警告告知2022年3月9-14日週次通知、2022年3月10-21日週次通知、2022年5月19日付け第3/22号

2.2 見積り及び経営者の判断の利用

EU版IFRSに基づく個別財務書類の作成にあたり、経営者は、報告日現在で、収益、費用、資産及び負債の帳簿価額、これに関連した項目に係る開示、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形成される。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わたり認識される。

次項においては、個別財務書類への理解を高めるために、見積りの利用の影響を受ける主な項目及び経営者の判断が重要な影響を与える場合について、EU版IFRSに準拠して当該項目を測定するにあたり経営者が用いた主な仮定を明確にし分析する。当該評価にあたり、本質的に不確実なものに関する仮定の使用と職業的専門家としての判断は重要な要素となる。当該評価の重要な要素は、その性質上不確実な問題に関する仮定と専門家の判断の利用である。

仮定と判断の基礎となる状況の変動は、将来の業績に重大な影響を及ぼす可能性がある。

気候変動問題の影響に関して、当社は、気候変動が特定の会計項目の評価及び／又は測定において見積りを行うために使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。さらに、当社は経営者により下される重要な判断において、気候変動の影響を考慮している。

見積りの利用

株主持分投資の回収可能性

当社は、株主持分投資について、当社グループ内の法的事業体を管理するための戦略に則り、少なくとも毎年一回、減損の証拠の存在を評価する。証拠が発見された場合、資産は減損テストの手続を踏む。各株主持分投資の回収可能額の決定に関する手続及び手順は、複雑になり得る仮定、及び特に減損の証拠の特定、当社グループの事業計画にわたる将来の収益性の予測、ターミナルバリューの予想を基にした標準化キャッシュ・フローの決定、及び将来のキャッシュ・フロー予測に適用した長期成長率、割引率の決定に関する経営者の判断を用いることを経営者に求める特性に基づく。

非金融資産の減損

有形固定資産及び無形資産などの資産は、その帳簿価額が売却コスト控除後の公正価値と使用価値のいずれか高い方で示される回収可能価額を上回る場合には、減損調整される。

回収可能価額は、IAS第36号に定められた基準に従って評価され、当該基準は、個別財務書類の該当する注記においてより詳細に検討されている。

回収可能価額を算定するにあたり、当社は通常、使用価値基準を適用している。使用価値は、貨幣の時間的価値に対する現在の市場の評価及び資産に固有のリスクを反映した税引前割引率を用いて割り引かれた、当該資産がもたらすと見込まれる将来キャッシュ・フローの現在価値である。

使用価値の決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。それ以降の年度については、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要な変数の長期の推移、及び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公共施設等運営権の存続期間に関する仮定

＞ F03E　電力需要の長期的な成長率に等しい長期成長率、及び／又はいかなる場合にも関連市場の平均長期成長率を上回ることのないインフレ率（国や事業に左右される）

回収可能価額は、キャッシュ・フローの計算に用いる見積り、仮定、及び適用される割引率の影響を受ける。しかしながら、当該金額の算定の基礎となった仮定に変更があれば、回収可能価額は異なる可能性がある。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利用が求められる。

当社のビジネスモデルに沿って、また、発電ミックスの脱炭素化の加速及びエネルギー移行プロセスの推進に関連して、当社は、気候変動問題が期待キャッシュ・フローの見積りに用いられる合理的かつ裏付け可能な仮定に影響を与えているかも慎重に評価している。その際、必要に応じて、当社は気候変動の長期的な影響を、特に、各国のエネルギーモデルを用いて決定された電力需要の変動に沿った長期的な成長率による継続価値を考慮に入れている。

気候変動に関連した影響を考慮した資産の回収可能価額を見積るために用いられた主な仮定に関する情報、及び当該仮定の変化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

各報告日において、当社は、償却原価で測定される営業債権、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、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。

デフォルト率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）及びデフォルト時エクスポージャー（EAD）を考慮して決定される予想信用損失（ECL）は、契約に従い期限の到来している契約上のキャッシュ・フローの全額と、受け取ると見込まれるキャッシュ・フローの全額の差額（不足分を含む）を当初の実効金利で割引いた額である。

特に、重要な金融要素を伴うものを含む営業債権、契約資産及び使用権資産については、当社は簡便な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。

特定の該当市場及び当該部門の規制上の状況に加えて、90日後の回復の見込みに基づき、当社は、当該資産について、予想信用損失の算定には、当社は、信用リスクが大幅に増加することを示す有効な指標であると考えられている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日以上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、一般的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おいては、当社は債権を特定のクラスターのグルーピングに基づき、一括アプローチを主に適用している。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。

個別評価の場合は、PDは主に外部提供者から入手する。

一方、一括評価においては、営業債権は、特定の債務不履行に関する定義を考慮して、共通する信用リスク特性及び延滞情報に基づきグループ化される。

契約資産は、同一の種類の契約に対する営業債権と実質的に同一のリスク特性を有するとみなされる。

営業債権及び契約資産の予想信用損失を一括で測定するため、当社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考慮に入れている。

- **＞ 平均デフォルト率として仮定したPDは、最低24か月以上の履歴データを考慮して、クラスターごとに計算される。**
- ＞ LGDは債務不履行時の回収率の関数であり、実効金利で割引かれる。
- ＞ EADは、報告日時点での帳簿上のエクスポージャーから現金保証金を控除し、請求書が発行されたものの失効を迎えていない請求額及び発行予定の請求額を含めた額として見積もられる。

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、定性的及び定量的情報を考慮して、将来の見通しに関する調整を適用することがある。

用いられた主要な仮定及び情報に関する詳細は、注記32「金融商品」を参照のこと。

金融商品の公正価値の算定

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おいては、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。稀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情報を見積る。

IFRS第13号に従い、当社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35 「公正価値測定」 に記載された方法を適用して、取引先（信用評価調整又はCVA ）と当社（負債評価調整又はDVA ）の双方を信用リスクの測定に含めている。入力情報を見積る際に行う前提条件の変更は、特に市場が不安定で非常に不確実であり、特に急激な変化の影響を受けやすい現在の状況において、当該金融商品を認識する公正価値に影響を及ぼす可能性がある。

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。

当該差異は、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。

主な数理計算上の仮定に係る詳細は、注記25「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

報告期間末現在、過去の事象の結果として法的債務又は推定的債務が存在し、その決済により資源が流出する結果が予想され、その金額について信頼性をもった見積りが可能な場合、引当金が認識される。貨幣の時価価値の影響に重要性がある場合、引当金は、貨幣の時間価値に対する現在の市場の評価、及び該当する場合は当該負債に固有のリスクも反映した税引前割引率を用いて、見積将来キャッシュ・フローを割引くことにより算定される。

引当金を割引く場合、時間的要素に関する現在価値の期間調整額は金融費用として認識する。

当社は、引当金の一部又は全部の払戻しを受けることを見込んでいる場合、かかる償還がほぼ確実である場合にのみ、その償還は別個の資産として認識している。

税金負債として認識される法人所得税務処理の不確実性を反映するための負債は引当金に含まれない。

契約下の義務を充たす不可避的な費用が当該契約下で受領を見込む経済的便益を上回る契約（不利な契約）の場合、当社は、契約下での義務履行不可避費用が契約により受領見込経済的便益を超過する部分と、義務不履行により発生する補償金又は違約金のいずれか低い金額で引当金を認識する。

引当金発生の見積りの変更は、当該変更が生じた年度の損益計算書において認識される。

リスク及び費用における引当金の詳細は、注記26「リスク及び費用における引当金」を参照のこと。

注記40「偶発資産及び負債」には、当社の最も重要な偶発負債に関する情報も記載されている。

訴訟

当社は、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。

弁護士が不利な結果となる可能性があると判断し、損失金額の合理的な見積りが可能であると判断した訴訟に関する全ての重要な負債に対して引当金が認識されている。注記40に、当社にとって最も重要性が高い偶発負債に関する情報が開示されている。

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。これは借手が類似の期間にわたり、類似の担保で、類似の経済環境において使用権資産と類似の価値を有する資産を取得するために必要な資金を借り入れるために支払わなければならない利率のことである。観察可能な情報が入手できない場合、当社は、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。

当社において最も重要な判断のうちの一つは、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。当社のIBRを算定するアプローチは、次の主な3つの構成要素の評価に基づいている。支払リース料のキャッシュ・フロー、リース契約の交渉が行われた経済環境及びリース期間を考慮した無リスク・レート、親会社又はその他の保証の裏付けを踏まえて借手に特有のIBRを計算するための信用スプレッドの調整、及び割引率が一般的な追加借入利子率であるよりもむしろ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、貸手にとっての債務不履行リスクは軽減されている。

繰延税金資産の回収可能性

2022年12月31日現在の個別財務書類は、翌年度以降に取り崩される税務上の欠損金又は税額控除に関する繰延税金資産、及び回収の可能性が高いと経営者が判断した金額で損金算入が繰り延べられる損益項目を計上している。
当該資産の回収可能性は、欠損金を吸収し、その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かかっている。
認識可能な繰延税金資産の金額の算定には、将来のタックス・プランニング戦略及び解消日に適用される税率の双方を伴う将来課税所得の時期及び水準を基礎にした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。未認識の繰延税金資産はその認識条件を検証するために各報告日に再評価される。

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固定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、当該資産を使用して生産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。
さらに、当該資産の耐用年数の見積りには、当社はパリ協定下の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生じる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、投資先の関連する事業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。
支配を評価する目的で、経営者は、他の投資家との契約、その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（コール・オプション、ワラント、非支配株主に付与されたプット・オプション等）を含む、全ての事実及び状況を分析する。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、他の事業体の議決権の過半数を保有している場合であっても、当社が投資先を支配しているか否かを判断するにあたり、関連する全ての事実及び状況を勘案している。
当社は、事実及び環境が、支配の存在の検証において考慮された一つ以上の要素に変化があることを示している場合に、当社が投資先を支配しているか否かを再評価する。
最後に、支配の存在に関する評価の結果、事実上の支配の状況は確認されなかった。

共同支配の存在の判定及び共同支配の取決めの種類

IFRS第11号の規定の下では、共同支配の取決めとは、2人以上の当事者が共同支配を有する場合における契約である。
共同支配は、関連する活動に関する決定が、共同支配を共有する当事者の全会一致の同意を必要とする場合にのみ存在する。
共同支配の取決めは、ジョイント・ベンチャー又は共同支配事業として構成することができる。ジョイント・ベンチャーは、共同支配を有する当事者が当該事業の正味資産に対する権利を有する共同支配の取決めである。一方、共同支配事業は、共同支配を有する当事者が当該事業に関連する資産に対する権利、及び負債に対する義務を有する共同支配の取決めである。
共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を判定するために、経営者は判断を行い、当該取決めから生じる権利及び義務を評価する。当該目的のために、経営者は当該取決めの構造及び法的形態、契約上の取決めにおいて当事者間で合意された条件、並びに該当する場合はその他の事実及び状況を検討する。
当社は、事実及び状況が、共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類の検証において考慮された一つ以上の要素に変化が生じたことを示した場合、当社が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存在の判定

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。

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・フローを生成すために金融資産を管理するビジネス・モデルの双方を評価する。

金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性を評価する目的で、経営者は、必要な場合の定量的分析の実施に加え、金融商品の契約条項に係る特定の評価を実施して、その条項により元本及び元本残高に対する利息のみの支払（SPPI）にあたるキャッシュ・フローが生じるかについて判定するため、商品レベルでのSPPIテストを実施する。

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ものかを決定する。

詳細は注記32「金融商品」を参照のこと。

ヘッジ会計

ヘッジ会計は、リスク管理戦略の効果を財務書類に反映するため、デリバティブに適用される。

従って、取引開始時、当社はヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係の他、リスク管理目標及び戦略を文書化する。また、当社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について評価している。

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、公正価値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、経営者は当該取引の可能性が高く、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表すことを評価し、文書化する。

有効性の判定及び非有効部分の測定についての主要な仮定に係る詳細は、注記34.1「ヘッジ会計」を参照のこと。

リース

リース契約の評価は、その複雑性及び満了日が長期にわたることから、IFRS第16号の適用において相当の専門家の判断を必要とする。当該判断は、特に、以下の事項に関係している。

- **当社が事業を行っている部門での典型的な事例へのリースの定義の適用**
- **リース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の、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建物付属設備も考慮した評価**
- **利率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、指標又は利率に依存される変動支払リース料の識別**
- **支払リース料の現在価値を計算する割引率の見積り**
  割引率に関する仮定の詳細は「見積りの利用」の項を参照のこと。

法人所得税務処理に関する不確実性

当社は、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。

2.3 重要な会計方針

関連当事者

関連当事者とは、主に当社の親会社と同じ親会社、直接的に又は間接的に当社に支配しされている会社、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）、若しくは当社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、関連会社及びジョイント・ベンチャー

当社が、企業との正式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。

関連会社とは、当社が重要な影響力を有する事業体である。重要な影響力とは、投資先に対して支配も共同支配も行使しないが、当該先の財務及び営業方針の意思決定に参加するパワーをいう。

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、正味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、支配の取決めを共有することをいい、これは関連する事業の意思決定が支配権を共有する全ての当事者の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・ベンチャーへの株主持分投資は原価で測定する。原価は減損損失で調整され、減損認識の理由がもはやない場合に減損を戻入れる。戻入後の帳簿価額は当初原価を上回らない。

当社に係る損失が投資の帳簿価額を超過し、当社が非投資会社の法的又は推定債務を履行する義務を有する、又は損失を補填するいかなる事象がある場合、当該帳簿価額の超過分はリスク及び費用における引当金において負債で認識される。

経済的実質を伴わない、共同支配下での事業体への投資を処分する場合、受領対価と投資の帳簿価額の差額は株主持分で認識する。

外貨換算

機能通貨以外の外貨建取引は、各取引日における直物為替相場を用いて当初認識される。

機能通貨以外の外貨建の貨幣性資産及び負債は、後に期末為替レートを用いて換算が加えられる（例：報告日の直物為替相場）。

取得原価で認識された外貨建の非貨幣性資産及び負債は、取引日における為替レートを用いて換算される。公正価値で測定される外貨建の非貨幣性資産及び負債は、公正価値を測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。

授受した外貨における前払対価に関連する非貨幣性資産又は非貨幣性負債の認識の中止に係る費用又は収益（又はその一部）の当社が当初認識に用いる直物為替レートを決定する際、取引日とは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。

前払又は前受が複数回ある場合、当社は前払又は前受ごとの取引日を決定するものとする。

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、IFRS第13号を適用している。

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と仮定される。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。市場参加者は、当該資産又は負債の取引を行うことができる、独立した、知識のある、取引を行う動機はあるが、取引を強制されず、やむなく取引を行うわけではない売手及び買手である。

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おいては、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関して相殺されるポジションにあり、かかるリスクに対して事業体の正味エクスポージャーを基礎にして管理される金融資産及び金融負債のグループの場合、公正価値は純額ベースで測定することが認められる。**

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

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使用において必要な場所及び状態に置くことに直接起因する費用が含まれる。

資産の一部の交換に要した取得原価に伴い、将来の経済的便益が当社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。

残存価額控除後の有形固定資産は、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、適宜将来に向かって調整している。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り耐用年数は以下のとおりである。

	減価償却期間
建物付属設備	契約期間又は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。

リース

当社は、各種の業務のための有形固定資産をリース契約の下で保有している。当社は、契約の開始時に、契約がリース又はリースを含むものであるかどうかを評価する。

2019年1月1日以降に締結又は変更された契約においては、当社は、対価と交換に契約が特定された資産の使用を支配する権利を一定期間にわたり移転する場合に充たすIFRS第16号に基づいたリースの定義を適用した。

逆に、2019年1月1日より前に締結された契約については、当社はIFRIC第4号に基づき契約がリース又はリースを含むものであったかを判定した。

当社は、リース構成要素、及び一つ又は複数の追加的なリース構成要素、又は非リース構成要素を含む契約の開始又は変更の時点で、契約における各リース構成要素に対価をその相対的な独立価格に基づいて配分する。

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、使用権資産は当初は取得原価で測定され、取得原価には、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、原資産の解体及び除去、及び原資産又は敷地の原状回復のための費用の見積りを加えた金額が含まれる。

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、事前にリースの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。
指数又は利率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、特定の事象が発生した場合には再測定される。
当社は、そのリース契約に、開始日から12か月以内のリース期間を有する短期リースの認識の例外を適用している。当社は、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、当社はオフィス機器（すなわち、パーソナル・コンピュータ、印刷機器及びコピー機器）などの少額とみなされるリースを有している。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。
当社は、「投資不動産」の定義を充たさない使用権資産を「有形固定資産」において、及びリース負債を「借入金」において表示している。
基準の要件に従って、当社は、リース負債に基づく支払利息を「その他の金融費用」の下で、及び使用権資産の減価償却費を「減価償却費、償却費及び減損損失」の下で独立して表示している。

無形資産

無形資産は、当社により支配する物理的実体がないが、将来の経済的便益を生成する能力がある識別可能な資産である。無形資産は、当該資産の使用が将来の経済的便益を生成する可能性が高く、関連コストを信頼性をもって決定することができる場合に、その購入原価又は内部開発費によって測定される。
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。
開発支出は、当社が無形資産を完成させる技術的実行可能性、及び資産を利用又は販売する目的で当該無形資産を完成する意図、能力及び資源を有することを証明できる場合にのみ、無形資産として認識される。
研究費は費用として認識される。
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年度で見直され、償却方針の変更は将来に向けて反映される。
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年度で行われる。
当社の無形資産は確定した耐用年数を有する。
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、その耐用年数は3年から5年である。
無形資産は、その処分時（受領側が支配を得た日）、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号の取引価格に関する規定に従って決定される正味処分受領対価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。

非金融資産の減損

各報告日において、非金融資産は減損の兆候の有無を判定するために見直される。

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、減損の兆候がある場合はそれ以上の頻度で減損テストされる。

当該兆候が存在する場合には、当社グループの最新の事業計画に従い、資産の使用及び将来の処分に基づいて関係する各資産の回収可能価額が見積もられる。回収可能価額の見積りの詳細は、「見積りの利用」の項を参照のこと。

回収可能価額は、資産が他の資産又は資産グループから概ね独立したキャッシュ・インフローを生成する能力を有しない場合を除いて、個々の資産において算定される。

資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回った場合には、純損益の「減価償却費、償却費及び減損損失」で減損損失が認識される。

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減価償却又は償却控除後の帳簿価額を超えない範囲で、「減価償却費、償却費及び減損損失」の下で純損益を通じて戻入れられる。

金融商品

金融商品とは、一方の会社に金融資産を生じさせ、他方の会社に金融負債又は資本性金融商品を生じさせる契約のことであり、IAS第32号及びIFRS第9号に従って認識及び測定される。

金融資産又は金融負債は当社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（取引日）でのみ認識される。

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、当社のビジネス・モデル及びその商品の契約上のキャッシュ・フローの特性に基づいて、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される。

当該目的において、その商品により元本及び元本残高に対する利息のみの支払（SPPI）にあたるキャッシュ・フローが生じるかについて判定する評価はSPPIテストと呼ばれ、商品レベルで実施される。

金融資産を管理する当社のビジネス・モデルとは、当社がキャッシュ・フローを生成するために金融資産をどのように管理しているのかを指す。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・フローの回収によるもの、金融資産の売却によるもの、又はその両方によるものであるのかについて決定する。

事後測定の目的上、金融資産は3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）

＞　認識中止時に累計利得及び損失の振替のない、OCIを通じて公正価値で測定される金融資産（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指定をされた非上場事業体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ている。
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
当該区分には、主に有価証券、他社における株主持分投資、売買目的で保有されるファンドに対する金融投資、及び当初認識時に純損益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が含まれる。
純損益を通じて公正価値で測定される金融資産は、以下のとおりである。
＞　ビジネス・モデルに関わりなく元本及び利息のみの支払にあたらないキャッシュ・フローがある金融資産
＞　主に短期での売却又は買い戻し目的で取得又は生じた、原則として売買目的で保有される金融資産
＞　指定することにより会計上のミスマッチが解消、又は大幅に低減する場合にIFRS第9号により認められたオプション（公正価値オプション）に基づき当初認識時に指定した負債性金融商品
＞　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（組込デリバティブを含む）
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という取消不能の選択を行っていない上場資本性金融商品も含まれる。上場資本性金融商品の配当も、配当支払いの権利が決定した際に、損益計算書におけるその他の収益として認識される。
条件付対価に該当する金融資産も、純損益を通じた公正価値で測定される。

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。

IFRS第9号に準拠して、2018年1月1日以降、当社は将来予測アプローチを用いた予想信用損失（ECL）の判定に基づく新たな減損モデルを採用した。本質的に当該モデルは以下のことを定めている。

- **＞　全ての金融資産に単一の枠組みの適用**
- **＞　継続的な予想信用損失を認識、及び金融商品の信用リスクの変動を反映させるための各報告期間の末日の当該損失額の更新**
- **＞　過度なコストを負担せずに入手可能な、過去の事象、現在の状況、将来の状況の予想に関する合理的な情報に基づく予想損失の測定**

営業債権、契約資産及びリース債権において、重要な金融要素を伴うものを含め、当社は簡便化アプローチを採用し、一般に12か月に相当する債権の全期間に対応する期間にわたる予想信用損失を算定している。

営業債権、契約資産及びリース債権以外の全ての金融資産において、当社は、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号の一般的アプローチを適用している。当該アプローチの下で、金融資産に対する損失引当金は、当該金融資産に対する信用損失が当初認識以降に著しく増大した場合、将来予測的な情報も含めた全ての合理的で裏付け可能な情報を考慮して、全期間の予想信用損失に等しい金額で認識される。

報告日現在、金融資産に対する信用リスクが当初認識以降に著しく増大していない場合には、当社は、今後12か月の予想信用損失に等しい額で当該金融資産に対する損失引当金を測定する。

前回の報告期間において存続期間の予想信用損失に等しい額の損失引当金が認識された金融資産において、信用リスクの著しい増大にあたらなくなった際は、当社は12か月の予想信用損失に等しい額で損失引当金を測定する。

当社は、報告日時点の損失引当金をIFRS第9号に従って認識する必要がある額に調整する必要がある予想信用損失（又は戻入）額を、減損利得又は減損損失として、純損益において認識する。

現金及び現金同等物

当該区分には、要求払預金、又はごく短期のうちに換金可能な預金、及び容易に特定の金額に換金可能で、かつ価値の変動について僅少なリスクしか負わない流動性が高い短期の金融投資が含まれる。

キャッシュ・フロー計算書目的においては、現金及び現金同等物は報告日現在の銀行当座借越を含まない。

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取の見積額を、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測定される金融負債は、売買目的で保有される金融負債及び当初認識時に純損益を通じて公正価値で測定が指定される金融負債を含む。

金融負債は、短期間において買い戻しする目的で発生した場合には売買目的保有と分類される。当該区分には、当社が締結したデリバティブで、IFRS第9号が定義す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も含まれる。区分された組込デリバティブも、有効なヘッジ手段として指定されていない限り、純損益を通じた公正価値での測定として分類される。

純損益を通じて公正価値で測定される負債に係る利得又は損失は、純損益として認識される。

当初認識時に純損益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負債は、IFRS第9号の基準が充たされた場合にのみ、当初認識日において指定される。

この場合、自己の信用リスクを起因とする公正価値の変動部分はその他の包括利益に認識される。

当社には、当初認識時に純損益を通じて公正価値で測定されるものとして指定した金融負債はない。

条件付対価に該当する金融負債も、純損益を通じて公正価値で測定される。

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」）

＞　当社が資産に関連するリスク及び経済価値の実質的全ての譲渡又は保持ではなく、資産に対する支配の移転

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、免除され、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より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との差額は、純損益で認識される

デリバティブ金融商品

デリバティブ金融商品は以下のような金融商品又はその他の契約である。

＞　その価値が、金利、商品又は有価証券の価格、為替レート、価格又はレートの指数、信用格付、又はその他の変数等を基礎とする変数の変動に対応して変動する。

＞　初期純投資を必要としないか、又は市場要因の変化に対して同様に反応する契約に比べ必要とする純投資が少ない。

＞　将来の日に決済される。

デリバティブは、公正価値が正か負かに応じて金融資産又は金融負債として分類され、有効なヘッジ手段として指定されるものを除き、「その他のビジネス・モデル」内の「売買目的保有」として分類され、純損益を通じて公正価値で測定される。

全ての売買目的保有デリバティブは、流動資産又は流動負債に計上される。

売買目的保有ではないが、ヘッジ会計及び有効なヘッジ手段の要件を充たさないことから純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日及び当該金融商品を満期まで保有するか否かの当社の意図に基づいて、流動又は非流動に分類される。

デリバティブ及びヘッジ会計の詳細は、注記34.1「ヘッジ会計」を参照のこと。

金融資産と金融負債との相殺

当社は、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、又は当該資産の実現と負債の決済を同時に実行する意図がある場合

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

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、売却目的保有資産に分類される。

当該分類要件は、非流動資産（又は処分グループ）が現在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のみ適用される。

当社が、子会社の支配の喪失を伴う売却計画を約定し、IFRS第5号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、当社が売却後に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、分類要件を充たした時点で売却目的保有として分類される。

当社は、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、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、帳簿価額と売却費用控除後の公正価値のいずれか低い価額で測定される。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として認識される。

分類要件をもはや充たさなくなった場合には、当社は売却目的保有として非流動資産（又は処分グループ）の分類を中止する。この場合、次のいずれか低い金額で測定される。

＞ 売却目的保有として分類される前の当該資産（又は処分グループ）の帳簿価額に、当該資産（又は処分グループ）が売却目的保有に分類されなかった場合に認識されたであろう減価償却費、償却費又は減損損失の戻入において調整をした金額、及び

＞ その後の売却しない決定がなされた日で計算される、処分費用控除後の公正価値又は使用価値のうちいずれか高い方に相当する回収可能価額

売却目的保有への分類を中止した非流動資産の帳簿価額のあらゆる調整は、継続事業からの純損益に含まれる。

非継続事業は、処分された又は売却目的保有に分類された当社の構成要素であり、以下のいずれかに該当する。

＞ 独立した主要な事業ライン又は地理別セグメントである。

＞ 独立した主要な事業ライン又は地理的セグメントの処分を取りまとめた計画の一部である。又は、

＞ 転売でのみの目的として取得した子会社である。

当社は、損益計算書の別掲項目で以下の合計から構成される金額にまとめて表示している。

＞ 非継続事業の税引後純利益又は損失、及び

＞ 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。当社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。

従業員給付

確定給付制度、又は雇用期間中に発生したその他の長期給付に関連して雇用終了時又は雇用終了後に支払われる従業員給付に関する負債は、報告日現在発生済みの将来の給付額を年金数理上の仮定を用いて見積ることによって、制度ごとに決定される（予測単位積増方式）。具体的には、確定給付債務の現在価値は、報告期間末時点の高格付社債の市場利回りに基づいて決定された割引率を使用して算定される。当該通貨建て高格付社債の取引高が少ない場合は、対応する国債利回りが用いられる。

当該負債は、制度資産が控除され、関連する権利の確定期間にわたり発生主義に基づいて認識される。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。
現行の確定給付制度の変更又は新制度の導入の場合には、過去勤務費用は直ちに純損益に認識される。
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又は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、純損益に認識される。

解雇給付

従業員の早期退職に伴う給付債務は、当社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。義務を生じさせる事象は、従業員の勤務ではなく雇用の終了である。退職給付は、次の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、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。具体的には、給付金が他の退職後給付の強化を表している場合、関連する負債はその種類の給付の規制する規則に従って測定される。それ以外の場合は、従業員に支払われるべき退職給付の全額が年次報告期間末後12か月以内に決済されると見込まれる場合には、当社は当該負債を短期従業員給付の要件に従って測定し、年次報告期間末後12か月以内に全額が決済されることが見込まれない場合には、当社は当該負債をその他の長期従業員給付の要件に従って測定する。

株式に基づく報酬

当社は、最高経営責任者及びジェネラル・マネ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益者への給付を定めており、特定の条件が充たされた場合で発生する。当該金銭要素は、制度を施行した会社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され、それ以外の場合は別の長期従業員給付として分類される。当社株式の賞与支給による株式要素の精算のために、当該制度を支えるための自己株式の購入プログラムが承認された。株式に基づく報酬制度の詳細は、注記36 「株式に基づく報酬」を参照のこと。

当社は、付与日における資本性金融商品（すなわち当社株式）の公正価値に基づき、人件費としてまた、間接的に価値を見積ることで従業員が提供したサービスを人件費として認識し、それに対応する株主持分の増加額を認識する。株式要素においては、当社は、従業員により提供される勤務サービスを維持し、一定の成果を達成のための条件が充たすべき期間（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、それに対応する株主持分の増加額を認識している。当該公正価値は、付与された（公正価値の測定から除外される権利確定条件を除く）株式の下での諸条件が考慮され、当該株式の観察可能な市場価格に基づいている。

認識される費用の総額は、権利確定日まで各報告日において、市場条件以外の勤務条件及び業績条件を充たす資本性金融商品の数に関する当社の最善の見積りを反映するように調整されるため、最終的に認識される金額は、権利確定日における市場条件以外の勤務条件及び業績条件を充たす資本性金融商品の有効数に基づく。

市場条件及び／又は勤務条件以外の業績条件が充たされていないために最終的に権利が確定しない報酬については、費用は認識されない。逆に、全てのその他の権利確定条件が充たされれば、市場条件又は権利未確定条件が充たされているかとは無関係に、当該取引は権利確定したものとみなされる。

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。一つ又は複数の条件が充たされていない理由で金銭的インセンティブを受領する権利が確定しない場合、関連する負債は取り消される。

リスク及び費用における引当金

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。影響な重要な場合には、貨幣の時間的価値の現在の市場評価を反映する税引前割引率及び該当する場合には負債に固有のリスクを用いて、将来の予想キャッシュ・フローを割り引くことにより引当金を算定する。

引当金が割引かれている場合、時間要因において現在価値の期間的な調整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。

引当金は、税金負債として認識される所得税の取扱いの不確実性を反映する負債を含まない。

契約上の義務を充たす不可避的な費用が当該契約下で受領を見込む経済的便益を上回る契約（不利な契約）の場合、当社は、契約下での義務履行不可避費用（すなわち、追加的なものか、他の費用の割当てから生じたものであるかを問わず、契約に直接関連する費用）が受領見込経済的便益を超過する部分と、義務不履行により発生する補償金又は違約金との、いずれか低い金額で引当金を認識する。

引当金の未払費用見積額の変動は、当該変動が発生した年度に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号に規定されている次の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表示するように、顧客との契約から生じた収益を認識する。

＞　顧客との契約の識別（ステップ1）

＞　契約における履行義務の識別（ステップ2）

＞　取引価格の算定（ステップ3）

＞　取引価格を契約における履行義務に分配（ステップ4）

＞　収益の認識（ステップ5）

当社は、各履行義務が約定された財又はサービスの顧客への移転により充足された時点（又はそれ以降）収益を認識する。

デリバティブから生じた金融収益及び金融費用

デリバティブから生じた金融収益及び金融費用には、以下が含まれる。

＞　純損益を通じて公正価値で評価される金利リスク及び通貨リスクに係るデリバティブから生じた収益及び費用

＞　金利リスクに係る公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益及び費用

＞　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む。

配当金

配当金は、配当金を受け取る無条件の権利が確立した時点で認識される。

当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

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。

当該負債及び資産は、課税所得が生じた国において報告期間末までに施行されている又は実質的に施行されている税率及び税法を用いて算定される。

当期法人所得税は、株主持分で認識された純損益以外で認識された当期の法人所得税を除き、純損益において認識される。

繰延税金負債及び資産

繰延税金負債及び資産は、財務書類における負債及び資産の帳簿価額と、それに対応して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目的向けに認識される金額との間の当該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、全ての将来加算一時差異について認識されるが、当該負債がのれんの当初認識から、又は子会社、関連会社及びジョイント・ベンチャーの取決めにおける持分への投資に伴う将来加算一時差異に関連して生じる場合、当社が一時差異の解消時期を操作でき当該一時差異が近い将来に解消されない可能性が高い場合は除く。

繰延税金資産は、全ての控除可能な一時差異、税務上の繰越欠損金及び未使用税額控除の繰越額において認識される。当該資産の回収可能性の詳細は、見積りに関する記述の該当箇所を参照のこと。

繰延税金及び負債は、純損益以外、株主持分で認識されたものを除き、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。当社は、いずれのアプローチが不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、各々の不確実性のある税務処理を個別に考慮するか、一つ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を決定する。不確実性が税務処理に影響を与えるかどうか、及びどのように影響を与えるかの評価において、当社は、税務当局が調査する権利を有している金額を調査し、当該調査を行う際に全ての関連する情報について充分な知識を有していると仮定し、税務当局が不確実性のある税務処理を容認するかどうかを推測する。当社は、期待値又は最も可能性が高い金額のうちいずれかより正確に不確実性の解決を予測する方法を用いて当期及び繰延税金の計上に不確実性の影響を反映する。

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。

注記3. 新規及び改訂された基準及び解釈

当社は、2023年1月1日より効力を発した以下の基準、解釈指針及び改訂を適用している。

＞ 「*IFRS第3号の改訂‐概念フレームワークへの参照*」が2020年5月に公表された。当該改訂は、2018年3月に公表された「財務報告に関する概念フレームワークの改訂」（概念フレームワーク）による資産及び負債の定義への参照を、大幅に変更することなく置き換えることを意図したものである。

改訂はまた、IFRS第3号に「IAS第37号‐引当金、偶発負債及び偶発資産」又は「IFRIC第21号‐賦課金」の範囲に含まれる取引及びその他の事象において、企業結合における引受負債を特定するために（概念フレームワークのかわりに）IAS第37号又はIFRIC第21号を取得者が適用するという要件を追加している。

最後に、当該改訂は、企業結合において取得した偶発資産におけるIFRS第3号の既存のガイドラインを明確化し、取得日現在で資産が存在することが確実でない場合には、当該偶発資産を認識しないことを規定している。

＞ 「*IAS第16号の改訂‐有形固定資産：意図した使用の前の収益*」が2020年5月に公表された。当該改訂は、会社が意図した使用に向けて資産の準備を行っている間の生成物の売却により受領した金額を有形固定資産の費用から控除することを禁止している。その代わりに、会社は純損益でそのような売上金及び関連費用を認識する。

＞ 「*IAS第37号の改訂‐不利な契約‐契約履行のコスト*」が2020年5月に公表された。当該改訂は契約が不利かどうかを評価する目的で、契約履行のコストを決定する際に会社が含めるべき費用を明記している。当該目的のために、契約履行のコストは契約に直接関連する費用を構成する。当該構成は、契約履行の増分コスト又は契約履行に直接関連するその他の費用の割当からなる。

＞ 「*IFRSの年次改善（2018‐2020年サイクル）*」が2020年5月に公表された。当該改善は、主に以下の基準の修正から構成される。

- 「*国際財務報告基準の初度適用*」。当該改訂は、親会社が既にIFRS基準を採用した後にIFRS基準の初度適用企業となる投資先（子会社、関連会社又はジョイント・ベンチャー）によるIFRS第1号の適用を簡素化した。具体的には、投資先が親会社の後にIFRSを採用し、IFRS第1号D 16（a）項を適用する場合、親会社のIFRSへの移行日に基づき、親会社の連結財務書類に含まれている金額で全ての在外事業体における累積換算差額を測定することが選択できる。
- 「*IFRS第9号‐金融商品*」。金融負債の認識中止に向けた「10%」テストに含まれる手数料に関して、当該改訂は、新規又は変更後の金融負債の条件が当初の金融負債の条件と著しく異なるか否かを評価する際に会社が含める手数料を明らかにした。受領済手数料を控除して支払った手数料を決定する際は、借主は、その他の当事者に代わって借主又は貸主のいずれかにより授受された手数料を含め、借主と貸主との間での授受された手数料のみを含めるものとする。

- 「*IFRS第16号‐リース*」。国際会計基準審議会は「IFRS第16号‐リース」に付随する例証13例を改訂した。具体的には、当該改訂は、例証13例がリース・インセンティブにおける要件を説明した方法によって生じたIFRS第16号の適用における混乱の可能性を排除するものである。当該事例はリース物件の改良に関する償還を含んでいたが、償還がリースインセンティブとして適格であるかの説明がなかった。当該改訂は、事例から生じたリース物件の改良に関する償還の例証図を削除した。
- 「*IAS第41号‐農業*」。当該改正は、会社が、公正価値測定時、租税向けキャッシュ・フローを除外する要件を取り除いた。従って、会社は当該キャッシュ・フローの割引きに、税引前キャッシュ・フロー及び税引前利率を使用するものとする。

当該改訂の適用は、当該個別財務書類に重要な影響を与えていない。

損益計算書に関する情報

注記4 . 収益

4.a　販売及びサービスから生じた収益 - *116百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減
販売及びサービスから生じた収益			
グループ会社	116	125	(9)
第三者	-	-	-
販売及びサービスから生じた収益合計	**116**	**125**	**(9)**

「販売及びサービスから生じた収益」は、親会社としての管理及び調整役割の範囲内で子会社に提供している経営サービス（69百万ユーロ）、ITサービス（39百万ユーロ）及びその他のサービス（8百万ユーロ）を含む。
9百万ユーロの減少は、経営サービスから生じた収益（8百万ユーロ）及びITサービスから生じた収益（4百万ユーロ）の減少で、その他のサービスから生じた収益（3百万ユーロ）の増加による相殺を反映したものである。
販売及びサービスから生じた収益の地理的セグメントによる内訳は以下のとおりである。

＞　イタリア51百万ユーロ（2021年度では59百万ユーロ）

＞　EU域内27百万ユーロ（2021年度では24百万ユーロ）

＞　その他の国々38百万ユーロ（2021年度では40百万ユーロ）

4.b　その他の収益 - *17百万ユーロ*

「その他の収益」は、出向した当社の人件費における費用のその他のグループ会社に対する請求（12百万ユーロ）及びFondazione Centro Studi Enel及びEnel Cuore Onlus に対する請求（3百万ユーロ）を含む。
2021年度には、ジョイント・ベンチャーOpen Fiber SpAの持分50%のMacquarie Asset Management及びCDP Equity SpAへの資産売却によるキャピタル・ゲイン1,629百万ユーロを含む。

費用

5.a　消耗品の購入

消耗品の購入に係る費用は前年度と比較して重要な変動はなかった。

5.b サービス、リース及び賃借料 - *206百万ユーロ*

サービス、リース及び賃借料の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減
サービス	202	192	10
リース及び賃借料	4	5	(1)
サービス、リース及び賃借料	**206**	**197**	**9**

サービスの費用は、第三者からの提供サービスの費用73百万ユーロ（2021年度では67百万ユーロ）及びグループ会社からの提供サービスの費用129 百万ユーロ（2021年度では125百万ユーロ）である。
グループ会社からの提供サービスの費用は3百万ユーロの増加で、基本的に、システム・サービス（14百万ユーロ）であり、経営サービス費用（16百万ユーロ）の減少により一部相殺されている、その一方、第三者提供の費用は7百万ユーロ増加しており、主に専門及びITサービス及び費用の増加による。
リース及び賃貸料の費用は、主に子会社のEnel Italia SpAからのリース資産における費用に相当する。

5.c　人件費 - *105百万ユーロ*

人件費の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	注記	2022年度	2021年度	増減
賃金及び給与		81	76	5
社会保障費		26	25	1
退職後給付	25	6	6	-
その他の長期給付	25	1	8	(7)
株式報酬費用		5	4	1
その他の費用及びその他の奨励給制度		(14)	60	(74)
人件費合計		**105**	**179**	**(74)**

「人件費」は合計105百万ユーロで、2021年度に比べ74百万ユーロ減少した。これは主に、2021年度に当社が採用した早期退職勧奨制度による費用に関連する調整により、金額にして21百万ユーロ純損益から減少した。2021年度早期退職勧奨制度における費用は57百万ユーロである。当該費用の5百万ユーロは2019年度、2020年度、2021年度及び2022年度に当社が従業員に付与した長期インセンティブ制度の株式要素に該当する株式報酬費用に相当する。
職階別平均従業員数の前年比較、及び2022年12月31日現在の従業員数は以下の表のとおりである。

	平均員数			従業員数
	2022年度	2021年度	増減	2022年12月31日現在
マネジャー	154	148	6	164
ミドル・マネジャー	449	417	32	481
事務職	261	246	15	244
合計	**864**	**811**	**53**	**889**

5.d 減価償却費、償却費及び減損損失 - *1,330百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減
減価償却費	4	5	(1)
償却費	52	32	20
減損損失	1,437	788	649
減損損失の戻入	163	91	72
減価償却費、償却費及び減損損失合計	**1,330**	**734**	**596**

減価償却費及び償却費は56百万ユーロで、減価償却費4百万ユーロ及び償却費52百万ユーロを含む。
減損損失には、在ルーマニア子会社（995百万ユーロ）、Enel Green Power SpA（228百万ユーロ）、Enel Innovation Hubs Srl（16百万ユーロ）、Enel Investment Holding BV（1百万ユーロ）における保有する株主持分投資に係る減損損失を含む。
また当該項目は、株式資本の56.43%に相当する全持分の売却に向けて2022年6月に締結された契約を受けて、2022年10月に取引完了に係る支払合計約137百万ユーロの子会社PJSC Enel Russiaにおける保有持分に係る認識された減損損失195百万ユーロを含む。
減損損失の戻入は、子会社であるEnel Global Trading SpA（162百万ユーロ）及びEnel Global Services Srl（1百万ユーロ）への投資に相当する。
2021年度、減価償却費、償却費及び減損損失は合計734百万ユーロで、主にルーマニア配電子会社に係る認識された減損損失（合計270百万ユーロ）で、Enel Green Power SpAにおける保有持分（497百万ユーロ）、並びにイタリア及びオランダ子会社におけるその他の持分（21百万ユーロ）に相当する。また当該項目は、子会社における投資に関する減損損失の戻入Enel Global Trading SpA（43百万ユーロ）、Enel Italia SpA（41百万ユーロ）及びEnel Innovation Hubs Srl（7百万ユーロ）を含む。
減損判定に用いる要件の詳細は、下記注記13「株主持分投資」を参照のこと。

5.e その他の営業費用 - *27百万ユーロ*

その他の営業費用は2021年度を超えて13百万ユーロ増加し、主にPJSC Enel Russiaからの営業債権の償却（8百万ユーロ）である。

注記6. 株主持分投資から生じた収益 - *8,770百万ユーロ*

株主持分投資から生じた収益は8,770百万ユーロであり、2022年度に承認された配当及び中間配当が子会社及び関連会社による8,761百万ユーロ、ジョイント・ベンチャーによる9百万ユーロに相当する。
前年度と比較して4,319百万ユーロの増加は、主にEnel Italia SpAによる配当（6,000百万ユーロ）で、その一部はEnel Iberia SRLU、Enel Américas SA及びEnel Chile SAによる利益配当の減少で相殺された。
期末日現在、2022年度の未収中間配当金は、配当承認され2023年初月に受領した子会社Enel Chile SA（14百万ユーロ）、及びジョイント・ベンチャーRusenergosbyt LLC（9百万ユーロ）を含む。

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減
子会社及び関連会社からの配当金	**8,761**	**4,409**	**4,352**
Enel Américas SA	99	303	(204)
Enel Chile SA	28	168	(140)
Enel Energie Muntenia SA	-	6	(6)
Enel Energie SA	-	2	(2)
Enel Global Trading SpA	-	86	(86)
Enel Iberia SLU	648	1,175	(527)
Enel Italia SpA	7,970	2,609	5,361
Enel Rinnovabili Srl	-	25	(25)
E-Distribu□ie Banat SA	-	8	(8)
Enel Innovation Hubs Srl	16	-	16
E-Distribu□ie Muntenia SA	-	27	(27)
ジョイント・ベンチャーからの配当金	**9**	**41**	(32)
Rusenergosbyt LLC	9	41	(32)
その他の会社からの配当金	**-**	**1**	(1)
Empresa Propietaria de la Red SA	-	1	(1)
株主持分投資から生じた収益合計	**8,770**	**4,451**	**4,319**

注記7. デリバティブから生じた純金融収益／（費用） - *171百万ユーロ*

内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減
デリバティブから生じた収益			
グループ会社の代理として	**1,796**	**786**	**1,010**
純損益を通して公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	1,796	786	1,010
エネル・エスピーエーの代理として	**335**	**287**	**48**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	204	246	(42)
純損益を通して公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	131	41	90
デリバティブから生じた収益合計	**2,131**	**1,073**	**1,058**
デリバティブから生じた費用			
グループ会社の代理として	**1,791**	**785**	**1,006**
純損益を通して公正価値で測定されるデリバティブに関する費用	1,791	785	1,006
エネル・エスピーエーの代理として	**169**	**106**	**63**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた費用	114	86	28
純損益を通して公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	55	20	35
デリバティブから生じた費用合計	**1,960**	**891**	**1,069**
デリバティブから生じた金融収益／（金融費用）合計	**171**	**182**	**(11)**

デリバティブから生じた純金融収益は171百万ユーロ（2021年度では182百万ユーロ）で11百万ユーロ減少し、主にキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた純金融費用における増加（70百万ユーロ）、当社のために締結された純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに係る純金融収益における増加（55百万ユーロ）、及びグループ会社のために締結されたデリバティブに係る純金融収益における増加（4百万ユーロ）の複合的な影響である。

デリバティブの詳細は、注記32「金融商品」及び注記34「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記8.　その他の純金融収益／（費用）－（355）百万ユーロ

内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減
その他の金融収益			
受取利息			
非流動貸付金に係る受取利息	-	15	(15)
流動貸付金に係る受取利息	183	27	156
合計	**183**	**42**	**141**
為替差益	45	1	44
その他	204	197	7
その他の金融収益合計	**432**	**240**	**192**
その他の金融費用			
利息費用			
銀行借入金に係る支払利息	88	51	37
社債利息	297	365	(68)
その他の借入金に係る支払利息	309	203	106
合計	**694**	**619**	**75**
為替換算差損	90	179	(89)
確定給付制度及びその他の長期従業員給付に係る利息費用	1	1	-
債務管理取引に係る金融費用	-	68	(68)
その他	2	2	-
その他の金融費用合計	**787**	**869**	**(82)**
その他の正味金融収益／（費用）合計	**(355)**	**(629)**	**274**

その他の金融収益は432百万ユーロで、前年比で192百万ユーロ増加している。当該減少は主に以下のとおりである。

＞　短期金融資産に係る利息収入が156百万ユーロ増加し、長期金融資産に係る利息収入における減少15百万ユーロにより一部相殺した。

＞　為替差益における増加44百万ユーロ。

その他の金融費用は787百万ユーロで、2021年度と比べて82百万ユーロ減少し、当該減少は主に以下のとおりである。

＞　為替差損における減少89百万ユーロ。

＞　当社により引き受けられた同意勧奨に関連する債務管理取引に係る金融費用の減少68百万ユーロ。

＞　主に当社のリボルビング信用枠の利用による銀行借入に係る利息費用の増加（37百万ユーロ）とともに、Enel Finance International NVから生じた利息費用が106百万ユーロ増加したが、満期及び借入費用を積極的に管理する当社の財務戦略の結果として、債券に係る利息における減少68百万ユーロにより一部相殺された。

注記9. 法人所得税 - *（106）百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減
当期法人所得税	(111)	(107)	(4)
繰延税金収益	9	(5)	14
繰延税金費用	(4)	(2)	(2)
法人所得税合計	**(106)**	**(114)**	**8**

2022年度の法人所得税は106百万ユーロで、主に法人所得税（IRES）の課税標準が税引前利益と比較して、子会社からの受取配当の95%が益金不算入により税引前利益から減少したこと、及び法人所得税法に従い当社のグループに対する支払利息が損金算入できることによる（連結法人税法第96条）。

理論上の税率と実効税率との調整は以下の表のとおりである。

百万ユーロ

	2022年度	%率	2021年度	%率
税引前利益	7,051		4,648	
理論上の法人所得税（IRES）	**1,692**	**24.0%**	**1,116**	**24.0%**
税額減少：				
回収株主持分投資配当金	(2,072)	-29.4%	(1,015)	-21.8%
未回収株主持分投資配当金	-	-	(4)	-0.1%
引当金の使用	(16)	-0.2%	(13)	-0.3%
過去の減損損失の戻入	(39)	-0.6%	-	-
その他	(30)	-0.4%	(48)	-1.0%
Open Fiber 資産売却利得	-	-	(371)	-8.0%
税額増加：				
当年度の減損損失／（利得）	305	4.3%	189	4.1%
引当金繰入額	1	-	18	0.4%
前年度の費用	46	0.7%	1	-
その他	9	0.1%	8	0.2%
当期法人所得税（IRES）合計	(104)	**-1.5%**	**(119)**	**-2.6%**
イタリア地方法人税	-	**-**	**-**	**-**
外国税	**3**	**-**	**24**	**0.5%**
前年度からの法人所得税見積りとの差額	**(10)**	**-0.1%**	**(12)**	**-0.3%**
外国の投資先からの配当金に係る源泉徴収確定額	**-**	**-**	**-**	**-**
繰延税額合計	**5**	**0.1%**	**(7)**	**-0.2%**
税率の変更による影響	-		-	
当年度の増減	*5*		*(7)*	
前年度見積りとの差額	-		-	
法人所得税合計	**(106)**	**-1.5%**	**(114)**	**-2.5%**

財政状態計算書に関する情報

資産

注記10.　有形固定資産 - *11百万ユーロ*

2021年度及び2022年度の有形固定資産の増減は以下の表のとおりである。

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	建物付属設備	建設仮勘定及び前渡金	合計
取得原価	1	5	3	5	27	41	1	83
減価償却累計額	-	(3)	(3)	(5)	(23)	(41)	-	(75)
2020年12月31日現在残高	**1**	**2**	**-**	**-**	**4**	**-**	**1**	**8**
資本的支出	-	1	-	-	6	-	-	7
使用開始資産	-	-	-	-	-	1	(1)	-
減価償却費	-	(1)	-	-	(2)	-		(3)
増減合計	**-**	**-**	**-**	**-**	**4**	**-**	**-**	**4**
取得原価	1	6	3	5	33	42	-	90
減価償却累計額	-	(4)	(3)	(5)	(25)	(41)	-	(78)
2021年12月31日現在残高	**1**	**2**	**-**	**-**	**8**	**1**	**-**	**12**
資本的支出	-	-	-	-	2	-	-	2
使用開始資産	-	-	-	-	-	-	-	-
減価償却費	-	(1)	-	-	-2	-		(3)
増減合計	**-**	**(1)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**
取得原価	1	6	3	5	35	42	-	92
減価償却費の累計額	-	(5)	(3)	(5)	(27)	(41)	-	(81)
2022年12月31日現在残高	**1**	**1**	**-**	**-**	**8**	**1**	**-**	**11**

「有形固定資産」は合計11百万ユーロで2021年12月31日と比べ1百万ユーロ減少し、2022年度において認識された減価償却費（3百万ユーロ）及び資本的支出マイナス残高（2百万ユーロ）による。

注記11.　無形資産 - *133百万ユーロ*

有限の耐用年数を有する無形資産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	その他の開発中の無形資産	合計
2020年12月31日現在残高	**54**	**59**	**113**
投資	42	20	62
使用開始資産	24	(24)	-
償却費	(32)	-	(32)
増減合計	**34**	**(4)**	**30**
2021年12月31日現在残高	**88**	**55**	**143**
投資	4	38	42
使用開始資産	36	(36)	-
償却費	(52)	-	(52)
増減合計	**(12)**	**2**	**(10)**
2022年12月31日現在残高	**76**	**57**	**133**

「工業特許及び知的財産権」は76百万ユーロ（2021年12月31日現在では88百万ユーロ）で、主にアプリケーション・ソフトウェアの購入で生じた費用及び関連するエボリューショナリ・メンテナンスによる。償却費は、当該資産の残存耐用期間（平均3年）で定額法で算出している。4百万ユーロの投資は、特に管理、財務及び制御、法務及び総務、安全衛生、コミュニケーション、イノーバビリティ及び監査の分野における、業務プロセスのコンピュータ化、コンプライアンス及び持株会社機能の報告のためのデジタル開発プロジェクトに関する情報技術プロジェクトに関連する。「その他の開発中の無形資産」は57百万ユーロで、当期中の投資及び用途に投入した資産の価値との正味プラス残高2百万ユーロ増加した。

注記12.　繰延税金資産及び負債 - *146百万ユーロ及び98百万ユーロ*

期間差異ごとの繰延税金資産及び繰延税金負債の増減は以下の表のとおりである。

百万ユーロ	2021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）	2022年12月31日現在
	合計			合計
繰延税金資産				
一時差異特性				
リスク、費用及び減損損失における引当金	3	1	-	4
金融商品の測定	245	-	(139)	106
その他の項目	51	(11)	(4)	36
繰延税金資産合計	**299**	**(10)**	**(143)**	**146**
繰延税金負債				
一時差異特性				
金融商品測定	(145)	-	47	(98)
その他の項目	(4)	4	-	-
繰延税金負債合計	**(149)**	**4**	**47**	**(98)**
相殺後正味繰延税金資産（IRES）	**150**			**48**

「繰延税金資産」は合計146百万ユーロ（2021年12月31日現在では299百万ユーロ）で、基本的にキャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値測定に係る繰延税金資産に関連する。
「繰延税金負債」は98百万ユーロ（2021年12月31日現在では149百万ユーロ）で、主にキャッシュ・フロー・ヘッジ手段の公正価値測定に係る繰延税金による。
繰延税金資産及び負債の金額はIRES課税率24%を適用して決定している。

注記13.　株主持分投資 - *59,952百万ユーロ*

各投資の当期中の変動、関連する期首及び期末の帳簿価額、子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社及びその他の会社への投資一覧は、以下の表のとおりである。

前へ　　次へ

百万ユーロ	当初原価	減損（損失）／利得	その他の変動 - IFRIC 11 及び IFRS 2	帳簿価額	保有率%	資本拠出及び損失補填	取得／（処分）／（清算）／（払戻）	合併／分離	再分類	価値調整	正味変動	当初原価	減損（損失）／利得	その他の変動 - IFRIC 11 及び IFRS 2	帳簿価額	保有率%
	2021年12月31日現在					2022年度中の増減									2022年12月31日現在	
A）子会社																
Enel Global Services Srl	70	(1)	-	69	100.0	-	-	-	-	1	1	70	-	1	71	100.0
Enel Global Thermal Generation Srl	57	(39)	-	18	100.0	-	-	-	-	-	-	57	(39)	-	18	100.0
Enel Global Trading SpA	1,401	(162)	2	1,241	100.0	-	-	-	-	162	162	1,401	-	2	1,403	100.0
Enel Green Power SpA	2,006	(497)	3	1,512	100.0	-	-	-	-	(228)	(228)	2,006	(725)	4	1,285	100.0
Enel Grids Srl	59	-	1	60	100.0	-	-	-	-	-	-	59	-	2	61	100.0
Enel Holding Finance Srl	7,875	-	-	7,875	100.0	-	-	-	-	-	-	7,875	-	-	7,875	100.0
Enel Iberia SRLU	13,713	-	-	13,713	100.0	-	-	-	-	-	-	13,713	-	1	13,714	100.0
Enel Innovation Hubs Srl	70	(47)	-	23	100.0	-	-	-	-	(16)	(16)	70	(63)	-	7	100.0
Enel Insurance NV	502	-	-	502	100.0	-	-	-	-	-	-	502	-	-	502	100.0
Enel Investment Holding BV	4,497	(4,490)	-	7	100.0	-	-	-	-	(1)	(1)	4,497	(4,491)	-	6	100.0
Enel Italia SpA	12,790	-	4	12,794	100.0	-	-	-	-	-	-	12,790	-	5	12,795	100.0
Enel North America Inc.	3,155	-	-	3,155	100.0	880	-	-	-	-	880	4,035	-	-	4,035	100.0
Enel Romania SA	15	-	-	15	100.0	-	-	-	(15)	-	(15)	-	-	-	-	100.0
Enel X Srl	270	-	2	272	100.0	-	-	(31)	-	-	(31)	239	-	2	241	100.0
Enel X Way Srl	-	-	-	-	-	800	58	31	-	-	889	889	-	-	889	100.0
Enelpower Srl	189	(163)	-	26	100.0	-	-	-	-	-	-	189	(163)	-	26	100.0
Vektör Enerji Üretím A[1]	-	-	-	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
Enel Américas SA	11,657	-	-	11,657	82.3	1	-	-	-	-	1	11,658	-	-	11,658	82.3
E-Distribu[1]ie Muntenia SA	952	(242)	-	710	78.0	-	-	-	(710)	-	(710)	242	(242)	-	-	78.0
Enel Energie Muntenia SA	330	-	-	330	78.0	-	-	-	(330)	-	(330)	-	-	-	-	78.0
Enel Chile SA	2,671	-	-	2,671	64.9	-	-	-	-	-	-	2,671	-	-	2,671	64.9
PJSC Enel Russia	442	(110)	-	332	56.4	-	-	-	(332)	-	(332)	110	(110)	-	-	-
E-Distribu[1]ie Banat SA	421	(236)	-	185	51.0	-	-	-	(185)	-	(185)	236	(236)	-	-	51.0
E-Distribu[1]ie Dobrogea SA	261	(60)	-	201	51.0	-	-	-	(201)	-	(201)	60	(60)	-	-	51.0
Enel Energie SA	208	-	-	208	51.0	-	-	-	(208)	-	(208)	-	-	-	-	51.0
Enel Finance International NV	2,624	-	-	2,624	25.0	-	-	-	-	-	-	2,624	-	-	2,624	25.0
Enel Green Power Chile SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
子会社合計	**66,235**	**(6,047)**	**12**	**60,200**		**1,681**	**58**	**-**	**(1,981)**	**(82)**	**(324)**	**65,993**	**(6,129)**	**17**	**59,881**	
B）ジョイント・ベンチャー																
Rusenergosbyt LLC	41	-	-	41	49.5	-	-	-	-	-	-	41	-	-	41	49.5
ジョイント・ベンチャー合計	**41**	**-**	**-**	**41**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**41**	**-**	**-**	**41**	
C）関連会社																
CESI SpA	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7
関連会社合計	**23**	-	-	**23**	**-**	**-**	-	-	-	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
D）その他の会社																
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	-
Elcogas SA（清算中）	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	**5**	**(5)**	**-**	**-**	4.3
Empresa Propietaria de la Red SA	5	-	-	5	11.1	-	-	-	-	2	2	**5**	**2**	**-**	**7**	11.1
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	1.0
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	11.1
その他の会社合計	**10**	**(5)**	**-**	**5**		**-**	**-**	**-**	-	**2**	**2**	**10**	**(3)**	**-**	**7**	

株主持分投資合計	**66,309**	**(6,052)**	**12**	**60,269**	**1,681**	**58**	**-**	**(1,981)**	**(80)**	**(322)**	**66,067**	**(6,132)**	**17**	**59,952**

前へ　次へ

2022年度の株主持分投資の増減は以下の表のとおりである。

百万ユーロ	
増加	
Enel North America Incへ資本拠出	880
Enel X Way Srlの取得	58
Enel X Way Srlへ資本拠出	800
Enel X SrlのEnel X Way Srlへの部分分割	31
ADRであるEnel Américas SA の換算	1
Empresa Propietaria de la Red SAにおける保有投資の再評価	2
Enel Global Trading SpAに係る減損損失の戻入	162
Enel Global Services Srlに係る減損損失の戻入	1
増加合計	**1,935**
減少	
Enel X SrlのEnel X Way Srlへの部分分割	(31)
「売却目的保有として分類された非流動資産」として振替されたPJSC Enel Russia	(332)
「売却目的保有として分類された非流動資産」として振替えられたE- Distribu□ie Banat SA	(185)
「売却目的保有として分類された非流動資産」として振替えられたE- Distribu□ie Dobrogea SA	(201)
「売却目的保有として分類された非流動資産」として振替えられたEnel Energie SA	(208)
「売却目的保有として分類された非流動資産」として振替えられたE-Distribu□ie Muntenia SA	(710)
「売却目的保有として分類された非流動資産」として振替えられたEnel Energie Muntenia SA	(330)
「売却目的保有として分類された非流動資産」として振替えられたEnel Romania SA	(15)
Enel Green Power SpAにおける投資に係る減損損失	(228)
Enel Innovation Hubs Srlにおける投資に係る減損損失	(16)
Enel Investment Holding BVにおける投資に係る減損損失	(1)
減少合計	**(2,257)**
正味増減	**(322)**

2022年度、子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社及びその他の会社に対する投資の帳簿価額は以下の結果として322百万ユーロ減少した。

＞ 2022年2月15日及び2022年3月14日、子会社Enel North America Inc.に子会社の事業要件の支援用に資本拠出880百万ユーロ。

＞ 2022年4月1日Enel X Srlの部分分割を受けて、エネル・グループの電気移動体及びMSP（移動体サービス供給会社）の開発向けに持株会社の設立を目的として、Enel X Way Srl（旧Enel X Charge Srl）を設立した。分割資産の価値は31百万ユーロである。

＞ Enel X Italia SrlによるEnel X Way Srlの持分を2022年4月5日に取得58百万ユーロ。

＞ 上記の事業を遂行するために必要な財源を会社に提供するため、2022年4月19日にEnel X Way Srlに資本拠出800百万ユーロ。

＞ PJSC Enel Russiaの全持分をPJSC Lukoil及びクローズド・コンバインド・ミューチュアル・ファンド「Gazprombank-Frezia」にエネルにより売却するとした2022年6月末の合意を受けて、子会社PJSC Enel Russiaにおける保有持分の「売却目的保有非流動資産」として振替えた332百万ユーロ。当該売却は10月、合計約137百万ユーロで終結した。2022年8月5日付け法令第520号第5項に従ったロシア連邦大統領による当該取引の承認を含め、当事者間で締結された2件の個別契約に規定された全ての条件が充たされた後に当該取引は完了した。

＞ ルーマニアで当社グループが保有する全株主持分投資の売却に向けた交渉が開始された結果として、ルーマニア子会社における保有持分の「売却目的保有非流動資産」として振替えられた合計1,649百万ユーロ。

＞ Empresa Propietaria de la Red SAにおける株主持分投資の公正価値の測定における増加2百万ユーロ。

＞ 新事業計画における仮定及びガス価格による市場動向を考慮したEnel Global Trading SpAにおける投資に係る認識された減損損失の戻入162百万ユーロ。

＞ Enel Global Services Srlにおける投資に係る認識された減損損失の戻入1百万ユーロ。

＞ 主に在ルーマニア資産の処分によるEnel Green Power SpAにおける投資に係る減損損失228百万ユーロ。

＞ 子会社Enel Innovation Hubs Srlの業績及び財務状況を考慮した同社における投資に係る減損損失16百万ユーロ。

＞ 子会社Enel Investment Holding BVの業績及び財務状況を考慮した同社における投資に係る認識された減損損失の戻入1百万ユーロ。

IFRS第2号に従って、2019年度、2020年度、2021年度及び2022年度の長期インセンティブ制度に組込まれている子会社への投資の帳簿価額は、特定の株主持分準備金で認識された当年度の株主持分要素の公正価値の増加により、合計6百万ユーロである。間接子会社の従業員に資本性金融商品を付与した場合には、直接子会社への持分投資の帳簿価額を増加させている。

Enel Green Power SpAにおける保有投資に係る減損損失及びEnel Global Trading SpA及びEnel Global Services Srlにおける投資に係る認識された減損損失の戻入を決定する際に用いられた仮定を示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	当初原価	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示期間	ターミナル・バリュー(3)	当初原価	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示期間	ターミナル・バリュー(3)
	2022年12月31日現在					2021年12月31日現在				
Enel Green Power SpA	1,513	2.5%	8.4%	3年	年1回／26年	2,008	1.7%	7.6%	3年	年1回／24年
Enel Global Trading SpA	1,241	1.6%	8.6%	3年	永久	1,198	1.7%	6.3%	3年	永久
Enel Global Services Srl	70	1.6%	5.9%	3年	永久	69	1.7%	4.2%	3年	永久

(1)明示予測期間後のキャッシュ・フローの永久成長率。

(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・フローを用いて計算された使用価値が税引後加重平均資本コストを用いて割り引かれた税引後キャッシュ・フローに一致することを保証する割引率である。

(3)ターミナル・バリューは、表に記載された年数にわたり、利回りが永久又は一定成長することを前提に見積られている。

減損テストによって認識された株主持分投資の回収可能価額は、期待将来キャッシュ・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投入に基づいて選択した適切な割引率を適用して、割引キャッシュ・フロー・モデルを使用した使用価値の見積りを通して、投資の株主持分価値を計算することで見積られる。投資の帳簿価額を比較する目的で、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を控除することによって株主持分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き決定されており、また当社の取締役会が2022年11月22日に承認した2023‐2025年度事業計画以降の明示的な期間について作成されたものであり、数量、収益、営業費用、資本的支出、商工業業界の見通し、及び主要なマクロ経済変数（インフレ率、名目利率、為替レート）及び商品価格の推移を含んでおり、当該株主持分投資の減損テストにおいて考慮されるキャッシュ・フローの明示的な期間は、各企業の特定の特徴やビジネス・サイクルによって異なる。

一方、ターミナル・バリューは、電力及び／又はインフレ（関係する国や企業に因る）、並びにいかなる場合でも参照市場の平均長期成長率を超えない長期需要に等しい名目成長率を伴う永久年金又は年金として算出される。

Enel Italia SpA、Enel X Way Srl、Enel North America Inc.、Enel Global Thermal Generation Srl、Enel X Srlの各社における投資に関して、2022年12月31日現在、投資先ごとに個別に自己資本を上回っている場合であっても、帳簿価額は回収可能とみなされる。当該状況は、投資に関する減損損失を表すものではなく、両者の金額の一時的な不一致を表すものであると考えられる。具体的には、Italia SpA、Enel X Way Srl、Enel North America Inc.、Enel Global Thermal Generation Srl及びEnel X Srlの各社において、投資の簿価と当該株主持分との負の差額は兆候事象であり、その後、期待将来キャッシュ・フローを考慮した投資の株主持分価値が減損テストにより決定される。当該テストの結果、投資価値の完全な回収可能性を確認するために必要な範囲において、株主持分に反映されていない大きな価値が生じた。

また、当該投資額は関連する減損テストで検証されている。

イタリアの子会社における当社の投資に関する株券は、Monte dei Paschi di Siena銀行に保管されている。2022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への資本金及び株主持分は以下の表のとおりである。

	登記住所	通貨	資本金	株主持分（百万ユーロ）	前年度利益／（損失）（百万ユーロ）	保有率%	帳簿価額（百万ユーロ）
A）子会社							
Enel Global Services Srl	ローマ	ユーロ	10,000	51	14	100.0	71
Enel Global Thermal Generation Srl	ローマ	ユーロ	11,000,000	6	(13)	100.0	18
Enel Global Trading SpA	ローマ	ユーロ	90,885,000	380	(12)	100.0	1,403
Enel Green Power SpA	ローマ	ユーロ	272,000,000	482	(114)	100.0	1,285
Enel Grids Srl	ローマ	ユーロ	10,100,000	319	292	100.0	61
Enel Holding Finance Srl	ローマ	ユーロ	10,000	7,874		100.0	7,875
Enel Iberia SRLU	マドリッド	ユーロ	336,142,500	23,435	725	100.0	13,714
Enel Innovation Hubs Srl	ローマ	ユーロ	1,100,000	7		100.0	7
Enel Insurance NV	アムステルダム	ユーロ	60,000	511	5	100.0	502
Enel Investment Holding BV	アムステルダム	ユーロ	1,000,000	5	(1)	100.0	6
Enel Italia SpA	ローマ	ユーロ	100,000,000	3,745	910	100.0	12,795
Enel North America Inc.	アンドーバー	米ドル	50	5,761	191	100.0	4,035
Enel Romania SA	ブフテア	ルーマニア・レウ	200,000	5	1	100.0	-
Enel X Srl	ローマ	ユーロ	1,050,000	193	54	100.0	241
Enel X Way Srl	ローマ	ユーロ	6,026,000	818	(15)	100.0	889
Enelpower Srl	ミラノ	ユーロ	2,000,000	26	1	100.0	26
Vektör Enerji Üretím A[01SE]	イスタンブール	トルコ・リラ	3,500,000			100.0	-
Enel Américas SA	サンチャゴ	米ドル	15,799,498,545	14,474	288	82.3	11,658
E-Distribu[01163]ie Muntenia SA	ブカレスト	ルーマニア・レウ	271,635,250	580	(37)	78.0	-
Enel Energie Muntenia SA	ブカレスト	ルーマニア・レウ	37,004,350	29	(67)	78.0	-
Enel Chile SA	サンチャゴ	チリ・ペソ	3,882,103,470,184	4,827	1,426	64.9	2,671
E-Distribu[01163]ie Banat SA	ティミショアラ	ルーマニア・レウ	382,158,580	243	(59)	51.0	-
E-Distribu[01163]ie Dobrogea SA	コンスタンツァ	ルーマニア・レウ	280,285,560	198	(32)	51.0	-
Enel Energie SA	ブカレスト	ルーマニア・レウ	140,000,000	24	(79)	51.0	-
Enel Finance International NV	アムステルダム	ユーロ	1,478,810,371	10,286	44	25.0	2,624
Enel Green Power Chile SA	サンチャゴ	米ドル	842,121,531	1,228	30	-	-
B）ジョイント・ベンチャー							
Rusenersgobyt LLC	モスクワ	ロシア・ルーブル	18,000,000	159	158	49.5	41
C）関連会社							
Cesi SpA (1)	ミラノ	ユーロ	8,550,000	105	(10)	42.7	23
D）その他の会社							
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	ブエノスアイレス	アルゼンチン・ペソ	2,025,191,313	-	-	-	-
Elcogas SA （清算中）	プエルトリャノ	ユーロ	809,690	-	-	4.3	-
Empresa Propietaria de la Red SA	パナマ	米ドル	58,500,000	156	18	11.1	7
Idrosicilia SpA	ミラノ	ユーロ	22,520,000	-	-	1.0	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	パナマ	米ドル	2,700,000	(10)	(2)	11.1	-

(1)当期における資本金、株主持分及び当期純利益／（損失）の数値は、2021年12月31日現在の財務書類に該当する。

2022年12月31日現在のその他の会社への株主持分投資は、全て非上場会社に該当する。IFRS第9号への移行の間、当該金融資産は、その他の包括利益を通じて公正価値を測定される方法が採用された。

Elcogas SAへの投資は2014年度に完全に消却され、2015年1月1日以降、エネルが4.3%を保有する会社は清算中である。また、累積損失を考慮し、2014年度に参加した6百万ユーロのプロフィット・パーティシペーション・ローンも評価減とした。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
FVOCIで測定される非上場会社における株主持分投資	**7**	**5**
Empresa Propietaria de la Red SA	7	5
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañía de Trasmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA （清算中）	-	-
Idrosicilia SpA	-	-

注記14. デリバティブ - *349百万ユーロ、390百万ユーロ、663百万ユーロ、178百万ユーロ*

百万ユーロ	非流動		流動	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
デリバティブ資産	349	753	390	60
デリバティブ負債	663	1,300	178	131

デリバティブ資産及び負債の性質、認識及び分類に関する詳細は、注記32「金融商品」及び注記34「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 - *14百万ユーロ*

当該項目の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	注記	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	増減
金融前払金		10	13	(3)
債務に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	4	3	1
合計		**14**	**16**	**(2)**

「金融前払金」は、基本的に2017年12月18日に5年の期間で当社、Enel Finance International NV及びMediobancaの間で設定した10,000百万ユーロのリボルビング信用枠の取引費用残余の該当分である。当該項目は当該費用の非流動分を表示し、純損益を通じての振替は関連する手数料の種類及び信用枠の満期に依存する。

15.1 負債に含まれるその他の非流動金融資産 - *4百万ユーロ*

百万ユーロ

	注記	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	増減
その他の貸付金		4	3	1
合計		**4**	**3**	**1**

「その他の貸付資産」は4百万ユーロに相当し、全て従業員に対する貸付により会計処理されている。

注記16. その他の非流動資産 - *81百万ユーロ*

当該項目の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
税金資産	12	12	-
補完年金制度の負債の仮定についての子会社からの未収金	69	87	(18)
その他の非流動資産合計	**81**	**99**	**(18)**

「税金資産」は、IRESの目的で課税所得を計算する際にIRAPを部分的に控除しなかった結果として納税した法人所得税の超過分の還付請求に関する残余金額9百万ユーロを含む。当該申立は当社が、2003年度は個社として、2004度から2011年度は個社及び連結親法人として提出している。

税金資産は、また、2021年度に関するEnel Américas SAの配当に対して課される源泉徴収税の確定計算から生じた3百万ユーロの資産を含んでいる。

補完年金制度の負債引受けに係る子会社の未払金額は、補完年金制度の持分のグループ会社引受に関連して支払われるべき金額に該当する。契約条件には、親会社の確定給付債務の消滅に要する費用のうち、従業員給付の下で認識される費用を当該グループ会社が償還する旨が記載されている。

現在の仮定を用いて作成された数理計算上の予測に基づき、補完年金制度の負債引受のために子会社から支払われるべき当該金額のうち、5年を超えて支払われるべき部分は11百万ユーロ（2021年12月31日現在では25百万ユーロ）である。

注記17. 営業債権 - *294百万ユーロ*

当該項目の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
営業債権			
子会社から生じた営業債権	278	260	18
グループ以外の顧客から生じた営業債権	16	15	1
合計	**294**	**275**	**19**

子会社から生じた営業債権は、主にグループ会社に代わって当社が行っている管理、調整業務及びその他の活動が該当する。グループ以外の顧客から生じた営業債権は様々な種類のサービスに関連する。

子会社から生じた営業債権の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
子会社			
Edistribución Redes Digitales SLU	8	7	1
e-distribuzione SpA	16	22	(6)
Endesa Energía SA	2	3	(1)
Endesa Generación SA	4	2	2
Endesa SA	13	10	3
Enel Américas SA	6	5	1
Enel Brasil SA	93	70	23
Enel Chile SA	9	7	2
Enel Distribución Chile SA	5	5	-
Enel Distribución Perú SAA	3	3	-
Enel Energia SpA	7	9	(2)
Enel Generación Chile SA	5	4	1
Enel Generación Perú SAA	2	2	-
Enel Global Services Srl	12	12	-
Enel Green Power Chile SA	3	1	2
Enel Green Power Hellas SA	3	2	1
Enel Green Power Italia Srl	2	4	(2)
Enel Green Power North America Inc.	10	5	5
Enel Green Power SpA	3	3	-
Enel Grids Srl	1	4	(3)
Enel Italia SpA	(1)	-	(1)
Enel North America Inc.	3	7	(4)
Enel Produzione SpA	4	4	-
Enel Romania Srl	5	5	-
PJSC Enel Russia	-	9	(9)
Enel X Srl	3	5	(2)
Enel X Way Srl	4	-	4
E-Distribu□ie Banat SA	6	6	-
E-Distribu□ie Dobrogea SA	3	3	-
E-Distribu□ie Muntenia SA	10	9	1
Gas y Electricidad Generación SAU	1	2	(1)
Servizio Elettrico Nazionale SpA	1	2	(1)
Vektör Enerjí Üretím A□	8	8	-
その他	24	20	4
合計	278	**260**	**18**

営業債権の地理別の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
イタリア	56	70	(14)
EU域内	79	70	9
EU域外のヨーロッパ	2	10	(8)
その他	157	125	32
合計	**294**	**275**	**19**

注記18. 税金資産 - *165百万ユーロ*

2022年12月31日現在の税金資産は165百万ユーロであり、基本的に当社の2022年度の当期見積税金においてIRES還付請求税金（142百万ユーロ）、及びEnel Américas SA及びEnel Chile SAの配当に係る源泉徴収税において未収税金（16百万ユーロ）に相当する。

注記19. その他の流動金融資産 - *3,480百万ユーロ*

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
債務に含まれるその他の流動金融資産	19.1	3,395	8,197	(4,802)
その他の流動金融資産		85	60	25
合計		**3,480**	**8,257**	**(4,777)**

「正味金融負債に含まれるその他の流動金融資産」の詳細は、注記19.1を参照のこと。

「その他の流動金融資産」は、基本的に金融サービス契約から生じる利息及びその他の手数料に関連するグループ会社に対する債権11百万ユーロ（2021年12月31日現在では15百万ユーロ）、デリバティブのポジションの結果に関連する金融資産20百万ユーロ（2021年12月31日現在では3百万ユーロ）、当期未収金融収益40百万ユーロ（2021年12月31日現在では37百万ユーロ）、及び当期金融前払費用14百万ユーロ（2021年12月31日現在では5百万ユーロ）である。

19.1 債務に含まれるその他の流動金融資産 - *3,395百万ユーロ*

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
グループ会社に対する貸付金		3,001	7,111	(4,110)
短期貸付資産（会社間流動勘定）	32.1.1	2,489	7,111	(4,622)
短期貸付金		512	-	512
その他に対する貸付金		394	1,086	(692)
その他の貸付金		5	9	(4)
店頭デリバティブ証拠金契約の現金担保	32.1.1	389	1,077	(688)
合計		**3,395**	**8,197**	**(4,802)**

注記20. その他の流動資産 - *584百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
税金資産	286	4	282
グループ会社に対するその他の債権	283	1,044	(761)
その他の債権	15	15	-
合計	**584**	**1,063**	**(479)**

「税金資産」は286百万ユーロで、2022年度エネルVAT グループの未収残余VAT に関連する274百万ユーロを含む。

前年の変動は、法人設立初年度は単独のVAT 納税者が支払い自体を計算するための情報がないため、納税は行われないと規定した歳入庁の発表した説明に沿って、2021年度にVAT を納税しなかったことが主な原因である。

当該項目は、2011年度、2012年度、2013年度、2014年度に当社とスペイン子会社との間の取引に適用された移転価格の調整を受けて、多国籍グループに課される二重課税を排除するイタリア及びスペインの税務当局間の合意に伴い、2021年度に開始され2022年度に完了した合意手続き（MAP）に従って、当社に支払われた2011‐2014年度におけるIRES還付に関する8百万ユーロの税金資産も含む。

グループ会社に対するその他の債権は、基本的に、子会社Rusenersgobyt LLC及びEnel Chile SAにより承認された2022年度中間配当金の受取債権（各々12百万ユーロ及び14百万ユーロ）、連結納税制度に参加しているグループ会社に関するIRES資産（154百万ユーロ）、及びグループVAT 制度に参加している会社に関するVAT 資産（101百万ユーロ）に該当する。

2021年度に、当該項目は、エネル VAT グループに参加している子会社に関する未収VAT （547百万ユーロ）、及びEnel Iberia SRLU、Enel Américas SA及びEnel Chileにより2021年度に承認された中間配当における資産合計368百万ユーロを含み、2022年度初頭に受領した。

2022年12月31日現在のその他の債権は15百万ユーロで、2021年12月31日現在と実質的に同額であった。

注記21. 現金及び現金同等物 - *4,868百万ユーロ*

現金及び現金同等物の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
銀行及び郵便貯金	4,868	952	3,916
手許現金及び現金同等物	-	-	-
合計	**4,868**	**952**	**3,916**

現金及び現金同等物は4,868百万ユーロで、2021年12月31日現在から3,916百万ユーロ増加し、通常の事業により生じたキャッシュ・フローによるものである。

2022年度、営業活動によるキャッシュ・フローはプラス8,689百万ユーロ（2021年度では6,757百万ユーロ）で、2021年度比1,932百万ユーロの増加となった。これは主に、受取配当金の増加であり、支払金融費用の増加、及び正味運転資本の変動に関連した必要資金の増加により一部相殺された、

当期中、財務活動によりキャッシュ・フロー3,126百万ユーロ吸収された。これは主に長期借入に係る満期返済（10,466百万ユーロ）、配当金の支払（3,882百万ユーロ）で、新規の長期借入金（4,251百万ユーロ）、金融債務における正味減少（7,108百万ユーロ）及び永久ハイブリッド債保有者への利札払い（123百万ユーロ）により一部相殺された。

投資活動によりキャッシュ・フロー1,647百万ユーロ吸収されており、これは主に子会社Enel North America Inc.（880百万ユーロ）、Enel X Italia SrlによるEnel X Way Srlの持分の取得、及び後者の資本再構成（858百万ユーロ）への資本拠出であり、Enel Russiaの売却（137百万ユーロ）により生まれた流動性により一部相殺された。

投資及び財務活動に必要な資金は、主に営業活動により生み出されたキャッシュ・フロー、プラス8,689百万ユーロにより賄われており、現金及び現金同等物当期末残高は4,868百万ユーロである。

注記22. 売却目的保有に分類された非流動資産 - *654百万ユーロ*

売却目的保有に振替えられた非流動資産は、ルーマニアにおける当社グループにより保有される全持分をギリシャ会社であるPublic Power Corporation SA（PPC）への売却に係る合意を受けて、E-Distributie Muntenia SA、E-Distributae Banat SA、E-Distributie Dobrogea SA、Enel Energie Muntenia SA及びEnel Romania SAにおける株主持分投資を含み、合計654百万ユーロである。

振替えられた価値は、株式投資の価値を売却契約における対価と同額の投資価値に合わせた995百万ユーロの価値調整を反映している。

負債及び株主持分

注記23. 株主持分 - *38,342百万ユーロ*

株主持分は、2021年12月31日と比較し3,375百万ユーロ増の38,342百万ユーロとなった。

当該増加は、主に以下によるものである。

＞　当期純利益（7,464百万ユーロ）。

＞ 2022年5月19日の株主総会により承認された1株当たり0.19ユーロの2021年度の配当金の分配額（合計1,932百万ユーロ）、及び2022年11月3日に取締役会にて承認され、2023年1月25日以降に支払われる2022年度の中間配当金（1株当たり0.20ユーロ、合計2,033百万ユーロ）。

資本金 - *10,167百万ユーロ*

2022年12月31日、当社の資本金は全ての払込が完了し、総額10,166,679,946ユーロで、額面価額1株1.00ユーロの同数の普通株式で構成される。
資本金は、2021年12月31日の金額から変更はない。
2022年12月31日現在、株主名簿、1998年2月24日付け法制令第58号第120条に従いイタリア国家証券委員会（CONSOB）に提出され当社が受領した通知、及びその他入手可能な情報に基づくと、当社資本金の3%を超える株式を保有する株主には、イタリア経済財務省（23.585%を保有）、BlackRock Inc.（資産運用目的で持分5.114%を保有）が含まれている。

自己株式準備金 - *（47）百万ユーロ*

2022年12月31日現在、自己株式は適格仲介機関を通じて合計約47百万ユーロで購入した1株当たり額面価額1.00ユーロの当社の普通株式7,153,795株（2021年12月31日現在では4,889,152株）である。
払込金額と額面金額との差額は、資本準備金を通じて資本の減少として認識している。
2022年5月19日開催の株主総会で実施に必要な権限を付与された取締役会は、2022年6月16日、エネルの資本金の約0.027%に相当する2.7百万ユーロの自己株式買戻し計画の開始を承認した。
2022年6月17日に開始され2022年7月20日に完了した当該計画は、2022年5月19日のエネルの株主総会で承認された民法第2359条に従ってエネル及び／又はその子会社の経営者を対象とする2022年度長期インセンティブ制度（2022LTI制度）を導入した。
当該取引の結果、エネル株式合計2,700,000株（資本金の0.026557%に相当）を加重平均価格1株当たり5.1951ユーロで、合計14,026,715ユーロで取得した。さらに、2022年9月5日、エネルは2019LTI制度の受給者に435,357株を支給した。
支給の結果及び既に所有している自己株式を踏まえ、2022年12月31日現在、エネルは長期インセンティブ制度（2019年度、2020年度、2021年度及び2022年度のLTI制度）に充当する自己株式を資本金の0.070365%に相当する7,153,795株を保有している。
民法第2357条の三第2項に従って、自己株式は配当の分配の対象にしていない。

永久ハイブリッド債 - *5,567百万ユーロ*

当該項目は機関投資家向けユーロ建て非転換永久劣後ハイブリッド債が該当する。
当該項目は前年度と比較して変動はない。
2022年度、当社は永久ハイブリッド債保有者へ利札123百万ユーロを支払った。

その他の剰余金 - *11,835百万ユーロ*

資本準備金 - *7,496百万ユーロ*

2022年12月31日現在の資本準備金は7,496百万ユーロで、前年度と比較して変動はない。

法定準備金 - *2,034百万ユーロ*

資本金の20.0%に相当する法定準備金は、前年度と比較して変動はない。

法令第292／1993号に基づく準備金 - *2,215百万ユーロ*

当該準備金はエネルが公社から株式会社へ移行したときに実行された価格調整の残余部分を示している。
当該準備金を分配する場合は、連結法人税規則第47条で定められた資本準備金の税務措置が適用される。

その他の準備金 - *137百万ユーロ*

その他の準備金は、資産に関連する助成金において準備金に関する19百万ユーロを含み、イタリアの公共団体及びEU機関から新規事業向け関連法（大統領令第917/1986号第55条に従う）の適用により受領した助成金の50%が反映されており、課税繰延の恩典を受けるために株主持分で認識されている。
また、当該項目には当社の定時株主総会決議を実行した自己株式購入により設定された利用できない準備金47百万ユーロ、及び2019年度、2020年度、2021年度及び2022年度の長期インセンティブ制度の一部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22百万ユーロも含まれている。詳細は注記36 「株式に基づく報酬」 を参照のこと。
これは、ストックオプション準備金に関する29百万ユーロ及びその他の準備金に関する20百万ユーロも含む。

ヘッジ準備金 - *（27）百万ユーロ*

2022年12月31日現在、当該項目はヘッジ準備金及びヘッジ費用準備金マイナス27百万ユーロ（税効果プラス9百万ユーロ控除後）を含む。

FVOCIで計上される金融資産の測定から生じた準備金 - *2百万ユーロ*

2022年12月31日現在、FVOCIで計上される金融資産における価値準備金は2百万ユーロで、Empresa Propietaria de la Red SAの公正価値測定を反映している。

数理計算上の準備金 - *（22）百万ユーロ*

2022年12月31日現在、数理計算上の準備金は22百万ユーロ（税効果プラス4百万ユーロ控除後）で、「IAS第19条 - 従業員給付」の改訂版では回廊アプローチが許容されていないため、準備金で直接認識された数理計算上の利得及び損失を含めている。

2021年度及び2022年度のヘッジ準備金及び数理計算上の準備金の増減の内訳は以下の表のとおりである。

百万ユーロ		当期の株主持分に計上した総利得/（損失）	純損益への振替総額	税効果	その他の増減		当期の株主持分に計上した総利得/（損失）	純損益への振替総額	税効果	その他の増減	
	2021年1月1日現在					2021年12月31日現在					2022年12月31日現在
ヘッジ準備金	(443)	347	(169)	(39)	(14)	(318)	464	(54)	(93)	(23)	**(24)**
ヘッジ費用準備金	(16)	21	-	(5)	-	-	(4)		1	-	**(3)**
FVOCIで計上される金融商品の測定から生じた差額金	-	-	-	-	-	-	2		-	-	**2**
数理計算上の準備金	(39)	6	-	(2)	-	(35)	17	-	(4)	-	**(22)**
株主持分で直接認識された利得／（損失）	**(498)**	**374**	**(169)**	**(46)**	**(14)**	**(353)**	**479**	**(54)**	**(96)**	**(23)**	**(47)**

利益剰余金 - *5,696百万ユーロ*

2022年度の当該項目は以下を反映して768百万ユーロの増加となっている。

- 2021年度の利益配分における、2022 年5月19日の株主総会決議の執行において、永久ハイブリッド債保有者へ利札として2021年度の支払対象71百万ユーロ、及び基準日2022年7月19日現在で保有している自己株式に係る未配当分を含む残余利益831百万ユーロ
- 永久ハイブリッド債の保有者への利札払い合計123百万ユーロ
- 2022LTI制度に充当する自己株式の購入向けに設定された使用不能準備金総額14百万ユーロ
- 当該制度の業績目標達成を受けて2019LTI制度に充当された自己株式の一部支給の結果、特定の使用不能準備金に振替えられた約3百万ユーロ

当期利益 - *5,124百万ユーロ*

1株当たり0.20ユーロの2022年度の中間配当（合計2,033百万ユーロ）控除後の2022年度の利益は5,124百万ユーロである。

配当可能額は以下の表のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	用途可能性	充当可能額	
資本金	10,167			
資本剰余金				
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	5,567			
利益剰余金				
法定準備金	2,034	B		
自己株式準備金	(47)			
法令第292／1993号に基づく準備金	2,215	ABC	2,215	
ヘッジ準備金	(27)			
FVOCIで計上される金融商品の測定から生じた準備金	2			
資本金補助準備金	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	(22)			
株式に基づく報酬の準備金（LTI）	22			
その他	67	ABC	20	
利益剰余金／（繰越欠損金）	5,696	ABC	5,696	
合計	**33,218**		**15,475**	
うち配当可能額			*15,472*	

A:増資

B:損失補填

C:株主への配当

(1)失効オプションに関する

(2)親会社から子会社の従業員に付与して失効したオプションに関する3百万ユーロは分配不能

未償却の創業費及び設備拡張費又は研究開発費の計上がなく、又は民法第2423条第4項の規定の公布により、民法第2426条第1（5）項に従う準備金の分配に制限はない。

過去3年間に「利益剰余金」として表示している配当可能剰余金は株主への配当金分配に1,322百万ユーロ用いられている。

23.1 配当金

2021年度及び2022年度の当社の配当金支払額は以下の表のとおりである。

	分配額（百万ユーロ）	1株当たり配当金（ユーロ）
2021年度の支払配当金		
2020年度配当金	3,638	0.358
2021年度中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2021年度支払配当金合計	**3,638**	**0.358**
2022年度支払配当金		
2021年度配当金	3,861	0.38
2022年度中間配当金(2)	-	-
特別配当金	-	-
2022年度支払配当金合計	**3,861**	**0.38**

(1)2021年11月4日取締役会で承認され2022年1月26日以降支払われた（1株当たり0.19ユーロで合計1,932百万ユーロの中間配当金）

(2)2022年11月3日取締役会で承認され2023年1月25日以降支払われた（1株当たり0.20ユーロで合計2,033百万ユーロの中間配当金）

分配された配当金は、各基準日に保有されている自己株式に帰属する金額を控除して表示されている。当社は当該株式に対する配当金の支払を放棄し、利益剰余金の下で認識している。

2022年度の配当金は一株当たり0.40ユーロ、合計4,067百万ユーロ（うち中間配当に一株当たり0.20ユーロ、合計2,033百万ユーロ）であり、2023年5月10日招集の株主総会の一回で提案される予定である。
当該個別財務書類には、2022年11月3日に取締役会が承認した2022年度の中間配当金に係る株主に対する債務を除いて、2023年1月24日の基準日時点で保有していた7,153,795株の自己株式に係る金額を控除した、2023年1月25日以降支払われる可能性のある最大額は2,033百万ユーロである2022年度の配当金の株主への分配の影響は反映されていない。
また、当社は永久ハイブリッド債の保有者に対して合計123百万ユーロを利札払いした。

23.2 資本管理

当社の資本管理の目的は、事業を継続企業として保護し、利害関係者の価値を創造し、当社グループの発展を支援することである。とりわけ、当社は、充分な格付を維持することなどにより、株主の満足のいく利益を達成し、外部の資金調達源へのアクセスを確保できる、適切な資本化の維持を目指している。
これに関連して、当社は資本構成を管理し、経済情勢の変化により必要とされる場合には係る構成を調整する。
2022年度は、目的、方針、手続に実質的な変更はなかった。
当該目標のため、当社は、株主持分に関する債務の水準の推移を常に監視している。2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の状況の要約は以下の表のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
非流動金融債務	(18,196)	(25,572)	7,376
正味流動金融債務	(1,919)	2,370	(4,289)
非流動金融資産及び長期有価証券	4	3	1
正味金融債務	**(20,111)**	**(23,199)**	**3,088**
株主持分	**38,342**	**34,967**	**3,375**
デット・エクイティ・レシオ	**(0.52)**	**(0.66)**	**0.14**

注記24. 借入金 - *18,196百万ユーロ、1,430百万ユーロ、8,752百万ユーロ*

百万ユーロ	非流動		流動	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
長期借入金	18,196	25,572	1,430	216
短期借入金	-	-	8,752	6,563

借入金の性質、認識及び分類の詳細は、注記32「金融商品」を参照のこと。

注記25. 従業員給付 - *131百万ユーロ*

当社は、従業員に対して、繰延報酬給付、追加月給与、解雇予告手当、ロイヤリティ・ボーナス、補完年金制度、補完医療制度、Fopen 年金拠出の追加補償、控除額を超えるFopen 年金拠出、人事インセンティブ制度を含む、様々な給付を行っている。
当該項目は、確定給付制度、及び法律、契約又はその他の形態の従業員インセンティブ制度の下で従業員が権利を有するその他の長期給付に基づく退職後給付を賄うために計上された見越額を含む。
当該債務は、IAS第19号に従い、予測単位積増方式を用いて算定されている。
各年度の確定給付債務の増減、2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在に認識された債務及び確定給付債務の調整を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2022年度				2021年度			
	年金給付	健康保険	その他の給付	合計	年金給付	健康保険	その他の給付	合計
数理計算上の債務の増減								
1月1日現在の数理計算上の債務	**123**	**34**	**15**	**172**	**151**	**32**	**17**	**200**
当期勤務費用	-	1	2	**3**	-	1	8	**9**
利息費用	1	-	-	**1**	-	-	-	**-**
人口統計上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	-	-	-	**-**	(9)	(2)	-	**(11)**
財務上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	(14)	(7)	-	**(21)**	-	3	-	**3**
実績の調整	3	1	-	**4**	-	2	-	**2**
過去勤務費用	-	-	-	**-**	(1)	-	-	**(1)**
精算から生じた（利得）／損失	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
雇用主拠出	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
制度の参加者からの拠出	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
閉鎖に関する支払	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
その他の支払	(17)	(2)	(9)	**(28)**	(18)	(2)	(11)	**(31)**
その他の増減額	-	-	-	**-**	-	-	1	**1**
12月31日現在の数理計算上の債務	**96**	**27**	**8**	**131**	**123**	**34**	**15**	**172**

百万ユーロ	2022年度	2021年度
純損益に計上される（利得）／損失		
勤務費用	3	9
利息費用	1	-
精算から生じた（利得）／損失	-	-
その他の長期給付に係る数理計算上の（利得）／損失	-	-
その他の変動	-	-
合計	**4**	**9**

百万ユーロ	2022年度	2021年度
OCIに計上される（利得）／損失の再測定		
確定給付制度の数理計算上の（利得）／損失	(17)	(6)
その他の増減額	-	-
合計	**(17)**	**(6)**

2022年度の従業員給付における当期勤務費用は4百万ユーロ（2021年度では9百万ユーロ）である。

従業員給付に係る負債の計算に用いられる数理計算上の主な仮定は以下のとおりであり、前年に用いたものと同様である。

	2022年度	2021年度
割引率	3.60%‐3.70%	0.00%‐0.80%
昇給率	2.30%‐4.30%	0.80%‐1.80%
医療費増加率	3.30%	2.50%

債務の見積りに用いられた数理計算上の仮定が期末日現在で合理的に可能な範囲で変動した場合に医療保障制度の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	割引率の0.5%の上昇	割引率の0.5%の下落	インフレ率の0.5%の上昇	報酬の0.5%の上昇	現在支払中の年金の0.5%の上昇	医療費の1%の上昇	現役及び退職した従業員の平均余命1年の増加
医療制度：ASEM	(1)	2	(2)	-	-	5	29

注記26. リスク及び費用における引当金 - *41百万ユーロ*

リスク及び費用における引当金は、法的手続及びその他の紛争から生じる可能性のある潜在的な負債を対象としており、当社に有利と見込まれる判決で、かつ合理的な確実性をもって費用を定量化することができない判決の影響は考慮されていない。

引当金の残高を決定するにあたり、当年度の裁判所の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、及び前年度に生じたポジションの見積りの更新の両方を考慮している。

リスク及び費用におけ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		純損益計上					
		繰入	戻入	目的使用	その他の増減	合計	
	2021年12月31日現在					2022年12月31日現在	
							うち流動部分
訴訟、その他のリスク及びその他の費用における引当金							
訴訟	3	4	-	(1)	-	6	*4*
その他	6	-	-	-	-	6	*3*
合計	**9**	**4**	**-**	**(1)**	**-**	**12**	***7***
早期退職奨励引当金	52	-	(18)	(5)	-	29	*7*
リスク及び費用における引当金合計	**61**	**4**	**(18)**	**(6)**	**-**	**41**	***14***

訴訟引当金3百万ユーロの増加は、主に新たな紛争における純損益への振替を反映している。当該引当金は主に労働争議に該当する。

その他のリスク及び費用における引当金は6百万ユーロで前年度と同じである。

当社が採用した早期退職奨励制度向け引当金の減少23百万ユーロは、当該制度の調整を受けて純損益への振替18百万ユーロ、及び当期の目的使用5百万ユーロが反映されている。

注記27. その他の非流動負債 - *23百万ユーロ*

「その他の非流動負債」は23百万ユーロ（2021年12月31日現在では30百万ユーロ）である。当該項目はIRES課税所得を計算する際にIRAPの一部を控除しなかった結果として納付した追加所得税の2004‐2011年の当社（連結親法人として提出）の還付申請を受けて、初めて生じたグループ会社に対する負債、金額にして8百万ユーロに該当する。子会社に係る負債は非流動税金資産（注記16）の認識により相殺されている。

また当該項目には、当社が採用した早期退職奨励制度に関する従業員への債務（9百万ユーロ）（2021年度では14百万ユーロ）、及び種々のヘッジ手段のデリバティブ・ポジションの設定時に発生した5百万ユーロ（2021年12月31日現在では7百万ユーロ）の前払手数料に関する繰延収益のうち非流動分が含まれており、これらは、デリバティブ自体の全期間にわたる償却計画に基づき純損益に振替えられる。

注記28. 営業債務 - *155百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日年度	2021年12月31日年度	**増減**
営業債務			
外部に対する営業債務	58	51	7
グループ会社に対する営業債務	97	116	(19)
合計	**155**	**167**	**(12)**

「営業債務」は主に2022年度に提供を受けたサービス及びその他の業務に係る債務が含まれ、第三者に対する58百万ユーロ（2021年12月31日現在では51百万ユーロ）、及びグループ会社に対する97百万ユーロ（2021年12月31日現在では116百万ユーロ）の債務が含まれる。

2022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。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**増減**
子会社			
Endesa SA	1	1	-
Enel Global Services Srl	54	62	(8)
Enel Global Trading SpA	1	1	-
Enel Green Power SpA	7	4	3
Enel Grids Srl	2	22	(20)
Enel Iberia SRLU	6	5	1
Enel Innovation Hubs Srl	5	4	1
Enel Italia SpA	7	5	2
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel X Srl	2	-	2
その他	11	11	-
合計	**97**	**116**	**(19)**

営業債務の地域別内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**増減**
取引先			
イタリア	134	145	(11)
EU域内	15	16	(1)
EU域外のヨーロッパ	-	2	(2)
その他	6	4	2
合計	**155**	**167**	**(12)**

注記29. その他の流動金融負債 - *238百万ユーロ*

「その他の流動金融負債」は、主に年度末に未払いの債務に係る未払利息である。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**増減**
繰延金融負債	205	215	(10)
その他の項目	33	12	21
合計	**238**	**227**	**11**

具体的には、繰延金融負債は主に金融債務の支払利息の未払分からなり、一方でその他の項目は基本的に2022年12月31日現在の銀行及びグループ会社に対して次年度中に決済される未払金で、当該金額は、グループ会社に代わって締結した商品交換レートのヘッジ・デリバティブに関する金融費用からなる。

注記30. 正味財政状態、非流動金融資産及び有価証券 - *20,111百万ユーロ*

財政状態計算書項目を基に正味財政状態、非流動金融資産及び有価証券を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
長期借入金	24	18,196	25,572	(7,376)
短期借入金	24	8,752	6,563	2,189
一年以内返済予定長期借入金	24	1,430	216	1,214
債務に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	4	3	1
債務に含まれるその他の流動金融資産	19.1	3,395	8,197	(4,802)
現金及び現金同等物	21	4,868	952	3,916
合計		**20,111**	**23,199**	**(3,088)**

2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の正味金融債務は、2021年5月5日以降適用されるESMAが2021年3月4日に公表した指針39、及びCESR勧告への参照及び正味財政状態に関する2006年7月28日付け第DEM/6064293号通知により置換された2021年4月29日にCONSOBが公表した警告通知第5/2021号に従い、以下のとおり報告されている。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在		2021年12月31日現在		増減
		うち関連当事者取引		*うち関連当事者取引*	
流動性					
銀行及び郵便貯金	4,038		952		3,086
流動性資産	**4,038**		**952**		**3,086**
現金同等物	830		-		**830**
短期銀行貸付資産	3,395		8,197		(4,802)
その他の流動金融資産	**3,395**	*2,489*	**8,197**	*7,111*	**(4,802)**
流動性	**8,263**		**9,149**		**(886)**
流動金融債務					
流動銀行債務	(25)		(640)		615
その他の短期借入金	(8,727)	(8,362)	(5,923)	*(5,625)*	(2,804)
流動金融債務（金融商品債務を含む）	**(8,752)**		**(6,563)**		**(2,189)**
一年以内返済の長期銀行借入金	(1,430)		(216)		(1,214)
非流動金融債務（一年以内返済分）	**(1,430)**		**(216)**		**(1,214)**
流動金融債務	**(10,182)**		**(6,779)**		**(3,403)**
正味流動金融債務	**(1,919)**		**2,370**		**(4,289)**
非流動金融債務					
長期銀行借入金	(1,527)		(2,508)		981
ノンバンク資金調達（リース）	-		(1)		1
その他の長期借入金	(12,407)		(18,739)		6,332
非流動金融債務（一年以内返済及び金融商品債務を除く）	**(13,934)**		**(21,248)**		**7,314**
社債	**(4,262)**		**(4,324)**		**62**
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	**(18,196)**		**(25,572)**		**7,376**
CONSOB指示書準拠正味金融債務	**(20,115)**		**(23,202)**		**3,087**
長期金融資産	**4**	**-**	**3**	**-**	**1**
正味金融債務	**(20,111)**		**(23,199)**		**3,088**

デリバティブ取引は、ヘッジ会計上のヘッジとして指定されていない場合であっても、当社がヘッジ目的で締結しているものであるため、当該正味純財政状態計算書はデリバティブ取引に係る金融資産及び金融負債を含まない。

2022年12月31日現在、当該金融資産及び金融負債は、財政状態計算書において、以下の項目の下に独立して表示されている。「非流動デリバティブ資産」349百万ユーロ（2021年12月31日現在では753百万ユーロ）、「流動デリバティブ資産」390百万ユーロ（2021年12月31日現在では60百万ユーロ）、「非流動デリバティブ負債」663百万ユーロ（2021年12月31日現在では1,300百万ユーロ）、「流動デリバティブ負債」178百万ユーロ（2021年12月31日現在では131百万ユーロ）である。

注記31. その他の流動負債 - *2,873百万ユーロ*

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
税金負債	35	551	(516)
グループ会社に対する債務	739	220	519
従業員、保養／支援機関に対する債務	20	18	2
社会保険機構への債務	9	8	1
顧客への保障及び償還に係る債務	2	2	-
その他	2,068	1,986	82
合計	**2,873**	**2,785**	**88**

「税金負債」は35百万ユーロで、基本的に、国の連結納税制度に参加している会社の法人所得税（IRES）における税務当局に納付義務額（30百万ユーロで、2021年度250百万ユーロと比較して）、及び給与支払従業員における個人所得税（IRPEF）源泉徴収4百万ユーロに該当する。2021年度、当該項目は、エネルVAT グループに参加している会社の2022年第4四半期のグループVAT296 百万ユーロを含む。
前年度に係る増減は、単独のVAT 納付者の設立初年度に、納付自体の計算に係る情報の欠如の場合は、納付義務はないと裁定した歳入庁により公表された明文規定に従った、2021年度のVAT 納付の未払いに本質的に起因する。
「グループ会社に対する債務」は739百万ユーロである。これは連結納税制度下のIRES債務に関する456百万ユーロ（2021年12月31日現在では86百万ユーロ）及びグループVAT に関する283百万ユーロ（2021年12月31日現在では134百万ユーロ）からなる。519百万ユーロの増加は、上述の債務者のポジションの変動を反映している。
2,068百万ユーロに相当する 「その他」 の項目には、株主に支払われる配当金に対する債務が含まれており、これは2022年度の中間配当金2,033百万ユーロに相当し、2022年11月3日に当社の取締役会で承認され、2023年1月25日より支払われた（2022年度では1株当たり0.20ユーロ、2021年度では1株当たり0.19ユーロ）。

注記32. 金融商品

32.1 カテゴリー別金融資産

IFRS第9号により分類された金融資産の各カテゴリー別の帳簿価額であり、流動金融資産と非流動金融資産の区分、ヘッジ・デリバティブ及び純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブを独立して示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
償却原価で測定される金融資産	32.1.1	**4**	**3**	**8,620**	**9,812**
FVOCIで測定される金融資産					
その他の会社への株主持分投資	32.1.2	7	5	-	-
FVOCIで測定される金融資産合計		**7**	**5**	**-**	**-**
FVTPLで測定される金融資産					
FVTPLで測定されるデリバティブ資産	34	199	178	156	60
FVTPLで測定される金融資産合計		**199**	**178**	**156**	**60**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ資産					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	34	150	575	234	-
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ資産合計		**150**	**575**	**234**	**-**
合計		**360**	**761**	**9,010**	**9,872**

流動及び非流動デリバティブ資産の認識及び分類に関する詳細は、注記34「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
公正価値測定の詳細は、注記32.1.2「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」を参照のこと。

32.1.1 償却原価で測定される金融資産

償却原価で測定される金融資産を性質別に示し、流動及び非流動金融資産に分類した表は以下のとおりである。

百万ユーロ		非流動			流動	
	注記	20221年12月31日現在	2021年12月31日現在	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
現金及び現金同等物		**-**	**-**	21	**4,868**	**952**
営業債権		**-**	**-**	17	**294**	**275**
グループ会社に対する貸付資産						
グループ会社間流動勘定の貸付資産		-	-	19.1	2,489	7,111
一年以内回収予定長期貸付資産	19.1	-	-		-	-
その他の金融資産		-	-		524	14
グループ会社に対する金融資産合計		**-**	**-**		**3,013**	**7,125**
その他に対する貸付資産						
店頭デリバティブの証拠金契約の現金担保		-	-	19.1	389	1,077
その他の金融資産		4	3		25	13
その他に対する金融資産合計		**4**	**3**		**414**	**1,090**
その他の金融資産		**-**	**-**		**31**	**370**
合計		**4**	**3**		**8,620**	**9,812**

2021年度と比較した主な変更は以下のとおりである。

＞ 主にグループ会社から当期中に受領した配当金の増加による、現金及び現金同等物における3,916百万ユーロの増加。

＞ グループ会社に対する貸付資産が4,111百万ユーロ減少し、主に当社グループ会社が保有する会社間流動勘定の貸付資産における4,622百万ユーロ減少したことによるもので、Enel Global Tradingに交付したリボルビング信用枠に起因するその他の金融資産における512百万ユーロの増加により一部相殺された。

＞ デリバティブ取引において取引先に対して支払った現金担保の減少688百万ユーロ。

＞ 子会社が承認した配当金の減少を反映してその他の金融資産339百万ユーロ減少し、2022年12月31日現在も未払いである。

償却原価で測定される金融資産の減損損失

2022年12月31日現在の償却原価で測定される金融資産は、2022年12月31日現在11百万ユーロ（2021年12月31日現在では12百万ユーロ）である予想信用損失引当金の控除後で、8,624百万ユーロを計上した。

当社が所有する主に減損テストの対象となる償却原価で測定する金融資産の種類は以下のとおりである。

＞ 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はIFRS第9号の減損要件の対象でもあるが、識別された減損損失は重要でなかった。

倒産確率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）及びデフォルト時エクスポージャー（EAD）を考慮して決定する予想信用損失（ECL）は、契約に基づく全ての契約上のキャッシュ・フローと、全ての受領が見込まれるキャッシュ・フローとの差額（全ての不足分）を当初実効金利で割引いたものである。

金融資産の性質及び利用可能な信用リスク情報に応じて、信用リスクの著しい増加の評価は、以下のとおり実施が可能である。

＞ 当該債権が個別に重要で、かつ合理的で裏付可能な情報に基づき減損における個別に特定された全ての債権においては個別ベースで評価

＞ 合理的で裏付け可能な情報が、個別の金融商品ベースに係る予想信用損失の測定に過度の費用又は努力なしには入手不能な場合は一括ベースで評価

全部又は一部において金融資産を回収する合理的な見込みがない場合、当該金融資産の帳簿価額総額を減額する。償却するとは、認識中止事象（例：キャッシュ・フローの権利が法的又は契約的に消滅、移転、又は失効）を表す。

償却原価で測定される金融資産の各分類の予想損失を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在			2021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	4,868	-	4,868	952	-	952
営業債権	300	6	294	282	7	275
グループ会社に対する貸付資産	3,013	-	3,013	7,125	-	7,125
その他に対する貸付資産	419	5	414	1,098	5	1,093
その他の債権	35	-	35	370	-	370
合計	**8,635**	**11**	**8,624**	**9,827**	**12**	**9,815**

予想損失を測定するため、当社は営業債権及び契約資産を個別評価及び一括評価の双方で簡便法により評価している。

個別評価の場合、 PDは一般的に外部供給先から得られる。

それ以外の、一括評価の場合、デフォルトの具体的な定義を踏まえて、営業債権は、共通の信用リスク特性及び延滞状況に係る情報に基づき区分けされる。

当社は、主に180日延滞を一つのデフォルト状況と定義している。従って、当該期限を超えると、営業債権は信用減損すべきものと推定される。

金融資産の種類ごとの予想信用損失に対する引当金の増減を示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	予想信用損失引当金					
	金融資産			営業債権		
	個別	一括	合計	個別	一括	合計
2021年1月1日現在IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	-	**6**	**6**
減損損失	-	-	-	1	-	1
目的使用	-	-	-	-	-	-
戻入	-	-	-	-	-	-
2021年12月31日現在合計IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	**1**	**6**	**7**
減損損失	-	-	-	-	-	-
目的使用	-	-	-	(1)	-	(1)
戻入	-	-	-	-	-	-
2022年12月31日現在合計IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	**-**	**6**	**6**

32.1.2 その他の包括利益（FVOCI）を通じて公正価値で測定される金融資産

当該カテゴリーには主に当初認識時に取消不能で指定された非上場会社への株主持分投資が含まれる。

その他の会社への株主持分投資額は7百万ユーロで、基本的に当社が保有するEmpresa Propietaria de la Red SAにおける株主持分投資額を表している。

2022年12月31日現在、株主持分投資の公正価値は、割引キャッシュ・フロー法による収益アプローチを用いた独立評価に基づいて決定されている。

32.1.3 純損益を通じて公正価値で測定される金融資産（FVTPL）

当該カテゴリーには主にグループ会社の債務のヘッジに用いら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34.2「純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ」を参照のこと。

32.2 カテゴリー別金融負債

IFRS第9号に基づき分類された金融負債の各カテゴリー別の帳簿価額で、流動金融負債と非流動金融負債との区分、ヘッジ・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とを独立して開示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
償却原価で測定される金融負債	32.2.1	**18,196**	**25,572**	**12,428**	**8,935**
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負債	34	197	180	178	131
小計		**197**	**180**	**178**	**131**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ負債					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	34	466	1,120	-	-
小計		**466**	**1,120**	**-**	**-**
合計		**18,859**	**26,872**	**12,606**	**9,066**

流動及び非流動デリバティブ負債の認識及び分類に関する詳細は、注記34「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

公正価値測定の詳細は、注記35「公正価値測定」を参照のこと。

32.2.1 償却原価で測定される金融負債

性質に応じて償却原価で測定される金融負債を流動及び非流動金融負債に分類した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	注記	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
長期借入金	24	18,196	25,572		1,430	216
短期借入金		-	-	24	8,752	6,563
営業債務		-	-	28	155	167
その他の流動金負債		-	-	31	2,091	1,989
合計		**18,196**	**25,572**		**12,428**	**8,935**

その他の流動金負債は、株主に支払われるべき中間配当金を含み、基本的に2022年11月3日に当社の取締役会により承認され、2023年1月25日以降に支払われる2022年度の中間配当金2,033百万ユーロ（2022年度では1株当たり0.20ユーロ、2021年度では1株当たり0.19ユーロ）に関する負債に該当する。

借入金

長期借入金（12か月以内返済該当分を含む） - ***19,626百万ユーロ***

長期借入金は、ユーロ建て及びその他の通貨建ての社債、銀行借入及びグループ会社からの借入にあたり、2022年12月31日現在、12か月以内に返済期限が到来する分（1,430百万ユーロ）を含む19,626百万ユーロである。

2022年12月31日現在の長期借入金の元本、帳簿価額及び公正価値を示しており、12か月以内返済該当分を含む、借入の種類及び利率の種類で分類した表は以下のとおりである。上場負債性金融商品の公正価値は公式価格で表示される。非上場負債性金融商品の公正価値は、金融商品の範疇ごとの適切な評価技法、及びグループの信用スプレッドを含む報告日に関連する市場データを用いて決定される。

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
	2022年12月31日現在					2021年12月31日現在					増減
債券											
固定利率	3,601	3,584	-	3,584	3,672	3,571	3,549	-	3,549	5,804	35
変動利率	775	775	97	678	823	872	872	97	775	1,047	(97)
合計	**4,376**	**4,359**	**97**	**4,262**	**4,495**	**4,443**	**4,421**	**97**	**4,324**	**6,851**	**(62)**
銀行借入金											
変動利率	1,527	1,527	-	1,527	1,548	2,508	2,508	-	2,508	1,398	(981)
合計	**1,527**	**1,527**	**-**	**1,527**	**1,548**	**2,508**	**2,508**	**-**	**2,508**	**1,398**	**(981)**
ノンバンク資金調達											
固定利率リース下	1	1	1	-	1	2	2	1	1	2	(1)
合計	**1**	**1**	**1**	**-**	**1**	**2**	**2**	**1**	**1**	**2**	**(1)**
グループ会社からの借入											
固定利率	13,186	13,186	1,286	11,900	10,730	13,258	13,258	-	13,186	5,992	(72)
変動利率	553	553	46	507	568	5,599	5,599	118	5,553	5,706	(5,046)
合計	**13,739**	**13,739**	**1,332**	**12,407**	**11,298**	**18,857**	**18,857**	**118**	**18,739**	**11,698**	**(5,118)**
固定利率借入金合計	**16,788**	**16,771**	**1,287**	**15,484**	**14,403**	**16,831**	**16,809**	**1**	**16,736**	**11,798**	**(38)**
変動利率借入金合計	**2,855**	**2,855**	**143**	**2,712**	**2,939**	**8,979**	**8,979**	**215**	**8,836**	**8,151**	**(6,124)**
合計	**19,643**	**19,626**	**1,430**	**18,196**	**17,342**	**25,810**	**25,788**	**216**	**25,572**	**19,949**	**(6,162)**

借入金の満期分析の詳細は注記33「リスク管理」、公正価値測定のインプットは注記35の「公正価値測定」を参照のこと。

通貨別及び利率別の長期借入金は以下の表のとおりである。

通貨別及び利率別の長期借入金

百万ユーロ	帳簿価額		額面価額	現在の名目平均金利	現在の実効金利
	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
ユーロ	**23,689**	**17,476**	**17,480**	**2.4%**	**2.4%**
米国ドル	1,406	1,495	1,498	7.8%	8.2%
英ポンド	692	655	665	5.7%	5.9%
その他の通貨	1	-	-	-	-
ユーロ以外の通貨合計	**2,099**	**2,150**	**2,163**		
合計	**25,788**	**19,626**	**19,643**		

長期借入金の元本の増減を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	額面価額	返済	新規借入金	その他	為替換算差額	額面価額
	2021年12月31日現在					2022年12月31日現在
社債	4,443	(97)	-	-	30	**4,376**
銀行借入金	2,508	(5,250)	4,250	-	19	**1,527**
ノンバンク資金調達	2	(1)	-	-	-	**1**
グループ会社からの借入金	18,857	(5,118)	-	-	-	**13,739**
合計	**25,810**	**(10,466)**	**4,250**	**-**	**49**	**19,643**

2021年12月31日と比較し、長期借入金の元本は全体で6,167百万ユーロ減少し、主に以下のとおりである。

- Enel Finance International NVとの3件の融資契約の早期返済（5,000百万ユーロ）及びEnel Finance International NVとの期限到来借入金2件の返済（118百万ユーロ）。
- リボルビング信用枠の返済による銀行借入金の減少合計5,250百万ユーロ。
- リボルビング信用枠の利用により生じた銀行借入金の増加合計4,250百万ユーロ。

2022年度に新規の銀行借入の特性を示す表は以下のとおりである。

新規借入金

借入の種類	取引者	発効日	借入金額（百万ユーロ）	通貨	利率（%）	利率タイプ	満期日
銀行借入金							
	Enel SpA	2022年3月7日	200	ユーロ	Euribor + 0.38%	変動利率	2024年5月3日
	Enel SpA	2022年9月14日	200	ユーロ	Euribor + 0.38%	変動利率	2024年5月3日
	Enel SpA	2022年9月30日	350	ユーロ	Euribor + 0.45%	変動利率	2025年7月26日
	Enel SpA	2022年9月30日	648	ユーロ	Euribor + 0.40%	変動利率	2025年5月12日
	Enel SpA	2022年9月30日	1,852	ユーロ	Euribor + 0.40%	変動利率	2026年3月5日
	Enel SpA	2022年9月30日	1,000	ユーロ	Euribor + 0.52%	変動利率	2024年10月2日
合計			4,250				

2022年度の新規借入はリボルビング信用枠を含む。2022年12月31日現在、利用したリボルビング信用枠は全て返済されている。

当該種類の借入の利用は、市場の需要の変化に対応する目的で当社グループの財政最適化計画の一環である。

当社の主な長期借入は、国際的な商慣行で一般的に採用されている制限条項によって統制されている。当該借入金は主に、グローバル／ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの枠組みの中で行われた債券の発行、劣後非転換ハイブリッド債の発行、2021年3月5日に当社及びEnel Finance International NVが銀行のプールから取得し2022年5月11日に13,500百万ユーロに上限を変更されたリボルビング・ファシリティ契約（リボルビング・ファシリティ契約）、2020年10月15日に当社が1,000百万ユーロを上限とする銀行のプールから取得した持続可能性連動型ローン・ファシリティ契約、2022年12月23日に当社が金融機関のプールから取得した12,000百万ユーロでイタリア輸出信用代理業SACE SpAにより額面の70%を上限として保証されるリボルビング・クレジット・ファシリティ契約（12,000百万ユーロ・リボルビング・クレジット・ファシリティ）、持続可能性連動型ローン・ファシリティ契約、UniCredit SpAにより当社に供与した融資、2021年10月5日にBank of America Europe Designated Activity Companyからエネル・エスピーエーが取得した348,750,000米ドル（締結日現在300百万ユーロに相当）のファシリティ契約、2022年9月30日に借入者としてのEnel Finance America LLC（EFA）及び（保証者としての）当社がデンマーク輸出信用代理業（EKF）及びCiti と締結した持続可能性連動型融資契約合計800百万米ドル（EKFファシリティ）を表示している。

当社及びEnel Finance International NV（グループの適格グリーン・プロジェクトに資金を投じるエネル・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む）のグローバル／ユーロ・ミディアム・ターム・ノーツ・プログラムでの発行する債券、及びEnel Finance International NVが米国市場で発行する債券に関連する特約条項は、以下のとおり要約することができる。

- 同一の制限が問題となる債券に平等又は比例して適用される場合を除き、発行者及び保証人が一定の金融借入金を担保するためにその資産又は収入の全部又は一部に対し抵当権、先取特権又はその他の負担を設定又は維持（法定下の要請を除く）をしなくてよい担保提供制限条項
- 社債及びこれに関する保証が、発行者及び保証人の直接かつ無条件の無担保債務を構成し、債務間で優先的な権利を供与するものではなく、発行会社及び保証会社の現在及び将来の他の非劣後かつ無担保の社債と少なくとも同一の回収順位とするパリ・パス条項

＞　**発行者、保証人又は重要な子会社の特定（閾値レベルを超えた）金融負債における債務不履行事由の発生が、問題の負債に関する債務不履行を構成し、即座の返済を要することがあるクロス・デフォルト条項**

2019年度以来、Enel Finance International NVは、他の同種の債券と同じコベナンツを含む国連の持続可能な開発目標（SDGs）の達成に関連して、ヨーロッパ市場（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、ともに当社が保証する持続可能な債券を数多く発行してきた。2022年度には当社が保証する米国市場に同様の種類の持続可能性連動債券をEnel Finance America LLCが発行している。

当社が解散又は清算された場合にのみ返済される永久ハイブリッド債を含む、当社のハイブリッド債を対象とする主な特約条項は、以下のとおりである。

＞　**劣後条項：各ハイブリッド債は当該発行者のその他の全ての社債に劣後し、発行された他の複合金融商品と同じ回収順位を有し、資本性金融商品よりも回収順位が早い。**

＞　**他社が発行者の全ての義務を承継する場合を除き、他社との合併、他社に対する当社の資産の全部又は重要な部分の売却又は賃貸の禁止**

リボルビング・ファシリティ契約及び当社が締結したその他のローン契約に係る主なコベナンツは、実質的に類似しており、以下のとおり要約することができる。[19]

＞　**明示的に認められた債務負担を除き、債務者及び場合によっては重要な子会社が、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対して抵当権、先取特権又はその他の債務を設定しなくてよい担保制限条項**

＞　**明示的に認められた処分を除き、債務者及び場合によってはエネルの子会社がその資産又はその資産や業務の重要な部分を処分できない処分条項**

＞　**借主の支払約束が借主のその他の無担保かつ非劣後の支払義務と同一順位にするパリパス条項**

＞　**支配権変更条項**

（i）エネルの支配権がイタリア国外の一つ又は複数の当事者によって取得された場合、又は（ii）エネル又はその子会社が、グループの金融信頼性が著しく損なわれるような、グループの資産の相当部分をグループ外の当事者に譲渡した場合に発動される。2つの状況のうちの1つが発生することにより（a）融資の条件についての再交渉、又は（b）借主による融資の強制的な期限前返済を生じさせる可能性がある。

＞　**クロス・デフォルト条項**

当該条項では、債務者又は重要な子会社の特定（閾値レベルを超えた）の金融負債に関する債務不履行事由の発生が、問題の負債に関する債務不履行を構成し、即座の返済を要することがある。

---

[19] **12,000百万ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティは、イタリアのエネルギー・システムを保全するために取られた構造化された一連の対策の一部であり、エネルギー市場に係るエネル及びEnel Global Trading SpAの取引事業の担保要件に充てるためにのみ使用されるものである。当該約定の未充足は債務不履行事象となる。当該取引は、ロシア・ウクライナ危機に由来する負の影響に対処するために、現行法制が特定の特性を充たすイタリアを拠点とする全ての会社に利用可能にする措置の枠組みの範囲内にある。当該取引は、その他の欧州諸国で利用可能な類似商品に沿っている。**
当該クレジット・ファシリティは「風評被害」条項を設けており、EKFは特定の規制の重大な違反の結果としてEKF自身又はデンマーク国の信用が損なわれたことが確認された場合には、当該条項の下でEKFにより引受けられた財政的約定の取消及び支出された金額の早期支払を要求できる。また、特定の環境的及び社会的な規制及び基準の遵守を担保する保証人の約定も規定している。

当該借入金は、例えば、支払不能、破産手続又は企業の取引停止など、国際的な商慣行に典型的な債務不履行事由の特定事象を踏まえている。

上記の特約条項のいずれも現在発動されていない。

最後に、ローン契約の範囲内で行われた約定に関して、多くのグループ会社の利益のために、当社は一定の保証を発行したことに留意されたい。当該保証及び関連する融資契約には、特定の特約条項及び債務不履行事由が含まれており、その一部は、国際的な商慣行に典型的な、保証人としての当社によって負担されている。

ヘッジ後の債務構造

（12か月以内に期日を迎える分も含む）長期負債構造の総額に関する通貨リスクのヘッジ効果を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2022年12月31日現在					2021年12月31日現在				
	当初債務構造			ヘッジ済債務	ヘッジ後債務構造	当初債務構造			ヘッジ済債務	ヘッジ後債務構造
	帳簿価額	額面価額	%			帳簿価額	額面価額	%		
ユーロ	17,476	17,480	89%	2,163	19,643	23,690	23,696	91.8%	2,114	25,810
米国ドル	1,495	1,498	8%	(1,498)	-	1,406	1,412	5.5%	(1,412)	-
英ポンド	655	665	3%	(665)	-	692	702	2.7%	(702)	-
合計	**19,626**	**19,643**	**100.0%**	**-**	**19,643**	**25,788**	**25,810**	**100.0%**	**-**	**25,810**

報告日付の長期負債残高の金利リスクのヘッジ効果を示す表は以下のとおりである。

長期負債総額

	2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
	ヘッジ前	ヘッジ後	ヘッジ前	ヘッジ後
%				
変動利率	15.0	8.0	34.8	29.8
固定利率	85.0	92.0	65.2	70.2
合計	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

短期借入金 - *8,752百万ユーロ*

2022年12月31日現在の短期借入金の種類別に示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
外部からの借入金			
銀行借入金	25	590	(565)
銀行借入金（普通当座勘定）	-	50	(50)
店頭デリバティブに係る受取CSA現金担保	365	298	67
合計	**390**	**938**	**(548)**
グループ会社からの借入金			
グループ会社からの短期借入金（グループ会社間当座勘定）	5,362	5,625	(263)
グループ会社からのその他の短期借入金	3,000	-	3,000
合計	**8,362**	**5,625**	**2,737**
合計	**8,752**	**6,563**	**2,189**

現在価値への割引の影響は軽微であり、当期借入の公正価値は帳簿価額に相当する。

32.2.2 純損益を通じて公正価値で測定される金融負債（FVTPL）

当該カテゴリーは、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負債のみを含む。詳細は注記34.2「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。

32.2.3 純利得／（損失）

デリバティブを除く金融商品のカテゴリー別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	純利得／（損失）		うち減損／減損戻入
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**
償却原価で測定される金融資産	371	232	-
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	(695)	(743)	-

デリバティブによる純利得及び損失に係る詳細は、注記7「デリバティブから生じた純金融収益／（費用）」を参照のこと。

注記33. リスク管理

金融リスク

当社は業務の一環として、様々な金融リスク、特に金利リスク、通貨リスク、信用・カウンターパーティーリスク、及び流動性リスクに晒されている。

当社は金融リスクの管理のために、内部委員会、専門化した方針及び運用制限からなるシステムを採用した。目標は、起こり得るあらゆる機会を掴む可能性を排除せずに、予想外の金融業績の変動を防止するために適切に金融リスクを軽減することである。

金利リスク及び通貨リスク

産業持株会社の事業の一環として、当社は、特に金利及び為替レートの変動リスクなど、様々な市場リスクに晒されている。

金利リスク及び通貨リスクは、主に金融商品の存在により発生する。

当社が保有している主な金融負債は、債券、銀行借入金、その他の借入金、デリバティブ、デリバティブ取引に関する担保金、及び仕入債務である。当該金融商品の主な目的は、当社の事業用資金を賄うことである。当社が保有する主な金融資産は、貸付金、デリバティブ、デリバティブ契約の担保に供される現金預金、現金及び現金同等物、短期預金、及び売上債権である。詳細については、注記32 「金融商品」 を参照のこと。

金利リスク及び通貨リスクのエクスポージャー源は前年からの変動はない。

当社は親会社として、利率及び為替レートに関するデリバティブ契約に関して、財務管理機能及び金融市場へのアクセスを集中化させている。当該業務の一環として、当社は、市場とグループ会社との仲介者としての役割を果たしており、当社にとって上記のリスクが実質的なものであっても、エクスポージャーを表示しない立場をとっている。

2022年度に当社グループは、非金融取引相手としての分類を維持しつつ、EMIR（規則（EU） 第648/2012号）下で設定された全ての資産クラスにおいて、清算閾値を下回る水準に位置づけられた。
2022年12月31日現在のデリバティブの取引高は各区分の商品の想定元本額の特定とともに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（例えば、想定元本に合意価格を乗じてユーロに換算されたトン）で表すことができる。
ここに報告されているデリバティブの想定元本は、両当事者間で交換された金額を表すものではなく、従って当社の信用リスク・エクスポージャーの尺度ではない。

金利リスク

金利リスクとは、市場利率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、変動利率金融負債の利払いに関連するフローの変動、新規負債性金融商品の交渉における財務条件の変動、又は公正価値で測定される金融資産／負債、典型的に固定利率負債性商品の価値の不利な変動として現れる。
金利リスクは、利率変動に晒されかつ資金コストを含んでいる債務額を減らし、業績変動を抑える二重目的で管理されている。
当該目標は、契約の種類、満期、利率別に金融負債のポートフォリオを戦略的に多様化すること、及び金利スワップを中心とする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変更することを通じて追求される。
契約残高の想定元本は以下のとおりである。

百万ユーロ	想定元本	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
金利デリバティブ		
金利スワップ	5,246	6,699
合計	**5,246**	**6,699**

当該契約の期間は原金融負債の満期を超えないため、当該契約の公正価値及び／又はキャッシュ・フローのいかなる変動も、原金融負債ポジションの公正価値及び／又はキャッシュ・フローの変動に対応して相殺される。
金利スワップは、通常、変動利率によるフローを固定利率によるフローに、想定元本に基づいて算定された双方のフローで、期間交換するものである。
当年度末における建玉金利スワップの想定元本は5,246百万ユーロ（2021年12月31日現在では6,699百万ユーロ）であり、このうち当社の債務持分のヘッジが1,490百万ユーロ、市場で取引されているグループ会社の債務と同額の想定元本による仲介者としての債務持分のヘッジが3,756百万ユーロである。全体の想定元本の減少は、主に、金利に係る償却商品の残存元本が正常に減少したことによるものである。
金利デリバティブの詳細は、注記34「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
金利リスクに対しヘッジされていない変動利付負債の金額は、市場金利が上昇した場合に損益計算書に影響を及ぼす（借入費用を増加させる）可能性がある主なリスク要因である。

2022年12月31日現在、長期金融債務総額の15%は変動利付（2021年12月31日現在では34.8%）である。IFRS第9号に基づき有効とみなされる金利ヘッジを考慮して、2022年12月31日現在、長期金融債務総額の92%がヘッジされた（2021年12月31日現在では70.2%）。管理目的上はヘッジとして取り扱うも、ヘッジ会計の対象とならないデリバティブを含めても、当該比率は実質的に変動しない。

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利率変動の影響を見積もることで、その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、株主持分に係る市場シナリオの潜在的影響をキャッシュ・フロー・ヘッジ構成要素により、及び純損益に係る市場シナリオの潜在的影響をデリバティブの公正価値ヘッジ構成要素及びデリバティブを用いてヘッジしない長期債務総額部分により測定する。

当該シナリオは、報告日現在のイールドカーブに平行な増減によって表される。

感応度分析の方法及び前提条件は、前年度と比較して変更はない。

他の全ての変数が一定であるとして、税引前利益への影響は以下のとおりである。

百万ユーロ

		2022年12月31日現在				2021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	
	ベーシスポイント	増加	減少	増加	減少	増加	減少	増加	減少
外貨建て長期変動金利借入金総額の金融費用の変動	25	3.9	(3.9)	-	-	19.2	(19.2)	-	-
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	3.5	(3.5)	-	-	4.3	(4.3)	-	-
ヘッジ手段に指定される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	-	-	12.0	(12.0)	-	-	47.9	(47.9)
公正価値ヘッジ	25	-	-	-	-	-	-	-	-

通貨リスク

通貨リスクとは、為替相場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である。

当社において、通貨リスクの主な原因は、外貨建て債券を中心としたユーロ以外の通貨建ての貨幣性金融商品の存在である。

通貨リスクのエクスポージャーは前年比で変動ない。

詳細は注記32「金融商品」を参照のこと。

為替レートの変動によるエクスポージャーを最小限にとどめるため、当社は通常、通貨先物及び通貨間金利スワップなどの多様な店頭デリバティブを用いる。当該契約期間は、原資産のエクスポージャーの満期を超えない。

通貨先物は、取引当事者間で特定の将来の日付に特定の為替レート（権利行使レート）で異なる通貨建の元本を交換することに合意する契約である。当該取引では、2つの金額の実際の交換（デリバラブル・フォワード）、又は予約実効レート、及び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）が求められる場合がある。

通貨間金利スワップは、外貨建ての長期の固定又は変動金利負債を、同額のユーロの変動又は固定金利負債に転換させるために用いる。元本が異なる通貨であることに加えて、当該金融商品は、定期的なキャッシュ・フローと元本の最終的な交換がなされる点で、金利スワップとは異なる。

2022年12月31日現在及び2021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	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
外国為替デリバティブ		
通貨先物	14,065	7,894
商品の通貨リスクをヘッジ	10,252	5,216
将来のキャッシュ・フロー・ヘッジ	2,656	2,347
その他の通貨先物	1,157	331
通貨間金利スワップ	3,104	3,078
合計	**17,169**	**10,972**

具体的な内訳は、以下のとおりである。

- 想定元本合計10,252百万ユーロの通貨先物で、うち5,126百万ユーロをグループ会社からのエネルギー商品購入に関連した通貨リスクをヘッジするために、市場で取引を実施
- ユーロ以外の通貨のその他の予想キャッシュ・フローに関連する為替リスクをヘッジするための想定元本2,656百万ユーロの通貨先物で、うち1,335百万ユーロを市場で取引を実施
- 想定元本合計1,157百万ユーロの通貨先物契約で、うち666百万ユーロを投資支出（440百万ユーロ）の通貨リスク、及びそれよりも程度は少ないものの営業費用の通貨リスクをヘッジするために市場で取引を実施
- 当社又は他のグループ会社のユーロ以外の通貨建ての負債に関する通貨リスクをヘッジするための想定元本3,104百万ユーロの通貨間金利スワップ

詳細は注記34「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

当社グループの負債の分析は、中長期負債総額の11%がユーロ以外の通貨建てであることを表している。

為替ヘッジ及び当社の表示通貨建て又は機能通貨建ての外国通貨における債務部分を考慮すると、負債は通貨間金利スワップで完全にヘッジされている。

通貨リスクの感応度分析

当社は、金融商品のポートフォリオの為替レート変動の影響を見積り、その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、株主持分に係る市場シナリオの潜在的影響をキャッシュ・フロー・ヘッジ構成要素により、及び純損益に係る市場シナリオの潜在的影響をデリバティブの公正価値ヘッジ構成要素及びデリバティブを用いてヘッジしない長期債務総額部分により測定する。

当該シナリオは、報告日に観察された価値と比較した、全ての外国通貨に対するユーロの上昇／下落によって表示されている。

前年度と比較して、感応度分析で用いられる方法及び仮定に変動はない。

他の全ての変数が一定であるとして、税引前利益への影響は以下のとおりである。

百万ユーロ

		2022年12月31日現在				2021年12月31日現在			
		純損益に係る税引前影響		株主持分に係る税引前影響		純損益に係る税引前影響		株主持分に係る税引前影響	
	為替レート	ユーロの上昇	ユーロの下落	ユーロの上昇	ユーロの下落	ユーロの上昇	ユーロの下落	ユーロの上昇	ユーロの下落
ヘッジ後の外貨の長期変動金利借入金総額の金融費用の変動	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%	(0.1)	0.1	-	-	(2.8)	3.4	-	-
ヘッジ手段に指定されるデリバティブの公正価値の変動	10%								
キャッシュ・フロー・ヘッジ	10%	-	-	(186.1)	227.5	-	-	(225.1)	275.1
公正価値ヘッジ	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

信用及び取引先リスク

信用リスクは、金融取引において、債権者に負の影響を与え得る取引先の信用力の悪化の可能性を表している。当社はデリバティブ取引、銀行及び金融機関に保有する預金、外国為替取引、並びにその他の金融商品を含む金融活動により信用リスクに晒されている。

信用リスクのエクスポージャー源は前年比で変動はない。

当社の財務信用リスク管理は、市場及び内部評価の両方で支払い能力があるとみられる信用状態の優れた大手のイタリア及び国際的な金融機関から取引相手を選定し、当該取引先の中でのエクスポージャーの多様化に基づいている。信用エクスポージャー及びそれに関連する信用リスクは、グループのリスク管理における統治規則に規定された方針及び手順の下で、リスクの監視の責任を担う部署が定期的に監視し、当該監視は、とられるべき可能な緩和行動を迅速に特定できるように設計されている。

この一般的な枠組みの中で、当社は大手金融機関との証拠金契約を締結しており、現金担保の交換を要求することで、取引先リスク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　認識の根拠	平均信用損失率（デフォルト率（PD）＊　デフォルト時損失率（LGD））　2022年12月31日現在	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
正常債権	12か月の予想信用損失	0.15%	3,432	5	3,427
不良債権（延滞）	全期間の予想信用損失		-	-	-
不良債権（破綻）			-	-	-
合計			**3,432**	**5**	**3,427**

営業債権及びその他の債権：一括測定

百万ユーロ	2022年12月31日現在			
	平均信用損失率（デフォルト率（PD）*デフォルト時損失率（LGD））	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
営業債権				
支払期限前営業債権		55	-	55
支払期限経過営業債権				
180日超（信用減損）	2.45%	245	6	239
営業債権合計		**300**	**6**	**294**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産		30	-	30
支払期限経過その他の金融資産		-	-	-
その他の金融資産合計		**30**	**-**	**30**
合計		**330**	**6**	**324**

流動性リスク

流動性リスクとは、当社が、現金又はその他の金融資産を提供することにより決済される金融負債に関連する債務の履行が困難に直面するリスクをいう。

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水準を確保し、関連する機会費用を最小限に抑える。

＞　満期特性及び資金調達源の条件において均衡とれた債務構造を維持する。

短期的には、現金及び短期預金、利用可能な信用供与枠、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を維持することにより、流動性リスクは緩和される。

長期的には、バランスの取れた債務の満期特性を維持し、金融商品、市場／通貨及び取引先からの資金調達源を多様化することで流動性リスクは軽減される。

2022年12月31日現在、当社は合計4,868百万ユーロの現金及び現金同等物（2021年12月31日現在では952百万ユーロ）、信用供与枠は8,300百万ユーロ保有しており、満期は全て一年以上である（2021年12月31日現在では5,500百万ユーロ）。

満期分析

当社の長期負債の満期特性の概要を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	満期				
	3か月未満	3か月から1年	1年から2年	2年から5年	5年以上
社債					
固定利率	-	-	748	848	1,988
変動利率	-	97	97	291	290
小計	**-**	**97**	**845**	**1,139**	**2,278**
銀行借入金					
固定利率	-	-	200	1,327	-
変動利率	**-**	**-**	**200**	**1,327**	**-**
小計					
ノンバンク資金調達	**-**	1	-	-	-
固定利率リース下	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**
小計	**-**	**-**	**-**	-	-
グループ会社からの借入金	43	1,243	86	258	11,556
固定利率	23	23	46	461	-
小計	**66**	**1,266**	**132**	**719**	**11,556**
合計	**66**	**1,364**	**1,177**	**3,185**	**13,834**

金融資産と金融負債との相殺

金融資産及び金融負債の純額を示した表は以下のとおりである。より具体的には、当社は資産と負債を相殺する意図がないため、個別財務書類においてデリバティブの相殺契約は存在しないことを示している。現在の市場規制で想定されているように、デリバティブ取引に関与する保証のため、当社は主要な金融機関との間で、表に示すような内訳の現金担保の交換を要求する証拠金契約を締結している。

百万ユーロ						2022年12月31日現在
	(a)	(b)	(c) = (a) - (b)	(d)		(e) = (c) - (d)
				財政状態計算書で相殺されていない相関額		
				(d) (i), (d) (ii)	(d) (iii)	
	金融資産／（負債）認識総額	財政状態計算書で相殺される金融資産／（負債）総額	財政状態計算書で表示される金融資産／（負債）正味額	金融商品	現金担保で保証された金融資産／（負債）正味残高	金融資産／（負債）正味残高
金融資産						
デリバティブ資産						
金利リスク	172	-	172	-	(236)	(64)
通貨リスク	567	-	567	-	(416)	150
デリバティブ資産合計	**739**	**-**	**739**	**-**	**(653)**	86
金融資産合計	**739**	**-**	**739**	**-**	**(653)**	**86**
金融負債						
デリバティブ負債						
金利リスク	(195)	-	(195)	-	76	(119)
通貨リスク	(646)	-	(646)	-	601	(44)
デリバティブ負債合計	**(841)**	**-**	(841)	**-**	**678**	**(164)**
金融負債合計	**(841)**	**-**	**(841)**	**-**	**678**	**(164)**
正味金融資産／（負債）合計	**(102)**	**-**	**(102)**	**-**	**25**	**(78)**

注記34. デリバティブ及びヘッジ会計

デリバティブ資産及び負債を、ヘッジ関係及びヘッジ対象リスクの種類別に、流動及び非流動に分類した想定元本及び公正価値を示す表は以下のとおりである。

デリバティブ契約の想定元本は、それに基づいてキャッシュ・フローが交換される金額である。当該金額は、値又は量（例えば、想定元本に合意価格を乗じてユーロに換算されたトン）で表すことができる。ユーロ以外の通貨建ての金額は、World Markets Refinitiv（WMR）Companyにより提供された決算年の為替レートで換算されている。

前へ　次へ

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値			想定元本		公正価値		
デリバティブ資産	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021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	1,000	-	42	-	42	-	-	-	-	-
通貨リスク	947	2,114	108	575	(467)	1,171	-	234	-	234
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**1,947**	**2,114**	**150**	**575**	**(425)**	**1,171**	**-**	**234**	**-**	**234**
FVTPLで測定されるデリバティブ										
金利リスク	1,819	2,080	129	153	(24)	59	-	-	-	-
通貨リスク	1,630	642	70	25	45	5,617	3,411	156	60	96
FVTPLで測定されるデリバティブ合計	**3,449**	**2,722**	**199**	**178**	**21**	**5,676**	**3,411**	**156**	**60**	**96**
デリバティブ資産合計	**5,396**	**4,836**	**349**	**753**	**(404)**	**6,847**	**3,411**	**390**	**60**	**330**

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	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	増減	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021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	2,440	43	339	(296)	-	-	-	-	-
通貨リスク	722	712	423	781	(358)	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**1,112**	**3,152**	**466**	**1,120**	**(654)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
FVTPLで測定されるデリバティブ										
金利リスク	1,819	2,080	128	154	(26)	159	100	23	71	(48)
通貨リスク	1,617	660	69	26	43	5,465	3,433	155	60	95
FVTPLで測定されるデリバティブ合計	**3,436**	**2,740**	**197**	**180**	**17**	**5,624**	**3,533**	**178**	**131**	**47**
デリバティブ負債合計	**4,548**	**5,892**	**663**	**1,300**	**(637)**	**5,624**	**3,533**	**178**	**131**	**47**

前へ　次へ

34.1 ヘッジ会計

デリバティブは約定日に公正価値で当初認識され、その後、公正価値で再評価される。価格が上昇又は下落した結果としての利得又は損失を認識する方法は、そのデリバティブがヘッジ手段として指定されているかに、そして指定されているならばヘッジ対象の性質に依存する。

ヘッジ会計は、IFRS第9号の全ての要件を充たす場合、金利リスク、通貨リスク、及び商品価格リスク（仮想PPAsを含む）などのリスク抑制のため締結されるデリバティブに適用される。

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のほか、リスク管理目標と戦略について文書化している。また、当社は、ヘッジの開始時及び継続中の双方において、ヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローの変動を相殺するためにヘッジ手段が高い有効性を有しているかについての評価も文書化している。

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・ヘッジについて、当社は当該取引の可能性が非常に高いか、また純損益に影響を与えるキャッシュ・フローの変動リスクに晒されるかを評価し、文書化する。

リスク・エクスポージャーの性質により、当社はデリバティブを以下のいずれかに分類している。

＞　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その程度に関する詳細は、注記33「リスク管理」を参照のこと。

有効なヘッジ関係とは以下の全ての要件を充たさなければならない。

＞　ヘッジ手段とヘッジ対象との間の経済的関係の存在

＞　経済関係から生じた価値変動の大部分を信用リスクの影響が占めていないこと

＞　当初指定時に定義されたヘッジ比率が、リスク管理目的で用いるヘッジ比率と同じであること（事業体が実際にヘッジしているヘッジ対象の量と、事業体がそのヘッジ対象の当該量を実際にヘッジするのに用いているヘッジ手段の量から生じる比率と同じであること）

経済関係の存在は、IFRS第9号の要件に基づき、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算を通じて当社により評価される。

＞　ヘッジ手段及びヘッジ対象の潜在的リスクが同じ場合、経済関係の存在は定性分析で評価する。

＞　一方、ヘッジ手段及びヘッジ対象の潜在的リスクが同じではない場合、経済関係の存在は経済関係の性質の定性的分析に加え、定量的な方法で評価する（線形回帰）。

ヘッジ手段の動向がヘッジ対象の動向に沿っていることを立証するため、複数のシナリオを分析する。

商品価格リスクのヘッジにおいては、経済関係の存在は、考慮されたリスクのヘッジ有効性に基づいたランキングを有する市場で利用可能な標準デリバティブの全てを規定した潜在する各リスク要因において定義されたランキング・マトリックスより推定される。

信用リスクの影響を評価するため、当社は、リスク緩和手段（担保、中途解約条項、相殺契約など）の存在を考慮する。

ヘッジ・デリバティブの潜在的リスクはヘッジ・リスクと同等であるため、当社は、ヘッジ非有効部分を最小化するため、全てのヘッジ関係において（商品価格リスクのヘッジを含む）ヘッジ比率を1：1に設定している。

ヘッジの非有効性は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算により評価される。

＞　ヘッジ対象及びヘッジ手段の重要な条件が整合し、かつ、ヘッジ手段のデリバティブに係る信用リスク調整を含むその他の非有効性の発生原因が存在しない場合は、定性的評価に基づきヘッジ関係は充分に有効であるとみなされる。

＞　ヘッジ対象及びヘッジ手段の重要な条件が整合しない、又は非有効性の発生原因が少なくとも一つは存在する場合、仮想デリバティブを用いたドル・オフセット累積法を適用してヘッジの非有効性を定量化する。この方法は、報告日及び取引開始日における、ヘッジ手段及び仮想デリバティブの公正価値の変化を比較する。

ヘッジの非有効性の主な原因は以下が考えられる。

＞　基礎の差異（ヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローが、ヘッジ手段のキャッシュ・フロー又は公正価値の変動に影響を与える変数とは異なる変数に依存している）

＞　時間の差異（ヘッジ対象及びヘッジ手段の発生又は決済が異なる日付で生じる）

＞　数量又は想定元本の差異（ヘッジ対象及びヘッジ手段が異なる数量又は想定元本に基づいている）

＞　その他のリスク（デリバティブの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される特定のリスク以外に関連する）

＞　信用リスク（相手方の信用リスクが、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）。

ロシア・ウクライナ紛争及び困難なマクロ経済状況は、リスク管理に係る限定的な影響しか与えず、デリバティブ商品の評価及びヘッジの有効性チェックの結果に直接かつ重大な影響を与えるには不十分であった。金融市場に打撃を与えたボラティリティは、デリバティブ金融商品を用いたリスク緩和措置によって相殺された。

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及ぼす可能性が高い取引に関連する特定のリスクを起因とする将来キャッシュ・フローの変動に対す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るデリバティブの公正価値の変動における有効部分は、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、直ちに損益計算書で認識される。

株主持分に累計された金額は、ヘッジ対象が純損益に影響する期間の純損益として振替えられる（例：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（すなわち、有形固定資産や棚卸資産等）又は非金融負債の認識に繋がり、又はヘッジされた非流動資産又は非流動負債の予定取引が公正価値ヘッジ会計が適用される確定約定になる場合、株主持分に累計された金額（すなわち、ヘッジ準備金）は消去され、ヘッジされた資産又は負債の当初の金額（原価又はその他の帳簿価額）に含められる（「ベーシス調整」を行う）。

ヘッジ手段が失効又は売却された場合、又はヘッジがもはやヘッジ会計の要件を充たさなくなった場合、その時点の株主持分における利得又は損失の累計額は株主持分に残し、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。予定取引の発生が見込まれなくなった時点で、株主持分に計上されていた利得又は損失の累計額は直ちに損益計算書に振替えられる。

ヘッジ手段に先渡取引を用いるヘッジ関係について、現物要素の価値変動のみがヘッジ手段として指定される場合、先渡要素（純損益又はOCI）の会計処理は事例ごとに判断する。当該アプローチは、再生可能資産の通貨リスクのヘッジ目的で当社により実際に適用されている。

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、当社は、ヘッジ・デリバティブを指定する際に外国通貨のベーシス・スプレッドを独立させ、その他の包括利益（OCI）のヘッジ費用準備金に表示している。

特に、商品リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジについては、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（いわゆる流動性に基づくアプローチ）に基づく動的なヘッジ会計アプローチを適用している。

当該アプローチでは、市場で取引可能な最も流動性の高いデリバティブの使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。

リスク管理戦略との一貫性から、流動性ベースのアプローチでは、新しいデリバティブが以下の要件の双方を充たしている場合に限り、満期に達した時のみならず、ヘッジ関係が継続する中でも、新しいデリバティブに置き換えることにより、デリバティブの移管が許容される。

＞　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。

当該要件の充足は四半期ごとに検証する。

移管日現在でヘッジ関係は終了しない。そのため、当該日以降、新たなデリバティブの有効な公正価値の変動が株主持分（ヘッジ準備金）で認識され、従前のデリバティブの公正価値の変動は純損益に認識される。

当社は現在、純損益の変動を最小化するため、当該ヘッジ手段を用いている。

金利決定における金利指標の改革 – ***IBOR改革***

概要

銀行間取引金利 (IBOR) **は、銀行が特定の通貨で、翌日物から**12**か月までの期間、無担保で銀行間市場で資金を借りることができる金利指標である。**

ここ数年、銀行が当該金利を操作して計算を行った例が数多くある。このため、各国の規制当局は、一部の指標を代替的な無リスク・レート指標（IBOR**改革）に置き換えることを含む、金利決定のための指標の抜本的な改革に着手している。**

当社の主なIBOR**へのエクスポージャーは**EURIBOR**に基づいている。**

EURIBOR **は依然として欧州金利指標規制（**BMR**） に準拠していると考えられており、市場参加者は**Euribor**を既存契約及び新規契約の双方で引き続き用いることが許容されている。**

主要な規制機関によって公表された最新の指針に沿って:

＞　**1か月、**3**か月、**6**か月の**USD LIBOR**金利指標は**2023**年**6**月**30**日以降は非典型となり、代わりの基準金利は担保付翌日物調達金利（**SOFR**）となる。**

＞　**1か月、**3**か月、**6**か月の**GBP LIBOR**金利指標は**2021**年**12**月**31**日以降は非典型となり、代わりの基準金利であるポンド翌日物平均金利（**SONIA**）に置き換えられた。**

IBOR改革の結果、ヘッジ関係に係る規則に対する多くの一時的な例外が、各々以下の事項に対処するために2019年9月（フェーズ1）及び2020年8月（フェーズ2）に公表されたIFRS第9号の改訂の実施において認められた。

＞ 既存の金利指標利率を代替的な無リスク・レートに置換する前の期間の財務報告に与える影響である置換前の問題（フェーズ1）、及び

＞ 既存の金利指標利率が変更又は置換され、当初の不確実性がなくなった場合でも、ヘッジ契約及び関係を新しい基準点金利を反映するように更新する必要があるために、財務報告に影響を及ぼす可能性のある置換後の問題（フェーズ2）。

IBOR改革の影響

各国におけるIBORの移換が不確実であることを踏まえ、当社は、当該改革の影響を受ける契約の総数及び名目価値を算定した。加えて、2021年度中にGBP LIBORに連動していた契約における多くの契約改訂が既に実施されており、その他の契約は、IBOR改革の推移及び市場慣行に基づき2023年度に改正される予定である。

債務及びデリバティブ

当社の変動利率債務は、主にEuriborに対して金利指標が設定されており、ほぼ全て金融デリバティブを用いてヘッジされている。

報告日現在、Euriborに関して、前述のとおり、金利指標は欧州金利指標規制に準拠するように全面的に改革されているため、当社は何らの対応も予定していない。Euriborとの継続性にもかかわらず、置換条項が必要となることもあり、従って、当社グループは市場慣行の進展に応じて新規契約における取替条項を実施することができる。

2021年度中、当社は、SOFRに連動するドル建ての新規融資を獲得した。向こう数か月間の主な焦点は、新規金融取引においての新たな無リスク・レートの利用方法である。

当社のデリバティブは、国際スワップ・デリバティブ協会（ISDA） が定める枠組み約款に基づく契約を通じて管理されている。

ISDAは、IBOR改革に照応して標準約款を改定し、2006年のISDA定義における変動金利の選択を修正し、特定の主要金利指標の恒久的な廃止時に適用される置換条項を含めた。当該変更は2021年1月25日に効力を生じた。2006年のISDA定義において2021年1月25日以降に行われた取引は、調整後変動利率オプション（例えば、置換条項付き変動利率の選択）を含むが、同日より前に完了した取引（過去のデリバティブ契約）は、引き続き2006年のISDA定義に基づく。

このため、ISDAは、修正された定義を含めるための多国間修正を促進するため、IBOR予備議定書を公表した。

当社は、（i）当該エクスポージャー及びIBOR改革の進展に照らして当該議定書を採択するか、又は（ii）当該改革により二国間で影響を受ける契約を事前に調整するかを評価している。

ヘッジ関係

報告日現在、ヘッジ対象及びヘッジ手段は主にEURIBOR、SOFR及びSONIAに連動している。

当社は、2022年12月31日現在のIBOR改革により生じた不確実性のヘッジ関係への影響を、ヘッジ手段とヘッジ対象の両方を参照して評価している。ヘッジ対象とヘッジ手段の双方とも当該パラメーターを、銀行間市場ベース金利指標（IBOR）から代替的な無リスク・レート（RFR）に変更される。

特に、ヘッジ手段及び一部のIBORに連動されたヘッジ対象の双方に関連してどのように置換されたかについては、不確実性が残っている。当社は、2019年9月に発行されたIFRS第9号の改訂に規定された一時的な例外（フェーズ1）を引き続き適用することにより、当該ヘッジ関係に関連する不確実性を管理している。従って、ヘッジ対象又はヘッジ手段のキャッシュ・フローの基礎となる利率を決定するための基準金利インデックスは、IBOR改革の結果として変更されないと考えられた。この例外は、以下のヘッジ関係要件に適用された。

＞　予定取引の可能性が高いかどうかを判断する。

＞ 将来のヘッジされたキャッシュ・フローが、キャッシュ・フロー・ヘッジ関係の中止によって生じるかどうかを確定する。

＞ ヘッジ対象とヘッジ手段の経済的関係を評価する。

影響を受けたヘッジ関係は、代替的な無リスク・レート指標に異なる既存の金利指標を置き換えたことにより、無効になる可能性がある。いずれの場合も、当社は同時に置換措置の実施を求めるものとする。

また、当社は2021年度末現在、キャッシュ・フローヘッジ関係で用いる金利ヘッジ手段のGBP LIBORの参照を、新規に、経済的に等価なSONIA金利指標に変更している。従って、当社は、当該ヘッジ関係に対して2019年9月に公表されたIFRS第9号の改訂（フェーズ1）をもはや適用しておらず、その結果、2020年8月に公表されたIFRS第9号の改訂（フェーズ2）を適用しており、ヘッジ関係の正式な指定をIBOR改革の要請に応じて変更し、ヘッジ関係の終了とはみなしていない。

さらに、キャッシュ・フローヘッジ関係においては、ヘッジ関係におけるヘッジ対象の表示を変更する際に、ヘッジ準備金の累計額は、将来ヘッジ対象キャッシュ・フローの算定に関連する代替的な金利指標に基づいて検討している。

2022年12月31日現在のIFRS第9号の改訂（フェーズ1及びフェーズ2の双方）が適用されたヘッジ手段の想定元本を、金利の決定に用いた代替的な金利指標指数別に内訳した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	想定元本	
	2022年12月31日	
ヘッジ手段	フェーズ1	フェーズ2
米ドルLIBOR／SOFR		
英ポンドLIBOR／SONIA		1,240
合計		**1,240**

特定の代替条項を含む未変更の契約

当社は、新たな金利指標と連動していない契約の価額の全体、とりわけ既に代替条項を含んでいる契約の価額を見直し、旧金利指標から新金利指標への移行の推移を注視している。当社は、契約の利率がまだIBOR改革に関連している金利指標と連動されている場合、すなわち、いつ、どのように、新金利指標への置換が行われるかについての不確実性がまだ存在しているときには、契約にはまだ代替金利指標率を組み入れられていないと考えている。

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、負債又は確定契約の公正価値の変動に対するエクスポージャーから当社を保護するために用いる。

ヘッジ要件を充たし、かつ、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、ヘッジ対象リスクに起因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計上される。

ヘッジ会計の要件を充たさなくなった場合には、実効金利法を採用しているヘッジ対象の帳簿価額に対する調整額を、その残存期間にわたって純損益で償却している。

当社は現在このようなヘッジ関係を使用していない。

公正価値の測定の詳細は、注記35「公正価値測定」を参照のこと。

34.1.1 信用リスクの種類によるヘッジ関係

金利リスク

2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の取引残高に関し、金利リスクのヘッジ手段の想定元本と平均金利を満期別に示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ							
2022年12月31日現在	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	**合計**
金利スワップ							
想定元本	-	-	500	500	-	390	1,390
金利スワップ平均金利	-	-	1.63	1.78	-	4.70	
百万ユーロ							
2021年12月31日現在	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	それ以降	**合計**
金利スワップ							
想定元本	-	-	-	500	500	1,440	2,440
金利スワップ平均金利	-	-	-	1.63	1.78	2.35	

当年度末に契約中で、ヘッジ手段として指定される金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値ヘッジとして機能している。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特定の変動利付債のヘッジ、及び2020年度に獲得した変動利付の銀行融資が含まれる。

金利リスクのヘッジ手段に対応したヘッジ・デリバティブの2022 年12月31日現在及び2021年12月31日現在の想定元本及び公正価値を示した表は以下のとおりである。

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	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**1,000**	**-**	**42**	**-**	**390**	**2,440**	**(43)**	**(339)**
金利スワップ	1,000	-	42	-	390	2,440	(43)	(339)

デリバティブの公正価値が前年度に比べて改善したのは、主に2022年度を通じてイールドカーブが全般的に上昇したことによるもので、特定の場合にマイナスからプラスに公正価値が反転し、負債から資産に金融商品が振替えられることがある。

金利リスクをヘッジするキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから今後数年間に予想されるキャッシュ・フローを示した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					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2022年12月31日現在**	**2023年**	**2024年**	**2025年**	**2026年**	**2027年**	**それ以降**
プラスの公正価値	42	13	19	9	5	-	-
マイナスの公正価値	(43)	(8)	(5)	(7)	(6)	(6)	(23)

財政状態計算書に係る金利ヘッジ・デリバティブの影響を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に用いた公正価値
2022年12月31日現在			
金利スワップ	1,390	(1)	(1)
2021年12月31日現在			
金利スワップ	2,440	(339)	(339)

金利リスクに晒されているヘッジ対象の財政状態計算書に対する影響を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	当期の非有効性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	当期の非有効性の測定に用いた公正価値	ヘッジ剰余金	ヘッジ費用剰余金
	2022年度			2021年度		
変動利付借入金	(60)	60	-	252	(252)	-
合計	**(60)**	**60**	**-**	**252**	**(252)**	**-**

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（OCI）に与えた影響を示す表は以下のとおりである。

百万ユーロ	その他の包括利益（損失）合計	純損益で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
2022年12月31日現在						
変動利付借入金	302	-		-	5	金融収益
2022年12月31日現在合計	**302**	-		-	**5**	
2021年12月31日現在						
変動利付借入金	112	-		-	(13)	金融費用
2021年12月31日現在合計	**112**	-		-	**(13)**	

通貨リスク

2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の取引残高に関して通貨リスクをヘッジする手段の想定元本と平均金利を満期別に示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ							
2022年12月31日現在	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	**合計**
通貨間金利スワップ（CCS）							
想定元本合計	**-**	**1,171**	**327**	**-**	**-**	**1,342**	**2,840**
ユーロ／米ドルCCS想定元本	-	1,171	327	-	-	-	1,498
ユーロ／米ドル平均約定為替レート	-	1.33	1.16	-	-	-	
ユーロ／英ポンドCCS想定元本	-	-	-	-	-	1,342	1,342
ユーロ／英ポンド平均約定為替レート	-	-	-	-	-	0.68	

百万ユーロ

2021年12月31日現在	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	それ以降	合計
通貨間金利スワップ（CCS）							
想定元本合計	**-**	**1,103**	**-**	**308**	**-**	**1,415**	**2,826**
ユーロ／米ドルCCS想定元本	-	1,103	-	308	-	-	1,411
ユーロ／米ドル平均約定為替レート	-	1.33	-	1.16	-	-	
ユーロ／英ポンドCCS想定元本	-	-	-	-	-	1,415	1,415
ユーロ／英ポンド平均約定為替レート	-	-	-	-	-	0.68	

2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の未決済の取引残高に関して通貨リスクに対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示した表は以下のとおりである。

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**	**2022年12月31日現在**			2021年12月31日現在		
通貨間金利スワップ	外貨建て固定利付借入金	-	(107)	2,513	339	(553)	2,518
通貨間金利スワップ	外貨建て変動利付借入金	26	-	327	8	-	308
合計		**26**	(107)	**2,840**	**347**	(553)	**2,826**

事業年度末において未決済であるヘッジ手段として指定される通貨間金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フロー・ヘッジとして機能する。具体的には、2021年度にバンク・オブ・アメリカとの間で更改された期限の到来した外貨建て固定利付債及び米ドル建て変動利付債をヘッジするデリバティブである。
通貨リスクに対応したデリバティブの2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在の想定元本と公正価値をヘッジ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		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2,118**	**2,114**	**342**	**575**	**722**	**712**	**(423)**	**(781)**
通貨間金利スワップ	2,118	2,114	342	575	722	712	(423)	(781)

2022年12月31日現在の通貨間金利スワップの想定元本は2,841百万ユーロ（2021年12月31日現在では2,826百万ユーロ）、公正価値は全体でマイナス81百万ユーロ（2021年12月31日現在ではマイナス206百万ユーロ）であった。
想定元本（15百万ユーロ）の微増は、主に米ドル及び英ポンドに対するユーロの為替レートにおける変動によるものである。
通貨リスクをヘッジする商品の財政状態計算書に対する影響を示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に用いた公正価値
2022年12月31日現在			
通貨間金利スワップ	2,840	(81)	(77)
2021年12月31日現在			
通貨間金利スワップ	2,826	(206)	(206)

通貨リスクに晒されているヘッジ対象項目の財政状態計算書に対する影響を示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	当期の非有効性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	当期の非有効性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
	2022年度			2021年度		
外貨建て固定利付借入金	107	(107)	(4)	213	(213)	-
外貨建て変動利付借入金	(26)	26	-	(8)	8	-
合計	**81**	**(81)**	**(4)**	**206**	**(206)**	**-**

通貨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（OCI）に与えた影響を示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ	その他の包括利益/（損失）合計	純損益で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
2022年12月31日現在						
外貨建て固定利付借入金	97	-		4	(147)	**金融費用**
外貨建て変動利付借入金	65	-		-	65	**金融収益**
2022年12月31日現在合計	**162**	-		**4**	**(82)**	
2021年12月31日現在						
外貨建て固定利付借入金	251	-		21	(196)	**金融費用**
外貨建て変動利付借入金	(15)	-		-	15	**金融収益**
2021年12月31日現在合計	**236**	-		**21**	**(181)**	

通貨リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから今後数年間に予想されるキャッシュ・フローを示した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					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2022年12月31日現在**	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降
正の公正価値	342	278	7	35	7	8	108
負の公正価値	(423)	(15)	(14)	(17)	(18)	(19)	(401)

34.1.2 株主持分に係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの税効果控除前の影響

百万ユーロ	ヘッジ費用	その他の包括利益で認識される公正価値の総変動額	純損益で認識される公正価値の総変動額	純損益で認識される公正価値の総変動額 - 非有効部分	ヘッジ費用	その他の包括利益で認識される公正価値の総変動額	純損益で認識される公正価値の総変動額	純損益で認識される公正価値の総変動額 - 非有効部分
	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在			
金利ヘッジ	-	302	5	-	-	112	(13)	-
為替ヘッジ	4	162	(82)	-	21	236	(181)	-
ヘッジ・デリバティブ	**4**	**464**	**(77)**	**-**	**21**	**348**	**(194)**	**-**

34.2 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

2022年12月31日現在及び2021年12月31日現在のFVTPL（純損益を通じて公正価値で測定される）デリバティブの想定元本と公正価値を示した表は以下のとおりである。

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	
	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在	**2022年12月31日現在**	2021年12月31日現在
利率に係るFVTPLデリバティブ	**1,878**	**2,080**	**129**	**153**	**1,978**	**2,180**	**(151)**	**(225)**
金利スワップ	1,878	2,080	129	153	1,978	2,180	(151)	(225)
為替レートに係るFVTPLデリバティブ	**7,247**	**4,053**	**226**	**85**	**7,082**	**4,093**	**(224)**	**(86)**
先渡予約	7,115	3,927	202	72	6,950	3,967	(199)	(73)
通貨間金利スワップ	132	126	24	13	132	126	(25)	(13)
FVTPLデリバティブ	**9,125**	**6,133**	**355**	**238**	**9,060**	**6,273**	**(375)**	**(311)**

2022年12月31日現在、利率及び為替に係る純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブの想定元本は18,185百万ユーロ（2021年12月31日現在では12,406百万ユーロ）、マイナスの公正価値20百万ユーロ（2021年12月31日現在ではマイナス72百万ユーロ）である。

年度末の金利スワップは3,856百万ユーロである。主にグループ会社の債務のヘッジで市場（1,978百万ユーロ）及び当該会社の仲介（1,878百万ユーロ）である。

償却金利スワップに係る元本残高の減少により、想定元本は前年比で総額で404百万ユーロ減少した。

通貨リスクをヘッジする先渡契約の想定元本は14,065百万ユーロ（2021年12月31日現在では7,894百万ユーロ）であった。外部取引先との通貨先渡は7,128百万ユーロ（2021年12月31日現在では3,949百万ユーロ）で、主にグループ会社の引当プロセスにおけるエネルギー商品の価格に関連する通貨リスクを軽減するために締結され、市場取引と合致した店頭デリバティブに関連するものである。また、再生可能エネルギー分野（BESS‐蓄電池システム）、社会基盤及びグリッド（新世代デジタルメーター）分野における非エネルギー商品及び投資商品の取得に関連する通貨以外の通貨の予定キャッシュ・フロー、クラウドサービスの提供において営業費用に関連するユーロ以外の通貨の予定キャッシュ・フロー、及び子会社によって承認された中間配当金に関連する外貨の予定キャッシュ・フローをヘッジしている。想定元本及び公正価値の変動は、天然ガス価格の上昇及び石炭発電の回復から生じた為替相場リスク、特に米ドル向けリスクの増大に関連している。

通貨間金利スワップの想定元本は132百万ユーロ（2021年12月31日現在では126百万ユーロ）であり、ユーロ以外の通貨建て及び市場取引に基づくグループ会社の債務に係る通貨リスクのヘッジに関連している。

注記35. 公正価値測定

当社は、IFRSの要求がある場合は常に、IFRS第13号に基づき公正価値を測定している。

公正価値は、資産の売却時に受け取るであろう価格又は負債の移転時に支払うであろう価格と定義される。最良の見積りは市場価格、すなわち活発で流動性のある市場で公開されている現在の取引価格である。

資産及び負債の公正価値は、公正価値の測定に用いられる評価手法への情報に基づき、以下に定義された3つのレベルの公正価値階層に分類される。

＞　レベル1：測定日に当社が入手した、同一の資産又は負債において活発市場での（調整されていない）公表価格

＞　レベル2：レベル1に含まれる公表価格以外の、資産又は負債において直接（すなわち価格として）又は（すなわち価格に由来する）間接的に観察可能な情報

＞　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情報（すなわち観察不能な情報）

当該注記では、以下を評価するため関連情報を開示している。

＞　財政状態計算書で当初認識時以降、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及び負債において、測定の実施に用いる評価手法及び情報、及び

＞　重要で観測不能な情報（レベル3）を用いた継続的な公正価値の測定の場合、当該年度の純損益及びその他の包括利益に与える影響

当該目的のため、

＞　継続的な公正価値の測定は、IFRSが各報告期間末の財政状態計算書で要求又は容認している。

＞　非継続的な公正価値測定は、IFRSが特定の状況において財政状態計算書で要求又は容認している。

デリバティブ契約の公正価値は、規制市場で取引される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適した評価方法、及び報告期間期末の市場データ（利率、為替レート、ボラティリティなど）を用い、市場イールド・カーブ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）Companyが提示する為替レートにより換算して算定する。商品関連の契約においては、入手可能な場合、規制市場と非規制市場の双方の相場に係る同一商品の価格を用いて測定する。

新たなIFRSに従い、当社は2013年度、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に、取引先（信用評価調整、CVA ）及び自社（債務評価調整、DVA ）の信用リスクの測定を含めた。

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対して潜在的将来エクスポージャー評価技法を用いてCVA ／DVA を測定し、その後ポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に調整分を配分している。当該技法において用いられた全ての情報は、市場で観察可能である。見積り情報の基礎にある仮定の変更は、当該商品について報告される公正価値に影響を与える可能性がある。

デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フロー交換額のことである。当該値は価値又は数量として表示できる（例えば、トンであれば、想定元本に合意価格を乗じることでユーロ建の金額に換算される）。

ユーロ以外の通貨建の金額は、World Markets Refinitiv（WMR）Company が提示した公式な為替レートによりユーロに換算されている。

ここで報告されるデリバティブの想定元本は、必ずしも当事者間で交換された金額を示すものではなく、このため、当社の信用リスクのエクスポージャーを測定するものではない。

上場の負債性金融商品の公正価値は、公式価格で表示されている。非上場金融商品は、公正価値は、金融商品の各カテゴリーの適切な評価技法、及び報告日現在の市場データを用いて算定され、エネルの信用スプレッドも含まれる。

35.1 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いて継続的又は非継続的に公正価値で測定される資産の種類ごとに、報告期間末現在の公正価値、及び分類された公正価値階層のレベルを示した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	2022年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2022年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
デリバティブ									
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
金利リスク		42	-	42	-	-	-	-	-
通貨リスク	34	108	-	108	-	234	-	234	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計		**150**	**-**	**150**	**-**	**234**	**-**	**234**	**-**
純損益を通じた公正価値									
金利リスク	34	129	-	129	-	-	-	-	-
通貨リスク	34	70	-	70	-	156	-	156	-
純損益を通じた公正価値合計		**199**	**-**	**199**	**-**	**156**	**-**	**156**	**-**
合計		**349**	**-**	**349**	**-**	**390**	**-**	**390**	**-**

35.2 財政状態計算書で公正価値で測定される負債

財政状態計算書において継続的又は非継続的に公正価値で測定される負債の種類ごとに、報告期間末現在の公正価値、及び分類された公正価値階層のレベルを示した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	2022年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2022年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
デリバティブ									
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
金利リスク	34	43	-	43	-	-	-	-	-
通貨リスク	34	423	-	423	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計		**466**	**-**	**466**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
純損益を通じた公正価値									
金利リスク	34	128	-	128	-	23	-	23	-
通貨リスク	34	69	-	69	-	155	-	155	-
純損益を通じた公正価値合計		**197**	**-**	**197**	**-**	**178**	**-**	**178**	**-**
合計		**663**	**-**	**663**	**-**	**178**	**-**	**178**	**-**

35.3 財政状態計算書で公正価値で測定されない負債

財政状態計算書において公正価値で測定されないが、その公正価値の開示が求められている負債を種類ごとに、報告期間末現在の公正価値と公正価値が分類される公正価値階層のレベルを示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ		負債			
	注記	2022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					
固定利率	32.2.1	3,672	3,672	-	-
変動利率	32.2.1	823	62	761	-
小計		**4,495**	**3,734**	**761**	**-**
銀行借入金					
変動利率	32.2.1	1,548	-	1,548	-
小計		**1,548**	**-**	**1,548**	**-**
ノンバンク資金調達					
固定利率リース下	32.2.1	1	-	1	-
小計		**1**	**-**	**1**	**-**
グループ会社からの融資					
固定利率	32.2.1	10,730	-	10,730	-
変動利率	32.2.1	568	-	568	-
小計		**11,298**	**-**	**11,298**	**-**
合計		**17,342**	**3,734**	**13,608**	**-**

注記36. 株式に基づく報酬

2019年度の開始より、エネル・エスピーエー（「エネル」又は「当社」）の株主総会は毎年、民法第2359条に従い、エネル及び／又はその子会社の経営に対する長期株式に基づくインセンティブ制度の採用を承認している。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及び2022年長期インセンティブ制度（以下各々「2019LTI制度」、「2020LTI制度」、「2021LTI制度」及び「2022LTI制度」並びにこれらを合わせて「制度」という）は、具体的な業績目標の達成を条件として、各受益者に当社普通株式（以下、株式）を付与することを規定している。

制度の受益者は、会社の業績に最も直接的な責任を負う、又は戦略的利益をもたらすと考えられる役職にある当社及び当社グループの最高経営責任者／ジェネラル・マネジャーである。制度は、金銭要素及び株式要素からなるインセンティブに係る報奨を受益者に支給する。当該インセンティブは、各受益者個人の固定報酬に関連して算定される基礎価額として報奨時に決定されるが、当該制度の各3年間の業績目標の達成度に応じて変動し、最高経営責任者／ジェネラル・マネジャー又はその他の受益者の個々の基礎価額のゼロから最大で280%又は180%までの範囲に及ぶ可能性がある。

当該制度は、実質的に権利が確定したインセンティブ総額のうち、（i）最高経営責任者及びジェネラル・マネジャーは基準価額の100%（2022LTI制度においては上限130%）までの金額、及び（ii）その他の受益者は基準価額の50%（2022LTI制度においては上限65%）まで株式で全額支払うことを定めている。

当該制度に基づく賞与の実際の支給は、当該3年間の特定の業績目標の達成を前提としている。当該目標が達成された場合、インセンティブの株式部分及び現金部分双方の30%が業績期間終了後の翌一年目に支払われ、残り70%が業績期間終了後の翌2年目に支払われる。そのため、長期変動報酬（全体の70%）の大部分の支払は、各制度の業績期間終了翌2年にまで繰り延べられている。

2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度及び2022LTI制度に係る情報を示した表は以下のとおりである。

制度の特徴に係る更なる情報において、1999年5月14日付け決議第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された情報資料を、各々2019年5月16日、2020年5月14日、2021年5月20日及び2022年5月19日に開催された株主総会の専用当社ウェブサイト（www.enel.com）にて公開しているので参照のこと。

	付与日	業績期間（年度）	目標達成の検証	支払（年度）
2019LTI制度	2019年11月12日[20]	2019‐2021	2022年度[21]	2022‐2023[22]
2020LTI制度	2020年9月17日[23]	2020‐2022	2023年度[24]	2023‐2024
2021LTI制度	2022年9月21日[25]	2021‐2023	2024年度[26]	2024‐2025
2022LTI制度	2022年9月21日[27]	2022‐2024	2025年度[28]	2025‐2026

2019年5月16日、2020年5月14日、2021年5月20日及び2022年5月19日に開催された株主総会により付与された承認を実施するにあたり、関連する条件に従い、取締役会は、2019年9月19日、2020年7月29日、2021年6月17日及び2022年6月16日の会議において、各々2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度及び2022LTI制度に充当する株式買戻プログラムの開始を承認した。当該制度ごとに当社取締役会が買付を承認した本株式の数、実際の買付株数、関連する加重平均価格及び合計価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）	合計価額（ユーロ）
2019LTI制度	上限2,500,000 最大金額10,500,000百万ユーロ	1,549,152[29]	6.7779	10,499,999
2020LTI制度	1,720,000	1,720,000[30]	7.4366	12,790,870
2021LTI制度	1,620,000	1,620,000[31]	7.8737	12,755,459
2022LTI制度	2,700,000	2,700,000[32]	5.1951	14,026,715

2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度及び2022LTI制度を支援するために買付した結果、及び2022年9月5日2019LTI制度の受益者への報償435,357株を考慮し、2022年12月31日現在、エネルは合計7,153,795株の自己株式を保有し、株式資本の約0.07%に相当する。

2019年度、2020年度、2021年度及び2022年度に付与された資本性金融商品に関する情報は以下のとおりである。

			2022年度		2021年度	
	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	報奨可能な潜在株式数	報奨済株式数	報奨可能な潜在株式数	報奨済株式数
2019LTI制度	1,538,547	6.983	1,021,328	435,357[33]	1,529,182	-
2020LTI制度	1,638,775	7.380	1,631,951	-	1,638,775	-
2021LTI制度	1,577,773	7.0010	1,577,773	-	1,577,773	-
2022LTI制度	2,398,143	4.8495	2,395,323	-	-	-

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。[34]

[20] 2019LTI制度の受益者への付与手続及び付与時期につき取締役会の承認日（2019年11月11日の指名報酬委員会に提出された提案を考慮）。
[21] 2021年12月31日現在の当社グループの連結財務書類が承認される際に、取締役会が2019LTI制度の業績目標の達成状況を検証する。
[22] 2022年9月5日、当社は、2019LTI制度の受益者により付与された支給株式構成の一部を制度規程に従って報奨した。
[23] 2020LTI制度の受益者への付与手続及び付与時期につき取締役会の承認日（2020年9月16日の指名報酬委員会に提出された提案を考慮）。
[24] 2022年12月31日現在の当社グループの連結財務書類が承認される際に、取締役会が2020LTI制度の業績目標の達成状況を検証する。
[25] 2021LTI制度の受益者への付与手続及び付与時期につき取締役会の承認日（2021年6月9日の指名報酬委員会に提出された提案を考慮）。
[26] 2023年12月31日現在の当社グループの連結財務書類が承認される際に、取締役会が2021LTI制度の業績目標の達成状況を検証する。
[27] 2022LTI制度の受益者への付与手続及び付与時期につき取締役会の承認日（2022年6月8日の指名報酬委員会に提出された提案を考慮）。
[28] 2024年12月31日現在の当社グループの連結財務書類が承認される際に、取締役会が2022LTI制度の業績目標の達成状況を検証する。
[29] 2019年9月23日から2019年12月2日までの期間の株式購入額は、株主資本の約0.015%に相当する。
[30] 2020年9月3日から2020年10月28日までの期間の株式購入額は、株主資本の約0.017%に相当する。

[31] 2021年6月18日から2021年7月21日までの期間の株式購入額は、株主資本の約0.016%に相当する。

[32] 2022年6月17日から2022年7月20日までの期間の株式購入額は、株主資本の約0.026%に相当する。

[33] 当該表は2019LTI制度の受益者に対して2022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。2019LTI制度の規定の条項及び手続に従い、支給株式部分の残余支払は2023年度に繰り延べられる。

[34] 2019LTI制度においては、付与日は2019年11月12日、受給者に対する2019LTI制度に基づく付与手続及び時期を承認した取締役会開催日である。2020LTI制度においては、付与日は2020年9月17日、受給者に対する2020LTI制度に基づく付与手続及び時期を承認した取締役会開催日である。2021LTI制度においては、付与日は2021年9月16日、受給者に対する2021LTI制度に基づく付与手続及び時期を承認した取締役会開催日である。2022LTI制度においては、付与日は2022年9月21日、受給者に対する2022LTI制度に基づく付与手続及び時期を承認した取締役会開催日である。

株式部分の取得原価は、付与された資本性金融商品の公正価値に基づいて算定され、権利確定期間にわたって株主持分の準備金を通じて認識される。

当社グループが純損益を通じて認識した費用の総額は、2022年度は11百万ユーロ（2021年度では9百万ユーロ）である。

2019LTI制度、2020LTI制度、2021LTI制度、又は2022LTI制度に関する終了又は改訂はない。

注記37. 関連当事者

関連当事者は、IFRSの規定及び該当するConsobの措置に基づき特定される。

当社が行う子会社との取引は主に、サービスの提供、財源の調達及び採用、保険による補償、人事の管理及び組織、法務及び法人向けサービス、並びに税務及び管理業務の計画及び調整を伴うものである。

いずれの取引も日常業務の一環として行われ、当社の利益を考えて実行され、かつ第三者間取引ベース、すなわち独立した立場の当事者間で締結された契約と同じ市場条件で、決済される。

最後に、当社グループのコーポレート・ガバナンス規定、詳しくは当社ウェブサイト（www.enel.com）で入手できる企業統治及び保有構造により、関連当事者取引が透明性をもって、手続的にも実質的にも適正に行われるよう徹底するための条件が定められている。

IAS第24号の下に規定される取締役、法定監査役会構成員、ジェネラル・マネジャー及び経営幹部の報酬に係る開示に関しては、以下の表を参照のこと。

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減	
取締役会構成員、法定監査役会構成員、及びジェネラル・マネジャーの報酬				
短期従業員給付	5	5	-	-
その他の長期給付	1	1	-	-
合計	**6**	**6**	-	-

百万ユーロ

	2022年度	2021年度	増減	
経営幹部の報酬				
短期従業員給付	13	13	-	-
その他の長期給付	2	4	(2)	-50.0%
合計	**15**	**17**	**(2)**	**-11.8%**

2010年11月、当社の取締役会は、当社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実行に関する統制手続（関連当事者との取引におけるエネル手続）を承認した。当該統制手続（https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-partie 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。

SACEにより保証された信用枠 - 関連当事者との取引に係るCONSOB規則第13条第3項（c）（ii）号により規定された開示義務

関連当事者との取引向けエネル手続（エネル手続）の2010年3月12日付け改正Consob規則第17221号（Consob規制）第13条第3項（c）（ii）及び第13.4条（c）（ii）の下で定める開示義務に従い、当社はここに、通常の性格を有し、市場で同等又は標準的な条件で完了する「より重要な」取引に該当する2022年度に行われた関連当事者との取引を開示する。具体的には、2022年12月23日、当社は、Banco BPM SpA、BPER Banca SpA、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Intesa Sanpaolo SpA及びUniCredit SpAで構成される金融機関プールとの間で、SACE SpAにより保証された額面金額の上限70%である12,000百万ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティの形での融資契約を締結した。

当該信用枠及び関連する保証は、エネルギー市場に係る取引においてイタリアで事業する当社グループ会社（特にEnel Global Trading SpA）の担保要件の資金調達を目的とし、2022年7月15日付け法令第91号で批准された2022年5月17日付け政令法第50号第15条（いわゆる「援助政令」）により想定されている保証の形で提供される会社の流動性を支援するための暫定措置の一部である。

当社、Cassa Depositi e Prestiti SpA及びSACE SpAはイタリア経済財政省の共同支配下にある会社という事実から、当該全取引は関連当事者との取引に該当する。上述金額を（そして特に、保証の価値を踏まえて）考慮すると、「より重要な」関連当事者間取引に該当する。当該取引は、市場で同等又は標準的な条件で完了する通常の取引として、Consob規則第13条第3項（c）及びエネル手続第13.4条（c）に従い、適用除外を適用して完了した。

特に、当該取引は、特にその目的、反復及び同等の規模及び取引先の性質を考慮し、当社を筆頭とする当社グループの「事業に関連する金融活動」の通常の行使と関連するものである。さらに、当該取引に適用される主な条件は援助政令法第15条に準拠している。責任を負う融資の部分において、Cassa Depositi e Prestiti SpAは、他の銀行により適用されるものと同じ条件を当社に適用している。

グループ会社と関連当事者との間の商業上、財務上その他の関係をまとめた表は以下のとおりである。

商業及びその他の取引

2022年度

百万ユーロ	営業債権	営業債務	費用		収益	
			財	サービス	財	サービス
	2022年12月31日現在		2022年度		2022年度	
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
Edistribución Redes Digitales SLU	8	1	-	-	-	7
e-distribuzione SpA	60	93	-	-	-	22
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	1	-	-	-	-	-
Endesa Energía SA	2	-	-	-	-	1
Endesa Generación SA	4	-	-	-	-	3
Endesa Medios Y Sistemas SLU	2	-	-	-	-	2
Endesa Operaciones Y Servicios Comerciales SLU	1	-	-	-	-	-
Endesa SA	13	1	-	-	-	7
Enel Américas SA	6	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	93	1	-	-	-	27
Enel Chile SA	24	-	-	-	-	3
Enel Colombia SA Esp	2	-	-	-	-	1
Enel Distribución Chile SA	5	-	-	-	-	-
Enel Distribución Perú SAA	3	-	-	-	-	2
Enel Energie SA	2	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	105	124	-	-	-	8
Enel Energie Muntenia SA	2	-	-	-	-	-
Enel Finance America LCC	2	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	5	-	-	-	-	-
Enel Generación Costanera SA	2	-	-	2	-	2
Enel Generación Perú SA	2	-	-	-	-	1
Enel Global Services Srl	12	78	-	83	-	1
Enel Global Thermal Generation Srl	1	1	-	-	-	1
Enel Global Trading SpA	5	15	-	-	-	1
Enel Green Power Chile SA	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power España SLU	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power Hellas SA	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power India Private Limited	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	2	212	-	-	-	3
Enel Green Power North America Inc.	10	-	-	-	-	6
Enel Green Power Romania Srl	1	1	-	-	-	-
Enel Green Power Rus LLC	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	9	8	-	3	-	3
Enel Grids Srl	4	50	-	3	-	1
Enel Iberia SRLU	-	6	-	5	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	5	-	5	-	-
Enel Italia SpA	1	19	-	30	-	-
Enel North America Inc.	4	1	-	-	-	2
Enel Produzione SpA	155	115	-	-	-	3
Enel Romania Srl	4	3	-	-	-	1
Enel Servicii Comune SA	2	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	(1)	6	-	-	-	-
Enel Trading Argentina Srl	1	-	-	-	-	1
Enel X Brasil SA	1	-	-	-	-	-
Enel X Italia SpA	1	7	-	-	-	1
Enel X International Srl	9	-	-	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	12	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	1	-	-	-	-	1

Enel X Srl	3	21	-	2	-	6
Enel X Way Srl	4	4	-	1	-	4
Enel X Way Italia Srl	-	6	-	-	-	1
E-Distribuție Banat SA	7	-	-	-	-	1
E-Distribuție Dobrogea SA	3	-	-	-	-	-
E-Distribuție Muntenia SA	10	-	-	-	-	1
Gas y Electricidad Generación SAU	1	-	-	-	-	-
Gridspertise Srl	-	15	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	4	1	-	-	-	-
RusenErgoSbyt LLC	13	-	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	1	38	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	13	-	-	-	-	1
Società Elettrica Trigno Srl	1	-	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	(1)	1	-	-	-	-
Vektör Enerjí Üretím A.Ş.	8	-	-	-	-	-
小計	**644**	**845**	**-**	**134**	**-**	**129**

その他の関連会社						
Fondazione Centro Studi Enel	2	-	-	-	-	2
Gestore dei servizi energetici SpA	1	-	-	-	-	-
小計	**3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
合計	**647**	**845**	**-**	**134**	**-**	**131**

2021年度

百万ユーロ	営業債権	営業債務	費用		収益	
			財	サービス	財	サービス
	2021年12月31日現在		2021年度		2021年度	
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
Celg Distribuição SA	1	-	-	-	-	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Codensa SA ESP	1	-	-	-	-	2
Edistribución Redes Digitales SLU	7	1	-	-	-	5
e-distribuzione SpA	102	49	-	-	-	25
Emgesa SA	1	-	-	-	-	1
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	1	-	-	-	-	1
Endesa Energía SA	3	2	-	-	-	2
Endesa Generación SA	2	1	-	-	-	3
Endesa Medios Y Sistemas SLU	1	-	-	-	-	1
Endesa Operaciones Y Servicios Comerciales SLU	-	-	-	-	-	1
Endesa SA	10	1	-	-	-	7
Enel Américas SA	69	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	69	1	-	-	-	27
Enel Chile SA	11	-	-	-	-	3
Enel Distribución Chile SA	5	-	-	-	-	2
Enel Distribución Perú SAA	3	-	-	-	-	2
Enel Energia SA de Cv	1	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	431	-	-	-	-	8
Enel Energie Muntenia SA	1	-	-	-	-	1
Enel Finance America LCC	2	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	4	-	-	-	-	3
Enel Generación Costanera SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Perú SA	2	-	-	-	-	1
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	7	22	-	19	-	4
Enel Global Services Srl	12	86	-	66	-	1
Enel Global Thermal Generation Srl	-	3	-	1	-	1
Enel Global Trading SpA	5	9	-	-	-	1
Enel Green Power Chile SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SLU	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Hellas SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power India Private Limited	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	4	9	-	-	-	4
Enel Green Power North America Inc.	5	-	-	-	-	3
Enel Green Power Romania Srl	1	1	-	-	-	-
Enel Green Power Rus LLC	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	3	13	-	3	-	2
Enel Iberia SRLU	300	6	-	5	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	4	-	6	-	-
Enel Italia SpA	4	20	-	28	-	3
Enel North America Inc.	7	1	-	-	-	2
Enel Produzione SpA	59	62	-	-	-	4
Enel Romania Srl	4	3	-	3	-	1
PJSC Enel Russia	9	-	-	-	-	2
Enel Servicii Comune SA	1	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	1	4	-	-	-	1
Enel Trading Argentina Srl	1	-	-	-	-	-
Enel X Financial Services Srl	-	4	-	-	-	-
Enel X Italia SpA	11	3	-	-	-	-

Enel X Mobility Srl	-	3	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	1	-	-	-	-	-
Enel X Srl	5	3	-	-	-	5
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
E-Distribu□ie Banat SA	6	-	-	-	-	-
E-Distribu□ie Dobrogea SA	3	-	-	-	-	-
E-Distribu□ie Muntenia SA	9	-	-	-	-	1
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-
Gridspertise Srl	4	-	-	-	-	-
RusenErgoSbyt LLC	1	-	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	180	32	-	-	-	2
Slovenské elektrárne AS	13	-	-	-	-	1
Società Elettrica Trigno Srl	-	1	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	1	-	-	-	-
Vektör Enerjí Üretím A□	8	-	-	-	-	-
小計	**1,405**	**345**	**-**	**131**	**-**	**137**

その他の関連会社						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Fondazione Centro Studi Enel	2	-	-	-	-	1
Gestore dei servizi energetici SpA	1	-	-	-	-	-
小計	**3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
合計	**1,408**	**345**	**-**	**131**	**-**	**139**

財務関係

2022年度

百万ユーロ	貸付金	借入金	保証	費用	収益	配当金
	2022年12月31日現在			2022年度		
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
Concert Srl	-	3	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	3,588	-	9	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade De São Paulo SA	-	-	183	-	-	-
Endesa Generación SA	-	-	2,000	-	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	6	-	-	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	99
Enel Brasil SA	124	-	2,389	-	20	-
Enel Chile SA	-	-	289	-	-	28
Enel Colombia SA ESP	2	-	291	-	1	-
Enel Energia SpA	-	-	483	-	1	-
Enel Energie SA	-	-	-	1	-	-
Enel Finance America LLC	-	-	4,887	-	2	-
Enel Finance International NV	2	21,096	57,737	326	84	-
Enel Global Services Srl	164	4	11	7	3	-
Enel Global Thermal Generation Srl	39	-	15	-	1	-
Enel Global Trading SpA	577	893	2,855	740	539	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	4	-	219	1	4	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	1	-	-	-
Enel Green Power Colombia SAS	-	-	-	-	1	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	8	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	594	-	1	-
Enel Green Power India Private Limited	-	-	-	-	1	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	381	-	1	-
Enel Green Power Matimba NewCo 1 Srl	-	1	-	2	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	80	-	700	-	11	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	-	-	1	-	-
Enel Green Power Perú SAC	11	3	384	12	9	-
Enel Green Power Romania Srl	1	-	114	-	-	-
Enel Green Power Rsa (Pty) Ltd	-	-	-	-	3	-
Enel Green Power Rus LLC	-	-	50	-	-	-
Enel Green Power South Africa	45	-	666	-	3	-
Enel Green Power SpA	472	9	493	19	16	-
Enel Grids Srl	52	-	17	-	5	-
Enel Holding Finance Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	648
Enel Innovation Hubs Srl	-	3	1	-	-	16
Enel Insurance NV	-	244	188	-	1	-
Enel Investment Holding BV	-	1	-	-	-	-
Enel Italia SpA	640	124	10,107	353	221	7,970
Enel North America Inc.	39	-	18,384	-	40	-
Enel Produzione SpA	-	-	1,219	-	1	-
Enel Sole Srl	-	-	259	-	1	-
Enel Trade Energy Srl	1	1	7	-	1	-
Enel X Australia (Pty) Ltd	-	-	5	-	-	-
Enel X international Srl	-	9	-	-	1	-
Enel X Italia Srl	-	-	14	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	-	45	-	-	-
Enel X North America Inc.	1	-	81	-	1	-
Enel X Polska Sp. zo.o.	-	-	14	-	-	-

Enel X Srl	737	-	1	-	11	-
Enel X UK Limited	-	-	18	-	-	-
Enel X Way Srl	104	-	11	5	1	-
Enel X Way Italia Srl	16	-	1	-	-	-
Enelpower Srl	-	36	-	-	-	-
Generadora Montecristo SA	-	-	2	-	-	-
Gridspertise Srl	-	-	9	8	6	-
Nuove Energie Srl	28	-	85	-	2	-
Parque Eólico Pampa SA	1	-	-	-	-	-
RusenErgoSbyt LLC	-	-	-	-	-	9
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1,185	-	4	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	-	-	-	1	-
合計	**3,140**	**22,428**	**109,997**	**1,475**	**1,007**	**8,770**

2021年度

百万ユーロ	貸付金	借入金	保証	費用	収益	配当金
	2021年12月31日現在			2021年度		
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	3,960	-	8	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	303
Enel Brasil SA	103	-	2,204	-	3	-
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	168
Enel Energia SpA	-	-	809	-	2	-
Enel Energie Muntenia SA	-	-	-	-	-	6
Enel Energie SA	-	-	-	-	-	2
Enel Finance America LLC	-	-	3,035	-	2	-
Enel Finance International NV	1	24,247	45,640	215	66	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	300	-	7	-	1	-
Enel Global Services Srl	204	1	5	5	3	-
Enel Global Thermal Generation Srl	52	-	11	-	1	-
Enel Global Trading SpA	4,471	39	2,422	355	197	86
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	2	-	37	-	1	-
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	-	-	-	-	18	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	1	-	-	-
Enel Green Power Colombia SAS	2	-	315	-	2	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	8	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	1	1	-	1	2	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	60	-	1	-
Enel Green Power India Private Limited	-	-	149	-	1	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	472	-	2	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	68	-	964	4	25	-
Enel Green Power Panamá Srl	-	-	5	-	-	-
Enel Green Power Perú SAC	11	-	87	-	6	-
Enel Green Power Romania Srl	1	-	117	-	-	-
Enel Green Power Rsa (Pty) Ltd	39	-	104	-	7	-
Enel Green Power Rus LLC	-	-	-	-	1	-
Enel Green Power South Africa	-	-	843	-	-	-
Enel Green Power SpA	254	-	555	13	14	-
Enel Holding Finance Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	1,175
Enel Innovation Hubs Srl	-	21	1	-	-	-
Enel Insurance NV	-	250	94	-	-	-
Enel Investment Holding BV	-	2	-	-	-	-
Enel Italia SpA	1,417	8	3,496	110	68	2,609
Enel North America Inc.	35	-	14,557	-	34	-
Enel Produzione SpA	-	-	651	-	1	-
Enel Rinnovabili Srl	-	-	-	-	-	25
Enel Sole Srl	-	-	284	-	1	-
Enel Trade Energy Srl	-	-	4	-	-	-
Enel X Australia Pty Ltd	-	-	3	-	-	-
Enel X International Srl	47	-	-	-	-	-
Enel X Italia SpA	-	-	16	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	-	53	-	-	-
Enel X North America Inc.	-	-	36	-	-	-
Enel X Polska Sp. zo.o.	-	-	15	-	-	-
Enel X Srl	280	-	1	-	2	-
Enel X UK Limited	-	-	15	-	-	-

Enelpower SpA	-	37	-	-	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	5	-	-	-
E-Distribuție Banat SA	-	-	-	-	-	8
E-Distribuție Muntenia SA	-	-	-	-	-	27
Generadora Montecristo SA	-	-	2	-	-	-
Gridspertise Srl	-	5	29	-	-	-
Nuove Energie Srl	21	-	85	6	-	-
Open Fiber SpA	-	-	-	-	1	-
Parque Eólico Pampa SA	1	-	-	-	15	-
PH Chucas SA	-	-	-	-	-	-
RusenErgoSbyt LLC	-	-	-	-	-	41
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1,193	-	5	-
合計	**7,310**	**24,614**	**82,350**	**709**	**490**	**4,450**

財政状態計算書、損益計算書及びキャッシュ・フローの関連当事者との取引の影響を示す表は以下のとおりである。

財政状態計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合%	合計	関連当事者	割合%
	2022年12月31日現在			2021年12月31日現在		
資産						
デリバティブ - 非流動	349	35	10.0%	753	153	20.3%
その他の非流動資産	81	69	85.2%	99	87	87.9%
営業債権	294	295	-	275	276	-
デリバティブ - 流動	390	86	22.1%	60	23	38.3%
その他の流動金融資産	3,480	3,019	86.8%	8,257	7,134	86.4%
その他の流動資産	584	283	48.5%	1,063	1,045	98.3%
負債						
長期借入金	18,196	12,407	68.2%	25,572	18,739	73.3%
デリバティブ - 非流動	663	163	24.6%	1,300	26	2.0%
その他の非流動負債	24	8	33.3%	30	8	26.7%
短期借入金	8,752	8,362	95.5%	6,563	5,625	85.7%
一年以内返済予定長期借入金	1,430	1,333	93.2%	216	118	54.6%
営業債務	155	97	62.6%	167	117	70.1%
デリバティブ - 流動	178	69	38.8%	131	37	28.2%
その他の短期金融負債	238	94	39.5%	227	71	31.3%
その他の流動負債	2,873	740	25.8%	2,785	220	7.9%

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%
	2022年度			2021年度		
収益	133	131	98.5%	1,769	139	7.9%
サービス、賃借及びリース	206	133	64.6%	197	130	66.0%
その他の営業費用	27	1	3.7%	14	1	7.1%
株主持分投資から生じた収益	8,770	8,770	100.0%	4,451	4,450	100.0%
デリバティブから生じた金融収益	2,131	627	29.4%	1,073	253	23.6%
その他の金融収益	432	380	88.0%	240	237	98.8%
デリバティブから生じた金融費用	1,960	1,166	59.5%	891	506	56.8%
その他の金融費用	787	309	39.3%	869	203	23.4%

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%
	2022年度			2021年度		
営業活動による／（に用いた）キャッシュ・フロー (1)	8,689	1,594	18.3%	6,757	632	9.4%
投資活動による／（に用いた）キャッシュ・フロー	(1,647)	(1,602)	-97.3%	(9,739)	9,669	-99.3%
財務活動による／（に用いた）キャッシュ・フロー (1)	(3,126)	1,757	-54.6%-	1,807	3,088	-

(1)ハイブリッド債保有者に支払われる利札額は、2021年度個別財務書類で公表されたものとは異なって表示されている。

注記38. 政府補助金 - 法令第124／2017第1条第125 - 129項に基づく開示

法令第124／2017号第1条第125 - 129項（その後の修正を含む）に従い、以下にイタリアの公的機関又は団体から受領した助成金、及び当社による会社、個人、官民事業体への寄付の情報は以下のとおりである。開示は、（ｉ）イタリアの公的機関／州機関からの助成金（ii）イタリアに所在する又はイタリアで設立された官民組織に対する当社の寄付、からなる。

以下の開示は、2022年中に、複数回の金融取引を通じて行われた場合でも、同一の委譲者/寄贈者からの10,000ユーロを超える支払があった場合を含んでいる。これらは、現金ベースで認識される。

2019年2月11日付け法令第12号で批准された2018年12月14日付け政令法第135号第3条の4の規定に従って、受領した補助金においては、2012年12月24日付け法令第234号第52条に言及されている国家補助登録簿に記載されている情報を参照のこと。
関連する寄付について、重要性ある詳細は以下のとおりである。

ユーロ

受益者	金額	寄付の詳細
FGS Onlus	50,000	平等機会促進用寄付
European University Institute	100,000	欧州エネルギー問題に係る科学研究向け寄付
Fondazione Centro Studi Enel	100,000	エネル財団助成
Earthrise Trust	10,000	地方開発プロジェクト向け寄付
International Energy Agency	75,000	エネルギー事情学術向け寄付
Comunità Sant'Egidio	43,856	装置寄付
Associazione UISP Unione Italiana Sport per Tutti	28,759	装置寄付
Onlus CESIE	59,594	装置寄付
Onlus Sport Senza Frontiere	16,816	装置寄付
合計	**484,025**	

注記39. 約定債務及び保証

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	増減
保証			
第三者	16	18	(2)
子会社	105,114	82,350	22,764
合計	**105,130**	**82,368**	**22,762**

第三者に付与された保証は、主にCentroamericano de Integración Económica（BCIE）の便宜となる銀行保証15百万ユーロで、2017年度にEnel South America Srlの当社に統合した後に付与されたものである。
子会社の代理として発行したその他の保証は以下を含む。

- 欧州及び他の国際市場で発行された債券を担保するため、Enel Finance International NVの代理で発行した50,492百万ユーロ
- 事業計画の下での新規プロジェクトの進展のために様々な再生可能エネルギー会社の代理で発行した23,664百万ユーロ
- ユーロ建てコマーシャル・ペーパー・プログラムを担保するためにEnel Finance International NVの代理で発行された7,245百万ユーロ
- e-distribuzione SpA、Enel Produzione SpA、Enel Italia SpA、Enel Green Power SpA、Enel Chile SA、 Enel Green Power Italia Srl、Enel Green Power Perú SAC、Eletropaulo Metropolitana Eletricidade De São Paulo SA、 Enel Sole Srl及びEnel X Mobility Srlへの融資の保証向けに欧州投資銀行（EIB）に発行した4,313百万ユーロ
- 米国市場でのコマーシャル・ペーパー及び社債発行プログラムを担保するために米国企業のEnel Finance America LLCの代理で発行した4,887百万ユーロ
- Enel Grid Efficiency II融資を受けたe-distribuzione SpAの代理としてCassa Depositi e Prestitiのために発行した1,407百万ユーロ
- 電力購入契約の下の義務においてServizio Elettrico Nazionaleの代理でエネル・エスピーエーが個人買主に発行した1,150百万ユーロ

＞ 組織的従業員削減プラン（法令第92/2012号第4条）への参加を選択した従業員を有するグループ会社の代理としてINPSに発行した897百万ユーロ

＞ Enel Global Trading SpA及びEnel Produzione SpAの代理でEnergy Markets Operatorを保証した銀行のための逆保証として1,730百万ユーロ

＞ 送電サービス契約に関し、e-distribuzione、Enel Global Trading SpA、Enel Produzione SpA、Enel X Italia Srl、Enel Green Power Italia Srl、Enel Energia SpA及びEnel Global Thermal Generation Srlの代理でTernaに発行した1,077百万ユーロ

＞ ガス輸送容量においてEnel Global Trading SpA、Enel X Italia Srl、Enel Produzione SpA、Enel Energia SpA及びNuove Energie Srlの代理でSnam Rete Gasに発行した569百万ユーロ

＞ グループVAT メカニズムへの参加を担保するためにEnel Produzione SpAの代理で税務当局に発行した67百万ユーロ

＞ 電力購入においてEnel Global Trading SpAの代理でRWE Supply&Trading GmbHに発行した50百万ユーロ

＞ 電力市場取引においてEnel Global Trading SpAの代理でE.ON Energy Tradingに発行した50百万ユーロ

＞ 賃貸契約に基づく義務の履行の下でEnel Italia SpAの代理でExcelsia Noveに発行した36百万ユーロ

＞ 親会社が子会社の代理で行う財務支援活動の一環として様々な受益者に発行した7,480百万ユーロ

2021年12月31日と比較し、子会社の代理で発行したその他の抵当及び保証の増加は、主に当社グループの財務戦略、連結負債のリファイナンス戦略、及びユーロでの保証におけるドルに対する当該通貨の為替相場の動向の一環としての債券の発行によるものである。

具体的には、2022年度にEnel Finance International NVは、ユーロ債市場に2件の持続可能連動債（各々持続可能連動債2,750百万ユーロ及び持続可能連動債1,000百万ユーロ）、米国及び国際市場に機関投資家向けシングル・トランシェ英ポンド建て持続可能連動債合計750百万英ポンド（900百万ユーロ相当）、及びマルチ・トランシェ持続可能連動債3,500百万米ドル（約3,300百万ユーロ相当）を投入し、全て当社により保証されている。

当該課題は、温室効果ガス直接排出量の削減（スコープ1）に関するエネルの持続可能目標の達成に連動するもので、国連の持続可能な開発目標（SDG）13（気候変動に具体的な対策を）に貢献し、そして当社グループの持続可能性連動融資枠組みに沿うものである。

当該戦略計画に沿って、新たな持続可能性連動債券マルチ・トランシェの発行は、2024年度に65%前後、2030年度に70%超と設定された当社グループの総債務合計に係る持続可能な資金源に関する当社グループ目標の達成に貢献するものである。

親会社としての立場における当社は、主に債権譲渡において、複数のグループ会社に許可状を供与している。

注記40. 偶発資産及び負債

Enel、Enel Energia、及びServizio Elettrico Nazionaleに対する反トラスト訴訟 - イタリア

2017年5月11日、競争当局は支配的地位の濫用容疑においてエネル・エスピーエー（当社）、Enel Energia SpA（EE）及びServizio Elettrico Nazionale SpA（SEN）に対して訴訟手続の開始とともに同時に検査を実施すると発表した。当該訴訟手続は、イタリア・エネルギー卸売業及び取引業協会（AIGET）、Green Network SpA （GN）及び多数の個人消費者からの告訴の申立に基づいて開始された。

2018年12月20日、競争当局は最終裁定を下し、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第102条に抵触したとして三社に約93百万ユーロの罰金を課した。

主な争点である行為は（特にEEの利益のための）三社による支配的地位の濫用の存在で、SENの消費者によって与えられたプライバシーの同意を利用し、競合する他社を犠牲にしたとされている。当該手続を開始するための措置によってなされたその他の申立てに関連して、GNから報告された物理的な拠点（エネル・ポイント及びエネル・ポイント・パートナー・ショップ）での販売活動及び奪還方針に関して、競争当局は、エネル・グループ会社側のいかなる濫用行為についても予備的な調査結果は充分な証拠を提供していないとの結論に達した。

当該関係会社はLazio地方行政裁判所に競争当局の措置に異議を申立て、2019年10月17日SEN及びEEによる上訴申立てを部分的に支持され、濫用の期間を短縮し、裁定で特定された要件に従って罰金を再計算するよう当該当局に要請した。2019年11月27日付の措置により、競争当局は再計算された罰金を27,529,786.46ユーロとした。

地方行政裁判所の判決に対して国務院に異議を申立て、同院は、2020年7月20日の命令により判決を保留し、本件に適用されるべき「支配的地位の濫用」の概念の解釈を明確にすることを目的とする多くの論点をまとめ、TFEU第267条に基づき当該論点を欧州連合司法裁判所（CJEU）に予備判決に向け付託するよう命じた。

2022年5月12日の裁定により、CJEUは要請された解釈を提供し、続いて2022年12月1日、国務院はCJEUにより定められた指針の適用にて、競争当局により課された罰金を全面的に無効とし、会社により表明された主張を支持し、地位濫用の発生を否定した。

BEGに関する訴訟 - イタリア、フランス、オランダ、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年の大審院による支持を受け、Enelpowerがアルバニアの水力発電所建設に関する契約に抵触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は子会社のAlbania BEG Ambient Shpk（ABA）を通じて行動し、当該案件に関してアルバニアのEnelpower及びエネル・エスピーエー（当社）を相手取り訴訟を起こし、2009年3月24日にTirana地方裁判所から判決を得た。当該判決はアルバニアの大審院が支持し、Enelpower及び当社に2004年の約25百万ユーロの不法損害賠償、及びその後数年間の不法な損害賠償を支払うよう命じたものである。当該判決を受けて、Albania BEG Ambientは430百万ユーロ以上の支払を要求した。

2016年11月5日、当社及び Enelpowerは、2009年3月24日にTirana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。訴訟手続は未定である。

2022年3月7日付けRome 控訴院の判決で、Rome裁判所で当社及びEnelpowerにより着手されたさらなる訴訟手続は、前述のABA子会社の発議を通じてEnelpowerの有利にイタリアで下された仲裁判断を迂回させたBEGの責任の承認を求めて終結された。当該判決をもってRome控訴院は2015年6月16日Rome裁判所で下された第一審判決を支持し、手続における嘆願を棄却した。

2021年5月20日、欧州人権裁判所（ECHR）は、BEGがイタリア国に対して提起した欧州人権条約第6.1条違反の申立てを裁決した。当該決定により、裁判所は、上記仲裁手続の再開を求めるBEGの請求を棄却し、また係争中の行為との因果関係がないことを理由に約1,200百万ユーロの金銭的損害に関するBEGの請求を棄却し、非金銭的損害における15,000.00ユーロのみを認めた。

にもかかわらず、2021年12月29日、BEGは、当社及びその法律顧問が根拠がなく見せかけであるとみなす訴訟により、ECHR判決の結果として約1,800百万ユーロの不法責任に対する損害賠償を要求するために、Milan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は当社及びEnelpowerの連帯責任も主張している。2022年6月14日付け命令をもって、Milan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、BEGは2022年10月14日の法定期限内にRome裁判所に命令に対して応対しなかったため、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。最初の審理は2023年5月9日である。当社は、以前と同様の訴訟のように、全くもっと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。

2009年3月24日付けTirana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

フランス

2012年2月、ABAはパリの大審裁判所（TGI）に当社及びEnelpower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。当社及びEnelpower SpAは当該訴えに異議を申立てた。

TGIでの審理の開始を受けて、ABAのために、Enel Franceは2012年から2013年の間に多数の債権を事前差押命令に服した。これはEnel Franceに対する当社の営業債権を差し押さえること（*Saisie Conservatoire de Créances*）が目的である。

2018年1月29日、TGIは当社及びEnelpower勝訴の裁定を言い渡し、執行認可を与える目的のためには、フランス法の下で要件が欠如していることを理由に、ABAによるTirana裁判所の判決のフランスにおける承認及び執行の申立てを退けた。とりわけ、TGIは以下のように裁定した。(i) アルバニアにおける判決は既存の裁定（2002年仲裁裁定）と相反しており、(ii) BEGがイタリアにおける仲裁手続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、2021年5月4日の裁定により、Paris控訴院はABAの控訴を全面的に棄却し、TGIにより2002年において判決された仲裁裁定にアルバニア裁定の不適合を全面的に支持し、訴訟費用として当社及びEnelpowerに各々200,000.00ユーロを返済するよう命じた。
2021年6月21日、ABAはParis控訴院の裁定に対して大審院に上告した。当社及びEnelpowerは出廷し、本件の最終的な審理は2023年3月28日に予定されている。
エネルは、ABAに与えられ、控訴判決の結果もはや有効ではない事前差押の解除を得るべく別の手続を開始した。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に対して合計約146,000ユーロの損害賠償及び訴訟費用の支払を命じた。ABAは上記の解除命令に異議を申立て、予防措置としてその中断を求めた。2022年11月23日事前差押解除措置の中断要請は棄却され、控訴院で控訴が続いている。同時に、エネルは債権回収に向けた必要な措置を講じている。

オランダ
2014年7月末の時点で、ABAはAmsterdam裁判所に提訴し、オランダにおいて執行可能と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、2018年7月17日付け判決において、Amsterdam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Enelpowerの不法な責任とされたアルバニアにおける紛争の実体に係る裁定をオランダ裁判所に求めた。2019年12月3日、Amsterdam控訴院は、2016年6月29日の事実審裁判所判決を全面的に破棄する決定を下し、ABAが行った全ての請求を棄却し、オランダにおけるアルバニア裁定の承認及び執行の棄却を確認した。当該裁判所は、ABAの従属的請求に関する管轄権を肯定し、アルバニア法に基づく事件の本案について再分析した結果、当社及びEnelpowerの不法な責任は認められないとの判断を下した。控訴審の判決の結果として、当社及びEnelpowerはABAに対していかなる支払義務はなく、ABAは、控訴院から、実際に保守的な違法な押収によって生じた損失を特定の手続の一部として見積り、事実審及び控訴審に係る費用を両社に補償するよう命じられた。
2021年7月16日、最高裁判所は、ABAの控訴審判決の不服申立てを全面的に棄却し、裁判費用の償還を命じた。以上をもって控訴院の判決が確定した。

ルクセンブルク
ルクセンブルクにおいても、ABAの主導により、J.P. Morgan Bank Luxembourg SA は、銀行に関する当社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Tirana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。

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つの訴訟手続を開始したが、いずれも2018年2月23日及び2月26日に当社及びEnelpowerに有利な判決を下しており、アイルランドとニューヨーク州で係属中の訴訟はない。

Kinoの仲裁申請‐メキシコ

2020年9月16日、Kino Contractor SA de Cv（Kino Contractor）、Kino Facilities Manager SA de Cv（Kino Facilities）及びエネル・エスピーエー（当社）は、Parque Solar Don José SA de Cv、Villanueva Solar SA de Cv及びParque Solar Villanueva Tres SA de Cv（「プロジェクト会社」と総称）から、仲裁手続を申立てた三社が所有するソーラープロジェクトに関する契約である、 (i) Kino ContractorによるEPC契約の一部の条項の違反、及び (ii) Kino Facilitiesによる資産管理契約の一部の条項の違反を申立てた仲裁要請の通知を受けた。

Kino Contractor及びKino Facilitiesが上記契約に基づいて引き受ける債務の保証人である当社も仲裁手続を求められているが、具体的な請求はなされていない。

Enel Green Power SpAが非支配株主であるプロジェクト会社は、CDPQ Infrastructura Participación SA de Cv （ケベック州貯蓄投資公庫により支配されている）及びCKD InfrastructuraMéxicoSA de Cv.によって支配されている。両当事者は、仲裁の要請及び被告からの関連する回答の後、さらに準備書面を交わしており、そこでは相手方当事者の金銭請求額が約135百万米ドルに更新しており、一方、Kino Facilitiesは自社の反訴を継続していない。公聴会は2022年10月に開催され、最終段階は現在進行中である。仲裁による裁定は2023年半ばに見込まれている。

注記41. 将来の会計基準

2022年12月31日以降に当社グループにおいて効力を発する会計基準、改訂及び解釈指針の一覧は以下のとおりである。

＞ 2020年1月に公表された「*IAS第1号の改訂‐負債の流動又は非流動への分類*」。当該改訂は、負債の表示に関するIAS第1号の規定に関連するものである。具体的には当該変更は以下の点を明確にしている。

- 流動又は非流動に負債を分類する際に採用する要件であり、決済を延期する事業体の権利の意味、及び、その権利が報告期間末時点で存在していなければならないことが明記されたこと
- 分類は、事業体が負債の決済を延期する権利を行使する時点に関する経営者の意図又は期待の影響を受けないこと
- 報告期間の末日に事業体が融資条件を充たしている場合に限り、たとえ債権者がそれより後まで遵守を確認しなくても、延期する権利が存在すること、及び
- 決済とは、現金、資本性金融商品、その他の資産又はサービスの相手方への移転をいう。

当該改訂は、承認を条件として、2024年1月1日以降に開始する事業年度において発効し、早期適用が認められる。[35]

[35] 2020年7月、2023年1月1日に予定されていた発効日を2024年1月1日に延期する改正が行われた。

＞ 2022年10月に公表された「*IAS第1号の改訂‐特約条項付きの非流動負債*」。IAS第1号は、企業が報告日後12か月の間に決済を繰り延べる権利を有する場合にのみ非流動負債として負債の分類を求めている。当該基準の改訂は、少なくとも12か月間負債の決済を繰り延べる権利が特約条項遵守の対象となっている場合の開示を改善し、報告日現在の流動又は非流動としての負債の分類は、報告日以降に遵守しなければならない特約条項による影響を受けないことを明確にした。
当該改訂は承認されることを条件に2024年1月1日以後に始まる事業年度において発効する。

＞ 2021年2月に公表された「IAS第1号及びIFRS実務記述書第2号の改訂‐会計方針の開示」。当該改訂は、財務書類に開示すべき会計方針の決定の際、企業を支援することを意図している。IAS第1号の改訂は、重要な会計方針ではなく重要な会計方針の情報の開示を要請している。会計方針に係る開示のための重要性の概念の適用方法に係る指針はIFRS実務記述書第2号の改訂に規定されている。当該改訂は2023年1月1日以後に開始する事業年度において発効する。

＞ 2021年2月に公表された「IAS第8号の改訂‐会計上の見積りの定義」。当該改訂は、会社が会計方針の変更と会計上の見積りの変更とを区別する方法を明確にした。会計上の見積りの変更の定義は、「測定の不確実性の影響を受ける財務書類における金額」としての会計上の見積りの定義に置き換えられた。当該改訂は2023年1月1日以後に開始する事業年度において発効する。

＞ 2021年5月に公表された「IAS第12号の改訂‐法人所得税：単一の取引から生じた資産及び負債に係る繰延税金」。当該改訂は、企業に、当初認識時に課税及び控除可能な一時差異を生じさせる取引に係る繰延税金を認識することを求めている。当該改訂は2023年1月1日以後に開始する事業年度において発効する。

＞ 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共同支配企業との間の資産の売却又は拠出」。当該改訂は、投資者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を明確にした。当該基準は、関連会社又は共同支配企業に売却又は拠出された資産が「事業」（IFRS第3号に定義）を構成するかどうかによって会計処理が決まることを確認している。IASBは当該基準改正の発効日を無期限に延期した。

＞ 2017年5月に公表された「IFRS第17号‐保険契約」。当該基準は2023年1月1日以降に開始する事業年度において発効する。

＞ 2022年9月に公表された「IFRS第16号の改訂‐セール・アンド・リースバック取引におけるリース負債」。当該改訂は、売手である借手に、当該手配に関係する資産の従前の帳簿価額に比例して、そして留保された使用権に沿って、リースバックから生じる使用権の測定を求めている。従って、売手である借手は、買手である貸手に譲渡された権利に関連するキャピタル・ゲイン又はロスの金額のみを認識することが認められる。
当該改訂は、リースバックから生じる負債における特定の測定要件を規定していない。しかしながら、当該基準は、指数又はレートに依拠しない変動支払を含めることで、当該負債の当初測定及びその後の測定の示例を含んでいる。当該表示は、IFRS第16号により要求される一般的な会計モデルからの逸脱である。というのも、一般的な会計モデルでは、指数又はレートに依拠しない変動支払は、当該支払の発生を決定づける事象又は状況における期間に純損益を通じて認識される。この観点から、売手である借手は、リース支払を決定するための会計方針を策定し適用しなければならず、留保された使用権の利得又は損失の金額は認識されない。

当該改訂は承認されることを条件に2024年1月1日以後に開始する事業年度において発効する。IAS第8号「会計方針、会計上の見積り及び誤謬」に従って、IFRS第16号の初度適用日後に締結されたセール・アンド・リースバック取引において遡及適用が認められる。

当社グループは、新規定の将来の適用による潜在的な影響について評価を行っている。

注記42. 後発事象

エネルが新たに1,750百万ユーロの永久ハイブリッド債を発行し、発行済みハイブリッド債の一部を借換え

2023年1月9日、当社は、ユーロ建て非転換型劣後永久ハイブリッド債（新債券）元本総額1,750百万ユーロの発行を欧州市場に係る機関投資家向けに開始した。

当該発行は、2022年12月14日付け当社取締役会決議の執行において実行されたものであり、エネルは2023年12月31日までに、永久債を含め、一件以上の非転換型劣後ハイブリッド債、総額上限2,000百万ユーロの発行を承認した。

当該新規発行は、以下の2件のシリーズで構成されている。

- 債券の条件に明記された当社の解散又は清算の事象にのみ支払期限が到来する、固定満期のない非転換型劣後永久ハイブリッド債1,000百万ユーロ。
- 債券の条件に明記された当社の解散又は清算の事象にのみ支払期限が到来する、固定満期のない非転換型劣後永久ハイブリッド債750百万ユーロ。

新債券は、Euronext Dublinとしてアイルランド証券取引所の規制市場に上場される。また、格付会社は新債券にBaa 3／BBB-／BBB-（Moody's／S&P's／Fitch）を格付けし、株主持分の50%に相当する見込みである。

同時に、エネルはまた、現金で買戻す任意公開買付の開始を発表し、その後、新債券から調達した元本額に等しい総元本額で発行済みハイブリッド債2件のシリーズを償還する。すなわち、

i. 2023年8月に最初の払込期日及び利札2.500%の750百万ユーロの資本勘定永久ハイブリッド債の全て

ii. 2023年9月の払込期日及び利札8.750%で、2073年9月満期のハイブリッド債1,250百万米ドル

当該取引全体は、2件の上述ハイブリッド債の借換えを意図しており、2023-2025戦略計画に定めるエネルの財務戦略に沿ったもので、当社の資本構成の恒久層としてハイブリッド債の維持する当社グループの約定を再確認するものである。

ユーロ建て永久ハイブリッド債に係る公開買付けの結果、及び米ドル建てハイブリッド債に係る同時公開買付の上限額の撤廃

2023年1月9日に開始された任意公開買付の終了に伴い、2023年1月18日、エネルは額面総額699,970,000.00ユーロの発行済みユーロ建て永久ハイブリッド債を現金で買い戻すことを発表した。

買い戻し取引の決済は2023年1月20日に行われた。

その後、公開買付の80%を超える金額で残りの債券を買い戻すことができるという「クリーンアップ・コール」に規定された条件を充たし、2023年2月27日に50,049,000.00ユーロの決済が行われ、発行済み債券は全額償還された。

早期公開買付期限日の2023年1月23日までに受領された申込みを受けて、2023年1月18日に発表された米ドル建て債券に係る上限最大引受額（上限最大額）の撤廃の結果として、エネルは、額面総額411,060,000万ドル、決済日が2023年1月26日の米ドル建て債券の有効に申込まれた全ての買付を受入れた。

2023年2月10日、追加決済5,090,278.00ユーロが行われた。

注記43. CONSOB「発行体の規制」第149条の12に規定される監査人の報酬

2022年12月31日現在の当社及びその子会社が、2022年度に独立監査人及びそのサービス・ネットワークに属する事業体に支払った費用は、Consob「発行体の規制」第149条の12の定めるところに従う要約は以下の表のとおりである。

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）
当社		
監査	**内訳**	
	KPMG SpA	0.5
	KPMGネットワーク事業体	-
保証業務	**内訳**	
	KPMG SpA	2.1
	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	-
小計		**2.6**
当社の子会社		
監査	**内訳**	
	KPMG SpA	4.3
	KPMGネットワーク事業体	7.9
保証業務	**内訳**	
	KPMG SpA	1.3
	KPMGネットワーク事業体	1.1
その他サービス	**内訳**	
	KPMG SpA	0.1
	KPMGネットワーク事業体	0.1
小計		**14.8**
合計		**17.4**

前へ　次へ

Consolidated financial statements

Consolidated Income Statement

Millions of euro	Notes	2022	of which with related parties	2021 (1)	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	11.a	135,653	12,939	81,900	7,010
Other income	11.b	4,864	389	3,819	6
	[Subtotal]	**140,517**		**85,719**	
Costs					
Electricity, gas and fuel	12.a	96,896	27,880	47,702	13,826
Services and other materials	12.b	20,228	3,800	19,240	3,152
Personnel expenses	12.c	4,570		5,140	
Net impairment/(reversals) on trade receivables and other receivables	12.d	1,278		1,175	
Depreciation, amortization and other impairment losses	12.e	7,447		8,507	
Other operating costs	12.f	4,685	581	1,968	218
Capitalized costs	12.g	(3,415)		(3,041)	
	[Subtotal]	**131,689**		**80,691**	
Net results from commodity contracts	13	**2,365**	50	**2,523**	24
Operating profit		**11,193**		**7,551**	
Financial income from derivatives	14	3,118		2,717	
Other financial income	15	3,430	154	1,862	138
Financial expense from derivatives	14	3,414		1,256	
Other financial expense	15	5,880	34	6,067	32
Net income/(expense) from hyperinflation	15	290		20	
Share of profit/(loss) of equity-accounted investments	16	4		571	
Pre-tax profit		**8,741**		**5,378**	
Income taxes	17	3,523		1,620	
Profit from continuing operations		**5,218**		**3,758**	
Attributable to owners of the Parent		3,637		3,097	
Attributable to non-controlling interests		1,581		661	
Profit/(Loss) from discontinued operations	6	**(2,298)**		**99**	
Attributable to owners of the Parent		(1,955)		92	
Attributable to non-controlling interests		(343)		7	
Profit for the year (owners of the Parent and non-controlling interests)		**2,920**		**3,857**	
Attributable to owners of the Parent		1,682		3,189	
Attributable to non-controlling interests		1,238		668	
Earnings per share	18				
Basic earnings per share	18				
Basic earnings per share		*0.15*		*0.31*	
Basic earnings per share from continuing operations		*0.35*		*0.30*	
Basic earnings/(loss) per share from discontinued operations		*(0.20)*		*0.01*	
Diluted earnings per share	18				
Diluted earnings per share		*0.15*		*0.31*	
Diluted earnings per share from continuing operations		*0.35*		*0.30*	
Diluted earnings/(loss) per share from discontinued operations		*(0.20)*		*0.01*	

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Statement of Consolidated Comprehensive Income

Millions of euro	Notes	2022	2021 (1)
Profit for the year		**2,920**	**3,857**
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		(1,677)	(735)
Change in the fair value of hedging costs		(70)	194
Share of the other comprehensive expense of equity-accounted investments		233	(645)
Change in the fair value of financial assets at FVOCI		(44)	11
Change in translation reserve		944	(85)
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		(63)	6
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		303	29
Change in the fair value of equity investments in other companies		13	-
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		21	1
Total other comprehensive expense for the year	37	**(340)**	**(1,224)**
Comprehensive income/(expense) for the year		**2,580**	**2,633**
Attributable to:			
- owners of the Parent		1,658	2,562
- non-controlling interests		922	71

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022). Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Statement of Consolidated Financial Position

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2022	of which with related parties	at Dec. 31, 2021	of which with related parties
ASSETS					
Non-current assets					
Property, plant and equipment	19	88,521		84,572	
Investment property	22	94		91	
Intangible assets	23	17,520		18,070	
Goodwill	24	13,742		13,821	
Deferred tax assets	25	10,925		11,034	
Equity-accounted investments	26	1,281		704	
Non-current financial derivative assets	27	3,970	-	2,772	*14*
Non-current contract assets	28	508		530	
Other non-current financial assets	29	8,359	*1,885*	5,704	*1,120*
Other non-current assets	31	2,486	-	3,268	*119*
	[Total]	**147,406**		**140,566**	
Current assets					
Inventories	33	4,853		3,109	
Trade receivables	34	16,605	*1,563*	16,076	*1,321*
Current contract assets	28	106		121	
Tax assets		561		530	
Current financial derivative assets	27	14,830	*5*	22,791	*32*
Other current financial assets	30	13,753	*104*	8,645	*157*
Other current assets	32	4,314	*153*	5,002	*123*
Cash and cash equivalents	35	11,041		8,858	
	[Total]	**66,063**		**65,132**	
Assets classified as held for sale	36	**6,149**		**1,242**	
TOTAL ASSETS		**219,618**		**206,940**	

Millions of euro	Notes				
LIABILITIES AND EQUITY		**at Dec. 31, 2022**		at Dec. 31, 2021	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Equity attributable to owners of the Parent					
Share capital		10,167		10,167	
Treasury share reserve		(47)		(36)	
Other reserves		2,740		1,721	
Retained earnings		15,797		17,801	
	[Total]	**28,657**		**29,653**	
Non-controlling interests		**13,425**		**12,689**	
Total equity	37	**42,082**		**42,342**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	38	68,191	*774*	54,500	*680*
Employee benefits	39	2,202		2,724	
Provisions for risks and charges (non-current portion)	40	6,055		7,197	
Deferred tax liabilities	25	9,542		9,259	
Non-current financial derivative liabilities	27	5,895	*9*	3,339	*1*
Non-current contract liabilities	28	5,747	*17*	6,214	*194*
Other non-current financial liabilities	41	-		120	
Other non-current liabilities	42	4,246		4,525	
	[Total]	**101,878**		**87,878**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	38	18,392	*14*	13,306	*6*
Current portion of long-term borrowings	38	2,835	*110*	4,031	*109*
Provisions for risks and charges (current portion)	40	1,325		1,126	
Trade payables	44	17,641	*2,810*	16,959	*4,082*
Income tax liabilities		1,623		712	
Current financial derivative liabilities	27	16,141		24,607	
Current contract liabilities	28	1,775	*43*	1,433	*12*
Other current financial liabilities	45	853	*1*	625	*-*
Other current liabilities	43	11,713	*47*	12,959	*80*
	[Total]	**72,298**		**75,758**	
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	36	**3,360**		**962**	
Total liabilities		**177,536**		**164,598**	
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY		**219,618**		**206,940**	

Statement of Changes in Consolidated Equity (note 37)

Millions of euro	Share capital and reserves attributable to owners of the Parent																	
	Share capital	Share premium reserve	Treasury share reserve	Reserve for equity instruments - perpetual hybrid bonds	Legal reserve	Other reserves	Translation reserve	Hedging reserve	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**
At December 31, 2020	**10,167**	**7,476**	**(3)**	**2,386**	**2,034**	**2,268**	**(7,046)**	**(1,917)**	**(242)**	**(1)**	**(128)**	**(1,196)**	**(2,381)**	**(1,292)**	**18,200**	**28,325**	**14,032**	**42,357**
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,791)	**(3,791)**	**(1,266)**	**(5,057)**
Coupons paid to holders of hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(71)	**(71)**	-	**(71)**
Reclassifications	-	20	(20)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Purchase of treasury shares	-	-	(13)	-	-	36	-	-	-	-	-	-	-	-	(36)	**(13)**	-	**(13)**
Reserve for share-based payments (LTI bonus)	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**9**	-	**9**
Equity instruments - hybrid perpetual bonds	-	-	-	3,181	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**3,181**	-	**3,181**
Monetary restatement (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	318	**318**	**225**	**543**
Change in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	-	(10)	-	-	55	-	-	-	-	**45**	**31**	**76**
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	(1,234)	18	-	-	-	(140)	3	449	(8)	**(912)**	**(404)**	**(1,316)**
Comprehensive income for the year	-	-	-	-	-	-	**155**	**(359)**	**203**	**11**	**(648)**	**11**	-	-	**3,189**	**2,562**	**71**	**2,633**
of which:																		
- other comprehensive income/(expense)	-	-	-	-	-	-	*155*	*(359)*	*203*	*11*	*(648)*	*11*	-	-	-	***(627)***	***(597)***	***(1,224)***
- profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*3,189*	***3,189***	***668***	***3,857***
At December 31, 2021	**10,167**	**7,496**	**(36)**	**5,567**	**2,034**	**2,313**	**(8,125)**	**(2,268)**	**(39)**	**10**	**(721)**	**(1,325)**	**(2,378)**	**(843)**	**17,801**	**29,653**	**12,589**	**42,342**
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,963)	**(3,963)**	(937)	**(4,900)**
Coupons paid to holders of hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(123)	**(123)**	-	**(123)**
Reclassifications	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Purchase of treasury shares	-	-	(14)	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)	**(14)**	-	**(14)**
Payments of own shares	-	-	3	-	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	3	**3**	-	**3**
Reserve for share-based payments (LTI bonus)	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**8**	-	**8**
Equity instruments - hybrid perpetual bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Monetary restatement (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	411	**410**	316	**726**
Change in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	1,365	18	5	-	21	14	4	(30)	-	**1,397**	56	**1,453**
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	(31)	(10)	5	-	-	(1)	(16)	(319)	-	**(372)**	379	**7**
Comprehensive income for the year	-	-	-	-	-	-	**879**	**(1,293)**	**(52)**	**(31)**	**224**	**249**	-	-	**1,682**	**1,658**	**922**	**2,580**
of which:																		
- other comprehensive income/(expense)	-	-	-	-	-	-	879	(1,293)	(52)	(31)	224	249	-	-	-	***(24)***	(316)	***(340)***
- profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,682	***1,682***	1,238	***2,920***
At December 31, 2022	**10,167**	**7,496**	**(47)**	**5,567**	**2,034**	**2,332**	**(5,912)**	**(3,553)**	**(81)**	**(22)**	**(476)**	**(1,063)**	**(2,390)**	**(1,192)**	**15,797**	**28,657**	**13,425**	**42,082**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Consolidated Statement of Cash Flows

Millions of euro	Notes	2022	of which with related parties	2021	of which with related parties
Profit for the year		**2,920**		**3,857**	
Adjustments for:					
Net impairment losses/(reversals) on trade receivables and other receivables	12.d	1,288		1,196	
Depreciation, amortization and other impairment losses	12.e	8,809		8,691	
Financial (income)/expense	14-15	2,499		2,751	
Net (gains)/losses from equity-accounted investments	16	(23)		(571)	
Income taxes		3,470		1,643	
Changes in net working capital:		(3,961)		(1,097)	
- inventories	33	(2,166)		(649)	
- trade receivables	34	(2,783)	*(242)*	(4,951)	*(458)*
- trade payables	44	1,333	*(1,272)*	4,367	*1,877*
- other contract assets	28	15		56	
- other contract liabilities	28	254	*31*	75	*(4)*
- other assets/liabilities		(614)	*(783)*	15	*31*
Accruals to provisions		803		1,578	
Utilization of provisions		(1,521)		(1,300)	
Interest income and other financial income collected[1]	14-15	2,622	*154*	1,365	*138*
Interest expense and other financial expense paid[1]	14-15	(5,016)	*(34)*	(4,277)	*(32)*
Net (income)/expense from measurement of commodities		(927)		(304)	
Income taxes paid	17	(1,934)		(1,846)	
Net capital gains		(355)		(1,771)	
Cash flows from operating activities (A)[1]		**8,674**		**9,915**	
of which: discontinued operations		*(391)*		*280*	
Investments in property, plant and equipment	19-22	(11,281)		(10,545)	
Investments in intangible assets	23	(1,961)		(1,656)	
Investments in non-current contract assets		(1,261)		(907)	
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	8	(1,275)		(283)	
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	8	2,032		61	
(Increase)/Decrease in other investing activities		120		2,455	
Cash flows used in investing activities (B)		**(13,626)**		**(10,875)**	
of which: discontinued operations		*(351)*		*(453)*	
New long-term borrowings	48.3	22,399		15,895	
Repayments of borrowings	48.3	(9,359)	*(97)*	(11,321)	*(118)*
Other changes in net financial debt		(620)		3,339	
Collections/(Payments) associated with derivatives connected with borrowings [1]		(25)		154	
Payments for acquisition of equity investments without change of control and other transactions in non-controlling interests		12		(1,295)	
Issues/(Redemptions) of hybrid bonds		-		2,213	
Purchase of treasury shares		(14)		(13)	
Dividends and interim dividends paid		(4,901)		(4,970)	
Coupons paid to holders of hybrid bonds		(123)		(71)	
Cash flows from financing activities (C) [1]		**7,389**		**3,931**	
of which: discontinued operations		*656*		*118*	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (D)		**136**		**17**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (A+B+C+D)		**2,553**		**2,988**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year [2]		8,990		6,002	
Cash and cash equivalents at the end of the year [3]		11,543		8,990	

(1) In order to improve presentation of the 2021 figures, for comparative purposes only, realized financial income and expense connected solely with loans in currencies have been reclassified under a new item "Collections/(Payments) associated with derivatives connected with borrowings" in the section on cash flows from financing activities.

(2) Of which cash and cash equivalents equal to €8,315 million at January 1, 2022 (€5,266 million at January 1, 2021), short-term securities equal to €88 million at January 1, 2022 (€67 million at January 1, 2021), cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" in the amount of €44 million at January 1, 2022 (€29 million at January 1, 2021) and cash and cash equivalents pertaining to "Discontinued operations" equal to €543 million at January 1, 2022 (€640 million at January 1, 2021).

(3) Of which cash and cash equivalents equal to €11,041 million at December 31, 2022 (€8,315 million at December 31, 2021), short-term securities equal to €78 million at December 31, 2022 (€88 million at December 31, 2021) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" in the amount of €98 million at December 31, 2022 (€44 million at December 31, 2021) and to "Discontinued operations" equal to €326 million at December 31, 2022 (€543 million at December 31, 2021).

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 2022.
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 as at and for the year ended December 31, 2022 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 16, 2023.
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, 2022 have been prepared in accordance with international accounting standards (International Accounting Standards - IAS and International Financial Reporting Standards - IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB), the interpretations of the IFRS Interpretations Committee (IFRSIC) and the Standing Interpretations Committee (SIC), recognized in the European Union pursuant to Regulation (EC) no. 1606/2002 and in effect as of the close of the year. All of these standards and interpretations are hereinafter referred to as the "IFRS-EU".
The consolidated financial statements have also been prepared in conformity with measures issued in implementation of Article 9, paragraph 3, of Legislative Decree 38 of February 28, 2005.
The consolidated financial statements consist of the consolidated income statement, the statement of consolidated comprehensive income, the statement of consolidated financial position, the statement of changes in consolidated equity and the consolidated statement of cash flows and the related notes.
The assets and liabilities recognized in the statement of financial position are classified on a "current/non-current basis", with separate reporting of assets held for sale and liabilities included in disposal groups 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.
Note that the items reported in the cash flow statement also include any impacts deriving from companies classified as discontinued operations.

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 the note 46 "Cash flows".

The consolidated financial statements have been prepared on a going concern basis using the cost method, with the exception of items measured at fair value in accordance with IFRS, as explained in the measurement bases applied to each individual item, and of non-current assets and disposal groups classified as held for sale, which are measured at the lower of their carrying amount and fair value less costs to sell.
The consolidated financial statements are presented in euro, the functional currency of the Parent Enel SpA. All figures are shown in millions of euro unless stated otherwise.
The consolidated income statement, the statement of financial position and the consolidated statement of cash flows report transactions with related parties, the definition of which is given in note 2.2 "Significant 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 at the reporting date. The estimates and management's judgments are based on previous experience and other factors considered reasonable in the circumstances. They are formulated when the carrying amount of assets and liabilities is not easily determined from other sources. The actual results may therefore differ from these estimates. The estimates and assumptions are periodically revised and the effects of any changes are reflected through profit or loss if they only involve that period. If the revision involves both the current and future periods, the change is recognized in the period in which the revision is made and in the related future periods.
In order to enhance understanding of the consolidated financial statements, the following sections examine the main items affected by the use of estimates and the cases that reflect management judgments to a significant degree, underscoring the main assumptions used by management in measuring these items in compliance with the IFRS-EU. The critical element of such valuations is the use of assumptions and professional judgments concerning issues that are by their very nature uncertain. Changes in the conditions underlying the assumptions and judgments could have a substantial impact on future results.
The information included in the consolidated financial statements is selected on the basis of a materiality analysis carried out in accordance with the requirements of Practice Statement 2 "Making Materiality Judgments", issued by the International Accounting Standards Board (IASB).

With regard to the effects of climate change issues, the Group believes that climate change represents an 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, 2022 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 19 "Property, plant and equipment", note 24 "Goodwill", and note 40 "Provisions for risks and charges".

Use of estimates

Revenue from contracts with customers

Revenue from supply of electricity and gas to end users is recognized at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of 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 11.a "Revenue from sales and services".

Impairment of non-financial assets

When the carrying amount of property, plant and equipment, investment property, 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.
Such impairments are carried out in accordance with the provisions of IAS 36, as described in greater detail in note 24 "Goodwill".
In order to determine the recoverable amount, the Group generally adopts the value in use criterion. Value in use is based on the estimated future cash flows generated by the asset, discounted to their present value using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and of the specific risks of the asset.
Future cash flows used to determine value in use are based on the most recent Business Plan, approved by the management, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs and investments. These projections cover the next three years. For subsequent years, account is taken of:

- assumptions concerning the long-term evolution of the main variables considered in the calculation of cash flows, as well as the average residual useful life of the assets or the duration of the concessions, based on the specific characteristics of the businesses;
- a long-term growth rate equal to the long-term growth of electricity demand and/or inflation (depending on the country and business) that does not in any case exceed the average long-term growth rate of the market involved.

The recoverable amount is sensitive to the estimates and assumptions used in the calculation of cash flows and the discount rates applied. Nevertheless, possible changes in the underlying assumptions on which the calculation of such amounts is based could generate different recoverable amounts. The analysis of each group of non-financial assets is unique and requires management to use estimates and assumptions considered prudent and reasonable in the specific circumstances.

In line with its business model and in the context of the acceleration of the decarbonization of the generation mix and driving the energy transition process, the Group has also carefully assessed whether climate change issues have affected the reasonable and supportable assumption used to estimated expected cash flows. In this regard, where necessary, the Group has also taken account of the long-term impact of climate change, in particular by considering in the estimation of the terminal value a long-term growth rate in line with the change in electricity demand determined using energy models for each country.
Information on the main assumptions used to estimate the recoverable amount of assets with reference to the impacts relating to climate change, as well as information on changes in these assumptions, is provided in note 24 "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 (i.e., 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).

In particular, for trade receivables, contract assets and lease receivables, including those with a significant financial component, the Group applies the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the entire life of the asset, generally equal to 12 months.

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 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 trade receivables and contract assets 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.

In case of individual assessment, PD is mainly obtained from an external provider.

Conversely, for collective assessment, trade receivables are grouped based on shared credit risk characteristics and past due information, considering a specific definition of default.

Based on each business and local regulatory framework as well as differences in customer portfolios also in terms of risk, default rates and recovery expectations, specific clusters are defined.

The contract assets are considered to have substantially the same risk characteristics as the 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 considers the following assumptions related to ECL parameters:

- PD, assumed as to be the average default rate, is calculated on a cluster basis and taking into consideration minimum 24-month historical data;
- LGD is function of the default bucket's recovery rates, discounted at the EIR; and
- EAD is estimated as the carrying exposure at the reporting date net of cash deposits, including invoices issued but not expired and invoices to be issued.

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 48 "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 Company – 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 measure 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 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 52 "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 52 "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, especially in current conditions where markets are volatile and the economic outlook is highly uncertain and subject to rapid change.

Development expenditure

In order to determine the recoverability of development expenditure, the recoverable amount is estimated making assumptions regarding any further cash outflow that is expected to be incurred before the asset is ready for use or sale, the discount rates to be applied and the expected period of benefits.

Pensions and other post-employment benefits

Some of the Group's employees participate in pension plans offering benefits based on their wage history and years of service. Certain employees are also eligible for other post-employment benefit schemes.
The expenses and liabilities of such plans are calculated on the basis of estimates carried out by consulting actuaries, who use a combination of statistical and actuarial elements in their calculations, including statistical data on past years and forecasts of future costs. Other components of the estimation that are considered include mortality and retirement rates as well as assumptions concerning future developments in discount rates, the rate of wage increases, the inflation rate and trends in healthcare cost.
These estimates can differ significantly from actual developments owing to changes in economic and market conditions, increases or decreases in retirement rates and the lifespan of participants, as well as changes in the effective cost of healthcare.
Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.
For more details on the main actuarial assumptions adopted, please see note 39.

Provisions for risks and charges

For more details on provisions for risks and charges, please see note 40 "Provisions for risks and charges".
Note 57 "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 likely and a reasonable estimate of the amount of the expense can be made.

Obligations associated with generation plants, including decommissioning and site restoration

Generation activities may entail obligations for the operator with regard to future interventions that will have to be performed following the end of the operating life of the plant.
Such interventions may involve the decommissioning of plants and site restoration, or other obligations linked to the type of generation technology involved. The nature of such obligations may also have a major impact on the accounting treatment used for them.
In the case of nuclear power plants, where the costs regard both decommissioning and the storage of waste fuel and other radioactive materials, the estimation of the future cost is a critical process, given that the costs will be incurred over a very long span of time, estimated at up to 100 years.
The obligation, based on financial and engineering assumptions, is calculated by discounting the expected future cash flows that the Group considers it will have to pay to meet the obligations it has assumed.
The discount rate used to determine the present value of the liability is the pre-tax risk-free rate and is based on the economic parameters of the country in which the plant is located.
That liability is quantified by management on the basis of the technology existing at the measurement date and is reviewed each year, taking account of developments in storage, decommissioning and site restoration technology, as well as the ongoing evolution of the legislative framework governing health and environmental protection.
Subsequently, the value of the obligation is adjusted to reflect the passage of time and any changes in estimates.
Please see note 40 "Provisions for risks and charges" for more information on discount rates, undiscounted estimated costs and their timing, which are used to calculate the plant decommissioning and site restoration provision.

Onerous contracts

In order to identify an onerous contract, the Group estimates the non-discretionary costs necessary to fulfil the obligations assumed (including any penalties) under the contract and the economic benefits that are presumed to be obtained from the contract.

Leases

When the interest rate implicit in the lease cannot be readily determined, the Group uses the incremental borrowing rate (IBR) at the lease commencement date to calculate the present value of the lease payments. This is the interest rate that the lessee would have to pay to borrow over a similar term, and with a similar security, the funds necessary to obtain an asset of a similar value to the right-of-use asset in a similar economic environment. When no observable inputs are available, the Group estimates the IBR making assumptions to reflect the terms and conditions of the lease and certain lessee-specific estimates.

One of the most significant judgments for the Group is determining this IBR necessary to calculate the present value of the lease payments required to be paid to the lessor. The Group approach to determine an IBR is based on the assessment of the following three key components:

- the risk free rate, that consider the currency flows of the lease payments, the economic environment where the lease contract has been negotiated and also the lease term;
- the credit spread adjustment, in order to calculate an IBR that is specific for the lessee considering any underlying Parent or other guarantee;
- the lease related adjustments, in order to reflect into the IBR calculation the fact that the discount rate is directly linked to the type of the underlying asset, rather than being a general incremental borrowing rate. In particular, the risk of default is mitigated for the lessors as they have the right to reclaim the underlying asset itself.

For more information on lease liabilities, please see note 48 "Financial instruments by category".

Income tax

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2022, the consolidated financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses or tax credits usable in subsequent years and income components whose deductibility is deferred in an amount whose future recovery is considered by management to be highly probable.

The recoverability of such assets is subject to the achievement of future profits sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.

Significant management judgment is required to assess the probability of recovering deferred tax assets, considering all negative and positive evidence, and to determine the amount that can be recognized, based upon the likely timing and the level of future taxable profits together with future tax planning strategies and the tax rates applicable at the date of reversal. However, where the Group should become aware that it is unable to recover all or part of recognized tax assets in future years, the consequent adjustment would be taken to profit or loss in the year in which this circumstance arises.

The recoverability of deferred tax assets is reviewed at the end of each period. Deferred tax assets not recognized are reassessed at each reporting date in order to verify the conditions for their recognition.

For more detail in deferred tax assets recognized or not recognized, please see note 25 "Deferred tax assets and liabilities".

Management judgment

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.) and 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 within the business model adopted. 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, and to take account of external factors that could influence the ability of assets to generate independent cash inflows.
In particular, if certain specific identified assets owned by the Group are impacted by adverse economic or operating conditions that undermine their capacity to contribute to the generation of cash flows, they can be isolated from the rest of the assets of the CGU, undergo separate analysis of their recoverability and be impaired where necessary.
The CGUs identified by management to which the goodwill recognized in these consolidated financial statements has been allocated and the criteria used to identify the CGUs are indicated in note 24 "Goodwill".

Determining the useful life of non-financial assets

In determining the useful life of property, plant and equipment and intangible assets with a finite useful life, the Group considers not only the future economic benefits – contained in the assets – obtained through their use, but also many other factors, such as physical wear and tear, the technical, commercial or other obsolescence of the product or service produced with the asset, legal or similar limits (e.g., safety, environmental or other restrictions) on the use of the asset, if the useful life of the asset depends on the useful life of other assets.
Furthermore, in estimating the useful lives of the assets concerned, the Group has taken account of its commitment under the Paris Agreement. For more information on this issue, please see note 19 "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, rights arising from other contractual arrangements and potential voting rights (call options, warrants, put options granted to non-controlling shareholders, etc.). 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.
As reported in Enel's consolidated financial statements at December 31, 2022, the Enel Group holds minor interests in Enel Green Power Rus LLC and Enel X Rus LLC.
In the wake of the Ukrainian conflict, a number of measures were adopted or undertaken that resulted in the termination of Enel's management and coordination role at the Russian companies in which the Group holds investments. These measures include: (i) the resignation of all non-independent directors and all managers of non-Russian nationality; (ii) the termination of intercompany contracts; and (iii) the modification of the organizational structure of the Enel Group in order to terminate reporting by the staff or business functions to Enel.
At December 31, 2022 the Enel Group continues to control the companies from an accounting point of view, in compliance with "IFRS 10 - Consolidated Financial Statements".

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of IFRS 11, a joint arrangement is an agreement where two or more parties have joint control. Joint control exists only when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of the parties that share joint control.

A joint arrangement can be configured as a joint venture or a joint operation. Joint ventures are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the net assets of the arrangement. Conversely, joint operations are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement.
In order to determine the existence of the joint control and the type of joint arrangement, management must apply judgment and assess its rights and obligations arising from the arrangement. For this purpose, the management considers the structure and legal form of the arrangement, the terms agreed by the parties in the contractual arrangement and, when relevant, other facts and circumstances.
Following that analysis, the Group has considered its interest in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II as a joint operation.
The Group re-assesses whether or not it has joint control if facts and circumstances indicate that changes have occurred in one or more of the elements considered in verifying the existence of joint control and the type of the joint arrangement.
In the wake of the Ukrainian conflict, a number of measures were adopted or undertaken that resulted in the termination of Enel's management of Rusenergosbyt LLC (Group's associate). These measures include the resignation of all non-independent directors and all managers of non-Russian nationality and the termination of reporting by the staff or business functions to Enel.
At December 31, 2022 the Enel Group continues to exercise joint control of the company from an accounting point of view, in accordance with "IFRS 11 - Joint arrangements".
For more information on the Group's investments in joint ventures, please see note 26 "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 26 "Equity-accounted investments".

Application of "IFRIC 12 - Service concession arrangements" to concessions

IFRIC 12 applies to "public-to-private" service concession arrangements, which can be defined as contracts under which the operator is obligated to provide public services, i.e., give access to major economic and social services for a certain period of time, on behalf of a public entity (the grantor). In these contracts, the grantor conveys to an operator the right to manage the infrastructure used to provide services.
More specifically, IFRIC 12 gives guidance on the accounting by operators for "public-to-private" service concession arrangements in the event that:

- 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.

In assessing the applicability of these requirements for the Group, as operator, management carefully analyzed existing concessions.
On the basis of that analysis, the provisions of IFRIC 12 are applicable to some of the infrastructure of a number of companies that operate primarily in Brazil.
Further details about the infrastructure used in the service concession arrangements in the scope of IFRIC 12 are provided in note 20 "Infrastructure within the scope of 'IFRIC 12 - Service concession arrangements'".

Revenue from contracts with customers

In the process of applying IFRS 15, the Group has made the following judgments (further details about the most significant effect on the Group's revenue are provided in note 11.a "Revenue from sales and services").

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 and the nature of the promise within the context of the contract, also evaluating all the facts and circumstances relating to the specific contract under the relevant legal and regulatory framework.

To evaluate when a performance obligation is satisfied, the Group evaluates when the control of the goods or services is transferred to the customer, assessed primarily from the perspective of the customer.
For each performance obligation, and in relation to the type of transaction:

- revenue is recognized over time on the basis of the progress towards complete satisfaction of the performance obligation, as in the case of the provision of services. The measurement of progress towards complete satisfaction of a performance obligation is carried out consistently for performance obligations and similar circumstances using an "output" or "input" method. In particular, the cost incurred method (cost-to-cost method) is considered appropriate for measuring progress except when a specific analysis of the contract counsels the use of an alternative method. If it should prove impossible to reasonably assess progress towards satisfaction of the performance obligation, the Group recognizes revenue only to the extent of the incurred costs that are considered recoverable;
- if, on the other hand, the performance obligation is satisfied at a given moment, as in the case of the supply of goods, revenue is recognized at the point in time in which the customer obtains the control of the goods, considering all relevant indicators.

The Group considers all relevant facts and circumstances in determining whether a contract includes variable consideration (i.e., consideration that may vary or depends upon the occurrence or non-occurrence of a future event). In estimating variable consideration, the Group uses the method that better predicts the consideration to which it will be entitled, applying it consistently throughout the contract and for similar contracts, also considering all available information, and updating such estimates until the 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 51 "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 48 "Financial instruments by category".

Hedge accounting

Hedge accounting is applied to derivatives in order to reflect into the financial statements the effect of 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 51.1 "Derivatives designated as hedging instruments".

Leases

The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long-term expiring date, requires considerable professional judgments for application of IFRS 16. In particular, this regards:

- the application of the definition of a lease to the cases typical of the sectors in which the Group operates;
- the identification of the non-lease component into the lease arrangements;
- the evaluation of any renewable and termination options included in the lease in order to determine the term of leases, also considering the probability of their exercise and any significant leasehold improvements on the underlying asset, taking due consideration of recent interpretations issued by the IFRS Interpretations Committee;

- 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 21 "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 17 "Income taxes".

2.2 Significant accounting policies

Related parties

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

Subsidiaries are all entities over which the Group has control. The Group controls an entity, regardless of the nature of the formal relationship between them, when it is exposed, or has rights, to variable returns deriving from its involvement and has the ability, through the exercise of its power over the investee, to affect its returns.

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.

Consolidation procedures

The financial statements of subsidiaries used to prepare the consolidated financial statements were prepared at December 31, 2022 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.

Assets, liabilities, revenue and expenses of a subsidiary acquired or disposed of during the year are included in or excluded from the consolidated financial statements, respectively, from the date the Group gains control or until the date the Group ceases to control the subsidiary.

Profit or loss for the year and the other comprehensive income are attributed to the 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 item, 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

An associate is an entity over which the Group has significant influence. Significant influence is the power to participate in decisions concerning the financial and operating policies of the investee without having control or joint control over the investee.
A joint venture is a joint arrangement over which the Group exercises joint control and has rights to the net assets of the arrangement. Joint control is the sharing of control of an arrangement, whereby decisions about the relevant activities require unanimous consent of the parties sharing control.

The Group's investments in associates and joint ventures are accounted for using the equity method.
Under the equity method, 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 venture 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. When necessary, adjustments are made to bring the accounting policies in line with those of 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.
When a portion of an investment in an associate or joint venture meets the criteria to be classified as held for sale, any retained portion of an investment in the associate or joint venture that has not been classified as held for sale is accounted for using the equity method until disposal of the portion classified as held for sale takes place.
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.

Consequently, the Group applies the requirements for a business combination achieved in stages, including the remeasurement of the interest it held previously in the joint operation at its fair value at the 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 26 "Equity-accounted investments".

Translation of foreign currency items

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 transaction. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency measured at fair value are translated using the exchange rate at the date the fair value was determined.

Any exchange differences are recognized through profit or loss.

In determining the spot exchange rate to use on initial recognition of the related asset, expense or income (or part of it) on the derecognition of a non-monetary asset or non-monetary liability relating to advance consideration in foreign currency paid or received, the date of the transaction is the date on which the Group initially recognizes the non-monetary asset or non-monetary liability associated with the advance consideration.

If there are multiple advance payments or receipts, the Group determines the transaction date for each payment or receipt of 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.

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 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 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.

Business combinations

Business combinations initiated before January 1, 2010 and completed within that financial year are recognized on the basis of IFRS 3 (2004).

Such business combinations were recognized using the purchase method, where the purchase cost is equal to the fair value at the date of the exchange of the assets acquired and the liabilities incurred or assumed, plus costs directly attributable to the acquisition. This cost was allocated by recognizing the assets, liabilities and identifiable contingent liabilities of the acquired company at their fair values. Any positive difference between the cost of the acquisition and the fair value of the net assets acquired attributable to the owners of the Parent was recognized as goodwill. If the difference is negative, it is recognized through profit or loss.

The carrying amount of non-controlling interests was determined in proportion to the interest held by non-controlling shareholders in the net assets. 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.

Business combinations carried out as from January 1, 2010 are recognized on the basis of IFRS 3 (2008), which is referred to as IFRS 3 (Revised) hereafter.
More specifically, business combinations are recognized using the acquisition method, 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 consideration transferred includes the fair value of any asset or liability resulting from a contingent consideration arrangement.
Costs directly attributable to the acquisition are recognized through profit or loss.
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. 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 is recognized as goodwill. If the difference is negative, the Group verifies whether it has correctly identified all the assets acquired and liabilities assumed and reviews the procedures used to determine the amounts to recognize at the acquisition date. If after this assessment the fair value of the net assets acquired still exceeds the total consideration transferred, this excess represents the profit on a bargain purchase and is recognized through profit or loss.
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.
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-EU. 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.

Fair value measurement

For all fair value measurements and disclosures of fair value, that are either required or permitted by IFRS, the Group applies IFRS 13.
Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e., an exit price).
The fair value measurement assumes that the transaction to sell an asset or transfer a liability takes place in the principal market, i.e., the market with the greatest volume and level of activity for the asset or liability. In the absence of a principal market, it is assumed that the transaction takes place in the most advantageous market to which the Group has access, i.e., the market that maximizes the amount that would be received to sell the asset or minimizes the amount that would be paid to transfer the liability.
The fair value of an asset or a liability is measured using the assumptions that market participants would use when pricing the asset or liability, assuming that market participants act in their economic best interest. Market participants are independent, knowledgeable sellers and buyers who are able to enter into a transaction for the asset or the liability and who are motivated but not forced or otherwise compelled to do so.
When measuring fair value, the Group considers the characteristics of the asset or liability, in particular:

- for a non-financial asset, a fair value measurement takes into account a market participant's ability to generate economic benefits by using the asset in its highest and best use or by selling it to another market participant that would use the asset in its highest and best use;
- for liabilities and own equity instruments, the fair value reflects the effect of non-performance risk, i.e., the risk that an entity will not fulfill an obligation, including among others the credit risk of the Group itself;
- in the case of 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, it is permitted to measure fair value on a net basis.

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

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. The accounting treatment of changes in the estimate of these costs, the passage of time and the discount rate is discussed in note 40 "Provisions for risks and charges".
Property, plant and equipment transferred from customers to connect them to the electricity distribution network and/or to provide them with other related services is initially recognized at its fair value at the date on which control is obtained.
Borrowing costs that are directly attributable to the acquisition, construction or production of a qualifying asset, i.e., an asset that takes a substantial period of time to get ready for its intended use or sale, are capitalized as part of the cost of the assets themselves. Borrowing costs associated with the purchase/construction of assets that do not meet such requirement are expensed in the period in which they are incurred.
Certain assets that were revalued at the IFRS-EU transition date or in previous periods are recognized at their fair value, which is considered to be their deemed cost at the revaluation date.
Where individual items of major components of property, plant and equipment have different useful lives, the components are recognized and depreciated separately.
Subsequent costs are recognized as an increase in the carrying amount of the asset when it is probable that future economic benefits associated with the cost incurred to replace a part of the asset will flow to the Group and the cost of the item can be measured reliably. All other costs are recognized in profit or loss as incurred.
The cost of replacing part or all of an asset is recognized as an increase in the carrying amount of the asset and is depreciated over its useful life; the carrying amount of the replaced unit is derecognized through profit or loss.
Property, plant and equipment, net of its residual value, is depreciated on a straight-line basis over its estimated useful life, which is reviewed annually. Any changes in depreciation criteria shall be applied prospectively. For more information on estimating useful life, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
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:

Civil buildings	10-60 years
Buildings and civil works incorporated in plants	10-100 years
Hydroelectric power plants:	
- penstock	10-65 years
- mechanical and electrical machinery	10-65 years
- other fixed hydraulic works	10-100 years
Thermal 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	20-30 years
- turbines and generators	20-30 years
- mechanical and electrical machinery	15-30 years
Solar power plants:	
- mechanical and electrical machinery	15-30 years
Public and artistic lighting:	
- public lighting installations	10-20 years
- artistic lighting installations	20 years
Transport lines	10-60 years
Transformer stations	20-55 years
Distribution plants:	
- 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
- electricity balance measurement equipment	10 years
- electronic meters	15 years
Charging stations	7-15 years

The useful life of leasehold improvements is determined on the basis of the term of the lease or, if shorter, on the duration of the benefits produced by the improvements themselves.
Land is not depreciated as it has an indefinite useful life.
Assets recognized under property, plant and equipment are derecognized either upon their disposal (i.e., at the date the recipient obtains control) or when no future economic benefit is expected from their use or disposal. Any gain or loss, recognized through profit or loss, is calculated as the difference between the net disposal proceeds, determined in accordance with the transaction price requirements of IFRS 15, and the carrying amount of the derecognized assets.

Assets to be relinquished free of charge

The Group's plants include assets to be relinquished free of charge at the end of the concessions. These mainly regard major water diversion works and the public lands used for the operation of the thermal power plants.
Within the Italian regulatory framework in force until 2011, if the concessions are not renewed, at those dates all intake and governing works, penstocks, outflow channels and other assets on public lands were to be relinquished free of charge to the State in good operating condition. Accordingly, depreciation on assets to be relinquished was calculated over the shorter of the term of the concession and the useful life of the assets.
In the wake of the legislative changes introduced with Law 134 of August 7, 2012, the assets previously classified as assets "to be relinquished free of charge" connected with the hydroelectric water diversion concessions are now considered in the same manner as other categories of "Property, plant and equipment" and are therefore depreciated over the useful life of the asset (where this exceeds the term of the concession), as discussed in the section above on the "Depreciable amount of certain elements of Italian hydroelectric plants subsequent to enactment of Law 134/2012", which you are invited to consult for more details.

In accordance with Spanish laws 29/1985 and 46/1999, hydroelectric power stations in Spanish territory operate under administrative concessions at the end of which the plants will be returned to the government in good operating condition. The terms of the concessions extend up to 2078.
A number of generation companies that operate in Latin America hold administrative concessions with similar conditions to those applied under the Spanish concession system. These concessions will expire in Argentina in 2087, in Brazil in 2047, in Costa Rica in 2031, in Panama in 2060 and in Guatemala in 2062.

Infrastructure serving a concession not within the scope of "IFRIC 12 - Service concession arrangements"

As regards the distribution of electricity, the Group is a concession holder in Italy for this service. The concession, granted by the Ministry for Economic Development, was issued free of charge and terminates on December 31, 2030. If the concession is not renewed upon expiry, the grantor is required to pay an indemnity. The amount of the indemnity will be determined by agreement of the parties using appropriate valuation methods, based on both the carrying amount of the assets themselves and their profitability. In determining the indemnity, such profitability will be represented by the present value of future cash flows. The infrastructure serving the concession is owned and available to the concession holder. It is recognized under "Property, plant and equipment" and is depreciated over the useful lives of the assets.
Enel also operates under administrative concessions for the distribution of electricity in other countries (including Spain and Romania). These concessions give the right to build and operate distribution networks for an indefinite period of time.

Infrastructure within the scope of "IFRIC 12 - Service concession arrangements"

Under a "public-to-private" service concession arrangement within the scope of "IFRIC 12 - Service concession arrangements" the operator acts as a service provider and, in accordance with the terms specified in the contract, it constructs/upgrades infrastructure used to provide a public service and/or operates and maintains that infrastructure for the years of the concession.
The Group, as operator, does not account for the infrastructure within the scope of IFRIC 12 as property, plant and equipment and it recognizes and measures 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. In this case, the grantor contractually guarantees to pay to the operator specified or determinable amounts or the shortfall between the amounts received from the users of the public service and specified or determinable amounts (defined by the contract), and such payments are not dependent on the usage of the infrastructure; and/or
- an intangible asset, if the Group receives the right (a license) to charge users of the public service provided. In such a case, the operator 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 (a right to charge users of public service), borrowing costs are capitalized using the criteria specified in note 19 "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 11.a "Revenue from sales and services".

Leases

The Group holds property, plant and equipment for its various activities under lease contracts. At inception of a contract, the Group assesses whether a contract is, or contains, a lease.
For contracts entered into or changed on or after January 1, 2019, the Group has applied 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. Conversely, for contracts entered into before January 1, 2019, the Group determined whether the arrangement was or contained a lease under IFRIC 4.

Group as a lessee

At commencement or on modification of a contract that contains a lease component and one or more additional lease or non-lease components, the Group allocates the consideration in the contract to each lease component on the basis of its relative stand-alone price.
The Group 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 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, as follows:

	Average residual life (years)
Buildings	6
Ground rights of renewable energy plants	31
Vehicles and other means of transport	5

If the lease transfers ownership of the underlying asset to the Group at the end of the lease term or if the cost of the right-of-use asset reflects the fact that the Group will exercise a purchase option, depreciation is calculated using the estimated useful life of the underlying asset.
In addition, the right-of-use assets are subject to impairment 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. In calculating the present value of lease payments, the Group 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 period in which the event or condition that triggers the payment occurs.
After the commencement date, the lease liability is measured at amortized cost using the effective interest method and is remeasured upon the occurrence of certain events.
The Group applies the short-term lease recognition exemption to its lease contracts that have a lease term of 12 months or less from the commencement date. It also applies the low-value assets recognition exemption to lease contracts for which the underlying asset is of low-value whose amount is estimated not material. For example, the Group has leases of certain office equipment (i.e., personal computers, printing and photocopying machines) that are considered of low-value. Lease payments on short-term leases and leases of low-value assets are recognized as expense on a straight-line basis over the lease term.
The Group presents right-of-use assets that do not meet the definition of investment property in "Property, plant and equipment" and lease liabilities in "Borrowings".

Consistent with the requirement of the standard, the Group presents separately the interest expense on lease liabilities under "Other financial expense" and the depreciation charge on the right-of-use assets under "Depreciation, amortization and impairment losses".

Group as a lessor

When the Group acts as a lessor, it determines at the lease inception date whether each lease is a finance lease or an operating lease.
Leases in which the Group essentially transfers all the risks and rewards associated with ownership of the underlying asset are classified as finance leases; otherwise, they are classified as operating leases. To make this assessment, the Group considers the indicators provided by IFRS 16. If a contract contains lease and non-lease components, the Group allocates the consideration in the contract applying IFRS 15.
The Group accounts for rental income arising from operating leases on a straight-line basis over the lease terms and it recognizes it as other revenue.

Investment property

Investment property consists of the Group's real estate held to earn rentals and/or for capital appreciation rather than for use in the production or supply of goods and services.
Investment property is measured at acquisition cost less any accumulated depreciation and any accumulated impairment losses.
Investment property, excluding land, is depreciated on a straight-line basis over the useful lives of the related assets.
Impairment losses are determined on the basis of the criteria following described.
The breakdown of the fair value of investment property is detailed in note 52 "Assets and liabilities measured at fair value".
Investment property is derecognized either when it has been transferred (i.e., at the date the recipient obtains control) or when it is permanently withdrawn from use and no future economic benefit is expected from its 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.
Transfers are made to (or from) investment property only when there is a change in use.

Intangible assets

Intangible assets are identifiable assets without physical substance controlled by the Group and capable of generating future economic benefits. They are measured at purchase or internal development cost when it is probable that the use of such assets will generate future economic benefits and the related cost can be reliably determined.
The cost includes any directly attributable expenses necessary to make the assets ready for their intended use.
Development expenditure is recognized as an intangible asset only when 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.
Research costs are recognized as expenses.
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".
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 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.
Intangible assets are derecognized either at the time of their disposal (at the date when 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 consideration received in the disposal, determined in accordance with the provisions of IFRS 15 concerning the transaction price, and the carrying amount of the derecognized assets.
The estimated useful life of the main intangible assets, distinguishing between internally generated and acquired assets, 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	3-10 years
Concessions, licenses, trademarks and similar rights:	
- internally generated	20 years
- acquired	10-18 years
Other:	
- internally generated	2-26 years
- acquired	3-15 years

The Group also presents costs to obtain a contract with a customer capitalized in accordance with IFRS 15 as intangible assets.
The Group recognized such costs as an asset 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.

Goodwill

Goodwill represents the future economic benefits arising from other assets acquired in a business combination that are not individually identified and separately recognized. For further details, please see the section of the accounting policies "Business combinations".

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 as part of the CGU to which it pertains.

For the purpose of impairment testing, goodwill is allocated, from the acquisition date, to each CGU that is expected to benefit from the synergies of the combination.

Goodwill relating to equity investments in associates and joint venture is included in their carrying amount.

Impairment of non-financial assets

At each reporting date, property, plant and equipment, investment property, intangible assets, right-of-use assets, goodwill and equity investments in associates/joint ventures are reviewed to determine whether there is evidence of impairment.

CGUs to which goodwill, intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use are allocated are tested for recoverability annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets can be impaired.

If such evidence exists, the recoverable amount of any involved asset is estimated on the basis of the use of the asset and its future disposal, in accordance with the Group's most recent Business Plan. For the estimate of the recoverable amount, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

The recoverable amount is determined for an individual asset, unless the asset do not generate cash inflows that are largely independent of those from other assets or groups of assets and therefore it is determined for the CGU to which the asset belongs.

If the carrying amount of an asset or of a CGU to which it is allocated is greater than its recoverable amount, an impairment loss is recognized in profit or loss and presented under "Depreciation, amortization and other impairment losses".

Impairment losses of CGUs are firstly charged against the carrying amount of any goodwill attributed to it and then against the other assets, in proportion to their carrying amount.

If the reasons for a previously recognized impairment loss no longer apply, the carrying amount of the asset is restored through profit or loss, under "Depreciation, amortization and other impairment losses", in an amount that shall not exceed the carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized. The original amount of goodwill is not restored even if in subsequent years the reasons for the impairment no longer apply.

If certain specific identified assets owned by the Group are impacted by adverse economic or operating conditions that undermine their capacity to contribute to the generation of cash flows, they can be isolated from the rest of the assets of the CGU, undergo separate analysis of their recoverability and be impaired where necessary.

Inventories

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) exceeding compliance in the reporting period. As regards CO_2 emissions allowances, inventories are allocated between the trading portfolio and the compliance portfolio, i.e., those used for compliance with greenhouse gas emissions requirements.

Inventories also include nuclear fuel stocks, use of which is determined on the basis of the electricity generated.

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 any contract that gives rise to a financial asset of one entity and a financial liability or equity instrument of another entity; they are recognized and measured in accordance with IAS 32 and IFRS 9.

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 and the contractual cash-flow characteristics of the instrument.

For this purpose, the assessment to determine whether the instrument gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding is referred to as the SPPI test and is performed at an instrument level.

The Group's business model for managing financial assets refers to how it manages its financial assets in order to generate cash flows. The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.

For purposes of subsequent measurement, financial assets are classified in four categories:

- financial assets measured at amortized cost (debt instruments);
- financial assets at fair value through OCI with reclassification of cumulative gains and losses (debt instruments);
- financial assets designated at fair value through OCI with no reclassification of cumulative gains and losses upon derecognition (equity instruments); and
- financial assets at fair value through profit or loss.

Financial assets measured at amortized cost

This category mainly includes trade receivables, other financial assets and loan assets.

Financial assets at amortized cost are held within a business model whose objective is to hold financial assets in order to collect contractual cash flows and whose contractual terms give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.

Such assets are initially recognized at fair value, adjusted for any transaction costs, and subsequently measured at amortized cost using the effective interest method and are subject to impairment.

Gains and losses are recognized in profit or loss when the asset is derecognized, modified or impaired.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) - Debt instruments

This category mainly includes:

- listed debt securities held by the Group reinsurance company and not classified as held for trading; and
- tax credits deriving from application of Decree Law 34/2020 (so-called "Revival Decree").

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: securities, equity investments in other companies, financial investments in fund held for trading and financial assets designated as at fair value through profit or loss at initial recognition.
Financial assets at fair value through profit or loss are:

- 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;
- debt instruments designated upon initial recognition, under the option allowed by IFRS 9 (fair value option), if doing so eliminates, or significantly reduces, an accounting mismatch;
- derivatives, including separated embedded derivatives, held for trading or not designated as effective hedging instruments.

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 Group had not irrevocably elected to classify at fair value through OCI. Dividends on such investments are also recognized as other income in the income statement when the right of payment has been established.
Financial assets that qualify as contingent consideration are also measured at fair value through profit or loss.

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.
In compliance with IFRS 9, as from January 1, 2018, the Group adopted a new impairment model based on the determination of expected credit losses (ECL) using a forward-looking approach. In essence, the model provides for:

- the application of a single framework for all financial assets;
- the recognition of expected credit losses on an ongoing basis and the updating of the amount of such losses at the end of each reporting period, reflecting changes in the credit risk of the financial instrument;
- the measurement of expected losses on the basis of reasonable information, obtainable without undue cost, about past events, current conditions and forecasts of future conditions.

For trade receivables, contract assets and lease receivables, including those with a significant financial component, the Group adopts the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the entire life of the asset, generally equal to 12 months.
For all financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables, the Group applies the general approach under IFRS 9, based on the assessment of a significant increase in credit risk since initial recognition. Under such approach, a loss allowance on financial assets is recognized at an amount equal to the lifetime expected credit losses, if the credit risk on those financial assets has increased significantly, since initial recognition, considering all reasonable and supportable information, including also forward-looking inputs.
If at the reporting date the credit risk on financial assets has not increased significantly since initial recognition, the Group measures the loss allowance for those financial assets at an amount equal to 12-month expected credit losses.
For financial assets on which a loss allowance equal to lifetime expected credit losses has been recognized in the previous reporting period, the Group measures the loss allowance at an amount equal to 12-month expected credit losses when the condition regarding a significant increase in credit risk is no longer met.
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 to the amount that is required to be recognized in accordance with IFRS 9.

The Group applies the low credit risk exemption, avoiding the recognition of loss allowances at an amount equal to lifetime expected credit losses due to a significant increase in credit risk of debt securities at fair value through OCI, whose counterparty has a strong financial capacity to meet its contractual cash-flow obligations (e.g., investment grade).
For more information on the impairment of financial assets, please see note 48 "Financial instruments by category".

Cash and cash equivalents

This category includes deposits that are available on demand or at very short term, as well as highly liquid short-term financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value. In addition, for the purpose of the consolidated statement of cash flows, cash and cash equivalents do not include bank overdrafts at period-end.

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 include financial liabilities held for trading and financial liabilities designated upon initial recognition as at fair value through profit or loss.
Financial liabilities are classified as held for trading if they are incurred for the purpose of repurchasing in the near term. This category also includes derivative financial instruments entered into by the Group that are not designated as hedging instruments in hedge relationships as defined by IFRS 9. Separated embedded derivatives are also classified as at fair value through profit or loss unless they are designated as effective hedging instruments.
Gains or losses on liabilities at fair value through profit or loss are recognized through profit or loss.
Financial liabilities designated upon initial recognition at fair value through profit or loss are designated at the initial date of recognition, only if the criteria in IFRS 9 are satisfied.
In this case, the portion of the change in fair value attributable to own credit risk is recognized in other comprehensive income.
The Group has not designated any financial liability as at fair value through profit or loss, upon initial recognition.
Financial liabilities that qualify as contingent consideration are also measured at fair value through profit or loss.

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.

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

A derivative is a financial instrument or another contract:

- whose value changes in response to the changes in an underlying variable such as an interest rate, commodity or security price, foreign exchange rate, a price or rate index, a credit rating or other variable;
- that requires no initial net investment, or one that is smaller than would be required for a contract with similar response to changes in market factors;
- that is settled at a future date.

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 51 "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.
The main Group contracts that may contain embedded derivatives are contracts to buy or sell non-financial items with clauses or options that affect the contract price, volume or maturity.
A derivative embedded in a hybrid contract containing a financial asset host is not accounted for separately. The financial asset host together with the embedded derivative is required to be classified in its entirety as a financial asset at fair value through profit or loss.
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.
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 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, according to 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 under "Revenue from sales and services";
- 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 liabilities

The Group offsets financial assets and liabilities when:

- there is a legally enforceable right to set off the recognized amounts; and
- there is the intention of settling on a net basis or realizing the asset and settling the liability simultaneously.

Hyperinflation

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.

Starting from 2018, this standard applies to the Group's transactions in Argentina, whose economy has been declared hyperinflationary from July 1, 2018.

Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale and discontinued operations

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.

If the Group is committed to a sale plan 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 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 the classification criteria are no longer met, the Group ceases to classify the non-current assets (or disposal group) as held for sale. In this case they are measured at the lower of:

- the carrying amount before the asset (or disposal group) was classified as held for sale, adjusted for any depreciation, amortization or reversals of impairment losses that would have been recognized if the asset (or disposal group) had not been classified as held for sale; and
- the recoverable amount, which is equal to the greater of its fair value net of costs to sell and its value in use, as calculated at the date of the subsequent decision not to sell.

Any adjustment to the carrying amount of a non-current asset that ceases to be classified as held for sale is included in profit or loss from continuing operations.

A discontinued operation is a component of the Group that either has been disposed of, or is classified as held for sale, and:

- represents a separate major business line or geographical segment;
- is part of a single coordinated plan to dispose of a separate major business line or geographical segment; or
- is a subsidiary acquired exclusively with a view to resale.

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

Some Group companies are affected by national regulations governing green certificates, guarantees of origin and energy efficiency certificates (so-called white certificates), as well as the European "Emissions Trading System".

Green certificates and guarantees of origin accrued in proportion to electricity generated by renewable energy plants and energy efficiency certificates accrued in proportion to energy savings achieved that have been certified by the competent authority are treated as non-monetary government operating grants and are recognized at fair value, under other operating profit, with recognition of an asset under other non-financial assets, if the certificates are not yet credited to the ownership account, or under inventories, if the certificates have already been credited to that account.

At the time the certificates are credited to the ownership account, they are reclassified from other assets to inventories.

Revenue from the sale of such certificates is recognized under revenue, with a corresponding decrease in inventories.

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). In addition, 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 on an accrual basis under other operating costs, as they represent "system charges" consequent to compliance with a regulatory requirement.

Employee benefits

Liabilities related to employee benefits paid upon or after ceasing employment in connection with defined benefit plans or other long-term benefits accrued during the employment period are determined separately for each plan, using actuarial assumptions to estimate the amount of the future benefits that employees have accrued at the reporting date (using the projected unit credit method). More specifically, the present value of the defined benefit obligation is calculated by using a discount rate determined on the basis of market yields at the end of the reporting period on high-quality corporate bonds. If there is no deep market for high-quality corporate bonds in the currency in which the bond is denominated, the corresponding yield of government securities is used. The liability, net of any plan assets, is recognized on an accrual 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 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 the event of a change being made to an existing defined benefit plan or the introduction of a new plan, any past service cost is recognized immediately in profit or loss.
In addition, the Group is involved in defined contribution plans under which it pays fixed contributions to a separate entity (a fund) and has no legal or constructive obligation to pay further contributions if the fund does not hold sufficient assets to pay all employee benefits relating to employee service in the current and prior periods. Such plans are usually aimed to supplement pension benefits due to employees post-employment. The related costs are recognized through profit or loss on the basis of the amount of contributions paid in the period.

Termination benefits

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. The event that gives rise to an obligation is the termination of employment rather than employee service. 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. More specifically, when the benefits represent an enhancement of other post-employment benefits, the associated liability is measured in accordance with the rules governing that type of benefits. Otherwise, if the termination benefits due to employees are expected to be settled wholly before 12 months of the close of the period in which the benefits are recognized, the entity measures the liability in accordance with the requirements for short-term employee benefits; if they are not expected to be settled wholly before 12 months of the close of period in which the benefits are recognized, the entity measures the liability in accordance with the requirements for other long-term 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. 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 53 "Share-based payments".
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. This fair value is based on the observable market price of the share, taking account of the terms and conditions under which the shares were granted (with the exception of vesting conditions excluded from the measurement of fair value).
The overall expense recognized is adjusted at each reporting date until the vesting date to reflect the best estimate available to the Group of the number of equity instruments for which the service and performance conditions other than market conditions will be satisfied, so that the amount recognized at the end is based on the effective number of equity instruments that satisfy the service and performance conditions other than market conditions at the vesting date.

No expense is recognized for awards which ultimately do not vest because the performance conditions other than market conditions and/or the service conditions have not been satisfied. Conversely, the transactions are considered to have vested irrespective of whether the market or non-vesting conditions are satisfied, provided that all other vesting conditions are met.
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. If the right to receive the monetary incentive does not vest because one or more conditions are not met, the related liability is reversed.

Provisions for risks and charges

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 is significant, 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, if applicable, the risks specific to the liability.
If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor is recognized as a financial expense.
When the Group expects some or all charges to be reimbursed, the reimbursement is recognized as a separate asset, but only when the reimbursement is virtually certain.
Where the liability relates to decommissioning and/or site restoration in respect of property, plant and equipment, the initial recognition of the provision is made against the related asset and the expense is then recognized in profit or loss through the depreciation of the asset involved.
Where the liability regards the treatment and storage of nuclear waste and other radioactive materials, the provision is recognized against the related operating costs.
A liability for restructuring refers to a program planned and controlled by management that materially changes the scope of a business undertaken by the Group or the manner in which the business is conducted. Such a liability is recognized when a constructive obligation is established, i.e., when the Group has approved a detailed formal restructuring plan and has started to implement the plan or has announced its main features to those affected by it.
Provisions do not include liabilities in respect of uncertain income tax treatments that are recognized as tax liabilities.
The Group could provide a warranty in connection with the sale of a product (whether a good or service) from contracts with customers in the scope of IFRS 15, in accordance with the contract, the law or its customary business practices. In this case, the Group assesses whether the warranty provides the customer with assurance that the related product will function as the parties intended because it complies with agreed-upon specifications or whether the warranty provides the customer with a service in addition to the assurance that the product complies with agreed-upon specifications.
After the assessment, if the Group establishes that an assurance warranty is provided, it recognizes a separate warranty liability and corresponding expense when transferring the product to the customer, as additional costs of providing goods or services, without attributing any of the transaction price (and therefore revenue) to the warranty. The liability is measured and presented as a provision.
Otherwise, if the Group determines that a service warranty is provided, it accounts for the promised warranty as a performance obligation in accordance with IFRS 15, recognizing the contract liability as revenue over the period the warranty service is provided and the costs associated as they are incurred.
Finally, if the warranty includes both an assurance element and a service element and the Group cannot reasonably account for them separately, then it accounts for both of the warranties together as a single performance obligation.
In the case of contracts in which the unavoidable costs of meeting the obligations under the contract exceed the economic benefits expected to be received under it (onerous contracts), the Group recognizes a provision as the lower of the excess of unavoidable costs of meeting the obligations (i.e., costs that relate directly to the contract, whether incremental or resulting from an allotment of other costs) under the contract over the economic benefits expected to be received under it and any compensation or penalty arising from failure to fulfil it.
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".

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 (step 1) as from when the contract is legally enforceable. If the criteria envisaged for step 1 are not met, any consideration received from the customer is generally recognized as an advance;
- identify the performance obligations in the contract (step 2), that is, all goods or services promised in the contract, separating them into performance obligations to account for separately, if they are both capable of being distinct and distinct within the context of the contract, or, as an exception, as a single performance obligation, if they are a series of distinct goods or services that are substantially the same and that have the same pattern of transfer to the customer over time. For each distinct good or service identified, the Group determines whether it acts as a principal or agent. When the Group acts as agent, it recognizes revenue (corresponding to any fee or commission) on a net basis;
- determine the transaction price at inception of the contract (step 3) considering:
  - the amount of consideration to which the Group expects to be entitled in exchange for transferring goods or services to a customer, excluding amounts collected on behalf of third parties (e.g., some sale taxes and value-added taxes);
  - variable consideration, non-cash consideration received from a customer, consideration payable to a customer and a significant financing component. The transaction price is updated each reporting period for any changes in circumstances;
- allocate the transaction price (step 4) at contract inception to each separate performance obligation, including any option to acquire additional goods or services that represents a material right (deferring the relative revenue until those future goods or services are transferred or the option expires), generally on the basis of the relative stand-alone selling price of each distinct good or service promised in the contract;
- recognize revenue (step 5), 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 11.a "Revenue from sales and services".

Other revenue

The Group recognizes revenue other than that deriving from contracts with customers mainly referring to:

- revenue from the sale of energy commodities based on contracts with physical settlement, which do not qualify for the own use exemption and therefore is recognized at FVTPL in accordance with IFRS 9;
- changes in the fair value of settled contracts to sell energy commodities with physical settlement, which do not qualify for the own use exemption and therefore are recognized at FVTPL in accordance with IFRS 9;
- operating lease revenue accounted for on an accrual basis in accordance with the substance of the relevant lease agreement.

Other operating income

Other operating income primarily includes gains on disposal of assets that are not an output of the Group's ordinary activities and government grants.

Government grants, including non-monetary grants at fair value, are recognized where there is reasonable assurance that they will be received and that the Group will comply with all conditions attaching to them as set by the government, government agencies and similar bodies whether local, national or international.

When loans are provided by governments at a below-market rate of interest, the benefit is regarded as a government grant. The loan is initially recognized and measured at fair value and the government grant is measured as the difference between the initial carrying amount of the loan and the funds received. The loan is subsequently measured in accordance with the requirements for financial liabilities.

Government grants are recognized in profit or loss on a systematic basis over the periods in which the Group recognizes as expenses the costs that the grants are intended to compensate.

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.

Capital grants, including non-monetary grants at fair value, i.e., those received to purchase, build or otherwise acquire non-current assets (for example, an item of property, plant and equipment or an intangible asset), 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.

Financial income and expense from derivatives

Financial income and expense from derivatives include:

- income and expense from derivatives measured at fair value through profit or loss on interest rate and currency risk;
- income and expense from fair value hedge derivatives on interest rate risk;
- income and expense from cash flow hedge derivatives on interest rate and currency risks.

Other financial income and expense

For all financial assets and liabilities measured at amortized cost and interest-bearing financial assets classified as at fair value through other comprehensive income, interest income and expense are recognized using the effective interest rate method.

Interest income is recognized to the extent that it is probable that the economic benefits will flow to the Group 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

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

Current income taxes

Current income taxes for the year, which are recognized under "Income tax liabilities" net of payments on account, or under "Tax assets" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.
Such liabilities and assets are determined using the tax rates and tax laws that are enacted or substantively enacted by the end of the reporting period in the countries where taxable income has been generated.
Current income taxes are recognized in profit or loss with the exception of current income taxes related to items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax

Deferred tax liabilities and assets are calculated on the temporary differences between the carrying amounts of liabilities and assets in the financial statements and their corresponding amounts recognized for tax purposes on the basis of tax rates in effect on the date the temporary difference will reverse, which is determined on the basis of tax rates that are enacted or substantively enacted as at the end of the reporting period.
Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences, except when such liability arises from the initial recognition of goodwill or in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries, associates and joint ventures, when the Group can control the timing of the reversal of the temporary differences and it is probable that the temporary differences will not reverse in the foreseeable future.
Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences, the carry forward of tax losses and any unused tax credits. For more information concerning the recoverability of such assets, please see the appropriate section of the discussion of estimates.
Deferred taxes and liabilities are recognized in profit or loss, with the exception of those in respect of items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.
Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset only if there is a legally enforceable right to offset current tax assets with current tax liabilities and when they relate to income taxes levied by the same taxation authority on either the same taxable entity or different taxable entities which intend either to settle current tax liabilities and assets on a net basis, or to realize the assets and settle the liabilities simultaneously, in each future period in which significant amounts of deferred tax liabilities or assets are expected to be settled or recovered.

Uncertainty over income tax treatments

In defining "uncertainty", it shall be considered whether a particular tax treatment will be accepted by the relevant taxation authority. If it is deemed probable that the tax treatment will be accepted (where the term "probable" is defined as "more likely than not"), then the Group recognizes and measures its current/deferred tax asset or liabilities applying the requirements in IAS 12.
Conversely, when the Group feels that it is not likely that the taxation authority will accept the tax treatment for income tax purposes, the Group reflects the uncertainty in the manner that best predicts the resolution of the uncertain tax treatment. The Group determines whether to consider each uncertain tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments based on which approach provides better predictions of the resolution of the uncertainty. In assessing whether and how the uncertainty affects the tax treatment, the Group assumes that a taxation authority will accept or not an uncertain tax treatment supposing that the taxation authority will examine amounts it has a right to examine and have full knowledge of all related information when making those examinations. The Group reflects the effect of uncertainty in accounting for current and deferred tax using the expected value or the most likely amount, whichever method better predicts the resolution of the uncertainty.
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, 2022:

- "*Amendments to IFRS 3 - Reference to the Conceptual Framework*" issued in May 2020. The amendments are intended to replace a reference to the definitions of assets and liabilities provided by the Revised Conceptual Framework for Financial Reporting issued in March 2018 (Conceptual Framework) without significantly changing its provisions.
  The amendments also add to IFRS 3 a requirement that, for transactions and other events within the scope of "IAS 37 - Provisions, contingent liabilities and contingent assets" or "IFRIC 21 - Levies", an acquirer applies IAS 37 or IFRIC 21 (instead of the Conceptual Framework) to identify the liabilities it has assumed in a business combination.

  Finally, the amendments clarify the existing guidelines in IFRS 3 for contingent assets acquired in a business combination, specifying that, if it is not sure that an asset exists at the acquisition date, the contingent asset shall not be recognized.
- "*Amendments to IAS 16 - Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use*", issued in May 2020. The amendments prohibit a company from deducting from the cost of property, plant and equipment amounts received from selling items produced while the company is preparing the asset for its intended use. Instead, a company will recognize such sales proceeds and related cost in profit or loss.
- "*Amendments to IAS 37 - Onerous Contracts - Costs of Fulfilling a Contract*", issued in May 2020. The amendments specify which costs an entity includes in determining the cost of fulfilling a contract for the purpose of assessing whether the contract is onerous. To this end, the cost of fulfilling a contract comprises the costs that relate directly to the contract. These consist of the incremental costs of fulfilling that contract or the allotment of other costs that relate directly to fulfilling contracts.
- "*Annual improvements to IFRS Standards 2018-2020*", issued in May 2020. The document mainly comprises amendments to the following standards:
  - *First-Time Adoption of International Financial Reporting Standards*"; the amendment simplifies the application of IFRS 1 by an investee (subsidiary, associate or joint venture) that becomes a first-time adopter of IFRS Standards after its parent has already adopted them. More specifically, if the investee adopts the IFRSs after its parent and applies IFRS 1.D16 (a), then the investee can elect to measure the cumulative translation differences for all foreign operations at the amounts that would be included in the parent's consolidated financial statements, based on parent's date of transition to the IFRSs;
  - "*IFRS 9 - Financial Instruments*"; with regard to fees included in the "10 per cent" test for derecognition of financial liabilities, the amendment clarifies the fees that an entity includes when assessing whether the terms of a new or modified financial liability are substantially different from the terms of the original financial liability. In determining those fees paid net of fees received, the borrower shall include only fees paid or received between the borrower and the lender, including fees paid or received by either the borrower or lender on the other party's behalf;
  - "*IFRS 16 - Leases*"; the International Accounting Standards Board amended Illustrative Example 13 accompanying "IFRS 16 - Leases". Specifically, the amendment eliminates the potential for confusion in the application of IFRS 16 created by the way in which Illustrative Example 13 had illustrated the requirements for lease incentives. The example had included a reimbursement relating to leasehold improvements without explaining whether the reimbursement qualified as a lease incentive. The amendment removes the illustration of a reimbursement relating to leasehold improvements from the example;
  - "*IAS 41 - Agriculture*"; the amendment removes the requirement for entities to exclude cash flows for taxation when measuring fair value. Accordingly, entities shall use pre-tax cash flows and a pre-tax rate to discount those cash flows.

The application of the amendments for 2022 did not have a material impact on these consolidated financial statements.

4. 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, 2022, 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 2022 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, 2022 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%

In 2022, the application of IAS 29 generated net financial income (gross of tax) of €290 million.

The following tables report the effects of IAS 29 on the balance at December 31, 2022 and the impact of hyperinflation on the main income statement items for 2022, 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.

Millions of euro

	Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2021	Hyperinflation effect for the period	Exchange differences	Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2022
Total assets	1,366	1183	(560)	1,989
Total liabilities	346	359	(150)	555
Equity	1,020	824 (1)	(410)	1,434

(1) The figure includes profit for year equal to €98 million.

Millions of euro

	IAS 29 effect	IAS 21 effect	Total effect at Dec. 31, 2022
Revenue	254	(356)	(102)
Costs	280 (1)	(449) (2)	(169)
Operating profit	**(26)**	**93**	**67**
Net financial income/(expense)	(46)	(1)	(47)
Net income/(expense) from hyperinflation	290	-	290
Pre-tax profit/(loss)	**218**	**92**	**310**
Income taxes	120	(3)	117
Loss for the year (owners of the Parent and non-controlling interests)	**98**	**95**	**193**
Attributable to owners of the Parent	73	51	124
Attributable to non-controlling interests	25	44	69

(1) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €42 million.
(2) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €(169) million.

5. 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 an increase in temperatures of over 1.5 °C.

With this outlook, the Group has set its strategic guidelines as follows:

- allocate capital to support a decarbonized electricity supply;
- enable the electrification of customers' energy demand;
- leverage the creation of value along the value chain;
- bring forward achievement of the sustainable "net-zero" goals to 2040.

Considering the risks related to climate change and the commitments established under the Paris Agreement, the Group has decided to achieve the carbon neutrality objectives in advance and reflect its impact on assets, liabilities, and profit or loss, highlighting its significant and foreseeable impacts as required under the Conceptual Framework of the international accounting standards.

In this regard, in accordance with the provisions of the document published by the IFRS Foundation on November 20, 2020, 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 of 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 19 "Property, plant and equipment" Note 23 "Intangible assets"	• Focus on assets involved in renewable generation, infrastructure connected with the development of the grid and investment in expanding the e-Mobility, e-City, e-Industries, and e-Home businesses. • Focus on the development of intellectual property for achieving strategic objectives such as decarbonization, electrification and the development of platform models.

Measurement of non-financial assets	Note 12.e "Depreciation, amortization and other impairment losses" Note 19 "Property, plant and equipment" Note 24 "Goodwill"	• Focus on the effects related to the commitments of the Group in line with the Paris Agreement with regard to the measurement of non-financial assets, with particular regard to the residual useful life of certain assets and impairment testing.
Provisions	Note 40 "Provisions for risks and charges"	• Focus on the impact of climate change on provisions for risks and charges, in particular generation plants, including those for decommissioning and restoration of sites, and provisions for restructuring plans linked to the energy transition (which include decarbonization and digitization).
Sustainable finance	Note 48.3 "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 United Nations; - 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 53 "Share-based payments"	• Description of long-term incentive plans anchored to achievement of specific climate-related targets.
Environmental compliance	Note 12.f "Other operating expenses"	• Description of costs relating to environmental compliance required by national and international regulations, in particular for greenhouse gas emission quotas, green certificates and energy efficiency certificates.
	Note 40 "Provisions for risks and charges"	• Description of costs generated by not having sufficient environmental certificates to meet environmental compliance regulations.
	Note 2.2 "Significant accounting policies"	• Description of accounting treatment of environmental certificates (sections: "Environmental certificates" and "Inventories").

6. Discontinued operations

Within the European area, the Enel Group has decided to dispose of important business lines, particularly in Russia, Romania and Greece, leading to their assets being reclassified as discontinued operations for the purposes of "IFRS 5 - Non-current assets held for sale and discontinued operations".
The consolidated income statement reports the profit/(loss) result from discontinued operations in a separate line.
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 2022 and 2021.
The items are shown net of intercompany transactions which have been completely eliminated.
The figures for 2021, presented for comparative purposes only, pursuant to "IFRS 5 - Non-current assets held for sale and discontinued operations", have been restated to ensure they are uniform and comparable with those for 2022.

Millions of euro

	2022	2021	Change
Revenue	3,562	2,288	1,274
Costs	4,858	2,166	2,692
Pre-tax profit/(loss) from discontinued operations	(1,296)	122	(1,418)
Income taxes	(52)	23	(75)
Capital gains/(losses) from disposal of discontinued operations	(1,054)	-	(1,054)
Profit/(Loss) from discontinued operations	(2,298)	99	(2,397)

In accordance with the provisions of IFRS 5, the facts and circumstances that led to the reclassification are described below.

Russia

On June 16, 2022, Enel SpA signed two separate agreements with PJSC Lukoil and the Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia" for the sale of the entire stake held in PJSC Enel Russia, equal to 56.43% of the share capital of the latter.

Following the agreements of June 16, 2022, on October 12, 2022, Enel SpA finalized the sale of the entire stake held in PJSC Enel Russia, equal to 56.43% of the share capital of the latter, to PJSC Lukoil and the Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", for a total of about €137 million. The transaction was closed with the fulfillment of the conditions to which the sale was subject, including authorization of the operation by the President of the Russian Federation pursuant to paragraph 5 of Decree 520 of August 5, 2022.
Upon completion of the sale, Enel sold all power generation assets in Russia, which include approximately 5.6 GW of conventional capacity and approximately 300 MW of wind capacity at various stages of development, ensuring continuity for its employees and customers.

The overall transaction had a negative impact on the Group's profit of about €1,551 million, mainly reflecting the release of the translation reserve of €1,054 million, and the value adjustment of about €497 million.

For more information, please see the section on "Main acquisition and disposals during the year".

Romania

On December 14, 2022, Enel SpA entered into an Exclusivity Agreement with Greek company Public Power Corporation SA (PPC) in relation to the potential disposal of all the equity stakes held by Enel Group in Romania. In this regard, the value of the net assets of Enel Romania was adjusted to the expected sale price, with recognition of a value adjustment of €696 million. On February 4, 2023, Enel SpA, following the announcement released on December 14, 2022, announced that the period of exclusive negotiations with Greek company PPC in relation to the potential disposal of all the equity stakes held by Enel Group in Romania had been extended.

Greece

Enel Green Power has begun the process of finding a potential investor interested in a partnership for the management and development of Enel Green Power Hellas within the Stewardship business model.
The status of the negotiations under way suggest that a sale is highly probable. Accordingly, the requirements established by "IFRS 5 - Non-current assets held for sale and discontinued operations" have been met for the classification of the Greek assets as "discontinued operations".

For more details on the financial position by business line and geographical area of assets classified as discontinued operations, please see the section "Performance by primary segment (Business Line) and secondary segment (Geographical Area)".

The details of cash flows relating to discontinued operations are provided below, as already separately shown in the cash flows statement.

Millions of euro

	2022	2021	Change
Cash flows from operating activities - discontinued operations	(391)	280	(671)
Cash flows used in investing activities - discontinued operations	(351)	(453)	102
Cash flows from/(used in) financing activities - discontinued operations	656	118	538
Cash flows - discontinued operations	**(86)**	**(55)**	(31)

7. Restatement of comparative disclosures

Discontinued operations

The 2021 consolidated income statement and statement of consolidated comprehensive income have been adjusted to take account of the presentation of discontinued operations as required by the "IFRS 5 - Non-current assets held for sale and discontinued operations".

For more details, please refer to the note "Discontinued operations".

Impact on the consolidated income statement

Millions of euro

	2021	IFRS 5	2021 restated
Revenue	**88,006**	**(2,287)**	**85,719**
Costs	**82,848**	**(2,157)**	**80,691**
Net results from commodity contracts	**2,522**	**1**	**2,523**
Operating profit	**7,680**	**(129)**	**7,551**
Financial income from derivatives	2,718	(1)	2,717
Other financial income	1,882	(20)	1,862
Financial expense from derivatives	1,257	(1)	1,256
Other financial expense	6,114	(27)	6,087
Net income from hyperinflation	20	-	20
Share of profit/(loss) of equity-accounted investments	571	-	571
Pre-tax profit	**5,500**	**(122)**	**5,378**
Income taxes	1,643	(23)	1,620
Profit/(Loss) from continuing operations	**3,857**	**(99)**	**3,758**
Attributable to owners of the Parent	3,857	(760)	3,097
Attributable to non-controlling interests	-	661	661
Profit/(Loss) from discontinued operations	**-**	**99**	**99**
Attributable to owners of the Parent	-	92	92
Attributable to non-controlling interests	-	7	7
Profit/(Loss) for the year (owners of the Parent and non-controlling interests)	**3,857**	**-**	**3,857**

Impact on the consolidated comprehensive income

Millions of euro

	2021	IFRS 5	2021 restated
Profit for the year	**3,857**		**3,857**
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	(725)	(10)	(735)
Change in the fair value of hedging costs	195	(1)	194
Share of the other comprehensive expense of equity-accounted investments	(645)	-	(645)
Change in the fair value of financial assets at FVOCI	11	-	11
Change in translation reserve	(90)	5	(85)
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		6	6
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	30	(1)	29
Change in fair value of equity investments in other companies	-	-	-
Cumulative other comprehensive income that may not be subsequently reclassified to profit or loss in respect of non-current assets and disposal groups classified as held for sale/discontinued operations		1	1
Total other comprehensive expense for the year	**(1,224)**	-	**(1,224)**
Comprehensive income/(expense) for the year	**2,633**	-	**2,633**
Attributable to:			
- owners of the Parent	2,562		2,562
- non-controlling interests	71		71

The figures presented in the comments and the tables of the notes to these consolidated financial statements at December 31, 2022 are uniform and comparable with each other.

Segment reporting

Figures at December 31, 2021 for the Business Line Enel X have been adjusted to take account of the transfer of certain net assets and related revenue and expenses to the new Business Line Enel X Way, which are shown under "Holding, Services and Other". This change affected segment reporting but did not produce any changes in the overall figures for the Group, although a number reclassifications of values were made within the various business lines. The figures presented in the comments and the tables of the notes to these consolidated financial statements at December 31, 2022 are uniform and comparable with each other.

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.

2021

- On January 8, 2021, 100% of Tynemouth Energy Storage was sold for €1 million. The sale did not have any significant impact on profit or loss.
- On January 20, 2021, Enel Green Power Bulgaria was sold for a total €35 million. The sale did not have any significant impact on profit or loss.
- On March 10, 2021, Enel Green Power Italia acquired 100% of e-Solar Srl, the owner of a photovoltaic project with an authorized capacity of 170.11 MW, for €2.7 million.
- On March 29, 2021, Enel X Srl acquired 100% of CityPoste Payment SpA, an Italian company that offers consumers access to payment services through both physical and digital channels, enabling them to carry out numerous types of transactions with private- and public-sector entities.
- In the 1st Quarter of 2021, the consolidation scope changed with the global consolidation of Australian renewable energy companies previously accounted for using the equity method due to a change in governance arrangements at the companies, without the acquisition of an additional interest. The purchase price allocation process was completed in December 2021 and essentially confirmed the carrying amount of the net assets acquired following an impairment loss of about €9 million.
- On May 13, 2021, EGP Solar 1 LLC was sold for a total of about €4 million.
- In the first nine months of 2021, Enel Green Power España acquired 100% of 30 renewables companies for a total of €86 million.
- On September 8, 2021, Genability was sold by Enel X North America for about €6 million.
- The purchase price allocation process for Viva Labs AS, acquired on September 17, 2020 by Enel X International, was completed in September, following which the carrying amounts recognized at the acquisition date were confirmed.

Other changes

In addition to the above changes in the consolidation scope, the following transactions, although they do not represent transactions involving the acquisition or loss of control, gave rise to a change in the interest held by the Group in the investees:

- on March 15, Enel SpA launched a partial voluntary tender offer for up to a maximum of 7,608,631,104 shares of Enel Américas, equal to 10% of the share capital at that date. The offer period began on March 15 and ended on April 13, 2021.The tender offer was subject to the effectiveness of the merger of EGP Américas SpA into Enel Américas SA, which took place on April 1, 2021. The total price was €1,271 million. Following completion of the partial voluntary tender offer and the completion of the EGP Américas merger, Enel owns about 82.3% of the outstanding share capital of Enel Américas;
- on November 24, Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd sold a stake in the investments held in Oyster Bay Wind Farm, Garob Wind Farm, Aced Renewables Hidden Valley and Soetwater Wind Farm for a total of ZAR 340 million, corresponding to about €19 million. Following the transaction, the Group's interest in those companies decreased from 60% to 55%;
- on December 3, Enel SpA finalized the sale of the entire stake held in Open Fiber SpA, equal to 50% of the latter's share capital, to Macquarie Asset Management and CDP Equity SpA for a total of about €2,733 million. The capital gain realized by the Group on a consolidated basis came to about €1,763 million.

2022

- On January 3, 2022, Enel Produzione SpA acquired 100% of ERG Hydro Srl (subsequently renamed Enel Hydro Appennino Centrale Srl and merged into Enel Produzione SpA on December 1, 2022), owner of generation plants with an installed capacity of about 527 MW and an annual output of approximately 1.5 TWh, for a consideration of about €1,267 million; in December 2022, the identification of the fair value of the acquired assets and liabilities was completed, with the recognition of goodwill of approximately €349 million.

- On February 17, 2022, Enel Green Power España acquired 100% of Stonewood Desarrollos SLU for about €14 million representing the licenses acquired for the development and construction of photovoltaic systems. The acquisition had no impact on profit or loss.
- On March 3, 2022, Enel X Germany sold its entire stake in Cremzow KG and Cremzow Verwaltungs for about €12 million.
- On June 30, 2022, Enel Green Power SpA sold to Al Rayyan Holding LLC (controlled by the Qatar Investment Authority) 50% of its stake in EGP Matimba NewCo 1 Srl, indirect owner of six companies in South Africa with an installed capacity of about 740 MW, for about €108 million, which has been paid in full.
- On July 25, 2022, Enel X Srl sold to Mooney SpA, for about €140 million, settled in the form of financial receivables, its entire stakes in Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper and Junia Insurance and their subsidiaries.
- On August 24, 2022, Enel Brasil SA, a subsidiary of Enel Américas, closed the sale of its entire stake in CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA to ENEVA SA for a consideration of about €89 million. The transaction had a negative impact on profit or loss of about €210 million, including impairment losses on assets of €73 million, a capital loss of €135 million and transaction costs connected with the sale of €2 million.
- In the first nine months of 2022, Enel Green Power Romania acquired 100% of Prowind Windfarm Bogdanesti, Prowind Windfarm Deleni, Prowind Windfarm Ivesti and Prowind Windfarm Viisoara for a total of about €35 million.
- On October 12, 2022, Enel finalized the sale of its entire stake in PJSC Enel Russia, equal to 56.43% of the latter's share capital, to PJSC Lukoil and the Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", for a total of about €137 million. The transaction had a negative impact on reported Group profit of around €1.5 billion, mainly reflecting the release of a currency translation.
- On December 9, 2022, Enel Chile SA finalized the sale of its entire 99.09% stake in the share capital of listed Chilean power transmission company Enel Transmisión Chile SA to Sociedad Transmisora Metropolitana SpA, controlled by Inversiones Grupo Saesa Ltda, for about €1.3 billion. The transaction generated a capital gain of about €1.1 billion.
- On December 22, 2022, Enel closed the sale of a 50% quota in its wholly-owned subsidiary Gridspertise Srl to the international private equity fund CVC Capital Partners Fund VIII for a total of approximately €300 million. The transaction had a positive impact on profit or loss of about €520 million.
- On December 23, 2022, Enel Green Power India Private Limited finalized an agreement with Norfund following which the latter made an investment in Avikiran Surya India Private Limited by subscribing shares issued by the company totaling 49% of the paid-up share capital. The transaction had a negative impact of about €4 million on profit or loss, of which €2 million from the remeasurement at fair value of the residual interest and a capital loss of €2 million.
- On December 29, 2022, Enel Brasil SA, a subsidiary of Enel Américas SA, finalized the sale of its entire stake in the Brazilian power distribution company Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), equal to about 99.9% of the latter's share capital, to Equatorial Participações e Investimentos SA, a subsidiary of Equatorial Energia SA, for a total of about €1.5 billion (of which about €269 million for the equity portion and about €1.2 billion as repayment of intercompany loans). The transaction had a negative impact on profit or loss of about €1 billion.

Other changes

In addition to the above changes in the consolidation scope, the following transactions, although they do not represent transactions involving the acquisition or loss of control, gave rise to a change in the interest held by the Group in the investees:

- on March 1, 2022, the merger between Emgesa SA ESP (acquiring entity), Codensa SA ESP, Enel Green Power Colombia SAS ESP and ESSA 2 (merged entities) was completed. The new name of the surviving company is Enel Colombia SA ESP. Following the transaction, the Group's stake in Emgesa SA ESP (now Enel Colombia SA ESP) increased from 39.89% to about 47.18%;
- on March 24, 2022, Enel X International Srl finalized an agreement with a holding company controlled by Sixth Cinven Fund and a holding company controlled by Seventh Cinven Fund to indirectly acquire about 79.4% of the share capital of Ufinet Latam SLU (for €1,320 million) and at the same time sold 80.5% of the share capital of that company to Seventh Cinven Fund (for €1,186 million). Enel X International also received about €207 million from Ufinet as a distribution of available reserves. Consequently, Enel X International now holds an indirect stake of 19.5% in Ufinet, of which it had previously held 20.6%. The

transaction generated a positive net cash flow of about €73 million and had a positive impact on operating performance of about €220 million;

- on June 15, 2022, Enel Kansas LLC sold 50% of its stake in Rocky Caney Holdings LLC for about €34 million. Following the transaction, the interest of Enel Kansas LLC in Rocky Caney Holdings LLC decreased from 20% to 10%. The transaction generated a capital gain of about €7 million;
- on June 16, 2022, EGPNA REP Holdings LLC sold 50% of its stake in EGPNA Renewable Energy Partners LLC for about €60 million. Following the transaction, EGPNA REP Holdings LLC holds 10% of EGPNA Renewable Energy Partners LLC. The transaction generated a capital loss of about €7 million;
- on July 14, 2022, Enel, acting through its wholly-owned subsidiary Enel X, acquired 50% of the share capital of Mooney SpA. Based on an enterprise value of 100% for Mooney of €1,385 million, Enel X paid a total of about €225 million (including price adjustment) for the equity portion and about €125 million for the purchase of an existing claim of Schumann Investments SA against Mooney;
- on December 2022, Enel Green Power Hellas SA sold the entire stake held in associated companies of the Cyclades. The transaction did not have a significant impact on profit or loss;
- on December 6, 2022, Enel X Chile SpA sold its entire stake in Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA, Suministradora de buses K Cuatro SpA and Enel X AMPCI Ebus Chile SpA for about €35 million (uncollected as of December 31, 2022). The transaction did not have a significant impact on profit or loss;
- on December 30, 2022, Enel Green Power Canada Inc. sold its 49% stake in Pincher Creek LP and Riverview LP for about €56 million. The transaction did not result in the loss of control in the companies.

Acquisition of ERG Hydro Srl

On January 3, 2022, Enel Produzione SpA acquired 100% of ERG Hydro Srl (subsequently renamed Enel Hydro Appennino Centrale Srl and merged into Enel Produzione SpA on December 1, 2022), owner of generation plants with an installed capacity of about 527 MW and an annual output of approximately 1.5 TWh, for about €1,267 million.
At December 2022, the identification of the fair value of the acquired assets and liabilities was completed, with the recognition of goodwill of €349 million.

Millions of euro	Carrying amount before January 3, 2022	Adjustments for purchase price allocation	Amount recognized at January 3, 2022
Property, plant and equipment	605	167	772
Intangible assets	1	170	171
Other non-current assets	15	10	25
Cash and cash equivalents	69	-	69
Other current assets	94	-	94
Deferred tax liabilities	(4)	(102)	(106)
Provisions for risk and charges and employee benefits	(35)	(7)	(42)
Current liabilities	(65)	-	(65)
Net assets acquired	**680**	**238**	**918**
Cost of the acquisition	**1,267**	-	**1,267**
(of which paid in cash)	*1,265*	-	*1,265*
Goodwill	587	(238)	349

Sale of Ufinet

On March 24, 2022 Enel X International Srl sold 1.1% of Ufinet.

The financial effects of the transaction are as follows.

Millions of euro	
Price for acquisition of 79.4% through exercise of call option with Sixth Cinven Fund	(1,320)
Distribution of Ufinet reserves	207
Price for sale of 80.5% to Seventh Cinven Fund	1,186
Net cash flow of transaction	**73**
Capital gain on sale of interest (1.1%)	**(6)**
Release of OCI reserve	**(24)**
Net capital gain on sale	**43**
Fair value measurement of interest already held (19.5%)	**177**
Total financial impact	**220**

Following the transaction, the residual investment in Ufinet was classified under other investments measured at fair value through other comprehensive income. Previously it had been accounted for using the equity method.

Sale of EGP Matimba NewCo 1

On June 30, 2022, Enel Green Power SpA sold to Al Rayyan Holding LLC (controlled by the Qatar Investment Authority) 50% of its stake in EGP Matimba NewCo 1 Srl, indirect owner of six projects in South Africa, for about €108 million, which have been paid in full.

Millions of euro	
Total net assets held for sale with loss of control	220
Interest sold (50%)	**110**
Sale price	**108**
Gain/(Loss) on sale	**(2)**
Fair value measurement of interest already held	**(2)**
Total financial impact	**(4)**

Following the transaction, the residual equity investment in EGP Matimba 1 and its subsidiaries was classified among equity-accounted investments and it was remeasured at fair value with a negative impact on profit or loss of about €2 million. Following this remeasurement, the value of the residual equity investment is €108 million.

Sale of Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper and Junia Insurance

On July 25, 2022, Enel X Srl sold to Mooney SpA, for about €140 million, settled in the form of financial receivables, its entire stakes in Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper and Junia Insurance and their subsidiaries.

Millions of euro	
Value of the transaction	140
Net assets sold	(73)
Capital gain on sale	**67**

The transaction produced a capital gain of €67 million.

Sale of Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA

On August 24, 2022, Enel Brasil SA, a subsidiary of Enel Américas, sold its entire stake in CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA to ENEVA SA for €89 million.
During 2022, in line with the provisions of "IFRS 5 - Non-current assets held for sale and discontinued operations", the net assets of CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA were classified as held for sale and their value was adjusted to the expected sale price in the amount of €73 million.

Millions of euro	
Sale price	**89**
Net assets sold	125
Reversal of OCI reserve	(99)
Capital loss	**(135)**
Adjustment of pre-sale plant value	(73)
Financial impact	**(208)**

With the closing of the sale, a capital loss of about €135 million was recognized, mainly due to the release of the translation reserve, plus other transaction costs of €2 million and the associated tax impact of €37 million.

Sale of PJSC Enel Russia

On October 12, 2022, Enel finalized the sale of the entire stake held in PJSC Enel Russia, equal to 56.43% of the share capital of the latter, to PJSC Lukoil and the Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", for a total of about €137 million. The sale had an overall negative impact on profit or loss of about €1,551 million, mainly due to the release of the translation reserve, in the amount of about €1,054 million. The financial effects of the transaction are as follows.

Millions of euro	
Sale price	**137**
Net assets sold	137
Reversal of OCI reserve	(1,054)
Capital loss	**(1,054)**
Adjustment of pre-sale plant value	(497)
Financial impact	**(1,551)**

For more information on the transaction, please see the section "Discontinued operations".

Sale of Enel Transmisión Chile SA

On December 9, 2022, Enel Chile SA finalized the sale of its entire 99.09% stake in the share capital of listed Chilean power transmission company Enel Transmisión Chile SA to Sociedad Transmisora Metropolitana SpA, controlled by Inversiones Grupo Saesa Ltda, for a total amount of €1,342 million. The financial effects of the transaction are as follows.

Millions of euro	
Sale price	**1,342**
Net assets sold	**230**
Goodwill	**61**
Capital gain on sale	**1,051**

The transaction had a tax effect of €347 million.

Sale of Gridspertise Srl

On December 22, 2022, Enel SpA, acting through Enel Grids Srl, closed the sale of a 50% quota in its wholly-owned subsidiary Gridspertise Srl to the international private equity fund CVC Capital Partners Fund VIII for a total of approximately €300 million. The financial effects of the transaction are as follows.

Millions of euro	
Total net assets held for sale with loss of control	80
Interest sold (50%)	**40**
Sale price	**299**
Release of OCI reserve	**2**
Capital gain	**261**
Fair value measurement of residual interest	**259**
Total financial impact	**520**

Following the transaction, the residual investment in in Gridspertise Srl and its subsidiaries was accounted using the equity method. After fair value measurement, the value of the residual investment is €259 million.
The transaction had a tax effect of €8 million.

Sale of Celg Distribuição SA

On December 29, 2022, Enel Brasil SA, a subsidiary of Enel Américas SA, finalized the sale of its entire stake in the Brazilian power distribution company Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), equal to about 99.9% of the latter's share capital, to Equatorial Participações e Investimentos SA, a subsidiary of Equatorial Energia SA, for a total of about €1,548 million, of which €269 million for the equity portion and €1,279 million as repayment of intercompany loans. The financial effects of the transaction are as follows.

Millions of euro	
Sale price	**269**
Net assets sold	**269**
Release of OCI reserve	**(208)**
Capital loss on disposal	**(208)**
Adjustment of pre-sale value	(827)
Financial impact	**(1,035)**

The sale had a negative impact on profit or loss of about €1,035 million, of which about €208 million mainly attributable to the release of the OCI reserve and €827 million in respect of impairment losses (of which €85 million relating to goodwill).
The sale generated transaction costs of €4 million and a tax effect of €8 million.

9. Disclosure of impact of Russia-Ukraine conflict and assets operated in Russia

Impact of the Russian invasion of Ukraine on the Integrated Annual Report at December 31, 2022

During 2022, the Enel Group constantly monitored the effects of the international crisis on its business activities in Russia (with particular regard to provisioning of materials, services and labor), also assessing developments in market variables (e.g., exchange rates, interest rates). The Enel Group also took account of developments connected with the counter-sanctions envisaged by Russia targeting investments held in the country.
In addition, the Enel Group assessed the indirect impacts of the war in Ukraine on business activities, the financial situation and economic performance in the main euro-area countries in which it operates, with particular regard to shortages of raw materials from the areas affected by the conflict and the generalized increase in commodity prices.
In consideration of the various recommendations of national and supranational supervisory bodies [1] concerning this issue and in a constantly evolving scenario, characterized by considerable regulatory uncertainty and high and volatile prices, the Enel Group is constantly monitoring the macroeconomic and business variables that enable a best estimate of the potential impacts associated with regulatory changes, sanctions and restrictions on asset holdings, as well as on suppliers and contracts applicable to the Enel Group.

In this regard, it should be noted that no significant impacts related to the Russia-Ukraine conflict have emerged at December 31, 2022.

Enel sells entire holding of 56.43% in PJSC Enel Russia

On June 16, 2022, Enel SpA signed two separate agreements with PJSC Lukoil and the Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia" for the sale of the entire stake held in PJSC Enel Russia, equal to 56.43% of the share capital of the latter, for a total of about €137 million.

During the 2nd Quarter of 2022, in order to reduce the risk for Enel SpA of the measures issued by the European Union, the United States and Russia regarding Russian sanctions and counter-sanctions, a number of measures have been taken to terminate Enel SpA's management and coordination role with Enel Russia. These measures included: (i) the designation by Enel of only independent directors, of Russian nationality, at the recent election of the company's board of directors; (ii) the appointment of a new general manager, also of Russian nationality, who reports exclusively to the board of directors; (iii) the termination, where possible, of intercompany contracts; (iv) the modification of the organizational structure of the Enel Group in order to terminate reporting by the staff or business functions of Enel Russia to their Enel counterparts; and (v) the consequent interruption of any reporting flows between Enel SpA and Enel Russia.

The transaction was closed and the consideration paid in October 2022, following the fulfillment of certain conditions to which the sale is subject, including approval of the transaction by the President of the Russian Federation in accordance with paragraph 5 of Decree 520 of August 5, 2022.

The accounting effects of the sale of the PJSC Enel Russia Group are shown in note 8 "Main acquisitions and disposals during the year".

It should also be noted that the Enel Group continues to hold the following equity investments in Russia:

- Enel Green Power Rus LLC (a 100% indirect subsidiary of Enel SpA), a company that provides services for the development of renewable projects and which holds 100% interests in four renewable generation companies;
- Enel X Rus LLC (a 99% indirect subsidiary of Enel SpA);

[1] ESMA Public Statements no. 71-99-1864 of March 14, 2022 and no. 32-63-1277 of May 13, 2022 and no. 32-63-1320 of October 28, 2022; CONSOB warning notices in the weekly notices of March 9-14, 2022 and March 10-21, 2022, and no. 3/22 of May 19, 2022.

- an investment, equal to 49.5%, in a joint venture (Rusenergosbyt LLC) operating in the End-user Markets Business Line.

10. Performance and financial position by primary segment (Business Line) and secondary segment (Geographical Area)

The representation of financial position and performance by business line and geographical area presented here is based on the approach used by management in monitoring Group performance for the two years being compared.

Performance by primary segment (Business Line)

Results for 2022 (1)

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Enel X	Holding, Services and Other	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	53,239	6,669	19,806	58,478	2,143	182	140,517	-	140,517
Revenue and other income from transactions with other segments	23,096	2,498	3,226	3,674	66	2,053	34,613	(34,613)	-
Total revenue	**76,335**	**9,167**	**23,032**	**62,152**	**2,209**	**2,235**	**175,130**	**(34,613)**	**140,517**
Total costs	71,189	5,873	13,918	62,517	1,544	2,503	157,544	(34,580)	122,964
Net results from commodity contracts	551	183	-	1,608	(13)	(5)	2,324	41	2,365
Depreciation and amortization	802	1,456	2,852	498	223	255	6,086	-	6,086
Impairment losses	562	53	1,047	1,177	102	17	2,958	-	2,958
Impairment gains	(52)	(2)	(117)	(132)	(17)	1	(319)	-	(319)
Operating profit/(loss)	**4,385**	**1,970**	**5,332**	**(300)**	**344**	**(546)**	**11,185**	**8**	**11,193**
Capital expenditure	**990** (2)	**6,386** (3)	**5,547** (4)	**721**	**371** (5)	**332**	**14,347**	**-**	**14,347**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €2 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Does not include €42 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Does not include €110 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Does not include €2 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

Results for 2021 (1) (2) (3)

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Enel X	Holding, Services and Other	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	22,334	7,011	16,994	36,097	1,372	1,911	85,719	-	85,719
Revenue and other income from transactions with other segments	10,269	2,161	3,248	1,302	56	2,101	19,137	(19,137)	-
Total revenue	**32,603**	**9,172**	**20,242**	**37,399**	**1,428**	**4,012**	**104,856**	**(19,137)**	**85,719**
Total costs	32,327	4,547	13,142	36,372	1,102	2,649	90,139	(19,130)	71,009
Net results from commodity contracts	537	(55)	-	2,006	-	(3)	2,485	38	2,523
Depreciation and amortization	902	1,237	2,612	399	202	240	5,592	-	5,592
Impairment losses	2,561	387	192	1,067	36	52	4,295	-	4,295
Impairment gains	(8)	(5)	(30)	(156)	(6)	-	(205)	-	(205)
Operating profit/(loss)	**(2,642)**	**2,951**	**4,326**	**1,723**	**94**	**1,068**	**7,520**	**31**	**7,551**
Capital expenditure	**822**	**5,662** (4)	**5,296**	**643**	**285**	**289**	**12,997**	**-**	**12,997**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.
(3) The figures for the Business Line Enel X have been adjusted to take account of the transfer of certain net assets and related revenue and expenses to the new Business Line Enel X Way, which are shown under "Holding, Services and Other".
(4) Does not include €111 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

Performance by secondary segment (Geographical Area)

Results for 2022 (1)

Millions of euro	Italy	Iberia	Latin America	Europe	North America	Africa, Asia and Oceania	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	83,337	32,725	20,949	77	2,183	266	980	140,517
Revenue and other income from transactions with other segments	171	108	385	10	31	-	(705)	-
Total revenue	**83,508**	**32,833**	**21,334**	**87**	**2,214**	**266**	**275**	**140,517**
Total costs	81,880	25,388	14,811	66	1,126	174	(481)	122,964
Net results from commodity contracts	4,679	(2,215)	56	6	(148)	(9)	(4)	2,365
Depreciation and amortization	2,209	1,784	1,393	2	430	75	193	6,086
Impairment losses	886	478	1,553	1	18	5	17	2,958
Impairment gains	(39)	(271)	(7)	-	-	-	(2)	(319)
Operating profit/(loss)	**3,251**	**3,239**	**3,640**	**24**	**492**	**3**	**544**	**11,193**
Capital expenditure	**4,640**	**2,316**	**4,289** (2)	**224** (3)	**2,491**	**164** (4)	**223** (5)	**14,347**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €94 million regarding units classified as held for sale.
(3) Does not include €4 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Does not include €40 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Does not include €18 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

Results for 2021(1) (2) (3)

Millions of euro	Italy	Iberia	Latin America	Europe	North America	Africa, Asia and Oceania	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	44,282	20,800	16,956	49	1,479	240	1,913	85,719
Revenue and other income from transactions with other segments	1,135	252	1	(35)	34	1	(1,388)	-
Total revenue	**45,417**	**21,052**	**16,957**	**14**	**1,513**	**241**	**525**	**85,719**
Total costs	40,751	17,412	12,867	59	748	135	(963)	71,009
Net results from commodity contracts	1,967	543	53	40	(81)	4	(3)	2,523
Depreciation and amortization	2,107	1,754	1,177	4	356	65	129	5,592
Impairment losses	1,747	1,797	536	1	161	32	21	4,295
Impairment gains	(22)	(170)	(9)	(2)	-	-	(2)	(205)
Operating profit/(loss)	**2,801**	**802**	**2,439**	**(8)**	**167**	**13**	**1,337**	**7,551**
Capital expenditure	**3,842**	**2,202**	**3,722**	**456**	**2,293**	**217** (3)	**265**	**12,997**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.
(3) Does not include €111 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

Financial position by primary segment (Business Line)

At December 31, 2022

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Enel X	Holding, Services and Other	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	8,530	41,519	40,377	44	553	805	91,828	(3)	91,825
Intangible assets	397	5,723	20,035	4,172	647	623	31,597	-	31,597
Non-current and current contract assets	-	50	500	-	72	53	675	(11)	664
Trade receivables	7,667	3,730	5,706	8,426	618	1,304	27,451	(9,715)	17,736
Other	7,928	540	2,551	2,716	480	2,535	16,750	(7,897)	8,853
Operating assets	**24,522** (1)	**51,562** (2)	**69,169** (3)	**15,358** (4)	**2,370** (5)	**5,320**	**168,301**	**(17,626)**	**150,675**
Trade payables	8,034	4,173	4,297	8,647	705	1,394	27,250	(9,187)	18,063
Non-current and current contract liabilities	95	323	7,527	76	10	22	8,053	(89)	7,964
Sundry provisions	3,979	921	3,263	380	101	1,095	9,739	(68)	9,671
Other	3,475	1,802	6,691	6,740	300	4,454	23,462	(7,908)	15,554
Operating liabilities	**15,583** (6)	**7,219** (7)	**21,778** (8)	**15,843** (9)	**1,116** (10)	**6,965** (11)	**68,504**	**(17,252)**	**51,252**

(1) Of which €190 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(2) Of which €1,951 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €1,855 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €1,160 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €80 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €87 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(7) Of which €185 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(8) Of which €390 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(9) Of which €476 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(10) Of which €11 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(11) Of which €4 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

At December 31, 2021(1)

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Enel X	Holding, Services and Other	Total reporting segment	Eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	9,384	36,205	38,635	49	486	713	85,472	-	85,472
Intangible assets	216	5,016	21,473	4,030	670	631	32,036	-	32,036
Non-current and current contract assets	1	1	525	-	60	21	608	43	651
Trade receivables	4,814	2,601	6,731	6,533	559	1,347	22,585	(6,493)	16,092
Other	4,319	826	2,614	3,812	345	2,287	14,203	(6,107)	8,096
Operating assets	**18,734** (2)	**44,649** (3)	**69,978**	**14,424**	**2,120** (4)	**4,999**	**154,904**	**(12,557)**	**142,347**
Trade payables	5,730	3,701	4,390	7,129	695	1,259	22,904	(5,920)	16,984
Non-current and current contract liabilities	102	216	7,316	62	13	13	7,722	(75)	7,647
Sundry provisions	4,586	936	3,810	466	52	1,297	11,147	(89)	11,058
Other	4,125	1,901	8,104	4,575	141	3,659	22,505	(6,245)	16,260
Operating liabilities	**14,543**	**6,754** (5)	**23,620**	**12,232**	**901** (6)	**6,228**	**64,278**	**(12,329)**	**51,949**

(1) The figures for the Business Line Enel X have been adjusted to take account of the transfer of certain net assets and related revenue and expenses to the new Business Line Enel X Way, which are shown under "Holding, Services and Other".
(2) Of which €2 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €999 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €136 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €28 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €57 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

Financial position by secondary segment (Geographical Area)

At December 31, 2022

Millions of euro	Italy	Iberia	Latin America	Europe	North America	Africa, Asia and Oceania	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	30,327	23,167	21,099	2,397	13,722	1,002	111	91,825
Intangible assets	3,200	16,173	10,534	331	602	129	628	31,597
Non-current and current contract assets	73	9	493	48	19	16	6	664
Trade receivables	7,086	4,369	5,037	1,127	268	66	(217)	17,736
Other	4,947	2,929	1,498	294	250	63	(1,128)	8,853
Operating assets	**45,633**	(1) **46,647**	**38,661**	(2) **4,197**	(3) **14,861**	**1,276**	(4) **(600)**	**150,675**
Trade payables	9,595	3,220	4,813	483	1,261	119	(1,428)	18,063
Non-current and current contract liabilities	4,188	3,351	35	443	-	1	(54)	7,964
Sundry provisions	3,008	3,458	2,378	69	97	32	629	9,671
Other	4,323	3,144	4,480	637	1,893	66	1,011	15,554
Operating liabilities	**21,114**	(5) **13,173**	**11,706**	(6) **1,632**	(7) **3,251**	**218**	(8) **158**	**51,252**

(1) Of which €251 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(2) Of which €307 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €4,125 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €553 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €64 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €76 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(7) Of which €961 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(8) Of which €52 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

At December 31, 2021

Millions of euro	Italy	Iberia	Latin America	Europe	North America	Africa, Asia and Oceania	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	27,335	23,075	18,671	3,440	10,853	1,948	150	85,472
Intangible assets	2,313	16,071	11,414	772	557	179	730	32,036
Non-current and current contract assets	94	5	517	-	18	13	4	651
Trade receivables	7,372	3,886	4,414	583	215	51	(429)	16,092
Other	4,555	2,474	1,398	217	259	140	(947)	8,096
Operating assets	**41,669**	(1) **45,511**	**36,414**	**5,012**	**11,902**	**2,331**	(2) **(492)**	(3) **142,347**
Trade payables	9,684	2,509	4,333	481	1,209	136	(1,367)	16,984
Non-current and current contract liabilities	4,109	3,109	30	438	-	-	(39)	7,647
Sundry provisions	3,395	4,211	2,426	130	120	32	744	11,058
Other	5,749	3,945	4,509	328	1,482	64	183	16,260
Operating liabilities	**22,937**	(4) **13,774**	**11,298**	**1,377**	**2,810**	**232**	(5) **(479)**	(6) **51,949**

(1) Of which €2 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(2) Of which €999 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €136 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €6 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €22 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €57 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

The following table reconciles segment assets and liabilities and the consolidated figures.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Total assets	**219,618**	**206,940**
Equity-accounted investments	1,281	704
Non-current financial derivative assets	3,970	2,772
Other non-current financial assets	8,359	5,704
Non-current tax assets included in "Other non-current assets"	1,674	2,286
Other current financial assets	13,753	8,645
Current financial derivative assets	14,830	22,791
Cash and cash equivalents	11,041	8,858
Deferred tax assets	10,925	11,034
Tax assets	2,159	1,694
Financial and tax assets of "Assets held for sale"	951	105
Segment assets	**150,675**	**142,347**
Total liabilities	**177,536**	**164,598**
Long-term borrowings	68,191	54,500
Non-current financial derivative liabilities	5,895	3,339
Other non-current financial liabilities	-	120
Short-term borrowings	18,392	13,306
Current portion of long-term borrowings	2,835	4,031
Other current financial liabilities	853	625
Current financial derivative liabilities	16,141	24,607
Deferred tax liabilities	9,542	9,259
Income tax liabilities	1,823	712
Other tax liabilities	1,047	1,274
Financial and tax liabilities of "Liabilities included in disposal groups held for sale"	1,765	876
Segment liabilities	**51,252**	**51,949**

Information on the consolidated income statement

Revenue

11.a Revenue from sales and services – €135,653 million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Sale of electricity	69,340	45,053	24,287	53.9%
Transport of electricity	11,096	10,606	490	4.6%
Fees from network operators	979	800	179	22.4%
Transfers from institutional market operators	1,667	833	834	-
Sale of gas	8,970	4,744	4,226	89.1%
Transport of gas	80	599	(519)	-86.6%
Sale of fuel	5,605	1,791	3,814	-
Fees for connection to electricity and gas networks	826	769	57	7.4%
Construction contracts (1)	1,672	1,268	404	31.9%
Sale of environmental certificates	111	107	4	3.7%
Sale of value-added services	1,384	1,092	292	26.7%
Other sales and services	918	785	133	16.9%
Total IFRS 15 revenue	**102,648**	**68,447**	**34,201**	**50.0%**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	37,247	24,314	12,933	53.2%
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period	(4,260)	(10,893)	6,633	60.9%
Other revenue	18	32	(14)	-43.8%
Total revenue from sales and services	**135,653**	**81,900**	**53,753**	**65.6%**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Revenue from the "Sale of electricity" amounted to €69,340 million, an increase of €24,287 million compared with the previous year (+53.9%). The increase mainly reflects higher sales volumes and prices, mainly in Italy (€14,852 million) and Spain (€8,076 million).

"Transfers from institutional market operators" increased by €834 million compared with the previous year, mainly in Iberia due to an increase in costs incurred for the purchase of commodities used in thermal generation plants in the Canary Islands, taking account of the rise in prices on international markets.

Revenue from the "Sale of gas" in 2022 amounted to €8,970 million (€4,744 million in 2021), an increase of €4,226 million compared with the previous year. The increase is mainly attributable to higher sales volumes at higher average prices especially in Spain (€2,253 million) and Italy (€1,781 million).

Revenue from the "Sale of fuel" increased by €3,814 million, especially by Enel Global Trading due to the rise in gas sales.

The increase in the "Sale of commodities under contracts with physical settlement" (€12,933 million) and of performance of the measurement of contracts settled in 2022 (€6,633 million) mainly involve gas contracts.

Revenue from contracts with customers (IFRS 15) breaks down into "point in time" and "over time" revenue as indicated in the following tables.

Millions of euro	2022															
	Italy		Iberia		Latin America		Europe		North America		Africa, Asia and Oceania		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	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Total IFRS 15 revenue	**47,650**	**2,068**	**30,984**	**1,425**	**17,686**	**1,227**	**52**	**4**	**1,109**	**33**	**214**	**43**	**10**	**143**	**97,705**	**4,943**

	2021															
	Italy		Iberia		Latin America		Europe		North America		Africa, Asia and Oceania		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	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Total IFRS 15 revenue [(1)]	**29,187**	**1,178**	**19,707**	**402**	**16,525**	**245**	**46**	**2**	**805**	**17**	**194**	**26**	**-**	**113**	**66,464**	**1,983**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

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

	2022	2021	Change	
Fair value gain/(loss) on contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9) closed in the period				
Sales contracts				
Sale of electricity	5,436	4,368	1,068	24.5%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	(795)	(1,705)	910	53.4%
Total electricity	**4,641**	**2,663**	**1,978**	**74.3%**
Sale of gas	30,924	19,576	11,348	58.0%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	(3,600)	(9,335)	5,735	61.4%
Total gas	**27,324**	**10,241**	**17,083**	**-**
Sale of emissions allowances	875	366	509	-
Fair value gain/(loss) on closed contracts	131	146	(15)	-10.3%
Total emissions allowances	**1,006**	**512**	**494**	**96.5%**
Sale of guarantees of origin	12	4	8	-
Fair value gain/(loss) on closed contracts	4	1	3	-
Total guarantees of origin	**16**	**5**	**11**	**-**
Total revenue	**32,987**	**13,421**	**19,566**	**-**
Purchase contracts				
Purchase of electricity	6,161	3,677	2,484	67.6%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	(200)	(1,220)	1,020	83.6%
Total electricity	**5,961**	**2,457**	**3,504**	**-**
Purchase of gas	33,092	19,951	13,141	65.9%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	(1,940)	(8,057)	6,117	75.9%
Total gas	**31,152**	**11,894**	**19,258**	**-**
Purchase of emissions allowances	843	806	37	4.6%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	132	144	(12)	-8.3%
Total emissions allowances	**975**	**950**	**25**	**2.6%**
Purchase of guarantees of origin	25	4	21	-
Fair value gain/(loss) on closed contracts	3	1	2	-
Total guarantees of origin	**28**	**5**	**23**	**-**
Total costs	**38,116**	**15,306**	**22,810**	**-**
Net revenue/(costs) on contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9) closed in the period	**(5,129)**	**(1,885)**	**(3,244)**	**-**
Gain/(Loss) from measurement of outstanding contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9)				
Sales contracts				
Electricity	(134)	(1,606)	1,472	91.7%
Gas	4,841	(16,285)	21,126	-
Emissions allowances	490	(487)	977	-
Guarantees of origin	(15)	(8)	(7)	-87.5%
Total	**5,182**	**(18,386)**	**23,568**	**-**
Purchase contracts				
Electricity	(124)	(2,169)	2,045	94.3%
Gas	3,879	(13,801)	17,680	-
Emissions allowances	627	(520)	1,147	-
Guarantees of origin	(72)	12	(84)	-
Total	**4,310**	**(16,478)**	**20,788**	**-**
Gain/(Loss) from measurement of outstanding contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9)	**872**	**(1,908)**	**2,780**	**-**
Total net revenue/(costs) on contracts with physical settlement (within the scope of IFRS 9)	**(4,257)**	**(3,793)**	**(464)**	**-12.2%**

The table below gives a breakdown of revenue from sales and services by geographical segment.

Millions of euro

	2022	2021(1)
Italy	57,859	33,304
Europe		
Iberia	30,535	18,896
France	3,086	970
Switzerland	8,791	2,918
Germany	1,676	1,085
Austria	189	245
Slovenia	146	195
Romania	3	-
Greece	15	-
Bulgaria	-	-
Belgium	834	522
Czech Republic	321	435
Hungary	7	12
Russia	-	3
Netherlands	38	96
United Kingdom	11,841	3,736
Other European countries	1,551	1,160
Americas		
United States	779	601
Canada	53	33
Mexico	313	202
Brazil	9,064	9,381
Chile	4,434	3,151
Peru	1,449	1,111
Colombia	2,725	2,168
Argentina	966	887
Panama	177	150
Costa Rica	17	14
Guatemala	83	67
Other		
Africa	132	114
Asia	521	371
Oceania	48	53
Total	**135,653**	**81,900**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Performance obligations

The following table provides information about the Group's performance obligations arising from contracts with customers with reference to the main revenue streams only, with a summary of the specific judgments made and the related revenue recognition policies.
For information on the use of estimates with revenue from contracts with customers, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Type of product/service	*Nature and timing of satisfaction of performance obligation*	*Accounting policies*
Sale of electricity produced by the Group	In order to determine the nature of the promise contained in these contracts with customers for the sale of electricity, the Group carefully analyzes the facts and circumstances applicable to each contract. For the sale of electricity on power exchanges, the facts and circumstances (including the intrinsic characteristics of the commodity, contractual terms, information regarding infrastructure and other delivery mechanisms) generally indicate that the performance obligation is a service in which the customer simultaneously receives and consumes the benefits of the commodity as it is delivered. Thus, the Group identifies a performance obligation satisfied over time as part of a series of distinct goods/services (i.e., each unit of commodity) that are substantially the same and have the same pattern of transfer to the customer.	The Group applies an output method to recognize revenue from the sale of electricity on power exchanges, recognized over time, so as to recognize revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer if that amount corresponds directly with the value to the customer of the performance completed to date, i.e., at the price defined in the market (without variable consideration).

Network connection services	The network connection fees received from customers for connecting them to the electricity/gas distribution networks require a specific Group assessment to take into consideration all terms and conditions of the connection arrangements. 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 takes into consideration the applicable local legal and regulatory framework applicable to the contract and affecting the parties. In such cases, if there is an implied assignment of the material right and an obligation from the initial customer to the new customer, the Group recognizes the connection fee over a period beyond the relationship with the initial customer, considering the concession terms as the period during which the initial customer and any future customer can benefit from the ongoing access without paying an additional connection fee. As a consequence, the fee is recognized over the period for which the payment creates an obligation for the Group to make the lower prices available to future customers (i.e., the period during which the customer is expected to benefit from the ongoing access service without having to pay an "up-front fee" upon renewal).	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, that is goods/services that the customer expects to receive and has paid for (i.e., the promise to transfer the good or service to the customer is separately identifiable from other promises in the contract). 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 or transport 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.
Construction contracts	The construction contracts typically include a performance obligation satisfied over time. For these contracts, the Group generally considers it appropriate to use an input method for measuring progress, except when a specific contract analysis suggests the use of an alternative method that better depicts the Group's performance obligation fulfilled at the reporting date.	For construction contracts that include a performance obligation satisfied over time, the Group recognizes revenue over time by measuring progress toward the complete satisfaction of that performance obligation. The cost-to-cost method is generally considered the best method to depict the Group's performance obligation fulfilled at the reporting date. The amount due from customers under a construction contract is presented as a contract asset; the amount due to customers under a construction contract is presented as a contract liability.

Concession service arrangements (within the scope of IFRIC 12)	The Group, as concession holder, provides services for the construction/upgrade of the infrastructure used for the provision of public services and/or services for the operation and maintenance of the infrastructure itself for the period of the concession. For performance obligations related to infrastructure construction and improvement, please refer to the section "Construction contracts". As far as revenue from operating services is concerned, please refer to the sections "Sale of electricity produced by the Group" and "Sale/transport of electricity/gas to end users".	When the Group provides construction/upgrade services, it recognizes intangible assets and/or financial assets, depending on the characteristics of the service concession arrangement. The amounts received or receivable relating to both components are initially recognized as revenue from contracts with customers. For more details on revenue recognition, please refer to the section "Construction contracts". Furthermore, the component recognized in profit or loss deriving from the remeasurement at fair value of the financial assets in respect of service concession agreements for the distribution business in Brazil is also classified as revenue, in order to adequately reflect the business model in line with the related concession agreement. Revenue from management and maintenance activities is recognized as revenue from the sale of electricity on the market or to end users (please refer to sections "Sale of electricity produced by the Group" and "Sale/transport of electricity/gas to end users", respectively).

11.b Other income – €4,864 million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Operating grants	28	33	(5)	-15.2%
Grants for environmental certificates	220	249	(29)	-11.6%
Capital grants (electricity and gas business)	28	26	2	7.7%
Sundry reimbursements	314	300	14	4.7%
Gains on the disposal of subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale	1,876	1,781	95	5.3%
Gains on the disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	64	59	5	8.5%
Service continuity bonuses	31	48	(17)	-35.4%
Other income	2,303	1,323	980	74.1%
Total	**4,864**	**3,819**	**1,045**	**27.4%**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

"Grants for environmental certificates" came to €220 million, a decrease of €29 million compared with the previous year, mainly reflecting the decrease in grants for white certificates obtained from distribution operations in Italy. This effect was partially offset by the increase in grants for guarantees of origin in Spain.

Gains on the disposal of entities amounted to €1,876 million in 2022, mainly reflecting the recognition gains on the disposal by Enel X International of 1.1% of the investment in Ufinet (€220 million), the sale by Enel X Srl of financial companies to Mooney (€67 million), the sale of 50% of the investment held by Enel Grids in Gridspertise (€520 million) and the sale of Enel Chile's interest in Enel Transmisión Chile.
In 2021 the item included the capital gain on the sale of Enel SpA's interest in Open Fiber (€1,763 million).

"Other income" increased by €980 million, mainly due to the increase of income in Chile (€503 million) following a modification of the existing contractual agreement with Shell, in terms of volumes committed by the supplier, and the increase in Enel Green Power North America of income from tax partnership (€319 million).

The following tables show a breakdown of total revenue by business line based on the approach used by management to monitor the Group's performance during the two years being compared.

Millions of euro

	2022								
	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Enel X	Holding, Services and Other	**Total reporting segment**	Eliminations and adjustments	**Total**
Total IFRS 15 revenue	**37,154**	**7,863**	**20,854**	**61,711**	**1,782**	2,167	**131,531**	(28,883)	**102,648**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	42,667	-	-	26	-	-	42,693	(5,446)	37,247
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period	(4,240)	-	-	(20)	-	-	(4,260)	-	(4,260)
Other revenue	-	6	13	-	1	21	41	(23)	18
Total revenue from sales and services	**75,581**	**7,869**	**20,867**	**61,717**	**1,783**	2,188	**170,005**	(34,352)	**135,653**
Other income	**754**	**1,298**	**2,165**	**435**	**426**	47	**5,125**	(261)	**4,864**
TOTAL REVENUE	**76,335**	**9,167**	**23,032**	**62,152**	**2,209**	2,235	**175,130**	(34,613)	**140,517**

Millions of euro

	2021 (1)								
	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Enel X	Holding, Services and Other	**Total reporting segment**	Eliminations and adjustments	**Total**
Total IFRS 15 revenue	**16,673**	**8,533**	**19,661**	**36,933**	**1,277**	**2,189**	**85,286**	(16,839)	**68,447**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	26,691	-	-	14	-	-	26,705	(2,391)	24,314
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts	(10,895)	-	-	1	-	-	(10,894)	1	(10,893)
Other revenue	5	6	15	-	3	31	60	(28)	32
Total revenue from sales and services	**32,474**	**8,539**	**19,696**	**36,948**	**1,280**	**2,220**	**101,157**	(19,257)	**81,900**
Other income	**129**	**633**	**546**	**451**	**148**	**1,792**	**3,699**	120	**3,819**
TOTAL REVENUE	**32,603**	**9,172**	**20,242**	**37,399**	**1,428**	**4,012**	**104,856**	(19,137)	**85,719**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

737/1075

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Costs

12.a Electricity, gas and fuel – €96,896 million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Electricity	47,155	28,624	18,531	64.7%
- of which purchases under contracts with physical settlement (IFRS 9)	*6,161*	*3,677*	*2,484*	*67.6%*
Gas	47,930	26,614	21,316	80.1%
- of which purchases under contracts with physical settlement (IFRS 9)	*33,092*	*19,951*	*13,141*	*65.9%*
Fair value gain/(loss) on contracts for purchase of electricity and gas with physical settlement closed during the period	(2,140)	(9,277)	7,137	76.9%
Nuclear fuel	111	107	4	3.7%
Other fuels	3,840	1,634	2,206	-
Total	**96,896**	**47,702**	**49,194**	-

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022). Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Costs for the purchase of "Electricity" mainly increased due to a rise in volumes purchased in an environment of increasing average prices compared with the previous year, mainly attributable to Italy (€15,396 million) and Spain (€3,563 million).

The increase in costs for the purchase of "Gas" mainly reflects the increase in quantities handled, mainly due to a rise in generation, as well as the increase in the cost of purchasing gas from third parties.

The gain/(loss) from the fair value measurement of closed contracts with physical settlement showed an increase of €7,137 million compared with the previous year, of which €6,117 million attributable to gas and €1,020 million to electricity.

The increase in "Other fuels" is mainly attributable to the increase in the volume of generation and the rise in commodity prices.

12.b Services and other materials – €20,228 million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Wheeling	8,247	8,921	(674)	-7.6%
Maintenance and repairs	1,067	1,364	(297)	-21.8%
Telephone and postal costs	181	177	4	2.3%
Communication services	117	123	(6)	-4.9%
IT services	872	959	(87)	-9.1%
Leases and rentals	503	126	377	-
Other services	5,707	4,160	1,547	37.2%
Purchase of environmental certificates	963	1,256	(293)	-23.3%
- of which relating to purchases from contracts with physical delivery (IFRS 9)	*868*	*810*	*58*	*7.2%*
Fair value gain/(loss) on contracts for purchase of environmental certificates with physical settlement closed during the period	135	145	(10)	-6.9%
Change in inventories of environmental certificates	97	32	65	-
Other materials	2,533	2,041	492	24.1%
Total	**20,228**	**19,240**	**988**	**5.1%**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Costs for services and other materials amounted to €20,228 million in 2022, an increase of €988 million compared with 2021. This change essentially reflected:

- an increase in costs for leases and rentals, mainly reflecting the closure, in 2021, of a dispute in Spain, which permitted the reversal of provisions previously recognized in the amount of about €300 million;
- an increase of €1,547 million in "Other services", essentially reflecting the increase in costs for services connected with the electricity and gas business (€720 million), those related to concessions in Brazil (€281 million), those related to the value-added services business (€119 million) and expenses for professional and technical services (€156 million);
- an increase in "Other materials" mainly attributable to higher procurement costs of raw materials and higher production volumes;
- a decline in costs for wheeling, mainly in Italy and Spain, attributable to a decline in the average price applied, partially offset by an increase of those in Latin America due to the increase in traded volumes;
- lower provisions for costs connected with the conversion of plants in Italy for the purposes of the energy transition;
- a decrease in costs for systems assistance, computer maintenance and IT development, mainly in Italy.

12.c Personnel expenses – €4,570 million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Wages and salaries	3,442	3,122	320	10.2%
Social security contributions	924	844	80	9.5%
Italian post-employment benefits	107	104	3	2.9%
Post-employment and other long-term benefits	73	86	(13)	-15.1%
Early retirement incentives	(20)	10	(30)	-
Early retirement incentives connected with restructuring agreements	(151)	795	(946)	-
Other costs	195	179	16	8.9%
Total	**4,570**	**5,140**	**(570)**	**-11.1%**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Personnel expenses in 2022 amounted to €4,570 million, a decrease of €570 million.
The Group's workforce decreased by 1,155 employees, mainly reflecting the positive balance between new hires and terminations (1,998 employees), more than offset by changes in the consolidation scope (-3,153 employees), essentially attributable to:

- the acquisition of Enel Hydro Appennino Centrale Srl in Italy;
- the acquisition of Melita Italia Srl in Italy;
- the sale of PayTipper SpA in Italy;
- the sale of CityPoste Payment SpA in Italy;
- the sale of PayTipper Network Srl in Italy;
- the sale of FlagPay Srl in Italy;
- the sale of Gridspertise Srl in Italy;
- the sale of Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA, Celg Distribuição SA - Celg-D and Gridspertise Latam SA in Brazil;
- the sale of PJSC Enel Russia and subsidiaries in Russia;
- the sale of Enel Transmisión SA in Chile.

The increase in "Wages and salaries" substantially reflects the cost incurred as a result of new hiring at companies in Italy, the United States, Brazil, Spain and Argentina.
The €13 million decrease in "Post-employment and other long-term benefits" is mainly attributable to Spain.
The decrease in "Early retirement incentives connected with restructuring agreements" is mainly attributable to an increase in costs in Italy in 2021 as a result of the signing of a new framework agreement in application of Article 4, paragraphs 1-7-*ter*, of Law 92/2012, for which provisions of €557 million were recognized for restructuring and digitalization. In 2022 the provision was adjusted according to the developments of the period and changes underlying the actuarial assumptions.

The table below shows the average number of employees by category, along with a comparison with the previous year, and the headcount as of December 31, 2022.

No.	Average[1]		Headcount[1]
	2022	2021	**at Dec. 31, 2022**
Senior managers	1,389	1,386	1,366
Middle managers	12,528	11,797	12,645
Office staff	35,676	35,449	34,634
Blue collar	16,883	17,344	16,479
Total	**66,476**	**65,976**	**65,124**

(1) For companies consolidated on a proportionate basis, the headcount corresponds to Enel's percentage share of the total.

12.d Net impairment/(reversals) on trade receivables and other financial reveivables – €1,278 million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Impairment losses on trade receivables	1,375	1,285	90	7.0%
Impairment losses on other financial assets	169	93	76	81.7%
Total impairment losses on trade receivables and other financial assets	**1,544**	**1,378**	**166**	**12.0%**
Impairment gains on trade receivables	(265)	(202)	(63)	-31.2%
Impairment gains on other financial assets	(1)	(1)	-	-
Total impairment gains on trade receivables and other financial assets	**(266)**	**(203)**	**(63)**	**-31.0%**
NET IMPAIRMENT/(REVERSALS) ON TRADE RECEIVABLES AND OTHER FINANCIAL ASSETS	**1,278**	**1,175**	**103**	**8.8%**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

The item, equal to €1,278 million, includes impairment losses and reversals on trade receivables and other financial assets. The net impairment losses on trade receivables increased by a total of €90 million, essentially reflecting the effect of the increase in trade receivables which led to an increase in the provision for bad debts in order to guarantee adequate coverage of the new receivable.

12.e Depreciation, amortization and other impairment losses – €7,447 million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Property, plant and equipment	4,472	4,259	213	5.0%
Investment property	2	3	(1)	-33.3%
Intangible assets	1,612	1,330	282	21.2%
Other impairment losses	1,414	2,917	(1,503)	-51.5%
Other reversals of impairment losses	(53)	(2)	(51)	-
Total	**7,447**	**8,507**	**(1,060)**	**-12.5%**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

The decrease in "Depreciation, amortization and other impairment losses" in 2022 essentially reflected:

- the effect of impairment losses recognized in 2021 on certain plants or CGUs in Italy (€989 million), Spain (€1,488 million), Mexico (€155 million), Chile (€32 million) and Australia (€30 million);
- the effect of the impairment losses recognized in 2021 in Costa Rica (€126 million) on the hydroelectric plant operated under a concession arrangement by PH Chucas.

These effects were partially offset by:

- an increase in depreciation and amortization in Italy due to an acceleration of the depreciation rates for first-generation electronic meters (1G) in order to reflect the planned installation schedule for 2G meters provided for in the Open Meter plan;
- the depreciation of tangible assets due to new investments made in recent years in the renewable energy sector in South America, North America and Spain;
- the value adjustments of the net assets of Enel Generación Costanera SA (€174 million) and Central Dock Sud SA (€116 million) in Argentina, and Celg Distribuição SA - Celg-D (€827 million) and CGT Fortaleza in Brazil (€73 million).

12.f Other operating costs – €4,685 million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
System charges - emissions allowances	2,216	41	2,175	-
System charges - energy efficiency certificates	182	239	(57)	-23.8%
System charges - purchases of green certificates	-	-	-	-
System charges - guarantees of origin	112	26	86	-
Losses on disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	166	75	91	-
Taxes and duties	1,107	1,099	8	0.7%
Other	902	488	414	84.8%
Total	**4,685**	**1,968**	**2,717**	-

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Other operating costs increased by €2,717 million compared with the previous year, mainly reflecting:

- the increase in environmental compliance charges in Italy and Spain (€2,178 million) reflecting the increase in the price of CO_2 and of thermal generation mainly attributable to the need to compensate for low water levels during the period;
- the capital losses recognized for the sale of Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) (€208 million) and CGT Fortaleza in Brazil (€135 million).

12.g Capitalized costs – €(3,415) million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Personnel	(1,184)	(998)	(186)	-18.6%
Materials	(1,258)	(1,079)	(179)	-16.6%
Other	(973)	(964)	(9)	-0.9%
Total	**(3,415)**	**(3,041)**	**(374)**	**-12.3%**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Capitalized costs increased by €374 million, mainly reflecting:

- greater investment in renewable plants in Italy, Spain and North America;
- greater investment in distribution lines in Latin America;
- greater investment in the distribution sector in Italy, for an increase in new customer connections and an increase in investment in service quality (e-grid and DSO 4.0 projects).

13. Net results from commodity contracts – €2,365 million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Commodity derivatives:				
- income from settled derivatives	23,124	11,456	11,668	-
- expense from settled derivatives	18,929	9,331	9,598	-
Net income/(expense) from settled commodity derivatives:	**4,195**	**2,125**	**2,070**	**97.4%**
- income from outstanding derivatives	(2,479)	4,572	(7,051)	-
- expense from outstanding derivatives	223	2,266	(2,043)	-90.2%
Net income/(expense) from outstanding commodity derivatives	**(2,702)**	**2,306**	**(5,008)**	-
Outstanding contracts for energy commodities with physical settlement:				
- results from outstanding contracts to sell energy commodities with physical settlement	5,182	(18,386)	23,568	-
- results from outstanding contracts to purchase energy commodities with physical settlement	(4,310)	16,478	(20,788)	-
Net results from outstanding contracts for energy commodities with physical settlement	**872**	**(1,908)**	**2,780**	-
NET RESULTS FROM COMMODITY CONTRACTS	**2,365**	**2,523**	**(158)**	**-6.3%**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Net results from commodity contracts showed net income of €2,365 million in 2022 (net income of €2,523 million in 2021), and break down as follows:

- net income from commodity derivatives totaling €1,493 million (net income of €4,431 million in 2021), including derivatives designated as cash flow hedges and derivatives measured at fair value through profit or loss. More specifically, net income from derivatives settled in the period amounted to €4,195 million (net income of €2,125 million in 2021) and net expense from the fair value measurement of outstanding derivatives came to €2,702 million (net income of €2,306 million in 2021);
- net income from the fair value measurement through profit or loss of energy commodity contracts with physical settlement still outstanding at the reporting date amounting to €872 million (net expense of €1,908 million in 2021).

For more information on derivatives, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

14. Net financial income/(expense) from derivatives – €(296) million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Income:				
- income from derivatives designated as hedging derivatives	1,442	2,097	(655)	-31.2%
- income from derivatives at fair value through profit or loss	1,676	620	1,056	-
Total income	**3,118**	**2,717**	**401**	**14.8%**
Expense:				
- expense from derivatives designated as hedging derivatives	(1,744)	(599)	(1,145)	-
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	(1,670)	(657)	(1,013)	-
Total expense	**(3,414)**	**(1,256)**	**(2,158)**	-
NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**(296)**	**1,461**	**(1,757)**	-

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

In 2022, net expense from derivatives on interest and exchange rates amounted to €296 million (net income of €1,461 million in 2021) and break down as follows:

- net expense from derivatives designated as hedging derivatives in the amount of €302 million (net income of €1,498 million in 2021) mainly in regard of cash flow hedges;
- net income from derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €6 million (net expense of €37 million in 2021).

The net balances recognized in 2022 and 2021 on both hedging derivatives and those at fair value through profit or loss mainly referred to the hedging of exchange rate risk. For more information on derivatives, see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

15. Net other financial income/(expense) – €(2,160) million

Other financial income

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Interest income from financial assets (current and non-current):				
- interest income at effective rate on non-current securities and financial assets	158	117	41	35.0%
- interest income at effective rate on current financial investments	201	80	121	-
Total interest income at the effective interest rate	**359**	**197**	**162**	82.2%
Financial income on non-current financial assets designated at fair value through profit or loss	-	-	-	-
Exchange gains	**2,289**	**1,212**	**1,077**	88.9%
Income on equity investments	**1**	**6**	**(5)**	-83.3%
Income from hyperinflation	**1,739**	**824**	**915**	-
Other income	**781**	**447**	**334**	74.7%
TOTAL OTHER FINANCIAL INCOME	**5,169**	**2,686**	**2,483**	92.4%

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit\(Loss) from discontinued operations" of profit\(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Other financial income amounted to €5,169 million, an increase of €2,483 million compared with the previous year. The increase mainly reflects the following factors:

- an increase in income from exchange gains (€1,077 million), mainly relating to Enel Finance International (€728 million) and Enel Américas (€222 million);
- an increase in income from hyperinflation (€915 million), recognized by the Argentine companies as a result of the application of IAS 29 on financial reporting in hyperinflationary economies; for more information, see note 4 of these consolidated financial statements at 31 December, 2022;
- an increase in interest income at the effective rate (€162 million), mainly relating to short-term financial investments;
- an increase in other income mainly deriving from the value adjustment of hedged liabilities in fair value hedge relationships (€123 million).

Other financial expense

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Interest expense on financial debt (current and non-current):				
- interest on bank borrowings	509	322	187	58.1%
- interest expense on bonds	1,884	1,877	7	0.4%
- interest expense on other borrowings	235	134	101	75.4%
Total interest expense	**2,628**	**2,333**	**295**	**12.6%**
Financial expense on debt management transactions	**-**	**702**	**(702)**	**-**
Exchange losses	**2,179**	**2,551**	**(372)**	**-14.6%**
Adjustment to post-employment and other employee benefits	**145**	**105**	**40**	**38.1%**
Adjustment to other provisions	**201**	**126**	**75**	**59.5%**
Expense from equity investments	**-**	**-**	**-**	**-**
Expense from hyperinflation	**1,449**	**804**	**645**	**80.2%**
Other expenses	**727**	**270**	**457**	**-**
TOTAL OTHER FINANCIAL EXPENSE	**7,329**	**6,891**	**438**	**6.4%**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

Other financial expense amounted to €7,329 million, an overall increase of €438 million compared with 2021, essentially reflecting the following factors:

- an increase in expense from hyperinflation of €645 million, recognized by the Argentine companies as a result of the application of IAS 29 on financial reporting in hyperinflationary economies; for more information, see note 4 of these consolidated financial statements at 31 December 2022;
- an increase in interest expense of €295 million, mainly attributable to the increase in interest rates due to the restrictive monetary policies implemented to face growing inflationary pressures;
- an increase in other expenses, in the amount of €63 million, in Argentina, mainly attributable to the increase in financial expense in respect of CAMMESA (€65 million), in Brazil, for higher costs deriving from the PIS/COFINS dispute, as well as €43 million at Enel Produzione for greater financial expense connected with the impairment loss on the receivable in respect of the sale of Slovak Power Holding.

These effects were substantially offset by the reduction in financial expense associated with the recognition of expense on debt management operations (€702 million) in 2021.

16. Share of profit/(loss) of equity-accounted investments – €4 million

Millions of euro

	2022	2021	Change	
Share of profit of associates	145	624	(479)	-76.8%
Share of loss of associates	(141)	(53)	(88)	-
Total	**4**	**571**	**(567)**	**-99.3%**

The share of profit/(loss) of equity-accounted investments in 2022 came to €4 million, a decrease of €567 million compared with the previous year.

The change was essentially due to a decrease in the share of profit/(loss) pertaining to the Group of Slovak Power Holding (€587 million), heavily penalized by the sharp rise in electricity prices on the spot market, slightly offset by the increase in the share of profit/(loss) of the Spanish companies (€20 million) and Rusenergosbyt (€19 million).

17. Income taxes – €3,523 million

Millions of euro

	2022	2021 (1)	Change	
Current taxes	3,025	2,007	1,018	50.7%
Adjustments for income taxes relating to prior years	(233)	145	(378)	-
Total current taxes	**2,792**	**2,152**	**640**	**29.7%**
Deferred tax expense	342	304	38	12.5%
Deferred tax income	389	(836)	1,225	-
TOTAL	**3,523**	**1,620**	**1,903**	-

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

The tax rate for 2022 came to 40%, compared with 30% in 2021. The increase essentially reflects the following factors:

- the change in the tax impact of impairment losses and gains and losses on mergers and acquisitions in the period compared with the previous year;
- higher costs incurred in Italy for the extraordinary tax funding program to shield users from higher energy costs envisaged under Law 51/2022 (about €121 million) and the solidarity tax provided for by Law 197/2022 (about €599 million);
- the effect of foreign tax rates exceeding the theoretical Italian rate;
- a decrease in the tax credit to eliminate dual taxation of dividends at Enel Iberia (€60 million);
- the tax effect of the application of hyperinflation accounting in Argentina (€30 million).

These adverse factors were partly offset by:

- the tax impact of the disposal of the interest in Ufinet, Gridspertise and Mooney (€190 million);
- the tax impact of the regime di Patent Box in Italy (€65 million);
- deferred tax assets recognized on the carve-out of Enel X Way in North America (€60 million).

For more information on changes in deferred tax assets and liabilities, see note 25.

The following table provides a reconciliation of the theoretical tax rate and the effective tax rate.

Millions of euro

	2022		2021 (1)	
Pre-tax profit	**8,741**		**5,378**	
Theoretical taxes	2,098	24%	1,291	24%
Change in tax effect on impairment losses, capital gains and negative goodwill	399		(229)	
Net effect on deferred taxation recognized with timing mismatch	-		70	
Tax reforms in Argentina and Colombia	-		166	
Adjustment of tax credit of Enel Iberia	-		211	
Preferential tax treatment of Open Fiber capital gain	-		(401)	
Preferential tax treatment of Ufinet, Gridspertise and Mooney capital gain	(190)		-	
Deferred tax assets recognized on the carve-out of Enel X Way	(60)		-	
Patent Box in Italy	(65)		-	
Deferred tax assets not recognized on tax losses	-		75	
Sundry tax effects of hyperinflation accounting in Argentina	30		49	
Tax effect for non-deductible Matimba capital loss	20		-	
Reversal of tax credit for Astrid operation	-		25	
Tax effect of provisions for non-deductible risks in Spain	30		-	
IRAP	260		276	
Extraordinary energy cost tax	121		-	
Solidarity tax	599		-	
Other differences, effect of different tax rates abroad compared with the theoretical rate in Italy, and other minor items	281		81	
Effect of restatement of comparative figures of discontinued operations	-		6	
Total	**3,523**		**1,620**	

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

18. Basic and diluted earnings per share

Both of 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.
The number of treasury shares, with a par value of €1 each, held at December 31, 2022 was equal to 7,153,795 (4,889,152 at December 31, 2021).

Millions of euro

	2022	2021
Profit for the year attributable to owners of the Parent (basic)	**1,682**	**3,189**
of which from:		
- *continuing operations*	*3,637*	*3,097*
- *discontinued operations*	*(1,955)*	*92*
Effect of preference rights on dividends (e.g., preference shares)	-	-
Dividends on equity instruments (e.g., hybrid bonds)	(123)	(71)
Other	-	-
Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (basic)	**1,559**	**3,118**
of which from:		
- *continuing operations*	*3,514*	*3,026*
- *discontinued operations*	*(1,955)*	*92*
Number of shares (units)		
Number of ordinary shares issued at 1 January	10,166,679,946	10,166,679,946
Effect of treasury shares held	(6,287,027)	(4,111,452)
Effect of share options exercised	145,119	-
Other	-	-
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for basic earnings per share	10,160,538,038	10,162,568,494

Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (basic)	**1,559**	**3,118**
Effect of dilution:		
- interest on convertible bonds	-	-
- other	-	-
Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (diluted)	**1,559**	**3,118**
of which:		
- *continuing operations*	*3,514*	*3,026*
- *discontinued operations*	*(1,955)*	*92*
Number of shares (units)		
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for basic earnings per share	10,160,538,038	10,162,568,494
Effect of conversion of convertible notes	-	-
Other	-	-
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for diluted earnings per share	**10,160,538,038**	**10,162,568,494**

Basic earnings per share		
Basic earnings per share	0.15	0.31
Basic earnings per share from continuing operations	0.35	0.30
Basic earnings per share from discontinued operations	(0.20)	0.01
Diluted earnings per share		
Diluted earnings per share	0.15	0.31
Diluted earnings per share from continuing operations	0.35	0.30
Diluted earnings per share from discontinued operations	(0.20)	0.01

Information on the statement of consolidated financial position

19. Property, plant and equipment – €88,521 million

The breakdown of and changes in property, plant and equipment for 2022 is given below.

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leased assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost net of accumulated impairment losses	643	11,115	163,443	547	1,551	3,722	482	11,819	193,322
Accumulated depreciation	-	5,650	100,069	396	1,188	1,093	354	-	108,750
Balance at Dec. 31, 2021	**643**	**5,465**	**63,374**	**151**	**363**	**2,629**	**128**	**11,819**	**84,572**
Capital expenditure	3	43	2,125	32	115	-	7	8,905	11,230
Assets entering service	27	804	5,078	7	22	27	49	(6,014)	-
Exchange differences	(2)	163	322	1	(20)	86	1	133	684
Change in the consolidation scope	4	46	700	-	2	(9)	-	(122)	621
Disposals	(1)	(12)	(89)	(1)	(8)	(96)	-	(63)	(270)
Depreciation	-	(215)	(3,893)	(24)	(90)	(336)	(43)	-	(4,601)
Impairment losses	1	-	(153)	-	(1)	-	-	(49)	(202)
Impairment gains	(1)	-	47	-	-	-	-	-	46
Other changes	1	23	714	2	38	552	(3)	345	1,672
Reclassifications from/to assets held for sale	(46)	(430)	(3,540)	(5)	(129)	(91)	-	(990)	(5,231)
Total changes	**(14)**	**422**	**1,311**	**12**	**(71)**	**133**	**11**	**2,145**	**3,949**
Cost net of accumulated impairment losses	629	11,606	165,370	572	1,439	4,021	547	13,964	198,148
Accumulated depreciation	-	5,719	100,685	409	1,147	1,259	408	-	109,627
Balance at Dec. 31, 2022	**629**	**5,887**	**64,685**	**163**	**292**	**2,762**	**139**	**13,964**	**88,521**

Plant and machinery included assets to be relinquished free of charge with a carrying amount of €8,409 million (€7,946 million at December 31, 2021), largely regarding power plants in Iberia and Latin America amounting to €3,456 million (€3,672 million at December 31, 2021), and the electricity distribution grid in Latin America totaling €4,228 million (€3,506 million at December 31, 2021).

For more information on "Leased assets", please see note 21 below.

The types of capital expenditure made during 2022 are summarized below by class of asset. These expenditures, totaling €13,329 million, increased by €1,128 million on 2021, increases that were particularly concentrated in solar power plants.

Millions of euro

	2022	2021	Change	
Power plants:				
- thermal	661	550	111	20.2%
- hydroelectric	435	402	33	8.2%
- geothermal	121	120	1	0.8%
- nuclear	134	157	(23)	-14.6%
- alternative energy sources	5,189	4,947	242	4.9%
Total power plants	**6,540**	**6,176**	**364**	**5.9%**
Electricity distribution grids (1)	4,483	4,389	94	2.1%
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	373	285	88	30.9%
Enel X Way (e-Mobility)	113	82	31	37.8%
Retail customers	721	643	78	12.1%
Other	1,099	626	473	75.6%
TOTAL (2)	**13,329**	**12,201**	**1,128**	**9.2%**

(1) The figure for 2022 does not include €1,174 million in respect of infrastructure investments within the scope of IFRIC 12 (€907 million in 2021).
(2) The figure for 2022 includes €156 million regarding units classified as held for sale (€111 million in 2021).

The Enel Group, in line with the Paris Agreement on CO_2 emissions reductions and guided by energy efficiency and energy transition objectives, has invested above all in generation plants that exploit alternative energy sources. Capital expenditure on generation plants mainly regard solar plants in the United States, Italy, Spain, Colombia, Peru, Chile, Brazil, South Africa and Australia.

In order to respond to ever more variable climate developments and, therefore, enhance the resilience of grids, the Group continued to invest in the distribution business line (€4,483 million). The €94 million increase is mainly attributable to greater investments in Italy, Brazil and Peru, mainly for corrective maintenance and grid reliability.

Capital expenditure of Enel X increased mainly in Italy, in the e-City and e-Home businesses, in North America and Australia, reflecting higher industrial capex of the Battery Energy Storage business for the implementation of new projects, in Brazil due to higher expenditure in the Smart Lighting, e-Home and Distributed Energy businesses (launch of new PV-Photovoltaic projects), in Peru in the Public Lighting business, in Colombia with the launch of new projects in the Distributed Energy business (PV-Photovoltaic) and in Spain, in the e-Home business.

The growth of capital expenditure of Enel X Way refers to deployment of new charging points for electric mobility mainly in Spain.

The change in "Other" mainly includes investments in the period in Battery Energy Storage Systems (BESS) in Italy and North America.

Exchange gains amounted to €684 million.

The "Change in the consolidation scope" in 2022 mainly refers to the acquisition of ERG Hydro Srl (now merged in Enel Produzione) in Italy and the sale of Thar Surya 1 Private Limited in India.

"Impairment losses" amounted to €202 million and are mainly attributable to the value adjustment of the Spanish generation plants of Baleares, Canarias, Ceuta Melilla and Terminal Portuario de Los Barrios, and in Colombia to Sociedad Portuaria Central Cartagena SA, controlled by Enel Colombia, which will terminate commercial operations from November 2023. For that reason, at December 31, 2022, the carrying amount of "Plant and machinery" was written down.
This item was also affected by impairment losses on Enel Produzione's assets of coal-fired power plants in Torrevaldaliga Nord, Fusina and Brindisi Sud.

"Reclassifications from/to assets held for sale" refer mainly to all the assets of the Romanian, Greek companies and of Enel Russia, which was sold during the 4th Quarter of 2022. It also refers to the reclassification to assets held for sale of Enel Generación Costanera SA and Central Dock Sud SA in Argentina, 3SUN Srl in Italy, Avikiran Solar India Private Limited in India and Bungala in Australia.

"Other changes" include the provision for plant retiring and site restoration costs in the amount of a negative €302 million, mainly in Spain and North America, new leases of €585 million, impairment losses on the property, plant and equipment of the Argentine companies operating in a hyperinflationary economy in the amount of €1,081 million and the effect of capitalizing interest on loans specifically dedicated to capital expenditure on property, plant and equipment of €260 million (€182 million in 2021) breaking down as follows.

Millions of euro

	2022	Rate %	2021	Rate %	Change	
EGP North America	83	0.5%	17	0.2%	66	-
EGP México	14	7.0%	10	4.3%	4	40.0%
EGP South Africa	22	6.3%	61	6.3%	(39)	-63.9%
Enel Américas Group	50	3.2%	23	3.7%	27	-
Enel Chile Group	91	6.1%	80	7.0%	11	13.8%
Endesa Group	5	1.4%	4	1.5%	1	25.0%
Enel Russia Group	-		18	6.5%	(18)	-
EGP India Group	7	9.9%	8	8.3%	(1)	-12.5%
EGP Australia Group	-		1	0.2%	(1)	-
Enel Produzione	1	2.1%	2	2.1%	(1)	-50.0%
C&C Uno Energy Srl	1	3.1%	-		1	-
Nuove Energie	2	1.6%	1	0.5%	1	-
Enel Green Power Italia	6	3.6%	5	3.3%	1	20.0%
Enel Finance International	-		12	1.8%	(12)	-
Total [1]	**282**		**242**		**40**	**16.5%**

(1) The total for 2022 also includes €22 million pertaining to assets held for sale (the total for 2021 includes -€5 million in capitalized financial expense in respect of intangible assets, €4 million in other non-current assets and €61 million pertaining to assets held for sale).

At December 31, 2022, contractual commitments to purchase property, plant and equipment amounted to €2,926 million.

20. Infrastructure within the scope of "IFRIC 12 - Service concession arrangements"

Service concession arrangements, which are recognized in accordance with IFRIC 12, regard certain infrastructure serving concessions for electricity distribution in Brazil and Costa Rica.
The following table summarizes the salient details of those concessions.

Millions of euro

	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	Amount recognized among contract assets at Dec. 31, 2022	Amount recognized among financial assets at Dec. 31, 2022	Amount recognized among intangible assets at Dec. 31, 2022
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1996-2026	4 years	Yes	116	1,138	453
Enel Distribuição Ceará	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	6 years	Yes	86	876	459
Enel Green Power Mourão	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2016-2046	24 years	No	-	5	-
Enel Green Power Paranapanema	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2016-2046	24 years	No	-	26	-
Enel Green Power Volta Grande	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2017-2047	25 years	No	-	276	-
Enel Distribuição São Paulo	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	6 years	Yes	290	1,318	544
PH Chucas	Costa Rican Electricity Institute	Hydroelectric plant	Costa Rica	2012-2031	9 years	No	-	103	44
Total							**492**	**3,742**	**1,500**

The assets classified under financial assets are measured at fair value at the end of the concessions. For more information, see note 52 "Assets and liabilities measured at fair value".

21. Leases

The table below shows changes in right-of-use assets in 2022.

Millions of euro	Leased land	Leased buildings	Leased plants	Other leased assets	Total
Total at Dec. 31, 2021	**1,147**	**517**	**441**	**524**	**2,629**
Increases	289	172	(1)	138	598
Exchange differences	63	6	11	6	86
Depreciation	(48)	(120)	(36)	(132)	(336)
Other changes	(139)	(62)	9	(23)	(215)
Total at Dec. 31, 2022	**1,312**	**513**	**424**	**513**	**2,762**

Lease liabilities and changes during the year are shown in the table below.

Millions of euro	
Total at Dec. 31, 2021	**2,547**
Increases	445
Payments	(310)
Other changes	(10)
Total at Dec. 31, 2022	**2,672**
of which medium to long term	*2,409*
of which short term	*263*

Millions of euro	
	2022
Depreciation of right-of-use assets	327
Interest expense on lease liabilities	96
Expense relating to short-term leases (included in costs for services and other materials)	59
Expense relating to leases of low-value assets (included in costs for services and other materials)	-
Variable lease payments (included in costs for services and other materials)	32
Total	**514**

22. Investment property – €94 million

Millions of euro

Cost net of accumulated impairment losses	129
Accumulated depreciation	38
Balance at Dec. 31, 2021	**91**
Exchange differences	1
Depreciation	(2)
Impairment losses	-
Other changes	4
Total changes	**3**
Cost net of accumulated impairment losses	116
Accumulated depreciation	22
Balance at Dec. 31, 2022	**94**

Investment property at December 31, 2022 amounted to €94 million, an increase of €3 million on 2021.

The Group's investment property consists of properties in Italy, Spain, Brazil and Chile, which are free of restrictions on their sale or the remittance of income and proceeds of disposal. In addition, the Group has no contractual obligations to purchase, construct or develop investment property or for repairs, maintenance or enhancements.
The change in 2021 was mainly due to impairment losses recognized on a number of assets in Spain and accumulated depreciation.

For more information on the valuation of investment property, see notes 52 "Assets and liabilities measured at fair value", and 52.2 "Assets not measured at fair value in the statement of financial position".

23. Intangible assets – €17,520 million

A breakdown of and changes in intangible assets for 2022 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	43	3,512	12,842	5,781	5,092	-	1,760	2,063	31,093
Accumulated amortization	23	2,771	1,721	3,683	3,708	-	-	1,117	13,023
Balance at Dec. 31, 2021	**20**	**741**	**11,121**	**2,098**	**1,384**	**-**	**1,760**	**946**	**18,070**
Capital expenditure	49	82	151	-	131	-	784	746	1,943
Assets entering service	19	263	14	-	396	-	(694)	2	-
Exchange differences	-	(7)	250	234	14	-	(3)	-	488
Change in the consolidation scope	-	1	171	-	-	-	2	-	174
Disposals	-	(1)	-	(15)	(1)	-	(50)	-	(67)
Amortization	(4)	(326)	(216)	(381)	(356)	-	-	(375)	(1,658)
Impairment losses	-	-	(1)	-	(6)	-	(6)	-	(13)
Impairment gains	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other changes	3	(23)	10	481	44	-	42	11	568
Reclassifications from/to assets held for sale	(8)	(67)	(705)	(917)	(174)	-	(88)	(26)	(1,985)
Total changes	**59**	**(78)**	**(326)**	**(598)**	**48**	**-**	**(13)**	**358**	**(550)**
Cost net of accumulated impairment losses	101	3,697	12,646	5,261	5,279	-	1,747	2,831	31,562
Accumulated amortization	22	3,034	1,851	3,761	3,847	-	-	1,527	14,042
Balance at Dec. 31, 2022	**79**	**663**	**10,795**	**1,500**	**1,432**	**-**	**1,747**	**1,304**	**17,520**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Enel's intellectual property (IP) portfolio comprises a set of critical information for sustainable growth. The Open Innovability® ecosystem generates innovation through the creation and sharing of internal and external solutions that give life to a stream of inventions that are protected and monetized with the support of intellectual property protection mechanisms.

At December 31, 2022 the Group had applied for 883 patents for industrial inventions, in 163 patent families; of these, 711 have been granted and 172 are pending. The portfolio ensures protection in all the markets in which the Group is present. Enel's portfolio also includes 23 utility models and 194 design registrations. Together with patents, utility models and designs, IP rights also include industrial secrets of both a technical and commercial nature which are constantly codified and maintained in line with the provisions of the Trade Secrets Management procedure. The Group also owns 2,027 trademarks, of which 1,642 have already been registered with 385 applications pending.

Enel has consolidated the processes for managing the generation and exploitation of intellectual property rights within the Intellectual Property Management and Trade Secrets Management organizational procedures. Both procedures look at human capital as an essential element in the creation of IP and seek to encourage employee participation in the inventive process, emphasizing the strategic importance of all inventions.

During 2022, the activity of coding and protection of intellectual property continued in all global business lines. More specifically:

- Enel X Global Retail focused its activity on strategic platforms, coding copyrights on the Big Data Platform, a container of strategic data for all Enel X and X Customer business units, and global management system for Enel X customers. With regard to the circular economy, Enel X has protected its circularity schemes under copyright law together with the related scores and operating mechanisms. In the field of telemedicine, a multiple design has been registered in the European Union for the graphic interfaces of the "Smart Axistance eWell" app, which offers users a complete wellness package.
- Enel Green Power and Thermal Generation report the following developments for the year:
  - in the photovoltaic sector, (i) a patent application for an industrial invention and a design application for a solution that automates the process of installing photovoltaic panels in the field, reducing installation times and costs and increasing operator safety; (ii) a patent application jointly owned with the Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives (CEA) concerning a system for optimizing the removal and automatic insertion of the wafer bar holder of the cassette used to process wafers in fume cupboards. Furthermore, the generation and protection of the technological know-how necessary for the Gigafactory project continues at the 3SUN factory, mainly in the form of trade secrets;
  - in hydroelectric generation, a patent application for a utility model for a robotic solution that facilitates plant control, allowing the inspection of difficult-to-access locations, such as hydroelectric spirals, distributor vanes or small-diameter hydroelectric pipelines.
- Enel Grids filed two patent applications for inventions in 2022: one in the field of asset recognition and anomaly detection for grids and grid events (Project ODIN) and the other in the field of safety devices for workers working at height. We also note (i) the registration of a design for a new sustainable road cab, which will be implemented using recycled materials to reduce the environmental impact and (ii) the filing of a patent application for a utility model in the safety field, consisting of a method for the delimitation of road construction sites. Also during the year, Gridspertise consolidated its IP portfolio by filing a patent application relating to the Quantum Edge - Qed® device, which exploits edge computing to digitalize the physical components of secondary substations, reduces installation, training and operating and maintenance costs and increases network reliability.
- Global e-Mobility has protected the JuiceBox DC and JuiceBox 4.0 smart home charging devices respectively using: (i) an international design registered in the European Union, the United Kingdom and the United States and (ii) an international design registered in Canada, Mexico and the United States. Intellectual property protection for electric vehicle charging stations has also been extended to the registration in the European Union and in the United States of the designs of the JuiceMedia 2.0 and JuiceMod products.
- Enel Global Services filed a patent application in Italy for an industrial invention on the innovation management method, also protected as the trademark ENEL OOPS...! INNOVATION®. This method is based on the improvement of industrial processes using Open Innovability® tools.

More generally, the Group continues to invest resources in the development of solutions with a high IP density, which is mainly expressed in the forms of copyright protection and trade secrets for databases and forecasting algorithms for the electricity and gas markets, advanced quantitative models that use scenario data to evaluate the impact of climate change on specific assets/production activities. In particular, this activity includes development models designed to: (i) characterize the ability of an asset to "resist" the possible effects of climate change; (ii) quantify the probability that an event or a combination of climate events

will damage a plant; and (iii) provide an index of "weakness" for the asset, including in distributed form, with a specific technical approach to prioritize actions/fields for improvement.

The following table reports service concession arrangements that do not fall within the scope of IFRIC 12 and had a balance as at December 31, 2022.

Millions of euro

	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	at Dec. 31, 2022	Initial fair value
Endesa Distribución Eléctrica	-	Electricity distribution	Spain	Indefinite	Indefinite	-	5,678	5,673
Enel Colombia (formerly Codensa)	Republic of Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinite	-	1,047	1,839
Enel Distribución Chile (formerly Chilectra)	Republic of Chile	Electricity distribution	Chile	Indefinite	Indefinite	-	1,331	1,667
Enel Distribución Perú (formerly Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Republic of Peru	Electricity distribution	Peru	Indefinite	Indefinite	-	584	548

Assets with an indefinite useful life amounted to €8,640 million (€8,633 million at December 31, 2021) essentially accounted for by concessions for distribution activities in Spain (€5,678 million), Colombia (€1,047 million), Chile (€1,331 million) and Peru (€584 million), for which there was no statutory or currently predictable expiration date. On the basis of the forecasts developed, cash flows for each CGU, with which the various concessions are associated, were sufficient to recover the carrying amount. The change during the year was essentially attributable to changes in exchange rates. For more information on service concession arrangements, see note 20.

The change in the consolidation scope for 2022 mainly reflected the acquisition by Enel Produzione of ERG Hydro Srl (now merged in Enel Produzione) in Italy, with an increase in the value of hydroelectric concessions of €170 million.

Impairment losses amounted to €13 million in 2022, and mainly regarded projects for assets under development that management has decided to abandon. For more information, see note 12.e.

"Other changes" mainly reported the design costs connected with the acquisition of a number of Brazilian vehicle companies and impairment losses on intangible assets of Argentine companies operating in a hyperinflationary economy.

24. Goodwill – €13,742 million

Millions of euro	at Dec. 31, 2021			Change in consol. scope	Exchange differences	Impairment losses	Offsetting cost with accum. impairment losses	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes	at Dec. 31, 2022		
	Cost	Cumulative impairment	**Net carrying amount**							Cost	Cumulative impairment	**Net carrying amount**
Iberian Peninsula	11,177	(2,392)	8,785	-	-	-	-		-	11,177	(2,392)	8,785
Chile	1,209	-	1,209	-	42	-	-	(61)	(42)	1,148	-	1,148
Argentina	275	(253)	22	-	(1)	-	-	-	-	274	(253)	21
Peru	566	-	566	-	4	-	-	-	1	571	-	571
Colombia	527	-	527	-	(9)	-	-	-	-	518	-	518
Brazil	1,303	-	1,303	-	95	-	-	(85)	-	1,313	-	1,313
Central America	25	-	25	-	2	-	-	-	(1)	26	-	26
Mexico	18	(18)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power North America	70	-	70	-	-	-	-	-	-	70	-	70
Enel X North America	199	-	199	-	13	-	-	-	(70)	142	-	142
Enel X Way North America	-	-	-	-	-	-	-		70	70	-	70
Enel X Asia Pacific	84	-	84	-	-	-	-	-	-	84	-	84
Enel X Rest of Europe[1]	46	(3)	43	-	-	-	-	-	-	43	-	43
Enel X Italy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Market Italy[2]	580	-	580	1	-	-	-	-	-	581	-	581
Enel Green Power Italy	21	-	21	-	-	-	-	-	-	21	-	21
Enel Produzione Italy	-	-	-	349	-	-	-	-	-	349	-	349
Romania	400	(13)	387	17	1	-	-	(404)	(1)	-	-	-
Total	**16,500**	**(2,679)**	**13,821**	**367**	**147**	**-**	**-**	**(550)**	**(43)**	**16,387**	**(2,645)**	**13,742**

(1) Includes Viva Labs.
(2) Includes Enel Energia.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Goodwill matrix at Dec. 31, 2022

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Enel X	Holding, Services and Other	Total
Enel Green Power Italy	-	21	-	-	-	-	21
Market Italy [1]	-	-	-	581	-	-	581
Enel Produzione Italy	-	349	-	-	-	-	349
Iberian Peninsula	-	1,190	5,788	1,807	-	-	8,785
Argentina	-	2	19	-	-	-	21
Brazil	-	478	835	-	-	-	1,313
Chile	-	996	152	-	-	-	1,148
Colombia	-	295	223	-	-	-	518
Peru	44	207	320	-	-	-	571
Central America	-	26	-	-	-	-	26
Enel Green Power North America	-	70	-	-	-	-	70
Enel X North America	-	-	-	-	142	-	142
Enel X Way North America	-	-	-	-	-	70	70
Enel X Asia Pacific	-	-	-	-	84	-	84
Enel X Rest of Europe [2]	-	-	-	-	43	-	43
Total	**44**	**3,634**	**7,337**	**2,388**	**269**	**70**	**13,742**

(1) Includes Enel Energia.
(2) Includes Viva Labs.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Goodwill matrix at Dec. 31, 2021

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Enel X	Holding, Services and Other	**Total**
Enel Green Power Italy	-	21	-	-	-	-	21
Market Italy [1]	-	-	-	580	-	-	580
Iberian Peninsula	-	1,190	5,788	1,807	-	-	8,785
Argentina	-	3	19	-	-	-	22
Brazil	-	423	880	-	-	-	1,303
Chile	-	996	213	-	-	-	1,209
Colombia	-	304	223	-	-	-	527
Peru	44	202	320	-	-	-	566
Central America	-	25	-	-	-	-	25
Romania	-	-	330	57	-	-	387
Enel Green Power North America	-	70	-	-	-	-	70
Enel X North America	-	-	-	-	199	-	199
Enel X Asia Pacific	-	-	-	-	84	-	84
Enel X Rest of Europe [2]	-	-	-	-	43	-	43
Total	**44**	**3,234**	**7,773**	**2,444**	**326**	**-**	**13,821**

(1) Includes Enel Energia.
(2) Includes Viva Labs.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The decrease of €79 million in goodwill was mainly attributable to "reclassifications from/to assets classified as held for sale" (-€550 million), regarding Romania (-€404 million) for classification as discontinued operations, Brazil (-€85 million) and Chile (-€61 million) for reclassification as assets held for sale of Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) and Enel Transmisión Chile, respectively (which were sold in 2022). The negative effect was partially offset by the increase in the consolidation scope mainly reflecting the acquisition of Enel Hydro Appennino Centrale Srl (€349 million) and "exchange differences" (a positive €147 million) mainly regarding Brazil, Chile and the United States.

The criteria used to identify the cash generating units (CGUs) are based on revenue separation, which is considered the main criterion in view of the nature of our business, taking due account of the operational rules and regulations of the markets in which they operate and the corporate organization. For the purposes of impairment testing of goodwill, the CGUs are grouped on the basis of expected synergies, consistent with management's strategic and operational vision, within the operating segments identified for segment reporting purposes.

Note also that in 2022 the existing CGUs underwent extensive analysis to assess the possible presence of significant changes pursuant to IAS 36, paragraph 72.
This analysis led to the modification of the existing CGUs only for Enel X Way, a new global business established from the spin-off of electric mobility operations from Enel X.
In particular, the new Enel X North America CGU was identified.

The recoverable amount of the goodwill recognized was estimated by calculating the value in use of the CGUs or groups of CGUs using discounted cash flow models, which involve estimating expected future cash flows and applying an appropriate discount rate, selected on the basis of market inputs such as risk-free rates, betas and market-risk premiums.
Cash flows were determined on the basis of the best information available at the time of the estimate, taking account of the specific risks of individual CGU or groups of CGUs, and drawn:

- for the explicit period, from the Business Plan approved by the Board of Directors of the Parent on November 21, 2022, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs, capital expenditure, industrial and commercial organization and developments in the main macroeconomic variables (inflation, nominal interest rates and exchange rates) and commodity prices. The explicit period of cash flows considered in impairment testing was three years;
- for subsequent years, from assumptions concerning long-term developments in the main variables that determine cash flows, the average residual useful life of assets or the duration of the concessions.

More specifically, the terminal value is calculated based on the specific characteristics of the businesses related to the various CGUs or groups of CGUs subject to impairment testing:

- perpetuity, for the businesses of large-hydro (LH) power generation and of distribution, in which the licenses and public concessions are of a long-term nature and are easily renewable; as well as for the Enel X and Enel X Way businesses, as they feature the development of specific know-how that is sustainable over the long term;
- annuity, for CGUs or groups of CGUs that are predominantly characterized by retail business, for which the residual life is, therefore, essentially correlated with the average duration of the customer relationships; as well as for businesses of conventional thermal power generation (Generation and Trading). This method is also used for the renewable energy (Enel Green Power) businesses to take account of: (i) the value resulting from the remaining useful lives of the plants; and (ii) the residual value, in the event of plant decommissioning, associated with licensing rights, the competitiveness of the production facilities (in terms of natural resources), and network interconnectivity.

The nominal growth rate (g-rate) is equal to the long-term rate of growth in electricity and/or inflation (depending on the country and business involved) and in any case no higher than the average long-term growth rate of the reference market.

The Group therefore confirmed its strategic direction based on the trends associated with the energy transition. The use of capital has been focused on:

- decarbonization through the gradual development of generation assets that use renewable sources and the simultaneous exit from coal and gas-fired electricity production (by 2040);
- electrification of energy consumption, with the incentive of new products and services for end users and the simultaneous gradual exit from gas sales to end users (by 2040);
- digitization and upgrading of distribution networks, to cope with the energy transition under way and guarantee quality of service to customers.

GHG target	Primary business activity	Sources of covered GHG (GHG Protocol)[1]	Time frame	GHG target	Climate scenario	Primary drivers and actions
Scope 1 GHG emission intensity related to power generation	Electricity generation	**98.2%** of Scope 1 GHG emissions[2]	●○○ Short term (2025)	130 gCO_{2eq}/kWh	1.5 °C[3]	• Gradual phase out of coal-fired capacity in 2023-2025 (percentage weight of coal capacity out of total consolidated capacity reduced from about 7% in 2022 to below 0.5% in 2025). • Invest €15 billion to accelerate the development of renewable energy by installing 17 GW of new renewables capacity (13 GW of which at the consolidated level) and 4 GW in BESS in 2023-2025, reaching 75 GW of renewables capacity (including 4 GW of BESS) by 2025.
			●●○ Medium term (2030)	72 gCO_{2eq}/kWh (-80% compared to 2017 base year)	1.5 °C (SBTi certified)	• Continue the process of decarbonizing electricity generation, implementing a Group-wide investment plan that will remain at the annual levels of the 2023-2025 plan, reaching a managed capacity of over 130 GW by 2030, thereby bringing total generation capacity to be made up of around 85% renewables. • Exit from coal-fired generation, which is expected to take place by 2027 globally.
			●●● Long term (2040)	0 gCO_{2eq}/kWh (-100% compared to 2017 base year) Zero emissions.	1.5 °C (SBTi certified)	• Exit from the business of thermal electricity generation, achieving a 100% renewable energy mix. • No use of carbon-removal technologies.
Scope 1 and 3 GHG emission intensity related to integrated power	Sale of electricity	**98.2%** of Scope 1 GHG emissions **73.4%** of Scope 3 GHG emissions - category 3 (Fuel and energy-related activities)	●○○ Short term (2025)	135 gCO_{2eq}/kWh	1.5 °C[3]	• Increase the percentage of renewable energy sold to customers, while increasing Group's renewables production. • Increase the share of fixed-price energy sales covered by carbon-free sources in core countries from around 70% in 2022 to about 90% by 2025, while increasing volumes of electricity sold at a fixed price from about 185 TWh in 2022 to around 200 TWh by 2025.
			●●○ Medium term (2030)	73 gCO_{2eq}/kWh (-78% compared to 2017 base year)	1.5 °C (SBTi certified)	• Increase the share of renewable energy sold to customers by increasing the Group's renewables generation, reaching a managed capacity of over 130 GW by 2030, thereby bringing total generation capacity to be made up of around 85% renewables. • Continue the strategy of balancing supply and demand and increase the share of electricity sold at a fixed price covered by carbon-free generation.
			●●● Long term (2040)	0 gCO_{2eq}/kWh (-100% compared to 2017 base year) Zero emissions.	1.5 °C (SBTi certified)	• By 2040, reach 100% of the energy sales covered by renewables. • No use of carbon-removal technologies.

GHG target	Primary business activity	Sources of covered GHG (GHG Protocol)[6]	Time frame	GHG target	Climate scenario	Primary drivers and actions
Scope 3 GHG emissions related to sale of natural gas on end-user market	Sale of gas to end users	**100%** of Scope 3 GHG emissions - category 11 (Use of sold products)	●○○ Short term (2025)	20.9 $MtCO_{2eq}$	n/a[4]	• Encourage customers (especially residential customers) to switch from gas to electricity by promoting efficient electricity technologies (e.g., heat pumps for home heating or induction cooktops in kitchens), increasing the electrification rate of our customers in Italy and Spain from 17% in 2022 to over 20% by 2025. • Promote services to customers that enable electrification: increase in behind-the-meter storage capacity from around 99 MW in 2022 to about 352 MW by 2025; increase in the capacity of photovoltaic panels installed at end users from around 100 MW in 2022 to roughly 300 MW by 2025; and increase in demand response capacity from around 8.4 GW in 2022 to about 12.4 GW by 2025. • Reduce the volumes of gas sold to customers from around 10.2 bcm in 2022 to about 4.3 bcm by 2025. • Optimize the gas portfolio of customers (especially industrial customers), reducing customers of the retail gas business from around 6.5 million in 2022 to roughly 4.4 million by 2025.
			●●○ Medium term (2030)	11.4 $MtCO_{2eq}$ (-55% compared to 2017 base year)	1.5 °C (SBTi certified)	• Encourage customers (especially residential customers) to switch from gas to electricity by promoting efficient electricity technologies (e.g., heat pumps for home heating or induction cooktops in kitchens), increasing the electrification rate of our customers in Italy and Spain from 17% in 2022 to over 30% by 2030. • Continue with the short-term strategic actions, while continuing to promote services to customers that enable the electrification of consumption and reaching a demand response capacity of over 20 GW by 2030. • Optimize the gas portfolio of customers (especially industrial customers), continuing to reduce the volumes of gas sold to around 3 bcm by 2030.
			●●● Long term (2040)	0 $MtCO_{2eq}$ (-100% compared to 2017 base year) Zero emissions	1.5 °C (SBTi certified)	• Aim to achieve sale of 100% renewable energy to end users by 2040. • Exit from the sale of gas to retail customers by 2040. • No use of carbon-removal technologies.

GHG target	Primary business activity	Sources of covered GHG (GHG Protocol)[1]	Time frame	GHG target	Climate scenario	Primary drivers and actions
Additional emissions Scopes 1-2-3	• Electricity distribution (Scopes 1 and 2) • Management of vehicle fleet, buildings and other assets (Scopes 1 and 2) • Supply chain management (Scope 3) • Purchasing of fuels (Scope 3)	**0.4%** of Scope 1 GHG emissions **100%** of Scope 2 GHG emissions **28.6%** of Scope 3 GHG emissions - category 1 (Purchase of goods and services) for the 2030 target and 43% for the 2040 target[5] **26.6%** of Scope 3 GHG emissions - category 3 (Fuel and energy-related activities)	●●○ Medium term (2030)	10.4 $MtCO_{2eq}$ (-55% compared to 2017 base year)	1.5 °C (SBTi certified)	• Invest a total of €15 billion in grids over the period 2023-2025, of which 11% to increase digitalization and 47% to improve grid resilience and quality, thereby helping to reduce grid losses and related greenhouse gas emissions. Replace existing distribution network infrastructure components with SF_6-free solutions. • Electrify fleet and buildings by 2030. • Implement a circular procurement approach: increase the number of contracts that include the measurement of the carbon footprint of the products and services purchased by Enel, encouraging their reduction in a collaborative decarbonization process with our suppliers. Strengthen dialogue with raw material producers and other utilities to define shared and effective long-term decarbonization strategies. • Phase out coal-fired generation by 2027, mitigating all GHG emissions related to coal supply.
			●●● Long term (2040)	<2.5 $MtCO_{2eq}$ (-90% compared to 2017 base year) Net-zero emissions	1.5 °C (SBTi certified)	• Promote grid digitalization and replace existing distribution network infrastructure components with SF_6-free solutions. • Implement a circular procurement approach: increase the number of contracts that include the measurement of the carbon footprint of the products and services purchased by Enel, encouraging their reduction in a collaborative decarbonization process with our suppliers. Strengthen dialogue with raw material producers and other utilities to define shared and effective long-term decarbonization strategies. • Zero out emissions associated with gas extraction, as the Group will have completely exited both the gas-fired generation of electricity and the sale of gas to end users.



Total coverage of Scopes 1-2-3 emissions in 2022

- 98.6% of Scope 1 GHG emissions (2025, 2030 and 2040 targets)
- 100% of Scope 2 GHG emissions (2030 and 2040 targets)
- 87% (2030 target) and 90% (2040 target) of Scope 3 GHG emissions[5]

(1) Percentages based on total GHG emissions in 2022.
(2) Excludes marginal Scope 1 GHG emissions not directly related to the combustion of fossil fuels in electricity generation at thermal plants, which accounted for 1.4% of total Scope 1 emissions in 2022. In any event, GHG emissions covered by all of the above targets are equal, on the whole, to 98.7% of total Scope 1 and 2 emissions in 2022, and therefore exceed the threshold of 95% required under the Science Based Target initiative.
(3) The target is in line with the path to 1.5 °C set by the SBTi for the electrical services industry (Sectoral Decarbonization Approach, or SDA), although it could not be officially validated because the SBTi does not certify targets over a time frame of less than five years from the presentation date.
(4) The target could not be officially validated because the SBTi does not certify targets over a time frame of less than five years from the presentation date. In addition, the SBTi has not defined a Sectoral Decarbonization Approach for these types of emissions, so the ambition level cannot be verified.
(5) Two different percentage limits have been set for the target for Scope 3 GHG emissions by the supply chain, as allowed under the SBTi approach, which required coverage of at least 67% of Scope 3 emissions for the 2030 target, and at least 90% for the 2040 target.

Regarding the assumptions for commodity price developments, the use of Paris reference scenarios is confirmed.

More specifically, the price of CO_2 is assumed to rise rapidly through 2030, driven by the gradual reduction in the supply of allowances in the face of growing demand, while coal prices are projected to stabilize due to falling demand. Gas price tensions are expected to ease in the coming years in light of a realignment between supply and demand at the global level. Finally, the price of oil is expected to stabilize, with peak demand coming around 2030.

Note also that the Group has used sensitivity analyses to take account of the impacts of climate change in the long term. More specifically:

- we consider a long-term growth rate in the estimation of the terminal value that is in line with the change in electricity demand over the 2026-2050 period, based on the specific features of the businesses concerned, adopting certain assumptions concerning the increase in temperature due to climate change and trends connected with the energy transition;
- we consider changes in the hydroelectric, wind and photovoltaic generation levels of our portfolio assets, associated with each projection of underlying climate and weather variables (for example, temperature, irradiance, wind speed and precipitation);
- we assume that the Group will incur the costs provisioned for decommissioning fossil fuel generation plants in line with the goal of zero direct (Scope 1) and indirect emissions from retail activities (Scope 3).

In order to verify the robustness of the value in use of the CGUs, sensitivity analyses were conducted for the main value drivers, in particular WACC, the long-term growth rate.
In these circumstances as well, the results were consistent with the evidence described above, finding that the value of all the CGUs analyzed exceeded the carrying amount, thus ensuring the full recoverability of their carrying amount in the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2022.

The table below reports the composition of the main goodwill values for the companies within each CGU, along with the discount rates applied and the time horizon over which the expected cash flows have been discounted.

Millions of euro	Amount of goodwill	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]	Amount of goodwill	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]
	at Dec. 31, 2022					at Dec. 31, 2021				
Iberian Peninsula	8,785	2.47%	6.10%	3 years	Perpetuity/25 years EGP/13 years G&T	8,785	1.84%	3.93%	3 years	Perpetuity/25 years EGP/14 years G&T
Chile	1,148	2.00%	8.45%	3 years	Perpetuity/26 years EGP/5 years G&T	1,209	2.02%	6.58%	3 years	Perpetuity/25 years EGP/6 years G&T
Argentina	21	45.70%	71.78%	3 years	Perpetuity	22	24.11%	46.75%	3 years	Perpetuity/8 years G&T
Peru	571	2.25%	8.75%	3 years	Perpetuity/25 years EGP/8 years G&T	566	2.31%	6.64%	3 years	Perpetuity/23 years EGP/9 years G&T
Colombia	518	3.20%	11.79%	3 years	Perpetuity/26 years EGP/15 years G&T	527	3.11%	8.82%	3 years	Perpetuity/28 years EGP/16 years G&T
Brazil	1,313	3.58%	11.22%	3 years	Perpetuity/25 years EGP	1,303	3.30%	9.09%	3 years	Perpetuity/26 years EGP/7 years G&T
Central America	26	2.02%	9.66%	3 years	18 years	25	2.03%	7.85%	3 years	19 years
Enel Green Power North America	70	2.02%	6.48%	3 years	25 years	70	2.03%	5.01%	3 years	26 years
Enel X North America	142	2.02%	9.71%	3 years	Perpetuity	199	2.03%	7.62%	3 years	Perpetuity
Enel X Way North America	70	2.02%	11.53%	3 years	Perpetuity	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Enel X Asia Pacific	84	2.02%	10.39%	3 years	Perpetuity	84	2.03%	8.81%	3 years	Perpetuity
Enel X Rest of Europe	43	1.62%	8.82%	3 years	Perpetuity	43	1.70%	8.24%	3 years	Perpetuity
Enel Green Power Italy	21	1.62%	6.39%	3 years	Perpetuity/24 years	21	1.52%	4.94%	3 years	Perpetuity/23 years
Market Italy	581	2.38%	10.88%	3 years	15 years	580	1.48%	9.14%	3 years	15 years
Enel Produzione Italy	349	1.64%	7.70%	3 years	Perpetuity/15 years	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Romania	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	387	2.06%	7.56%	3 years	Perpetuity/25 years
CGUs with no recognized goodwill but that underwent impairment testing given the presence of the indicators provided for in IAS 36										
Iberia - NPT (Non-Peninsular Territories)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-	-	3.42%	5 years	5 years
Australia	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-	0.91%	5.50%	3 years	25 years
Mexico	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-	3.36%	8.77%	3 years	24 years

(1) Perpetual growth rate for cash flows after the explicit forecast period.
(2) Pre-tax WACC calculated using the iterative method: the discount rate that ensures that the value in use calculated with pre-tax cash flows is equal to that calculated with post-tax cash flows discounted with the post-tax WACC.
(3) The terminal value has been estimated on the basis of a perpetuity or an annuity with a rising yield for the years indicated in the column (G&T = Generation & Trading, EGP = Enel Green Power, LH = Large Hydro).

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

25. Deferred tax assets and liabilities – €10,925 million and €9,542 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, 2021	Increase/ (Decrease) taken to profit or loss	Increase/ (Decrease) taken to equity	Change in the consolidation scope	Exchange differences	Other changes	Reclassifications of assets held for sale	at Dec. 31, 2022
Deferred tax assets:								
- differences in the carrying amount of intangible assets, property, plant and equipment	2,469	(90)	1	5	12	(10)	(74)	2,313
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses with deferred deductibility	2,035	13	-	10	45	(19)	(128)	1,956
- tax loss carried forward	785	158	-	-	46	3	(206)	786
- measurement of financial instruments	2,248	91	522	4	2	67	(20)	2,914
- employee benefits	871	(70)	(78)	-	45	40	(10)	798
- other items	2,626	(464)	6	1	(7)	136	(140)	2,158
Total	**11,034**	**(362)**	**451**	**20**	**143**	**217**	**(578)**	**10,925**
Deferred tax liabilities:								
- differences on non-current and financial assets	5,538	148	2	110	(97)	273	(255)	5,719
- measurement of financial instruments	1,527	28	(159)	-	2	110	(2)	1,506
- other items	2,194	188	6	(3)	38	78	(184)	2,317
Total	**9,259**	**364**	**(151)**	**107**	**(57)**	**461**	**(441)**	**9,542**

Non-offsettable deferred tax assets	**6,194**
Non-offsettable deferred tax liabilities	**4,612**
Excess net deferred tax liabilities after any offsetting	**199**

Deferred tax assets recognized at December 31, 2022, as the recovery of such assets is considered reasonably certain, totaled €10,925 million (€11,034 million at December 31, 2021).

Deferred tax assets decreased by €109 million during the year, essentially due to:

- the reversal of deferred tax assets by Enel Iberia, the parent company of the tax consolidation group in Spain;
- reversals of deferred tax assets on the differences in the value of non-current assets mainly in Italy and Latin America;
- the reclassification of deferred tax assets relating to companies classified as available for sale and discontinued operations in the period.

These factors were partly offset by the effect of deferred tax assets connected with developments in the fair value of cash flow hedge derivatives, the impact of exchange differences in Latin America and deferred tax assets recognized following the corporate reorganization of the new e-Mobility Business Line in North America and Spain.

Note that deferred tax assets have not been assessed on tax losses carried forward and for the year (€1,129 million) in the amount of €352 million because, as based on current estimates of future taxable income, their recoverability is not considered probable.

Deferred tax liabilities amounted to €9,542 million at December 31, 2022 (€9,259 million at December 31, 2021). 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 increased by a total of €283 million, due, in particular, to:

- the impact of tax reforms and hyperinflation in Argentina;
- the tax effect of the allocation of the goodwill on the merger of Enel Hydro Appennino Centrale Srl.

These effects were partially offset by the effect of deferred tax assets connected with developments in the fair value of cash flow hedge derivatives, the impact of exchange differences in Latin America and the reclassification of deferred tax liabilities relating to companies classified as available for sale and discontinued operations during the year.

26. Equity-accounted investments - €1,281 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	% held	Impact on profit or loss	Change in consolidation scope	Dividends	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes		% held
at Dec. 31, 2021							at Dec. 31, 2022	
Joint ventures								
Gridspertise Srl	-	-	-	299	-	-	-	299	50.0%
Mooney Group SpA	-	-	(17)	305	-	-	(59)	219	50.0%
Slovak Power Holding	-	50.0%	(65)	-	-	-	155	90	50.0%
Zacapa Topco Sàrl	114	20.6%	1	(114)	-	-	(1)	-	-
Matimba project companies	-	-	(3)	108	-	-	3	108	50.0%
Kino project companies	21	20.0%	(18)	-	-	-	13	16	20.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	12	43.8%	-	-	(7)	-	-	5	43.8%
Ewiva Srl	22	50.0%	(2)	-	-	-	-	20	50.0%
Drift Sand Wind Project	40	50.0%	2	-	-	-	3	45	50.0%
Front Marítim del Besòs	33	61.4%	(2)	-	-	-	-	31	61.4%
Rusenergosbyt	51	49.5%	64	-	(11)	-	(13)	91	49.5%
Energie Electrique de Tahaddart	18	32.0%	2	-	(2)	-	(7)	11	32.0%
PowerCrop	-	50.0%	16	-	-	-	(2)	14	50.0%
Total joint ventures	**311**		**(22)**	**598**	**(20)**	**-**	**82**	**949**	

774/1075

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		% held	Impact on profit or loss	Change in consolidation scope	Dividends	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes		% held
	at Dec. 31, 2021							at Dec. 31, 2022	
Associates									
CESI	59	42.7%	(3)	-	-	-	2	58	42.7%
Elecgas SA	15	50.0%	7	-	(15)	-	23	30	50.0%
GNL Chile SA	6	33.3%	7	-	-	-	1	14	33.3%
Energías Especiales del Bierzo	4	50.0%	3	-	(2)	-	7	12	50.0%
Tecnatom	27	45.0%	-	-	-	(27)	-	-	-
Gorona del Viento El Hierro SA	13	23.2%	1	-	(1)	-	-	13	23.2%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	10	33.5%	4	-	(5)	-	-	9	33.5%
Compañía Eólica Tierras Altas	8	37.5%	3	-	(3)	-	(1)	7	37.5%
Cogenio Srl	12	20.0%	(1)	-	(4)	-	2	9	20.0%
Avikiran Surya India	-	-	-	28	-	-	(1)	27	51.0%
Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA	-	-	-	(30)	-	-	30	-	-
Enel X AMPCI Ebus Chile SpA	4	20.0%	-	(5)	-	-	1	-	-
EGPNA Renewable Energy Partners	121	20.0%	5	(59)	-	-	10	77	10.0%
Rocky Caney Holding	50	20.0%	5	(30)	-	-	(3)	22	10.0%
Other	64		(5)	(12)	(7)	-	14	54	
Total associates	**393**		**26**	**(108)**	**(37)**	**(27)**	**85**	**332**	
TOTAL	**704**		**4**	**490**	**(57)**	**(27)**	167	**1,281**	

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The increase in equity-accounted investments in 2022 mainly reflected:

- the positive impact of changes in the consolidation scope, mainly regarding:
  - the acquisition of a stake in Mooney; more specifically, with the closing of the transaction between Enel X Srl and Banca 5 both companies have acquired a 50% stake in Mooney putting it under the joint control of both parties. Subsequently, all the activities related to Enel X's financial service business in Italy, marketed under the brand Enel X Pay, were sold to Mooney, creating a European-based fintech company;
  - the recognition of the interest in Gridspertise Srl following the disposal of a 50% stake in the company, previously wholly owned, to the international private equity fund CVC Capital Partners Fund VIII (CVC);
  - the recognition of the interest in the joint venture holding the companies of the Matimba project, previously controlled by the Enel Group;
  - the recognition of the interest in the previously controlled Indian company Avikiran Surya India Private Limited;
  - the reclassification of the investment in Zacapa Topco (€114 million) under "Investments in other entities", following the sale by Enel X International of 1.1% of the interest in Ufinet. Following the transaction, Enel X International retains an indirect stake of 19.5% in the share capital of Ufinet;
  - the sale by Enel X Chile SpA of the entire stake held in the associates Sociedad de Inversiones K Cuatro SpA and Enel X AMPCI Ebus Chile SpA;
  - the sale of 50% of the stakes held in EGPNA Renewable Energy Partners and in Rocky Caney Holding (which, following the transaction, go from 20% to 10%);
- the profits attributable to the Group of equity-accounted companies (€4 million), mainly accounted for by the profit contributed by Rusenergosbyt, PowerCrop and Spanish companies;
- changes in the OCI reserves mainly relating to Slovak Power Holding, following the positive developments in the fair value of cash flow hedge derivatives, and the Spanish companies.

These positive effects were mainly offset by:

- dividends distributed in the period in the amount of €57 million, mainly by Rusenergosbyt and certain Spanish companies;
- the reclassification of the investment in Tecnatom (€27 million) as held for sale.

The following tables provide a summary of financial information for the main joint ventures and associates of the Group not classified as held for sale in accordance with IFRS 5.

Millions of euro	Non-current assets		Current assets		Total assets		Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Equity	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Joint ventures														
Slovak Power Holding	12,376	12,194	1,444	1,854	13,820	14,048	4,950	6,762	6,620	5,369	11,570	12,131	2,250	1,917
Gridspertise Srl	94	-	192	-	286	-	9	-	198	-	207	-	79	-
Rusenergosbyt	3	3	285	141	288	144	-	-	165	120	165	120	123	24
Matrmba project companies	114	-	-	-	114	-	-	-	-	-	-	-	114	-
Mooney Group SpA	880	-	449	-	1,329	-	1,086	-	575	-	1,661	-	(332)	-
Ewiva Srl	40	44	-	-	40	44	-	-	-	-	-	-	40	44
Associates														
CESI	191	198	25	28	216	226	24	25	90	-	114	25	102	201
Elecgas SA	332	370	222	188	554	558	327	408	167	120	494	528	60	30

Millions of euro	Total revenue		Pre-tax profit/(loss)		Profit/(Loss) from continuing operations	
	2022	2021	**2022**	2021	**2022**	2021
Joint ventures						
Slovak Power Holding	5,184	3,417	(320)	190	(223)	137
Gridspertise Srl	334	-	12	-	8	-
Rusenergosbyt	2,919	2,288	170	112	137	90
Matrmba project companies	34	-	(22)	-	(15)	-
Mooney Group SpA	224	-	(33)	-	(33)	-
Ewiva Srl	-	-	(4)	-	(4)	-
Associates						
CESI	155	140	(4)	(7)	(1)	(8)
Elecgas SA	26	25	20	15	14	11

777/1075

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

27. Derivatives

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Derivative financial assets	3,970	2,772	14,830	22,791
Derivative financial liabilities	5,895	3,339	16,141	24,607

For more information on derivatives classified as non-current financial assets, please see note 51 for hedging derivatives and trading derivatives.

28. Current/Non-current contract assets/(liabilities)

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Contract assets	508	530	106	121
Contract liabilities	5,747	6,214	1,775	1,433

Non-current assets deriving from contracts with customers (contract assets) refer mainly to assets under development resulting from public-to-private service concession arrangements recognized in accordance with IFRIC 12 and which have an expiration of beyond 12 months (€492 million). These cases arise when the concession holder has not yet obtained full right to recognize the asset from the grantor, in that there remains a contractual obligation to ensure that the asset is completed and can be remunerated through rates. The figure at December 31, 2022 includes investments for the year in the amount of €1,174 million.

Current contract assets mainly concern construction contracts in progress (€80 million to be invoiced, payments on which are subject to the fulfillment of a performance obligation).

The value at December 31, 2022 of non-current contract liabilities is mainly attributable to distribution operations in Italy (€3,127 million) and Spain (€2,620 million) as a result of the accounting treatment of revenue from connections of new customers, which are deferred over the average duration of the associated contracts.

Current contract liabilities include the contractual liabilities related to revenue from connections to the electricity grid expiring within 12 months in the amount of €1,234 million, mainly recognized in Italy and Spain, as well as liabilities for construction contracts in progress (€509 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, 2022	at Dec. 31, 2021
Within 1 year	1,775	1,433
Within 2 years	516	498
Within 3 years	517	480
Within 4 years	516	479
Within 5 years	515	477
More than 5 years	3,683	4,280
Total	**7,522**	**7,647**

29. Other non-current financial assets – €8,359 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Equity investments in other companies measured at fair value	366	72	294	-
Financial assets and securities included in net financial debt (see note 29.1)	4,213	2,692	1,521	56.5%
Service concession arrangements	3,732	2,890	842	29.1%
Non-current financial prepayments	48	50	(2)	-4.0%
Total	**8,359**	**5,704**	**2,655**	**46.5%**

"Other non-current financial assets" increased by €2,655 million mainly reflecting:

- the increase in financial assets included in net financial debt, as detailed in note 29.1;
- the increase in financial assets in respect of service concession arrangements, mainly in Brazil;
- the recognition of the investment in Zacapa Topco, following the sale by Enel X International of a 1.1% share in Ufinet which resulted in the loss of joint control over Zacapa Topco.

The following is a breakdown of equity investments in other companies measured at fair value.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	% held	at Dec. 31, 2021	% held	Change
Empresa Propietaria de la Red SA	7	11.1%	5	11.1%	2
European Energy Exchange AG	22	2.4%	13	2.4%	9
Athenet Srl	7	16.0%	7	16.0%	-
Korea Line Corporation	1	0.3%	1	0.3%	-
Hubject GmbH	11	12.5%	10	12.5%	1
Termoeléctrica José de San Martín SA	11	4.2%	11	4.2%	-
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	9	4.7%	12	4.7%	(3)
Zacapa Topco Sàrl	288	19.5%	-	-	288
Other	10		13		(3)
Total	**366**		**72**		**294**

29.1 Other non-current financial assets included in net financial debt – €4,213 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Securities	447	403	44	10.9%
Other financial assets	3,766	2,289	1,477	64.5%
Total	**4,213**	**2,692**	**1,521**	**56.5%**

"Securities" are represented by financial instruments in which the Dutch insurance companies invest a portion of their liquidity.
The increase in "Other financial assets" is mainly attributable to an increase in financial assets for security deposits.

30. Other current financial assets – €13,753 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Current financial assets included in net financial debt (see note 30.1)	13,501	8,467	5,034	59.5%
Other	252	178	74	41.6%
Total	**13,753**	**8,645**	**5,108**	**59.1%**

"Other current financial assets" increased by €5,108 million, mainly reflecting the increase in current financial assets included in net financial debt, as detailed in note 30.1.

30.1 Other current financial assets included in net financial debt – €13,501 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Current portion of long-term financial assets	2,838	1,538	1,300	84.5%
Securities at FVTPL	-	1	(1)	-
Securities at FVOCI	78	87	(9)	-10.3%
Financial assets and cash collateral	8,319	6,485	1,834	28.3%
Other	2,266	356	1,910	-
Total	**13,501**	**8,467**	**5,034**	**59.5%**

The increase in the item is mainly attributable to:

- €1,300 million in respect of an increase in the current portion of long-term financial assets, which essentially reflects the increase in financial assets relating to the deficit of the Spanish electricity system;
- €1,834 million in respect of an increase in cash collateral paid to counterparties for derivatives transactions;
- an increase in "Other", mainly reflecting the increase in short-term financial assets of Enel X Italia in respect of the assignment of tax credits for building renovations under the "eco-sisma bonus" program (€557 million) and the increase in financial assets in Brazil (€1,210 million) essentially relating to the sale of Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás).

31. Other non-current assets – €2,486 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Amounts due from institutional market operators	282	242	40	16.5%
Net assets of personnel programs	8	-	8	-
Other	2,196	3,026	(830)	-27.4%
Total	**2,486**	**3,268**	**(782)**	**-23.9%**

Amounts due from institutional market operators increased by €40 million, mainly in Spain as a result of the remuneration of distribution operations.

Other assets at December 31, 2022 included tax assets in the amount of €1,674 million (€2,286 million at December 31, 2021) and security deposits in the amount of €301 million (€340 million at the end of 2021).
The change for the year mainly reflected the decline in tax assets previously recognized in Brazil, connected with the PIS/COFINS dispute in the amount of €253 million, and a decrease in assets connected with the sale of a number of Brazilian companies in the amount of €976 million, only partially offset by positive exchange rate developments in the amount of €543 million.

32. Other current assets – €4,314 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Amounts due from institutional market operators	1,033	2,205	(1,172)	-53.2%
Advances to suppliers	332	326	6	1.8%
Amounts due from employees	30	29	1	3.4%
Amounts due from others	1,056	1,071	(15)	-1.4%
Sundry tax assets	1,598	1,164	434	37.3%
Current accrued income and prepayments	265	207	58	28.0%
Total	**4,314**	**5,002**	**(688)**	**-13.8%**

Amounts due from institutional market operators mainly include amounts due in respect of the Italian system in the amount of €617 million (€1,519 million at December 31, 2021) and the Spanish system in the amount of €388 million (€667 million at December 31, 2021). The decrease was essentially attributable to the decrease in amounts receivable in Italy in respect of the Energy and Environmental Services Fund, mainly held by e-distribuzione (€429 million) and Servizio Elettrico Nazionale (€106 million), primarily connected with equalization mechanisms.
The increase of €434 million in sundry tax assets is mainly attributable to an increase in credits for indirect taxes and duties in Italy (€216 million), Latin America (€100 million) and in the parent company Enel SpA (€282 million), partially offset by a decline in such items in Spain (€115 million) and North America (€93 million).

33. Inventories – €4,853 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Raw and ancillary materials, and consumables:				
- fuels	2,396	1,023	1,373	-
- materials, equipment and other inventories	2,155	1,793	362	20.2%
Total	**4,551**	**2,816**	**1,735**	**61.6%**
Environmental certificates:				
- CO_2 emissions allowances	152	139	13	9.4%
- green certificates	-	3	(3)	-
- energy efficiency certificates	6	16	(10)	-62.5%
Total	**158**	**158**	**-**	**-**
Buildings held for sale	47	49	(2)	-4.1%
Payments on account	97	86	11	12.8%
TOTAL	**4,853**	**3,109**	**1,744**	**56.1%**

Raw and ancillary materials, and consumables consist of materials and equipment used to operate, maintain, and construct power plants and distribution networks, as well as fuel inventories to cover the Group's requirements for generation and trading activities.
The overall increase in inventories in 2022 (€1,744 million) is mainly attributable to an increase in inventories of fuel and materials, devices and other inventories recorded above all in Italy (€1,221 million), Spain (€506 million) and Latin America (€69 million), notably gas inventories to meet the needs of the Group plants and an increase in stocks of low- and medium-voltage materials, partially offset by the decrease in inventories in Russia and Romania (€100 million).

34. Trade receivables – €16,605 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Customers:				
- electricity sales and transport	10,216	10,111	105	1.0%
- distribution and sale of gas	3,026	2,658	368	13.8%
- other assets	3,118	3,158	(40)	-1.3%
Total trade receivables due from customers	**16,360**	**15,927**	**433**	**2.7%**
Trade receivables due from associates and joint ventures	245	149	96	64.4%
TOTAL	**16,605**	**16,076**	**529**	**3.3%**

Trade receivables due from customers are recognized net of loss allowances, which totaled €3,783 million at the end of the year, compared with a balance of €3,663 million at the end of the previous year.
Specifically, the increase in 2022, totaling €529 million, mainly recognized in Spain (€530 million) and Latin America (€554 million), was partially offset by the decrease recognized in Italy (€106 million) and Romania (€500 million), which, in line with the provisions of "IFRS 5 - Non-current assets held for sale and discontinued operations", was classified as held for sale.
The change in the period is attributable to receivables for electricity and gas sales and transport recognized in the year, as well as the increase in allocations net of releases in respect of bad debt provisions in Italy and Latin America.
For more information on trade receivables, see note 48 "Financial instruments by category".

35. Cash and cash equivalents – €11,041 million

Cash and cash equivalents, detailed in the following table, increased by €2,183 million due to proceeds from the sale in December 2022 of Enel Transmisión Chile, Gridspertise and Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás).

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Bank and postal deposits	8,968	8,118	850	10.5%
Cash and cash equivalents on hand	35	8	27	-
Other investments of liquidity	2,038	732	1,306	-
Total	**11,041**	**8,858**	**2,183**	**24.6%**

36. Assets and liabilities included in disposal groups classified as held for sale – €6,149 million and €3,360 million

Changes in assets held for sale in 2022 break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2021	Reclassification from/to current and non-current assets	Disposals and change in consolidation scope	Impairment	Exchange differences	Investments	Other changes	at Dec. 31, 2022
Property, plant and equipment	899	5,231	(1,848)	(1,102)	18	47	59	3,304
Intangible assets	144	1,985	(1,136)	(797)	23	17	98	334
Goodwill	1	550	(62)	(488)	(42)	-	41	-
Deferred tax assets	16	578	(408)	-	-	-	25	211
Equity-accounted investments	4	27	(2)	(1)	-	-	(1)	27
Non-current contract assets	-	227	(233)	-	(2)	84	(76)	-
Other non-current assets	40	750	(639)	-	-	-	(26)	125
Non-current financial assets	-	208	(144)	-	(12)	-	86	138
Current financial assets and securities	-	113	(65)	-	-	-	(5)	43
Other current financial assets	-	75	-	-	8	-	(74)	9
Cash and cash equivalents	44	587	(287)	-	(4)	-	85	425
Inventories, trade receivables and other current assets	94	2,353	(1,054)	-	(8)	-	148	1,533
Total	**1,242**	**12,684**	**(5,878)**	**(2,388)**	**(19)**	**148**	**360**	**6,149**

Developments in liabilities break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2021	Reclassification from/to current and non-current liabilities	Disposals and change in consolidation scope	Exchange differences	Other changes	at Dec. 31, 2022
Long-term borrowings	782	1,160	(1,259)	33	59	775
Provisions for risks and charges, non-current portion	10	272	(242)	1	(8)	33
Deferred tax liabilities	46	441	(207)	-	(40)	240
Post-employment and other employee benefits	-	65	(42)	-	-	23
Non-current financial liabilities	40	123	(5)	(10)	(79)	69
Non-current contract liabilities	-	447	(5)	(2)	2	442
Other non-current liabilities	5	649	(597)	(3)	125	179
Short-term borrowings	2	651	(17)	(9)	15	642
Long-term borrowings, current portion	-	137	(1,328)	(29)	1,238	18
Provisions for risks and charges, current portion	-	47	(14)	-	-	33
Other current financial liabilities	6	28	(57)	(1)	36	12
Trade payables and other current liabilities	71	1,663	(828)	4	(16)	894
Total	**962**	**5,683**	**(4,601)**	**(16)**	**1,332**	**3,360**

The item essentially includes assets measured at the lower of cost, understood as their net carrying amount, and the estimated realizable value, which, due to management decisions, meet the requirements of "IFRS 5 - Non-current assets held for sale and discontinued operations" for their classification in this item.

The balances of assets and liabilities held for sale and discontinued operations at December 31, 2022 came to, respectively, €6,149 million and €3,360 million and mainly refer to:

- Romania: on December 14, 2022, Enel SpA announced that it had entered into an Exclusivity Agreement with Greek company Public Power Corporation SA (PPC) in relation to the potential disposal of all the equity stakes held by Enel Group in Romania. The value of the net assets held in Romania was thus adjusted to the expected sale price, with the recognition of an impairment loss of about €696 million, and the same were classified as "discontinued operations";
- Enel Green Power Hellas: the parent company Enel Green Power has started a process aimed at finding an investor interested in a partnership for the management and development of the renewable energy business in Greece. The status of negotiations suggests that the sale is highly probable as at December 31, 2022. Accordingly, the requirements established by "IFRS 5 - Non-current assets held for sale and discontinued operations" for the classification of Greek assets as "discontinued operations" have been met;
- Enel Green Power Australia: considering the status of negotiations, the two subholding companies held in Australia and their subsidiaries have been reclassified under non-current assets held for sale and discontinued operations, in accordance with IFRS 5, with the aim of reaching an agreement with third parties within the Stewardship business model in the next 12 months;
- Central Dock Sud and Enel Generación Costanera in Argentina: the Enel Group, through its subsidiary Enel Argentina, started negotiations for the sale of the Group's 75.7% stake in the thermal generation company Enel Generación Costanera. Negotiations also covered the sale of the Group's 41.2% stake in the thermal generation company Central Dock Sud. The net

assets of the interests were classified as available for sale and their value was adjusted to the expected sale price (€97 million), with the recognition of an impairment loss of about €290 million. The transaction was finalized in the 1st Quarter of 2023;

- Avikiran Solar India Private Limited in India: following the agreements signed for the partial sale to a new shareholder, the investment satisfies the requirements of "IFRS 5 - Non-current assets held for sale and discontinued operations", for classification of the net assets as available for sale. The disposal is expected to be finalized in the 1st Half of 2023;
- 3SUN in Italy: based on the negotiation process for the sale of a 50% stake in the share capital of 3SUN Srl, its net assets were reclassified at December 31, 2022 as non-current assets held for sale and discontinued operations, in line with IFRS 5.

Assets previously classified as held for sale disposed of in 2022 include:

- renewable companies in South Africa sold in the 1st Half of 2022;
- CGT Fortaleza in Brazil and companies belonging to the financial sector of Enel X in Italy sold in the 3rd Quarter;
- the interest held by Enel SpA in Enel Russia sold in October 2022, thus completing the disposal of all electricity generation assets in Russia. For more information on the economic effects of the transaction, please refer to the paragraph "Discontinued operations";
- the subsidiary Enel Chile SA completed the sale of the entire investment, equal to 99.09% of the share capital, held in the Chilean electricity transmission company Enel Transmisión Chile SA, while the subsidiary Enel Brasil SA finalized the sale of the entire interest held in the Brazilian power distribution company Celg Distribuição SA - Celg-D in December 2022.

For more information on the financial effects of the above transactions, please refer to the note "Main acquisition and disposals during the year".

37. Equity – €42,082 million

37.1 Equity attributable to owners of the Parent – €28,657 million

Millions of euro	2022	2021	Change
Share capital	**10,167**	**10,167**	**-**
Treasury share reserve	**(47)**	**(36)**	**(11)**
Other reserves	**2,740**	**1,721**	**1,019**
Share premium reserve	7,496	7,496	-
Reserve for equity instruments - perpetual hybrid bonds	5,567	5,567	-
Legal reserve	2,034	2,034	-
Other reserves	2,332	2,313	19
Translation reserve	(5,912)	(8,125)	2,213
Hedging reserve	(3,553)	(2,268)	(1,285)
Hedging costs reserve	(81)	(39)	(42)
Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	(22)	10	(32)
Reserve from equity-accounted investments	(476)	(721)	245
Actuarial reserve	(1,063)	(1,325)	262
Reserve from disposal of equity interests without loss of control	(2,390)	(2,378)	(12)
Reserve from acquisitions of non-controlling interests	(1,192)	(843)	(349)
			-
Retained earnings	**15,797**	**17,801**	**(2,004)**
Equity attributable to owners of the Parent	**28,657**	**29,653**	**(996)**

Share capital – €10,167 million

At December 31, 2022, the fully subscribed and paid-up share capital of Enel SpA totaled €10,166,679,946, represented by the same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each. Enel SpA's share capital was unchanged compared with the amount reported at December 31, 2021.

At December 31, 2022, based on the shareholders register and the notices submitted to CONSOB and received by the Parent pursuant to Article 120 of Legislative Decree 58 of February 24, 1998, as well as other available information, shareholders with interests of greater than 3% in the Parent's share capital were the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake) and BlackRock Inc. (with a 5.114% stake held for asset management purposes).

Treasury share reserve - €(47) million

At December 31, 2022, treasury shares are represented by 7,153,795 ordinary shares of Enel SpA with a par value of €1.00 each (4,889,152 at December 31, 2021), purchased through an authorized intermediary for a total of €47 million.

Other reserves - €2,740 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 - *€5,567 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.
In 2022, the Group paid €123 million in coupons to holders of perpetual hybrid bonds.

Legal reserve - *€2,034 million*

The legal reserve is formed of the part of profits that, pursuant to Article 2430 of the Italian Civil Code, cannot be distributed as dividends.

Other reserves - *€2,332 million*

These include €2,215 million related to the remaining portion of the adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.
Pursuant to Article 47 of the Consolidated Income Tax Code (*Testo Unico Imposte sul Reddito*, or "TUIR"), this amount does not constitute taxable income when distributed.

Translation reserve - *€(5,912) million*

The increase for the year, of €2,213 million, was mainly due to the change in the consolidation scope connected with the sale of PJSC Enel Russia, Central Geradora Termelétrica Fortaleza and Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), and the net appreciation of the functional currencies used by the foreign subsidiaries, mainly in Latin America and the United States, against the Group presentation currency (the euro).

Hedging reserve - *€(3,553) million*

This includes the net expense recognized in equity from the measurement of cash flow hedge derivatives. The change in 2022 is mainly attributable to developments in commodity prices.

Hedging costs reserve - *€(81) million*

In application of IFRS 9, this reserve includes the fair value gains and losses on currency basis points and forward points. The change in 2022 is mainly attributable to developments in commodity prices.

Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI - *€(22) million*

This includes net unrealized fair value losses on financial assets.

Reserve from equity-accounted investments - *€(476) million*

The reserve reports the share of comprehensive income to be recognized directly in equity of equity-accounted investees. The change in 2022 is mainly attributable to the change in the hedging reserve of Slovak Power Holding.

Actuarial reserve - *€(1,063) 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 - *€(2,390) 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 change in the reserve in 2022 is associated with the sale of the 49% stake held by Enel Green Power Canada in Pincher Creek LP and Riverview LP.

Reserve from acquisitions of non-controlling interests - *€(1,192) million*

This reserve mainly includes the surplus of acquisition prices with respect to the carrying amount of the equity acquired following the acquisition from third parties of further interests in companies already controlled in Latin America.

The change for the year (-€349 million) mainly reflects the effects of the merger between Emgesa SA ESP (acquiring entity), Codensa SA ESP, Enel Green Power Colombia SAS ESP and ESSA 2 (merged entities), following which the Group's interest in Emgesa SA ESP (now Enel Colombia SA ESP) increased from 39.89% to 47.18%, and the sale by Endesa X Servicios SLU to Enel X Way Srl of 51% of Endesa X Way SL increasing the interest held by the Group in the latter from 70.11% to 85.35%.

Retained earnings - €15,797 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.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2021			Change					at Dec. 31, 2022		
	Total	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*	Gains/(Losses) recognized in equity during the year	Released to profit or loss	Taxes	**Total**	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*	**Total**	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*
Translation reserve	**(11,790)**	*(6,303)*	*(5,487)*	890	-	-	**890**	*879*	*11*	**(10,900)**	*(5,424)*	*(5,476)*
Hedging reserve	**(2,961)**	*(2,280)*	*(681)*	(3,605)	1,323	587	**(1,695)**	*(1,293)*	*(402)*	**(4,656)**	*(3,573)*	*(1,083)*
Hedging costs reserve	**(49)**	*(39)*	*(10)*	(40)	(31)	9	**(62)**	*(52)*	*(10)*	**(111)**	*(91)*	*(20)*
Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	**11**	*12*	*(1)*	(51)	-	7	**(44)**	*(44)*	-	**(33)**	*(32)*	*(1)*
Share of OCI of equity-accounted associates	**(820)**	*(825)*	*5*	256	-	(22)	**234**	*224*	*10*	**(586)**	*(601)*	*15*
Reserve from measurement of equity investments in other companies	**(32)**	*(32)*	-	13	-	-	**13**	*13*	-	**(19)**	*(19)*	-
Actuarial reserve	**(1,798)**	*(1,265)*	*(533)*	403	-	(79)	**324**	*249*	*75*	**(1,474)**	*(1,016)*	*(458)*
Total gains/(losses) recognized in equity	**(17,439)**	***(10,732)***	***(6,707)***	**(2,134)**	**1,292**	**502**	**(340)**	***(24)***	***(316)***	**(17,779)**	***(10,756)***	***(7,023)***

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

37.2 Dividends

	Amount distributed (millions of euro)	Dividend per share (euro)
Dividends distributed in 2021		-
Dividends for 2020	3,638	0.358
Interim dividends for 2021[1]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend distributed in 2021	**3,638**	**0.358**
Dividends distributed in 2022		
Dividends for 2021	3,861	0.380
Interim dividends for 2022[2]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend distributed in 2022	**3,861**	**0.380**

(1) Approved by the Board of Directors on November 4, 2021 and paid as from January 26, 2022 (interim dividend of €0.19 per share for a total of €1,932 million).
(2) Approved by the Board of Directors on November 3, 2022 and paid as from January 25, 2023 (interim dividend of €0.20 per share for a total of €2,033 million).

Dividends distributed are shown net of amounts due to treasury shares at the respective "record dates". These shares were waived for collection and allocated to "retained earnings".

The dividend for 2022 is equal to €0.40 per share, for a total of €4,067 million (of which €0.20 per share for a total of €2,033 million already paid as an interim dividend). It will be proposed to the Shareholders' Meeting of May 10, 2023 at single call.

These consolidated financial statements do not take account of the effects of the distribution to shareholders of the dividend for 2022, except for the liability in respect of shareholders for the interim dividend for 2022, which was approved by the Board of Directors on November 3, 2022 for a potential maximum of €2,033 million, and paid as from January 25, 2023 net of the portion pertaining to the 7,153,795 treasury shares held as at the record date of January 24, 2023.

In 2022, the Group also paid €123 million in coupons to holders of perpetual hybrid bonds.

Capital management

The Group's objectives for managing capital comprise safeguarding the business as a going concern, creating value for stakeholders and supporting the development of the Group. In particular, the Group seeks to maintain an adequate capitalization that enables it to achieve a satisfactory return for shareholders and ensure access to external sources of financing, in part by maintaining an adequate rating.

In this context, the Group manages its capital structure and adjusts that structure when changes in economic conditions so require. There were no substantive changes in objectives, policies or processes in 2022.

To this end, the Group constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2022 and 2021 is summarized in the following table.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Non-current financial debt	68,191	54,620	13,571
Net current financial position	(3,315)	24	(3,339)
Non-current financial assets and long-term securities	(4,213)	(2,692)	(1,521)
Net exchange rate derivatives associated with borrowings [1]	(595)	(259)	(336)
Net financial debt [1]	**60,068**	**51,693**	**8,375**
Equity attributable to owners of the Parent	28,657	29,653	(996)
Non-controlling interests	13,425	12,689	736
Equity	**42,082**	**42,342**	**(260)**
Debt/equity ratio	**1.43**	**1.22**	**0.21**

(1) In order to improve the reporting of net financial debt, so as to take account of exchange risk hedging, in its determination the Group has decided to include the fair value of the cash flow hedge and fair value hedge derivatives used to hedge the exchange rate risk on borrowings. Accordingly, in order to improve the comparability of the figures, it was necessary to recalculate net financial debt at December 31, 2021.

The increase in the debt/equity ratio, which measures financial leverage, is essentially attributable to the increase in net financial debt, mainly reflecting the funding requirements of investments in the year, the payment of dividends, and the acquisition of ERG Hydro.

See note 47 for a breakdown of the individual items in the table.

37.3 Non-controlling interests – €13,425 million

The following table presents the composition of non-controlling interests by geographical area.

Millions of euro	Non-controlling interests		Profit for the year attributable to non-controlling interests	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Italy	1	1	-	-
Iberia	5,321	5,238	713	193
Latin America	7,422	6,511	857	467
Europe	328	635	(342)	5
North America	218	151	10	6
Africa, Asia and Oceania	135	153	-	(3)
Total	**13,425**	**12,689**	**1,238**	**668**

The change in non-controlling interests mainly reflects the appreciation of the functional currencies of the foreign subsidiaries against the euro (especially in Latin America), the results for the period, the effect of the corporate transaction in Colombia and the impact of hyperinflation. These effects were partly offset by the dividends distributed and the value adjustment of cash flow hedge instruments.

The financial disclosure requirements of IFRS 12 for subsidiaries with significant non-controlling interests are reported below.

Millions of euro	Non-current assets		Current assets		Total assets	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Subsidiaries						
Enel Américas	29,600	28,959	5,430	4,711	35,030	33,670
Enel Chile	10,985	9,887	1,541	(642)	12,526	9,245
Endesa	45,018	43,217	11,166	3,853	56,184	47,070

Millions of euro	Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Equity		Equity attributable to owners of the Parent		Non-controlling interests	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Subsidiaries												
Enel Américas	11,534	11,320	6,208	6,073	17,742	17,393	17,288	16,277	12,136	11,556	5,152	4,721
Enel Chile	4,113	3,356	2,460	1,178	6,573	4,534	5,953	4,711	3,683	2,921	2,270	1,790
Endesa	18,414	15,196	17,372	11,449	35,786	26,645	20,398	20,425	15,083	15,187	5,315	5,238

Millions of euro	Total revenue		Pre-tax profit		Profit from continuing operations		Profit attributable to owners of the Parent		Profit attributable to non-controlling interests	
	2022	2021	**2022**	2021	**2022**	2021	**2022**	2021	**2022**	2021
Subsidiaries										
Enel Américas	14,696	13,581	1,015	1,516	221	757	(90)	337	311	420
Enel Chile	6,450	3,114	1,971	128	1,458	104	913	57	545	47
Endesa	32,714	20,217	3,055	769	2,244	589	1,534	396	710	193

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

38. Borrowings

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Long-term borrowings	68,191	54,500	2,835	4,031
Short-term borrowings	-	-	18,392	13,306
Total	**68,191**	**54,500**	**21,227**	**17,337**

For more information on the nature of borrowings, see note 48 "Financial instruments by category".

39. Employee benefits – €2,202 million

The Group provides its employees with a variety of benefits, including deferred compensation benefits, additional months' pay for having reached age limits or eligibility for old-age pension, loyalty bonuses for achievement of seniority milestones, supplemental retirement and healthcare plans, residential electricity discounts and similar benefits. More specifically:

- for Italy, the item "Pension benefits" regards estimated accruals made to cover benefits due under the supplemental retirement schemes of retired executives and the benefits due to personnel under law or contract at the time the employment relationship is terminated. For the foreign companies, the item refers to post-employment benefits, of which the most material regard the pension benefit schemes of Endesa in Spain, which break down into three types that differ on the basis of employee seniority and company. In general, under the framework agreement of October 25, 2000, employees participate in a specific defined contribution pension plan and, in cases of disability or death of employees in service, a defined benefit plan which is covered by appropriate insurance policies. In addition, the group has two other limited-enrollment plans (i) for current and retired Endesa employees covered by the electricity industry collective bargaining agreement prior to the changes introduced with the framework agreement noted earlier and (ii) for employees of the Catalan companies merged in the past (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Both are defined benefit plans and benefits are fully ensured, 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;
- the item "Other benefits" mainly regards 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, 2022, and December 31, 2021, respectively, as well as a reconciliation of that obligation with the actuarial liability.

Millions of euro	2022					2021				
	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										
Actuarial obligation at the start of the year	**4,240**	**410**	**206**	**190**	**5,046**	**4,408**	**403**	**217**	**222**	**5,250**
Current service cost	13	1	5	13	32	17	2	4	28	51
Interest expense	320	7	8	5	340	214	3	7	3	227
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	-	-	-	-	-	192	-	(6)	-	186
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	(533)	(93)	(38)	(18)	(682)	(664)	(14)	6	(1)	(673)
Experience adjustments	119	(80)	8	1	48	452	31	(9)	-	474
Past service cost	(3)	-	-	-	(3)	(17)	-	-	(3)	(20)
(Gains)/Losses arising from settlements	(163)	-	-	-	(163)	(4)	-	-	-	(4)
Exchange differences	335	-	6	(1)	340	14	(1)	(1)	-	12
Employer contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Employee contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benefits paid	(470)	(15)	(13)	(44)	(542)	(379)	(15)	(12)	(58)	(464)
Other changes	-	-	-	(6)	(6)	7	1	-	(1)	7
Reclassification to assets	8	-	-	-	8	-	-	-	-	-
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	(101)	(6)	(20)	(22)	(149)	-	-	-	-	-
Actuarial obligation at year-end (A)	**3,765**	**224**	**162**	**118**	**4,269**	**4,240**	**410**	**206**	**190**	**5,046**
CHANGES IN PLAN ASSETS										
Fair value of plan assets at the start of the year	**2,348**	**-**	**-**	**-**	**2,348**	**2,299**	**-**	**-**	**-**	**2,299**
Interest income	193	-	-	-	193	121	-	-	-	121
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	(184)	-	-	-	(184)	38	-	-	-	38
Exchange differences	213	-	-	-	213	17	-	-	-	17
Employer contributions	286	15	13	22	336	252	15	12	28	307
Employee contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benefits paid	(470)	(15)	(13)	(22)	(520)	(379)	(15)	(12)	(28)	(434)
Other payments	(163)	-	-	-	(163)	-	-	-	-	-
Changes in the consolidation scope	(99)	-	-	-	(99)	-	-	-	-	-
Fair value of plan assets at year-end (B)	**2,124**	**-**	**-**	**-**	**2,124**	**2,348**	**-**	**-**	**-**	**2,348**
EFFECT OF ASSET CEILING										
Asset ceiling at the start of the year	**26**	**-**	**-**	**-**	**26**	**13**	**-**	**-**	**-**	**13**
Interest income	2	-	-	-	2	1	-	-	-	1
Changes in asset ceiling	27	-	-	-	27	12	-	-	-	12
Exchange differences	2	-	-	-	2	-	-	-	-	-
Changes in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asset ceiling at year-end (C)	**57**	**-**	**-**	**-**	**57**	**26**	**-**	**-**	**-**	**26**
Net liability in statement of financial position (A-B+C)	**1,698**	**224**	**162**	**118**	**2,202**	**1,918**	**410**	**206**	**190**	**2,724**

The liability recognized came to €2,202 million, a decrease of €522 million on 2021. Change in 2022 reflects the reclassification as held for sale of the actuarial liabilities of Enel Generación Costanera SA and Central Dock Sud SA in Argentina, 3SUN Srl in Italy, all the companies in Romania and Greece and PJSC Enel Russia and its subsidiaries, the latter sold in the last quarter of 2022. Furthermore, the actuarial measurement of a plan of Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE in Spain showed a surplus with respect to the obligation assumed by the company, and was thus reclassified in a specific asset item of the balance sheet.

Millions of euro

	2022	2021
(Gains)/Losses taken to profit or loss		
Service cost and past service cost	22	9
Net interest expense	149	107
(Gains)/Losses arising from settlements	-	(4)
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	7	22
Other changes	(20)	1
Total	**158**	**135**

Millions of euro

	2022	2021
Change in (gains)/losses in OCI		
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	184	(38)
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	(614)	(13)
Changes in asset ceiling excluding amounts included in interest income	27	12
Other changes	-	(1)
Total	**(403)**	**(40)**

The change in the cost recognized in profit or loss was equal to €23 million. The impact on the income statement is, therefore, greater but essentially in line with 2021.

The liability recognized in the statement of financial position at the end of the year is reported net of the fair value of plan assets, amounting to €2,124 million at December 31, 2022. Those assets, which are entirely in Spain and Brazil, break down as follows:

	2022	2021
Investments quoted in active markets		
Equity instruments	10%	8%
Fixed-income securities	66%	54%
Investment property	3%	3%
Other	21%	-
Unquoted investments		
Assets held by insurance undertakings	-	-
Other	-	35%
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
	2022				2021			
Discount rate	3.60%-3.70%	3.57%-3.77%	5.40%-10.40%	3.75%-7.65%	0.00%-0.80%	0.00%-1.16%	5.60%-9.67%	0.80%-8.40%
Inflation rate	2.30%	2.78%	3.00%-8.00%	2.40%-3.50%	1.50%	2.20%	3.00% -8.00%	1.50%-4.01%
Rate of wage increases	2.30%-4.30%	2.78%	3.80%-8.49%	3.00% -10.00%	0.80%-1.80%	2.20%	3.80%-8.00%	2.50%-10.00%
Rate of increase in healthcare costs	3.30%	4.98%	7.12%-10.00%	-	2.50%	4.40%	7.12%-8.00%	-
Expected rate of return on plan assets	-	3.76%-3.77%	10.40%	7.40%	-	0.57%	9.30% -9.46%	-

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.

	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits
	at Dec. 31, 2022				at Dec. 31, 2021			
Decrease of 0.5% in discount rate	185	2	6	(17)	225	27	11	-
Increase of 0.5% in discount rate	(118)	(22)	(9)	(23)	(184)	(30)	(14)	(10)
Increase of 0.5% in inflation rate	16	(11)	(8)	(21)	2	(4)	(2)	(6)
Decrease of 0.5% in inflation rate	37	(10)	6	(16)	28	(2)	9	(2)
Increase of 0.5% in remuneration	29	(10)	(2)	(17)	14	(3)	(2)	-
Increase of 0.5% in pensions currently being paid	28	(10)	(2)	(20)	14	(3)	(2)	(5)
Increase of 1% in healthcare costs	-	-	(147)	-	-	-	20	1
Increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees	55	(9)	5	(17)	98	(3)	14	(5)

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 €221 million.

The following table reports expected benefit payments in the coming years for defined benefit plans.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Within 1 year	427	392
In 1-2 years	397	364
In 2-5 years	1,124	1,077
More than 5 years	1,826	1,714

Expected payments are increasing in general. This is mainly due to Brazil and Argentina.

40. Provisions for risks and charges – €7,380 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022			at Dec. 31, 2021		
	Non-current	Current	Total	Non-current	Current	**Total**
Provision for litigation, risks and other charges:						
- nuclear decommissioning	581	-	581	666	-	**666**
- site retirement, removal and restoration	2,686	247	2,933	3,066	203	3,269
- litigation	652	51	703	790	44	834
- environmental certificates	-	292	292	-	32	32
- taxes and duties	313	26	339	267	28	295
- other	803	316	1,119	821	347	1,168
Total	**5,035**	**932**	**5,967**	**5,610**	**654**	**6,264**
Provision for early retirement incentives and other restructuring plans	231	192	423	435	293	728
Provision for restructuring programs connected with the energy transition	789	201	990	1,152	179	1,331
TOTAL	**6,055**	**1,325**	**7,380**	**7,197**	**1,126**	**8,323**

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		Accrual	Reversal	Utilization	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, 2021										at Dec. 31, 2022
Provision for litigation, risks and other charges:											
- nuclear decommissioning	666	-	-	-	8	(93)	-	-	-	-	581
- site retirement, removal and restoration	3,269	201	(135)	(167)	(12)	(207)	(2)	16	(1)	(29)	2,933
- litigation	834	239	(123)	(162)	59	-	-	42	35	(221)	703
- environmental certificates	32	345	(24)	(8)	-	-	-	-	(35)	(18)	292
- taxes and duties	295	45	(30)	(10)	8	-	8	10	13	-	339
- other	1,168	375	(79)	(309)	11	(2)	39	(3)	(38)	(43)	1,119
Total	**6,264**	**1,205**	**(391)**	**(656)**	**74**	**(302)**	**45**	**65**	**(26)**	**(311)**	**5,967**
Provision for early retirement incentives and other restructuring plans	728	4	(32)	(244)	(26)	-	-	-	(4)	(3)	423
Provision for restructuring programs connected with the energy transition	1,331	51	(177)	(157)	(51)	-	-	2	(4)	(5)	990
TOTAL	**8,323**	**1,260**	**(600)**	**(1,057)**	**(3)**	**(302)**	**45**	**67**	**(34)**	**(319)**	**7,380**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Nuclear decommissioning provision

At December 31, 2022 the provision reflected solely the costs that would be incurred at the time of decommissioning of nuclear plants by Enresa, a Spanish public entity responsible for such activities in accordance with Royal Decree 1349/2003 and Law 24/2005. In general, the costs are quantified on the basis of a standard contract between Enresa and the electricity companies approved by the Ministry for the Economy in September 2001, 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 and Enel Produzione. The change in the provision in 2022 was mainly linked to the redetermination of the future retirement costs of certain plants in Iberia and North America as well as the uses and releases of provisions set aside in previous years to deal with the decarbonization process.

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	248	247
In 1-5 years	1,221	1,134
More than 5 years	2,275	1,552
Total	**3,744**	**2,933**

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 (€395 million), Spain (€169 million) and Italy (€127 million).
The decrease compared with the previous year, equal to €131 million, mainly reflects the decrease in the provision in Brazil following the deconsolidation of Celg-D.

Provision for environmental certificates

The provision for environmental certificates covers costs in respect of shortfalls in the environmental certificates need for compliance with national or supranational environmental protection requirements and mainly regards Iberia (Endesa Energía and Endesa Generación SA).

Provision for taxes and duties

The provision for taxes and duties covers the estimated liability deriving from tax disputes concerning direct and indirect taxes.
The balance of the provision also includes the provision for current and potential disputes concerning local property tax (whether the *Imposta Comunale sugli Immobili* (ICI) or the *Imposta Municipale Unica* (IMU)) in Italy. In Italy, the Group has taken due account of developments in land registry regulations (which with effect from January 1, 2016 excluded machinery, devices, equipment and other plant specific to a production process from the calculation of the imputed rent for buildings classified in land registry group D, which includes generation plants) in estimating the liability for such taxes, both for the purposes of quantifying the probable risk associated with pending litigation and generating a reasonable valuation of probable future charges on positions that have not yet been assessed by the Revenue Agency and municipalities.

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 decrease of €49 million in other provisions is mainly attributable to Enel Global Trading for uses of provisions for insurance compensation.

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 €305 million for the year mainly reflects uses of provisions for incentives established in previous period in Spain (*Acuerdo de Salida Voluntaria*) 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, 2022 amounted to €990 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.

41. Other non-current financial liabilities – € - million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Other non-current financial liabilities	-	120	(120)	-
Total	**-**	**120**	(120)	-

The change in "other non-current financial liabilities" came to €120 million and regards the decrease in the non-current portion of liabilities in respect of the Spanish electrical system deficit, which were included in net financial debt.

42. Other non-current liabilities – €4,246 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Accrued operating expenses and deferred income	347	498	(151)	-30.3%
Other items	3,899	4,027	(128)	-3.2%
Total	**4,246**	**4,525**	**(279)**	**-6.2%**

The change in "Other items" reflected the decrease of €45 million in "Other tax liabilities beyond 12 months", as well as the decrease of €351 million in "Other liabilities" relating to the outcome of the PIS/COFINS dispute in Brazil (already discussed under "Other non-current assets"), only partially offset by the increase of €323 million in "Liabilities for tax partnerships" in North America.

43. Other current liabilities – €11,713 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Amounts due to customers	2,094	1,950	144	7.4%
Amounts due to institutional market operators	2,115	2,961	(846)	-28.6%
Amounts due to employees	519	471	48	10.2%
Other tax liabilities	1,046	1,274	(228)	-17.9%
Amounts due to social security institutions	215	205	10	4.9%
Contingent consideration	46	45	1	2.2%
Put options granted to non-controlling shareholders	-	4	(4)	-
Current accrued expenses and deferred income	441	395	46	11.6%
Dividends	2,228	2,191	37	1.7%
Other liabilities	3,009	3,463	(454)	-13.1%
Total	**11,713**	**12,959**	**(1,246)**	**-9.6%**

The change in "Other current liabilities" mainly reflects:

- the decrease in "Amounts due to institutional market operators", mainly attributable to Italy, with the decrease in amounts due to the Energy and Environmental Services Fund, determined by the update of rate in force for 2022 with the Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment (ARERA) Resolutions no. 35/2022, 141/2022, 295/2022 and 462/2022, which completely zeroed system charges rates for all types of users as from January 1, 2022;
- the decrease in "Other tax liabilities", mainly attributable to Italy following the start in 2021 of the Group settlement mechanism for VAT obligations by the Parent, Enel SpA;
- the decrease in "Other liabilities", mainly attributable to Italy in respect of expired derivatives on energy commodities.

44. Trade payables – €17,641 million

The item amounted to €17,641 million (€16,959 million at December 31, 2021) 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 €17,605 million (€16,865 million at December 31, 2021), while those falling due in more than 12 months amounted to €36 million (€94 million at December 31, 2021).

45. Other current financial liabilities – €853 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Accrued financial expense and deferred financial income	710	539	171	31.7%
Other items	143	86	57	66.3%
Total	**853**	**625**	**228**	**36.5%**

The increase in other current financial liabilities is mainly attributable to the increase of €171 million in accrued financial expense and deferred financial income, as a result of higher accrued expenses on bond issues.
Other items mainly regard liabilities for accrued interest.

Information on the consolidated statement of cash flows

46. Cash flows

Millions of euro

		2022	2021	Change
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	(1)	**8,990**	**6,002**	**2,988**
Cash flows from operating activities (2)		8,674	9,915	(1,241)
of which discontinued operations		*(391)*	*280*	
Cash flows from/(used in) investing activities		(13,626)	(10,675)	(2,751)
of which discontinued operations		*(351)*	*(453)*	
Cash flows from financing activities (2)		7,369	3,931	3,438
of which discontinued operations		*656*	*118*	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents		136	17	119
Cash and cash equivalents at the end of the year	(3)	**11,543**	**8,990**	**2,553**

(1) Of which cash and cash equivalents equal to €8,315 million at January 1, 2022 (€5,266 million at January 1, 2021), short-term securities equal to €88 million at January 1, 2022 (€67 million at January 1, 2021) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" in the amount of €44 million at January 1, 2022 (€29 million at January 1, 2021) and cash and cash equivalents pertaining to "discontinued operations" equal to €543 million at January 1, 2022 (€640 million at January 1, 2021).
(2) In order to improve presentation, for comparative purposes only, realized financial income and expense connected solely with loans in currencies have been reclassified under a new item "Collections/(Payments) associated with derivatives connected with borrowings" in the section on cash flows from financing activities.
(3) Of which cash and cash equivalents equal to €11,041 million at December 31, 2022 (€8,315 million at December 31, 2021), short-term securities equal to €78 million at December 31, 2022 (€88 million at December 31, 2021) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" in the amount of €96 million at December 31, 2022 (€44 million at December 31, 2021) and to "discontinued operations" equal to €326 million at December 31, 2022 (€543 million at December 31, 2021).

Cash flows from operating activities in 2022 was a positive €8,674 million, a decrease of €1,241 million on 2021, mainly attributable to increased cash requirements connected with changes in net working capital.

Cash flows used in investing activities in 2022 came to €13,626 million, from €10,875 million in 2021.
More specifically, investments in property, plant and equipment, intangibles, property investment and contract assets came to €14,503 million (including €156 million classified as available for sale), an increase on 2021.

Investments in companies or business units, net of cash and cash equivalents acquired, amount to €1,275 million and mainly refer to the acquisition by Enel Produzione SpA of 100% of ERG Hydro Srl (now Enel Hydro Appennino Centrale Srl), for €1,196 million net of cash and cash equivalents acquired of €69 million.

Disposals of businesses or business units, net of cash and cash equivalents sold, amount to €2,032 million and mainly refer to:

- the sale by EGP SpA to Al Rayyan Holding LLC (controlled by the Qatar Investment Authority) of a 50% interest in EGP Matimba NewCo 1 Srl, indirect owner of six projects in South Africa (for €102 million net of cash and cash equivalents sold of €6 million);
- the sale by Enel X Germany of the entire interest held in Cremzow KG and Cremzow Verwaltungs (for €8 million net of cash and cash equivalents sold of €4 million);
- the sale by Enel Brasil SA of the entire interest held in CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA (for €29 million net of cash and cash equivalents sold of €60 million);
- the sale of the entire interest held in Enel SpA in PJSC Enel Russia, equal to 56.43% of the share capital of the latter, to PJSC Lukoil and Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia" (for €20 million net of cash and cash equivalents sold of €117 million);

- the sale of the entire interest held by Enel Chile SA in Chilean power transmission company Enel Transmisión Chile SA, to Sociedad Transmisora Metropolitana SpA, controlled by Inversiones Grupo Saesa Ltda, for a total consideration of €1,342 million;
- the sale of a 50% quota in its wholly-owned subsidiary Gridspertise Srl, to the international private equity fund CVC Capital Partners Fund VIII, for €272 million net of cash and cash equivalents sold of €27 million;
- the sale of the entire interest held by Enel Américas in the Brazilian electricity distribution company Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), equal to 99.9% of the share capital of the latter, to Equatorial Participações e Investimentos SA, controlled by Equatorial Energia SA, for a total consideration of €259 million net of cash and cash equivalents sold of €10 million.

Cash flows from/(used in) other investing activities in 2022 came to 120 million and mainly reflects:

- the sale of a 1.1% interest held by Enel X International in Ufinet, for €73 million;
- the sale by Enel Kansas LLC of a 50% interest held in Rocky Caney Holdings LLC and EGPNA Renewable Energy Partners for €94 million;
- the acquisition of 50% of the share capital of Mooney for €225 million;
- the sale by Enel Green Power Canada Inc. of a 49% interest held in Pincher Creek LP and Riverview LP for €56 million;
- minor disposals mainly in Italy, Iberia, North America and Latin America.

Cash flows from financing activities came to a total €7,369 million, from €3,931 million used in 2021, mainly reflecting:

- the net increase as the balance between repayments, new borrowings and other changes in financial payables for €12,420 million;
- distribution of dividends in the amount of €4,901 million, plus €123 million paid to holders of perpetual hybrid bonds;
- capital increases in subsidiaries with non-controlling interests for €12 million, particularly in Australia.

In 2022, cash flows used in investing activities in the amount of €13,626 million fully absorbed the cash flows from operating activities for €8,674 million, with the difference coming from financing activities in the amount of €7,369 million. The difference is reflected in an increase in cash and cash equivalents at December 31, 2022 to €11,543 million, from €8,990 million at the end of 2021. The change was also affected by effects associated with the positive developments in the exchange rates of local currencies against the euro, in the amount of €136 million.

47. Net financial position and long-term financial assets and securities – *€60,068 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, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Long-term borrowings	38	68,191	54,500	13,691	25.1%
Other non-current financial borrowings (1)	41	-	120	(120)	-
Short-term borrowings	38	18,392	13,306	5,086	38.2%
Other current financial borrowings(2)		-	12	(12)	-
Current portion of long-term borrowings	38	2,835	4,031	(1,196)	-29.7%
Other non-current financial assets included in net financial debt	29.1	(4,213)	(2,692)	(1,521)	-56.5%
Other current financial assets included in net financial debt	30.1	(13,501)	(8,467)	(5,034)	-59.5%
Cash and cash equivalents	35	(11,041)	(8,858)	(2,183)	-24.6%
Net exchange rate derivatives associated with borrowings (3)		(595)	(259)	(336)	-
Total (3)		**60,068**	**51,693**	**8,375**	**16.2%**

(1) The item "Other non-current financial borrowings" is represented by "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.
(2) The item "Other current financial borrowings" is included under "Other current financial liabilities" in the statement of financial position.
(3) In order to improve the comparability of the figures, it was necessary to recalculate net financial debt at December 31, 2021 in accordance with the new representation of net financial debt by the Enel Group.

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, 2022 and December 31, 2021 is reconciled with net financial debt as provided for in the presentation methods of the Enel Group.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change	
Liquidity				
Cash and cash equivalents on hand	35	8	27	-
Bank and post office deposits	8,968	8,118	850	10.5%
Liquid assets	**9,003**	**8,126**	877	10.8%
Cash equivalents	**2,038**	**732**	1,306	-
Securities	78	88	(10)	-11.4%
Short-term loan assets	10,585	6,841	3,744	54.7%
Current portion of long-term loan assets	2,838	1,538	1,300	84.5%
Other current financial assets	**13,501**	**8,467**	**5,034**	**59.5%**
Liquidity	**24,542**	**17,325**	**7,217**	**41.7%**
Current financial debt				
Bank debt	(1,320)	(1,329)	9	0.7%
Commercial paper	(13,838)	(10,708)	(3,130)	-29.2%
Other short-term borrowings [1]	(3,234)	(1,281)	(1,953)	-
Current financial debt (including debt instruments)	**(18,392)**	**(13,318)**	**(5,074)**	**-38.1%**
Current portion of long-term bank borrowings	(890)	(989)	99	10.0%
Bonds issued (current portion)	(1,612)	(2,700)	1,088	40.3%
Other borrowings (current portion)	(333)	(342)	9	2.6%
Non-current financial debt (current portion)	**(2,835)**	**(4,031)**	1,196	29.7%
Current financial debt	**(21,227)**	**(17,349)**	**(3,878)**	**-22.4%**
Net current financial debt	**3,315**	**(24)**	**3,339**	-
Non-current financial debt				
Bank borrowings	(15,261)	(12,579)	(2,682)	-21.3%
Other borrowings [2]	(2,851)	(2,942)	91	3.1%
Non-current financial debt (excluding current portion and debt instruments)	**(18,112)**	**(15,521)**	**(2,591)**	**-16.7%**
Bonds	**(50,079)**	**(39,099)**	(10,980)	-28.1%
Trade payables and other non-interest-bearing non-current liabilities with a significant financing component	-	-	-	-
Non-current financial position	**(68,191)**	**(54,620)**	**(13,571)**	**-24.8%**
Financial assets in respect of "Assets classified as held for sale"	**543**	**85**	**458**	-
Financial liabilities in respect of "Liabilities included in disposal groups classified as held for sale "	**(1,435)**	**(784)**	**(651)**	**-83.0%**
Net financial position as per CONSOB instructions	**(65,768)**	**(55,343)**	**(10,425)**	**-18.8%**
Long-term financial receivables and securities	**4,213**	**2,692**	**1,521**	**56.5%**
Net exchange rate derivatives associated with borrowings [3]	**595**	**259**	**336**	-
(-) Financial assets in respect of "Assets classified as held for sale "	**(543)**	**(85)**	**(458)**	-
(-) Financial liabilities in respect of "Liabilities included in disposal groups classified as held for sale "	**1,435**	**784**	**651**	**83.0%**
NET FINANCIAL DEBT [3]	**(60,068)**	**(51,693)**	**(8,375)**	**-16.2%**

(1) Includes current financial borrowings included in "Other current financial liabilities" in the statement of financial position.
(2) Includes other non-current financial borrowings presented under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.
(3) In order to improve the comparability of the figures, it was necessary to recalculate net financial debt at December 31, 2021 in accordance with the new representation of net financial debt by the Enel Group.

The net position as per CONSOB instructions does not include derivatives designated as hedges for hedge accounting purposes or entered into for trading purposes as they are used for hedging.

At December 31, 2022, 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 €3,970 million (€2,772 million at December 31, 2021), "Current financial derivative assets" in the amount of €14,830 million (€22,791 million at December 31, 2021), "Non-current financial derivative liabilities" in the amount of €5,895 million (€3,339 million at December 31, 2021), and "Current financial derivative liabilities" in the amount of €16,141 million (€24,607 million at December 31, 2021).

Furthermore, for the purpose of better representing the Enel Group's net financial debt, it includes the fair value of the cross currency swaps entered into to hedge foreign currency loans to external counterparties. For more information on the classification of such derivatives, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

Financial instruments

48. 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.

48.1 Financial assets by category

The following table reports the carrying amount for each category of financial asset provided for under IFRS 9, broken down into current and non-current financial assets, showing hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss separately.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Financial assets at amortized cost	48.1.1	**5,731**	**4,092**	**40,057**	**34,671**
Financial assets at FVOCI	48.1.2	**901**	**706**	**279**	**144**
Financial assets at fair value through profit or loss					
Derivative financial assets at FVTPL	48.1.3	473	277	12,075	19,664
Other financial assets at FVTPL	48.1.3	3,442	2,662	1,049	141
Total financial assets at fair value through profit or loss		**3,915**	**2,939**	**13,124**	**19,805**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	48.1.4	37	61	-	-
Cash flow hedge derivatives	48.1.4	3,460	2,434	2,755	3,127
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**3,497**	**2,495**	**2,755**	**3,127**
TOTAL		**14,044**	**10,232**	**56,215**	**57,747**

For more information on the recognition and classification of current and non-current derivative assets, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

For more information on fair value measurement, see note 52 "Assets and liabilities measured at fair value".

48.1.1 Financial assets measured at amortized cost

The following table reports financial assets measured at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Non-current			Current		
	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Cash and cash equivalents		-	-	35	10,169	8,759
Trade receivables	34	1,388	1,301	34	15,217	14,775
Current portion of long-term loan assets		-	-	30.1	2,838	1,538
Cash collateral		-	-	30.1	8,319	6,485
Other financial assets	29.1	3,766	2,289	30.1	2,090	315
Financial assets from service concession arrangements at amortized cost	29	295	260	29	12	64
Other financial assets at amortized cost		282	242		1,412	2,735
Total		**5,731**	**4,092**		**40,057**	**34,671**

Impairment of financial assets at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost amounted to €45,788 million at December 31, 2022 (€38,763 million at December 31, 2021) and are recognized net of allowances for expected credit losses totaling €4,087 million at December 31, 2022 (€4,051 million at the end of the previous year).

The Group mainly has the following types of financial assets measured at amortized cost subject to impairment testing:

- cash and cash equivalents;
- trade receivables and contract assets;
- loan assets;
- other financial assets.

While cash and cash equivalents are also subject to the impairment requirements of IFRS 9, the identified impairment loss was immaterial.

The expected credit loss (ECL) – determined using probability of default (PD), loss given default (LGD) and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (i.e., all shortfalls) discounted at the original effective interest rate (EIR).

For calculating ECL, the Group applies two different approaches:

- the general approach, for financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables. This approach, based on an assessment of any significant increase in credit risk since initial recognition, is performed comparing the PD at origination with PD at the reporting date, at each reporting date.

  Then, based on the results of the assessment, a loss allowance is recognized based on 12-month ECL or lifetime ECL (i.e., staging):
  - 12-month ECL, for financial assets for which there has not been a significant increase in credit risk since initial recognition;
  - lifetime ECL, for financial assets for which there has been a significant increase in credit risk or which are credit impaired (i.e., defaulted based on past due information);
- the simplified approach, for trade receivables, contract assets and lease receivables with or without a significant financing component, based on lifetime ECL without tracking changes in credit risk.

A forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect future events and macroeconomic developments that could impact the risk associated with the portfolio or financial instrument.

Depending on the nature of the financial assets and the credit risk information available, the assessment of the increase in credit risk can be performed on:

- an individual basis, if the receivables are individually significant and for all receivables which have been individually identified for impairment based on reasonable and supportable information;
- a collective basis, if no reasonable and supportable information is available without undue cost or effort to measure expected credit losses on an individual instrument basis.

When there is no reasonable expectation of recovering a financial asset in its entirety or a portion thereof, the gross carrying amount of the financial asset shall be reduced.

A write-off represents a derecognition event (e.g., the right to cash flows is legally or contractually extinguished, transferred or expired).

The following table reports expected credit losses on financial assets measured at amortized cost on the basis of the general simplified approach.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022			at Dec. 31, 2021		
	Gross amount	Expected credit loss allowance	Total	Gross amount	Expected credit loss allowance	Total
Cash and cash equivalents	10,169	-	10,169	8,759	-	8,759
Trade receivables	20,388	3,783	16,605	19,739	3,663	16,076
Loan assets	17,261	248	17,013	10,861	234	10,627
Other financial assets at amortized cost	2,057	56	2,001	3,455	154	3,301
Total	**49,875**	**4,087**	**45,788**	**42,814**	**4,051**	**38,763**

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.

Despite the deterioration in the collection status of certain customer segments, which was taken into consideration in determining impairment of trade receivables, the Group's portfolio has so far demonstrated resilience to the macroeconomic context and the current price scenario. This reflects the expansion of digital collection channels and a solid diversification of commercial customers.

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, 2021	**65**	**143**
Accruals	-	9
Uses	-	-
Reversals to profit or loss	(25)	(9)
Other changes	25	26
Closing balance at Dec. 31, 2021	**65**	**169**
Opening balance at Jan. 1, 2022	**65**	**169**
Accruals	22	5
Uses	-	-
Reversals to profit or loss	-	(11)
Other changes	(58)	56
Closing balance at Dec. 31, 2022	**29**	**219**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on trade receivables in accordance with the simplified approach.

Millions of euro	
Opening balance at Jan. 1, 2021	**3,287**
Accruals	1,285
Uses	709
Reversals to profit or loss	(202)
Other changes	(1,416)
Closing balance at Dec. 31, 2021	**3,663**
Opening balance at Jan. 1, 2022	**3,663**
Accruals	1,375
Uses	(766)
Reversals to profit or loss	(265)
Other changes	(224)
Closing balance at Dec. 31, 2022	**3,783**

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, 2021	**129**
Accruals	94
Uses	-
Reversals to profit or loss	(1)
Other changes	(68)
Closing balance at Dec. 31, 2021	**154**
Opening balance at Jan. 1, 2022	**154**
Accruals	180
Uses	-
Reversals to profit or loss	(1)
Other changes	(277)
Closing balance at Dec. 31, 2022	**56**

Note 49 "Risk management" provides additional information on the exposure to credit risk and expected losses.

46.1.2 Financial assets at fair value through other comprehensive income

The following table shows financial assets at fair value through other comprehensive income by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Non-current			Current		
	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Investments in other companies at FVOCI	29	360	40		-	-
Securities	29.1	447	403	30.1	78	87
Receivables and other financial assets at FVOCI		94	263		201	57
Total		**901**	**706**		**279**	**144**

Changes in financial assets at FVOCI

Investments in other companies

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2021	**40**	**-**
Purchases	2	-
Sales	-	-
Changes in fair value through OCI	-	-
Other changes	(2)	-
Closing balance at Dec. 31, 2021	**40**	**-**
Opening balance at Jan. 1, 2022	**40**	**-**
Purchases	149	-
Sales	-	-
Changes in fair value through OCI	11	-
Other changes	160	-
Closing balance at Dec. 31, 2022	**360**	**-**

Securities and other receivables at FVOCI

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2021	**551**	**102**
Purchases	165	-
Sales	(87)	-
Changes in fair value through OCI	2	-
Reclassifications	(85)	85
Other changes	120	(43)
Closing balance at Dec. 31, 2021	**666**	**144**
Opening balance at Jan. 1, 2022	**666**	**144**
Purchases	225	-
Sales	(41)	(14)
Changes in fair value through OCI	(38)	-
Reclassifications	(102)	102
Other changes	(168)	47
Closing balance at Dec. 31, 2022	**541**	**279**

48.1.3 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.

Millions of euro		Non-current			Current	
	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Derivatives at FVTPL	51	473	277	51	12,075	19,664
Investments in liquid assets		-	-	35	872	99
Financial assets at FVTPL		-	-	30, 30.1	176	41
Securities		-	-	30.1	-	1
Equity investments in other companies at FVTPL	29	6	32		-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	29	3,436	2,630		-	-
Total		**3,915**	**2,939**		**13,123**	**19,805**

48.1.4 Derivative financial assets designated as hedging instruments

For more information on derivative financial assets, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

48.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liability provided for under IFRS 9, broken down into current and non-current financial liabilities, showing hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss separately.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Financial liabilities measured at amortized cost	48.2.1	**68,432**	**54,914**	**45,697**	**42,330**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	48.4	**588**	169	11,642	19,696
Total financial liabilities at fair value through profit or loss		**588**	**169**	**11,642**	**19,696**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	48.4	191	5	-	-
Cash flow hedge derivatives	48.4	5,116	3,165	4,499	4,911
Total derivative financial liabilities designated as hedging instruments		**5,307**	**3,170**	**4,499**	**4,911**
TOTAL		**73,158**	**58,253**	**63,007**	**66,937**

For more information on fair value measurement, please see note 52 "Assets and liabilities measured at fair value".

48.2.1 Financial liabilities measured at amortized cost

The following table shows financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

Millions of euro		Non-current			Current	
	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Long-term borrowings	48.3	68,191	54,500	48.3	2,835	4,031
Short-term borrowings		-	-	48.3	18,392	13,306
Trade payables	44	36	94	44	17,605	16,865
Other financial liabilities		205	320		6,865	8,128
Total		**68,432**	**54,914**		**45,697**	**42,330**

48.3 Borrowings

48.3.1 Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) – €71,026 *million*

The following table reports the nominal value, carrying amount, and fair value of long-term borrowings including the portion falling due within 12 months.

Long-term borrowings by category and type of interest rate [1]

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 2022-2021
	at Dec. 31, 2022					at Dec. 31, 2021					
Bonds:											
- listed, fixed rate	30,355	29,892	978	28,914	27,468	27,857	27,413	2,119	25,294	30,279	2,479
- listed, floating rate	2,569	2,547	537	2,010	2,473	2,574	2,557	434	2,123	2,545	(10)
- unlisted, fixed rate	18,959	18,727	-	18,727	17,249	11,293	11,207	50	11,157	12,670	7,520
- unlisted, floating rate	525	525	97	428	600	622	622	97	525	728	(97)
Total bonds	**52,408**	**51,691**	**1,612**	**50,079**	**47,790**	**42,346**	**41,799**	**2,700**	**39,099**	**46,222**	**9,892**
Bank borrowings:											
- fixed rate	3,367	3,273	211	3,062	3,021	2,414	2,405	238	2,167	2,298	868
- floating rate	12,884	12,848	677	12,171	12,570	10,139	10,109	751	9,358	10,037	2,739
- use of revolving credit lines	30	30	2	28	26	1,054	1,054	-	1,054	1,054	(1,024)
Total bank borrowings	**16,281**	**16,151**	**890**	**15,261**	**15,617**	**13,607**	**13,568**	**989**	**12,579**	**13,389**	**2,583**
Leases:											
- fixed rate	2,630	2,630	251	2,379	2,630	2,477	2,477	242	2,235	2,477	153
- floating rate	42	42	10	32	42	70	70	17	53	70	(28)
Total leases	**2,672**	**2,672**	**261**	**2,411**	**2,672**	**2,547**	**2,547**	**259**	**2,288**	**2,547**	**125**
Other non-bank borrowings:											
- fixed rate	504	504	70	434	504	571	595	69	526	569	(91)
- floating rate	8	8	2	6	12	34	22	14	8	25	(14)
Total other non-bank borrowings	**512**	**512**	**72**	**440**	**516**	**605**	**617**	**83**	**534**	**594**	**(105)**
Total fixed-rate borrowings	**55,815**	**55,026**	**1,510**	**53,516**	**50,872**	**44,612**	**44,097**	**2,718**	**41,379**	**48,293**	**10,929**
Total floating-rate borrowings	**16,058**	**16,000**	**1,325**	**14,675**	**15,723**	**14,493**	**14,434**	**1,313**	**13,121**	**14,459**	**1,565**
TOTAL	**71,873**	**71,026**	**2,835**	**68,191**	**66,595**	**59,105**	**58,531**	**4,031**	**54,500**	**62,752**	**12,495**

(1) Does not include other non-current financial borrowings reported under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position that are included in long-term financial debt.

The following table reports long-term financial debt by currency and interest rate.

Long-term financial debt by currency and interest rate [1]

Millions of euro	Carrying amount	Nominal value	Carrying amount	Nominal value	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	at Dec. 31, 2022		at Dec. 31, 2021		at Dec. 31, 2022		at Dec. 31, 2021	
Euro	**34,993**	**35,383**	**32,041**	**32,387**	**1.9%**	**2.1%**	**1.6%**	**1.9%**
US dollar	26,930	27,209	17,518	17,629	4.6%	5.1%	4.2%	4.3%
Pound sterling	4,470	4,610	3,901	3,976	4.6%	4.8%	5.0%	5.2%
Colombian peso	1,310	1,310	1,341	1,341	10.3%	10.3%	6.5%	6.5%
Brazilian real	1,899	1,926	1,720	1,753	10.0%	10.2%	8.8%	8.9%
Swiss franc	359	360	343	344	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%
Chilean peso/UF	526	531	423	428	5.1%	5.2%	5.2%	5.2%
Peruvian sol	429	429	415	415	5.3%	5.3%	5.2%	5.2%
Russian ruble	-	-	427	427			6.8%	7.3%
Other currencies	110	115	402	405				
Total non-euro currencies	**36,033**	**36,490**	**26,490**	**26,718**				
TOTAL	**71,026**	**71,873**	**58,531**	**59,105**				

(1) Does not include other non-current financial borrowings reported under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.

Long-term financial debt denominated in currencies other than the euro increased by €9,543 million, largely attributable to the changes in debt denominated in US dollars.

Change in the nominal value of long-term debt [1]

Millions of euro	Nominal value	Repayments	Change in the consolidation scope	New borrowings	Other changes	Exchange differences	Nominal value
	at Dec. 31, 2021						at Dec. 31, 2022
Bonds	42,346	(2,788)	(37)	12,390	-	497	52,408
Borrowings	16,759	(6,571)	(1,016)	10,009	-	284	19,465
- of which leases	*2,547*	*(310)*	*(88)*	*445*	-	*78*	*2,672*
Total financial debt	**59,105**	**(9,359)**	**(1,053)**	**22,399**	-	**781**	**71,873**

(1) Does not include changes in the nominal value of other non-current financial borrowings reported under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.

The nominal value of long-term debt amounted to €71,873 million at December 31, 2022, an increase of €12,768 million compared with December 31, 2021. The increase in debt reflected new borrowing of €22,399 million and exchange losses of €781 million, only partially offset by repayments of €9,359 million and the deconsolidation of debt of various companies, in particular that resulting from the sale of the equity investment in Enel Russia, equal to €1,053 million.

Repayments in 2022 involved bonds in the amount of €2,788 million and loans in the amount of €6,571 million.

Specifically, repayments of bonds in 2022 included:

- €50 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in February 2022;
- €50 million in respect of a floating-rate bond issued by Enel Finance International maturing in February 2022;
- €50 million in respect of a floating-rate bond issued by Enel Finance International maturing in February 2022;
- 270,000 million Colombian pesos (equivalent to €52 million at December 31, 2022) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Colombia, maturing in March 2022;
- €1,949 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in September 2022;
- 300,000 million Colombian pesos (equivalent to €58 million at December 31, 2022) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Colombia, maturing in September 2022;
- €50 million in respect of a floating-rate bond issued by Enel Finance International maturing in November 2022;
- 300,000 million Colombian pesos (equivalent to €58 million at December 31, 2022) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Colombia, maturing in December 2022.

The main repayments of loans made during the year included:

- €5,250 million in respect of floating-rate revolving credit lines of Enel SpA;
- €264 million in respect of Endesa loans, of which €132 million in sustainable loans;
- €504 million in respect of sustainable loans of Group's Italian companies;
- the equivalent of €354 million relating to South American companies.

New borrowings in 2022 involved €12,390 million in bonds and €10,009 million in loans.

The table below shows the main characteristics of financial transactions carried out in 2022 and translated into euros at the exchange rate prevailing at December 31, 2022.

	Issuer/Borrower	Issue/Grant date	Amount in millions of euro	Currency	Interest rate	Interest rate type	Maturity
Bonds							
	Enel Finance International	17.01.2022	1,250	EUR	0.25%	Fixed rate	17.11.2025
	Enel Finance International	17.01.2022	750	EUR	0.88%	Fixed rate	17.01.2031
	Enel Finance International	17.01.2022	750	EUR	1.25%	Fixed rate	17.01.2035
	Enel Finance International	11.04.2022	845	GBP	2.88%	Fixed rate	11.04.2029
	Enel Finance International	15.06.2022	703	USD	4.25%	Fixed rate	15.06.2025
	Enel Finance International	15.06.2022	703	USD	4.63%	Fixed rate	15.06.2027
	Enel Finance International	15.06.2022	937	USD	5.00%	Fixed rate	15.06.2032
	Enel Finance International	15.06.2022	937	USD	5.50%	Fixed rate	15.06.2052
	Enel Finance International	09.09.2022	1,000	EUR	3.88%	Fixed rate	09.03.2029
	Enel Finance International	14.10.2022	703	USD	6.80%	Fixed rate	14.10.2025
	Enel Finance International	14.10.2022	1,171	USD	7.50%	Fixed rate	14.10.2032
	Enel Finance International	14.10.2022	937	USD	7.75%	Fixed rate	14.10.2052
	Enel Finance America	14.10.2022	937	USD	7.10%	Fixed rate	14.10.2027
	Enel Distribuição São Paulo	12.05.2022	142	BRL	IPCA + 6.14%	Floating rate	15.04.2032
	Enel Distribuição Ceará	30.05.2022	106	BRL	IPCA + 6.21%	Floating rate	17.05.2032
Total bonds			**11,871**				
Bank borrowings							
	Enel SpA	07.03.2022	200	EUR	Euribor + 0.38%	Floating rate	03.05.2024
	Enel SpA	14.09.2022	200	EUR	Euribor + 0.38%	Floating rate	03.05.2024
	Enel SpA	30.09.2022	350	EUR	Euribor + 0.45%	Floating rate	26.07.2025
	Enel SpA	30.09.2022	648	EUR	Euribor + 0.40%	Floating rate	12.05.2025
	Enel SpA	30.09.2022	1,852	EUR	Euribor + 0.40%	Floating rate	05.03.2026
	Enel SpA	30.09.2022	1,000	EUR	Euribor + 0.52%	Floating rate	02.10.2024
	e-distribuzione	05.08.2022	300	EUR	Euribor + 0.473%	Floating rate	05.08.2037
	Enel Italia	29.07.2022	60	EUR	Euribor 6M + 0.462%	Floating rate	29.07.2037
	Enel Finance America	06.10.2022	403	USD	USD SOFR 6M CMP + 1.22%	Floating rate	15.05.2034
	Enel Finance America	03.11.2022	187	USD	USD TERM SOFR 3M + 1.25%	Floating rate	05.08.2024
	Enel Finance America	13.12.2022	141	USD	USD TERM SOFR 3M + 1.25%	Floating rate	05.08.2024
	Enel Finance America	21.12.2022	141	USD	USD TERM SOFR 3M + 1.25%	Floating rate	05.08.2024
	Endesa	17.01.2022	300	EUR	Euribor 6M + 0.53%	Floating rate	20.12.2033
	Endesa	25.03.2022	400	EUR	Euribor 3M + 0.72%	Floating rate	31.07.2024
	Endesa	28.03.2022	250	EUR	Euribor 6M + 0.368%	Floating rate	30.03.2037
	Endesa	30.03.2022	50	EUR	Euribor 6M + 0.45%	Floating rate	31.07.2024
	Endesa	31.03.2022	250	EUR	Euribor 3M + 0.85%	Floating rate	31.07.2024
	Endesa	31.03.2022	275	EUR	Euribor 3M + 1.20%	Floating rate	31.07.2024
	Endesa	31.03.2022	75	EUR	1.405%	Fixed rate	01.04.2027
	Endesa	08.04.2022	50	EUR	1.967%	Fixed rate	13.05.2027
	Endesa	29.04.2022	50	EUR	1.967%	Fixed rate	13.05.2027
	Endesa	10.05.2022	100	EUR	Euribor 3M + 0.65%	Floating rate	31.07.2024
	Endesa	25.05.2022	500	EUR	1.895%	Fixed rate	13.05.2027
	Endesa	19.10.2022	200	EUR	Euribor 3M + 1.30%	Floating rate	31.07.2024
	Endesa	18.11.2022	250	EUR	Euribor 6M + 0.582%	Floating rate	18.11.2037
	Enel Colombia	05.04.2022	93	COP	COP IBR 3M + 2.05%	Floating rate	05.04.2028
	Enel Colombia	28.07.2022	79	COP	COP IBR 3M + 1.6%	Floating rate	28.07.2028
	Enel Colombia	30.11.2022	70	COP	COP IBR 3M + 2.98%	Floating rate	30.11.2029
	Enel Distribución Perú	04.04.2022	52	PEN	6.96%	Fixed rate	19.03.2025
	Enel Distribuição Ceará	24.03.2022	51	USD	USD SOFR CMP + 0.91%	Floating rate	21.03.2025
	Enel Distribuição São Paulo	01.09.2022	88	USD	3.61%	Fixed rate	01.09.2037
Total bank borrowings			**8,665**				

The following table reports the impact on gross long-term debt of hedges to mitigate currency risk.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022						at Dec. 31, 2021 (1)					
	Initial debt structure			Impact of hedge	Debt structure after hedging		Initial debt structure			Impact of hedge	Debt structure after hedging	
	Carrying amount	Nominal value	%				Carrying amount	Nominal value	%			
Euro	**34,993**	**35,383**	**49.2%**	**23,473**	**58,856**	**81.9%**	**32,041**	**32,387**	**54.8%**	**16,657**	**49,044**	**83.0%**
US dollar	26,930	27,209	37.9%	(19,741)	7,468	10.4%	17,516	17,629	29.8%	(13,423)	4,206	7.1%
Pound sterling	4,470	4,610	6.4%	(4,610)	-	-	3,901	3,976	6.7%	(3,976)	-	-
Colombian peso	1,310	1,310	1.8%	-	1,310	1.8%	1,341	1,341	2.3%	-	1,341	2.3%
Brazilian real	1,899	1,926	2.7%	1,187	3,113	4.4%	1,720	1,753	3.0%	1,028	2,781	4.7%
Swiss franc	359	360	0.5%	(360)	-	-	343	344	0.6%	(344)	-	-
Chilean peso/UF	526	531	0.7%	-	531	0.7%	423	428	0.7%	-	428	0.7%
Peruvian sol	429	429	0.6%	-	429	0.6%	415	415	0.7%	-	415	0.7%
Russian ruble	-	-	-	-	-	-	427	427	0.7%	-	427	0.7%
Other currencies	110	115	0.2%	51	166	0.2%	402	405	0.7%	58	463	0.8%
Total non-euro currencies	**36,033**	**36,490**	**50.8%**	**(23,473)**	**13,017**	**18.1%**	**26,490**	**26,718**	**45.2%**	**(16,657)**	**10,061**	**17.0%**
TOTAL	**71,026**	**71,873**	**100.0%**	-	**71,873**	**100.0%**	**58,531**	**59,105**	**100.0%**	-	**59,105**	**100.0%**

(1) Does not include other non-current financial borrowings reported under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.

821/1075

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

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.

Millions of euro	2022				2021			
	Pre-hedge	%	Post-hedge	%	Pre-hedge	%	Post-hedge	%
Floating rate	34,450	38.2%	31,353	34.7%	27,811	38.4%	22,478	31.0%
Fixed rate	55,815	61.8%	58,912	65.3%	44,612	61.6%	49,945	69.0%
Total	**90,265**		**90,265**		**72,423**		**72,423**	

At December 31, 2022, 38.2% of long and medium-term financial debt was floating rate (38.4% at December 31, 2021). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IFRS-EU, 34.7% of long and medium-term net financial debt at December 31, 2022 was exposed to interest rate risk (31% at December 31, 2021). These figures are in line with the limits established in the risk management policy.

The following table shows the impact of the IBOR reform on long-term financial debt for the main indices (for more details, please see the section "Reform of benchmarks for the determination of interest rates - IBOR reform" in note 51.1).

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022		at Dec. 31, 2021	
Notional amount	Phase 1	Phase 2	Phase 1	Phase 2
USD LIBOR/SOFR	1,310	-	888	-
GBP LIBOR/SONIA	-	-	-	-
Total	**1,310**	**-**	**888**	**-**

Long-term debt – Main covenants

The Group's main long-term financial liabilities are governed by covenants that are commonly adopted in international business practice. They include in particular bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium Term Notes program, issues of subordinated unconvertible hybrid bonds (so-called "hybrid bonds") and loans granted by banks and other financial institutions (including the European Investment Bank and Cassa Depositi e Prestiti SpA).

The main covenants regarding bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium Term Notes program of Enel and Enel Finance International NV (including the green bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, which are used to finance the Group's so-called eligible green projects) and those regarding bonds issued by Enel Finance International NV on the US market guaranteed by Enel SpA can be summarized as follows:

- negative pledge clauses under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their 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, are issued without preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or, in some cases, "significant" subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable.

Since 2019, Enel Finance International NV has issued a number of "sustainable" bonds on the European market (as part of the Euro Medium Term Notes - EMTN bond issue program) and on the American market, both guaranteed by Enel SpA, linked to the achievement of a number of the Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations that contain the same covenants as other bonds of the same type.
In 2022, Enel Finance America LLC issued a "sustainable" bond of the same type, guaranteed by Enel SpA, on the US market.

The main covenants covering Enel's hybrid bonds, including the perpetual hybrid bond issues, which will only be repaid in the event of the dissolution or liquidation of the Company, can be summarized as follows:

- subordination clauses, under which each hybrid bond is subordinate to all other bonds issued by the company and has the same seniority with all other hybrid financial instruments issued, being senior only to equity instruments;
- prohibition on mergers with other companies, the sale or leasing of all or a substantial part of the company's assets to another company, unless the latter succeeds in all obligations of the issuer.

The main covenants envisaged in the loan contracts of Enel 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.

Some loan contracts entered into by Enel SpA, including as guarantor, provide for some additional covenants, such as:

- the commitment to use the loan exclusively to hedge collateral for trading activities on the energy markets;
- a "reputational damage" clause, under which the lending bank can request the cancellation of its financial commitment undertaken by it and the early payment of the sums disbursed if it has suffered ascertained harm to its own reputation or that of other persons as a result of substantial breach of certain regulations;
- the commitment, also of the guarantor, to ensure compliance with certain environmental and social regulations and standards.

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.

48.3.2 Short-term borrowings – *€18,392 million*

At December 31, 2022 short-term borrowings totaled €18,392 million, an increase of €5,086 million compared with December 31, 2021, and break down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Short-term bank borrowings	1,320	1,329	(9)
Commercial paper	13,838	10,708	3,130
Cash collateral and other financing on derivatives	1,513	918	595
Other short-term borrowings [1]	1,721	351	1,370
Short-term borrowings	**18,392**	**13,306**	**5,086**

(1) Does not include other current borrowings included in "Other current financial liabilities".

Commercial paper liabilities totaling €13,838 million concerned issues by Enel Finance International, Endesa and Enel Finance America.

The main commercial paper programs include:

- €8,000 million of Enel Finance International, an increase from €6,000 million in 2021;
- €5,000 million of Endesa, an increase from €4,000 million in 2021;
- $5,000 million (equivalent to €4,414 million at December 31, 2022), of Enel Finance America.

At December 31, 2022, the whole amount of commercial paper issues, equal to €13,838 million, was linked to sustainability objectives.

48.4 Derivative financial liabilities

For more information on derivative financial liabilities, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

48.5 Net gain/(loss)

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives.

Millions of euro	2022		2021 (1)	
	Net gain/(loss)	Of which impairment (loss)/gain	Net gain/(loss)	Of which impairment (loss)/gain
Financial assets at amortized cost	**(1,242)**	**(1,305)**	**(883)**	**(1,151)**
Financial assets at FVOCI				
Equity investments at FVOCI	-	-	-	-
Other financial assets at FVOCI	(4)	-	15	-
Total financial assets at FVOCI	**(4)**	**-**	**15**	**-**
Financial assets at FVTPL				
Financial assets at FVTPL	9	-	3	-
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial assets at FVTPL	**9**	**-**	**3**	**-**
Financial liabilities measured at amortized cost	**(2,357)**	**-**	**(4,310)**	**-**
Financial liabilities at FVTPL				
Financial liabilities held for trading	-	-	-	-
Financial liabilities designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial liabilities at FVTPL	**-**	**-**	**-**	**-**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item "Profit/(Loss) from discontinued operations" of revenue connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 14 "Net financial income/(expense) from derivatives".

49. 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.

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.

There were no changes in the sources of exposure to such risks compared with the previous year.

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, 2022 and December 31, 2021 broken down by type of contract.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Floating-to-fixed interest rate swaps	5,836	7,700
Fixed-to-floating interest rate swaps	1,401	722
Fixed-to-fixed interest rate swaps	-	-
Floating-to-floating interest rate swaps	618	391
Interest rate options	-	50
Total	**7,855**	**8,863**

For more details on interest rate derivatives, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

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 in the yield curve as at the reporting date.
There were no changes introduced in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the Group's pre-tax profit would be affected by a change in the level of interest rates as follows:

Millions of euro	2022				
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Basis points	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt after hedging	25	32	(32)	-	-
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	25	(25)	-	-
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	25	-	-	29	(29)
Fair value hedges	25	-	-	(9)	9

At December 31, 2022, 22.3% (24.5% at December 31, 2021) of the nominal value of gross long-term financial debt was floating rate. Taking account of effective cash flow hedges of interest rate risk (in accordance with the provisions of the IFRS-EU), 82.0% of the nominal value of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2022 (84.5% at December 31, 2021).

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 derivative, 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, 2022 and December 31, 2021, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs) hedging debt denominated in currencies other than the euro	28,444	21,123
Currency forwards hedging currency risk on commodities	8,392	6,183
Currency forwards/CCIRSs hedging future cash flows in currencies other than the euro	5,333	5,034
Other currency forwards	1,497	926
Total	**43,666**	**33,266**

More specifically, these include:

- CCIRSs with a notional amount of €28,444 million to hedge the currency risk on debt denominated in currencies other than the euro (€21,123 million at December 31, 2021);
- currency forwards and cross currency swaps with a total notional amount of €13,725 million used to hedge the currency risk associated with purchases of natural gas and fuel and expected cash flows in currencies other than the euro (€11,217 million at December 31, 2021); changes in the notional amount during the year were affected by a greater exposure to exchange rate risk, in particular towards the US dollar, following the increase in natural gas prices and the increase in the use of coal for electricity generation;
- other currency forwards, which include OTC derivatives transactions carried out to mitigate currency risk on expected cash flows in currencies other than the presentation currency connected with the purchase of investment goods in the renewables and infrastructure and networks sectors (new generation digital meters), on operating costs for the supply of cloud services and on revenue from the sale of renewable energy. During 2022, hedged items included exposures to fluctuations in the euro/Chinese renminbi exchange rate deriving from investments in BESS (Battery Energy Storage System) projects.

At December 31, 2022, 51% (45% at December 31, 2021) of 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 18% at December 31, 2022 (17% at December 31, 2021).

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 the appreciation/depreciation of the euro against all of the currencies 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.

Millions of euro		2022			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Exchange rate	EUR appr.	EUR depr.	EUR appr.	EUR depr.
Change after hedging in financial expense on gross long-term debt denominated in currencies other than the euro	10%	-	-	-	-
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	880	(1,073)	-	-
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%	-	-	(3,434)	4,193
Fair value hedges	10%	(40)	49	-	-

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.).

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 by the Group, Enel mainly uses fixed-price contracts in the form of bilateral physical contracts (PPAs) and financial contracts (e.g., contracts for differences, VPP contracts, 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 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 (coal, gas, oil, CO_2, different geographical areas, etc.) 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.
The following table reports the notional amount of outstanding transactions at December 31, 2022 and December 31, 2021, broken down by type of instrument.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Forward and futures contracts	114,128	90,273
Swaps	11,271	12,122
Options	504	1,076
Embedded	-	-
Total	**125,903**	**103,471**

For more details, please see note 51 "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, gas and petroleum products and, to a lesser extent, of CO_2. The impact on equity of the same shifts in the price curve is primarily due to changes in the price of electricity, petroleum products and, to a lesser extent, CO_2. The Group's exposure to changes in the prices of other commodities is not material.

Millions of euro		2022			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Commodity price	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in the fair value of trading derivatives on commodities	20%	(165)	169	-	-
Change in the fair value of derivatives on commodities designated as hedging instruments	20%	(17)	22	(273)	243

Credit and counterparty risk

The Group's commercial, commodity and financial transactions expose it to credit risk, i.e., the possibility that a deterioration in the creditworthiness of a counterparty or the failure to discharge contractual payment obligations could lead to the interruption of incoming cash flows and an increase in collection costs (settlement risk), as well as lower revenue flows due to the replacement of the original transactions with similar transactions negotiated on unfavorable market conditions (replacement risk). Other risks 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 and counterparty risk is attributable to the following types of transactions:

- the sale and distribution of electricity and gas in free and regulated markets and the supply of goods and services (trade receivables in respect of non-Group debtors);
- trading activities that involve the physical exchange of assets or transactions in financial instruments (the commodity portfolio);
- trading in derivatives, bank deposits and, more generally, financial instruments (the financial portfolio).

In order to minimize credit and counterparty risk, credit exposures are managed at the region/country/global business line level by different units, thereby ensuring the necessary segregation of risk management and control activities. Monitoring 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 commercial credit exposures in order to promptly identify any deterioration in the quality of outstanding receivables and any mitigation actions to be taken.

The policy for managing credit and counterparty risk associated with commercial activities provides for a preliminary assessment of the creditworthiness of counterparties and the adoption of mitigation instruments, such as obtaining collateral or unsecured guarantees.

In addition, the Group undertakes transactions to factor receivables without recourse, which results in the complete derecognition of the corresponding assets involved in the factoring, as the risks and rewards associated with them have been transferred.

Finally, with regard to financial and commodity transactions, risk mitigation is pursued with a uniform system for assessing counterparties at the Group level, including implementation at the level of regions/countries/global business lines, as well as with the adoption of specific standardized contractual frameworks that contain risk mitigation clauses (e.g., netting arrangements) and possibly the exchange of cash collateral.

Despite the deterioration in the collection status of some customer segments, which was taken into account in the assessment of the impairment of trade receivables, to date the Group portfolio has displayed resilience to the current macroeconomic context and price scenario. This reflects the strengthening of digital collection channels and a sound diversification of the customer base.

Loan assets

Millions of euro

			at Dec. 31, 2022		
Staging	Basis for recognition of expected credit loss allowance	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Performing	12month ECL	1.2%	16,918	205	16,713
Underperforming	Lifetime ECL	4.1%	266	11	255
Non-performing	Lifetime ECL	12.6%	254	32	222
Total			**17,438**	**248**	**17,190**

Contract assets, trade receivables and other financial assets: individual measurement

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	-	**79**	-	**79**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	0.7%	5,560	41	5,519
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	1.0%	477	5	472
- 31-60 days	1.3%	75	1	74
- 61-90 days	2.8%	36	1	35
- 91-120 days	7.1%	28	2	26
- 121-150 days	12.5%	24	3	21
- 151-180 days	5.9%	51	3	48
- more than 180 days (credit impaired)	80.8%	1,629	1,317	312
Total trade receivables		**7,880**	**1,373**	**6,507**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	2.2%	1,401	31	1,370
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	-	35	-	35
- 31-60 days	-	219	-	219
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	2	-	2
- more than 180 days (credit impaired)	16.3%	147	24	123
Total other financial assets		**1,804**	**55**	**1,749**
TOTAL		**9,763**	**1,428**	**8,335**

Millions of euro

	at Dec. 31, 2021			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	-	**110**	-	**110**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	0.7%	5,339	39	5,300
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	1.2%	489	6	483
- 31-60 days	3.4%	89	3	86
- 61-90 days	10.2%	59	6	53
- 91-120 days	50.0%	34	17	17
- 121-150 days	31.6%	19	6	13
- 151-180 days	26.9%	26	7	19
- more than 180 days (credit impaired)	77.1%	1,813	1,397	416
Total trade receivables		**7,868**	**1,481**	**6,387**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	1.9%	1,712	32	1,680
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	-	352	-	352
- 31-60 days	-	244	-	244
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	2	-	2
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	13.9%	332	48	286
Total other financial assets		**2,642**	**78**	**2,564**
TOTAL		**10,620**	**1,559**	**9,061**

Contract assets, trade receivables and other financial assets: collective measurement

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	**4.3%**	**46**	**2**	**44**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	2.4%	7,698	187	7,511
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	2.6%	535	14	521
- 31-60 days	42.3%	123	52	71
- 61-90 days	24.0%	275	66	209
- 91-120 days	29.0%	186	54	132
- 121-150 days	35.6%	146	52	94
- 151-180 days	45.0%	129	58	71
- more than 180 days (credit impaired)	56.4%	3,416	1,927	1,489
Total trade receivables		**12,508**	**2,410**	**10,098**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	-	251	-	251
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	50.0%	2	1	1
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	-	-	-	-
Total other financial assets		**253**	**1**	**252**
TOTAL		**12,807**	**2,413**	**10,394**

Millions of euro

	at Dec. 31, 2021			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	**11.5%**	**26**	**2**	**24**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	1.7%	4,603	77	4,526
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	2.8%	3,321	94	3,227
- 31-60 days	9.9%	272	27	245
- 61-90 days	15.3%	183	28	155
- 91-120 days	26.1%	111	29	82
- 121-150 days	32.4%	111	36	75
- 151-180 days	33.3%	90	30	60
- more than 180 days (credit impaired)	58.5%	3,180	1,861	1,319
Total trade receivables		**11,871**	**2,182**	**9,689**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	-	804	76	728
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	-	7	-	7
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	1	-	1
- more than 180 days (credit impaired)	-	1	-	1
Total other financial assets		**813**	**76**	**737**
TOTAL		**12,710**	**2,260**	**10,450**

171

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, minimizing the associated opportunity cost and maintaining a balanced debt structure in terms of its maturity profile and funding sources.
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.

The Group holds the following undrawn lines of credit and commercial paper programs.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022		at Dec. 31, 2021	
	Expiring within one year	Expiring beyond one year	Expiring within one year	Expiring beyond one year
Committed credit lines	355	19,122	438	14,822
Uncommitted credit lines	980	-	888	-
Commercial paper	3,847	-	3,709	-
Total	**5,182**	**19,122**	**5,035**	**14,822**

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the Group's long-term debt.

Millions of euro

At Dec. 31, 2022	Maturing in						
	Less than 3 months	From 3 months to 1 year	2024	2025	2026	2027	Beyond
Bonds:							
- listed, fixed rate	54	924	4,674	3,421	3,848	3,738	13,233
- listed, floating rate	237	300	391	304	225	199	691
- unlisted, fixed rate	-	-	1,403	1,395	1,163	2,529	12,237
- unlisted, floating rate	-	97	97	97	97	97	40
Total bonds	**291**	**1,321**	**6,565**	**5,217**	**5,333**	**6,563**	**26,401**
Bank borrowings:							
- fixed rate	73	138	928	268	406	892	748
- floating rate	120	557	3,144	1,196	2,399	944	4,488
- use of revolving credit lines	-	2	-	26	2	-	-
Total bank borrowings	**193**	**697**	**4,072**	**1,510**	**2,807**	**1,836**	**5,236**
Leases:							
- fixed rate	67	184	219	200	172	144	1,644
- floating rate	1	9	10	11	6	1	4
Total leases	**68**	**193**	**229**	**211**	**178**	**145**	**1,648**
Other non-bank borrowings:							
- fixed rate	18	52	61	56	60	56	201
- floating rate	-	2	-	6	-	-	-
Total other non-bank borrowings	**18**	**54**	**61**	**62**	**60**	**56**	**201**
TOTAL	**570**	**2,265**	**10,927**	**7,000**	**8,378**	**8,400**	**33,486**

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, 2022.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	2022-2025	2026-2030	2031-2035	Beyond
Commitments to purchase commodities:					
- electricity	64,878	18,777	17,752	10,913	17,436
- fuels	96,996	11,842	59,697	13,466	11,991
Total	**161,874**	**30,619**	**77,449**	**24,379**	**29,427**

50. Offsetting financial assets and financial liabilities

At December 31, 2022, 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.

51. 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 at FVTPL, classified on the basis of the type of hedge relationship and the hedged risk, broken down into current and non-current instruments.

The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are translated at the official closing exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional		Fair value		Notional		Fair value	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
DERIVATIVE ASSETS								
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	154	139	22	19	-	-	-	-
- on exchange rates	99	672	15	42	-	-	-	-
- of which associated with borrowings	*70*	*672*	*14*	*42*	-	-	-	-
Total	**253**	**811**	**37**	**61**	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	4,949	404	336	19	9	-	-	-
- on exchange rates	16,955	14,980	1,854	1,356	4,053	2,690	389	104
- of which associated with borrowings	*15,402*	*13,130*	*1,785*	*1,303*	*1,244*	*77*	*236*	*14*
- on commodities	4,321	2,693	1,270	1,059	7,416	3,469	2,366	3,023
Total	**26,225**	**18,077**	**3,460**	**2,434**	**11,478**	**6,159**	**2,755**	**3,127**
Trading derivatives:								
- on interest rates	-	-	-	-	-	50	-	1
- on exchange rates	19	26	1	-	3,640	2,154	74	23
- on commodities	1,774	1,147	472	277	49,253	48,304	12,001	19,640
Total	**1,793**	**1,173**	**473**	**277**	**52,893**	**50,508**	**12,075**	**19,664**
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**28,271**	**20,061**	**3,970**	**2,772**	**64,371**	**56,667**	**14,830**	**22,791**

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	Non-current				Current			
	Notional		Fair value		Notional		Fair value	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
DERIVATIVE LIABILITIES								
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	1,603	660	92	5	-	-	-	-
- on exchange rates	813	-	99	-	185	-	-	-
- of which associated with borrowings	*750*	-	*91*	-	-	-	-	-
Total	**2,416**	**660**	**191**	**5**	**185**	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	890	6,807	59	620	150	653	1	9
- on exchange rates	11,956	7,224	1,640	1,244	3,798	1,892	176	49
- of which associated with borrowings	*8,388*	*5,034*	*1,348*	*1,099*	*67*	*21*	*2*	*1*
- on commodities	6,403	3,312	3,417	1,301	9,556	2,067	4,322	4,853
Total	**19,249**	**17,343**	**5,116**	**3,165**	**13,504**	**4,612**	**4,499**	**4,911**
Trading derivatives:								
- on interest rates	-	-	-	-	100	150	23	73
- on exchange rates	52	73	1	2	2,096	3,555	34	60
- on commodities	1,281	884	587	167	45,899	41,595	11,585	19,563
Total	**1,333**	**957**	**588**	**169**	**48,095**	**45,300**	**11,642**	**19,696**
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**22,998**	**18,960**	**5,895**	**3,339**	**61,784**	**49,912**	**16,141**	**24,607**

Exchange rate derivatives associated with borrowings refer to the fair value and notional amount of cross currency swaps entered into to hedge foreign currency loans to third parties; the net fair value of these derivatives is included in the representation of the Group's net financial debt.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

51.1 Derivatives designated as hedging instruments

Derivatives are initially recognized at fair value, on the trade date of the contract, and are subsequently re-measured at their fair value. The method of recognizing the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item being hedged.
Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, currency risk, commodity price risk (including Virtual PPAs) and net investments in foreign operations when all the criteria provided by IFRS 9 are met.
At the inception of the transaction, the Group documents the relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Group also documents its assessment, both at hedge inception and on an ongoing basis, of whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in fair values or cash flows of hedged items.
For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, the Group assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.
Depending on the nature of the risk exposure, the Group designates derivatives as either:

- fair value hedges;
- cash flow hedges.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Group is exposed, please see note 49 "Risk management".
To be effective a hedge relationship shall meet all of the following criteria:

- existence of an economic relationship between hedging instrument and hedged item;
- the effect of credit risk does not dominate the value changes resulting from the economic relationship;
- the hedge ratio defined at initial designation shall be equal to the one used for risk management purposes (i.e., same quantity of the hedged item that the entity actually hedges and the quantity of the hedging instrument that the entity actually uses to hedge the quantity of the hedged item).

Based on the IFRS 9 requirements, the existence of an economic relationship is evaluated by the Group through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is the same, the existence of an economic relationship will be provided through a qualitative analysis;
- on the other hand, if the underling risk of the hedging instrument and the hedged item is not the same, the existence of the economic relationship will be demonstrated through a quantitative method in addition to a qualitative analysis of the nature of the economic relationship (i.e., linear regression).

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 Group considers the existence of risk mitigating measures (collateral, mutual break-up clauses, netting agreements, etc.).

The Group has established a hedge ratio of 1:1 for all the hedge relationships (including commodity price risk hedging) as the underlying risk of the hedging derivative is identical to the hedged risk, in order to minimize hedging ineffectiveness.
The hedge ineffectiveness will be evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument match and there are no other sources of ineffectiveness including the credit risk adjustment on the hedging derivative, the hedge relationship will be considered fully effective on the basis of a qualitative assessment;

- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument do not match or there is at least one source of ineffectiveness, the hedge ineffectiveness will be quantified applying the dollar offset cumulative method with hypothetical derivative. This method compares changes in fair value of the hedging instrument and the hypothetical derivative between the reporting date and the inception date.

The main causes of hedge ineffectiveness can be the following:

- basis differences (i.e., the fair value or cash flows of the hedged item depend on a variable that is different from the variable that causes the fair value or cash flows of the hedging instrument to change);
- timing differences (i.e., the hedged item and hedging instrument occur or are settled at different dates);
- quantity or notional amount differences (i.e., the hedged item and hedging instrument are based on different quantities or notional amounts);
- other risks (i.e., changes in the fair value or cash flows of a derivative hedging instrument or hedged item relate to risks other than the specific risk being hedged);
- credit risk (i.e., the counterparty credit risk differently impact the changes in the fair value of the hedging instruments and hedged items).

The macroeconomic context became particularly unstable in 2022, due to the conflict between Russia and Ukraine, impacting raw material supply chains and causing high price volatility, especially in the energy sector. In this context, the commodity risk was managed effectively and did not have a significant impact on the soundness of hedging relationships, also thanks to the solidity of the integrated portfolio models used in the main European areas in which the Group operates and the geographical diversification of our sources of supply. Even credit risk was essentially unaffected, as the Group's main trading counterparties have a high credit rating or are adequately secured by bank or insurance guarantees.
The conflict and the difficult macroeconomic conditions had only a limited impact on the management of interest rate and exchange rate risk, being insufficient to directly and significantly influence the valuation of derivative instruments and the outcome of effectiveness checks of hedges. The volatility that buffeted financial markets was offset by risk mitigation actions using derivative financial instruments.

Fair value hedges

Fair value hedges are used to protect the Group against exposures to changes in the fair value of assets, liabilities or firm commitment attributable to a particular risk that could affect profit or loss.
Changes in the fair value of derivatives that qualify and are designated as hedging instruments are recognized in the income statement, together with changes in the fair value of the hedged item that are attributable to the hedged risk.
If the hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item for which the effective interest rate method is used is amortized to profit or loss over the period to maturity.

Cash flow hedges

Cash flow hedges are applied in order to hedge the Group exposure to changes in future cash flows that are attributable to a 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 periods 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 hedge 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. This approach is actually applied by the Group for hedging of currency risk on renewables assets.

Conversely, for hedge relationships using cross currency interest rate swaps as hedging instruments, the Group separates foreign currency basis spread, in designating the hedging derivative, and present them in other comprehensive income (OCI) as hedging costs.

With specific regard to cash flow hedges of commodity risk, in order to improve their consistency with the risk management strategy, the Enel 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 hedge 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 hedge relationship is not discontinued. Accordingly, 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.

Reform of benchmarks for the determination of interest rates – IBOR reform

Overview

Interbank Offered Rates ("IBORs") are benchmark rates at which banks can borrow funds on the interbank market on an unsecured basis for a given period ranging from overnight to 12 months, in a specific currency.
In recent years there have been a number of cases of manipulation of these rates by the banks contributing to their calculation. For this reason, regulators around the world have begun a sweeping reform of interest rate benchmarks that includes the replacement of some benchmarks with alternative risk-free rates (the IBOR reform).
The Group's main exposure is based on Euribor and USD LIBOR.
Euribor is still considered compliant with the European Benchmarks Regulation (BMR) and this permits market participants to continue to use it for both existing and new contracts.

In line with the most recent guidance issued by the major regulatory bodies:

- the 1-month, 3-month and 6-month USD LIBOR benchmarks will become unrepresentative after June 30, 2023 and the alternative reference rate will be the Secured Overnight Financing Rate (SOFR);
- the 1-month, 3-month and 6-month GBP LIBOR benchmarks will become unrepresentative after December 31, 2021 and the alternative reference rate will be the Sterling Overnight Index Average (SONIA).

As a result of the IBOR reform, a number of temporary exceptions to the rules on hedge relationships have been allowed in implementation of the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1) and August 2020 (Phase 2) to address, respectively:

- pre-replacement issues that impact financial reporting in the period preceding the replacement of an existing interest rate benchmark with an alternative risk-free rate (Phase 1); and
- post-replacement issues that could impact financial reporting when an existing interest rate benchmark is reformed or replaced and there is no longer any initial uncertainty, but hedge contracts and relationships still need to be updated to reflect the new benchmark rates (Phase 2).

Impact of the IBOR reform on the Group

In a context of uncertainty regarding the IBOR transition in the various countries, the Group has determined the overall number and nominal value of the contracts impacted by the reform. In addition, a number of contractual amendments have already been implemented in contracts previously indexed to GBP LIBOR in 2021 and others will be amended in 2023 on the basis of the evolution of the IBOR reform and market practice.

Debt and derivatives

The Group's floating rate debt is mainly benchmarked against Euribor and USD LIBOR and is almost entirely hedged using financial derivatives.
At the reporting date, the Group is planning to take no action with regard to Euribor since, as stated above, this benchmark has been comprehensively reformed to comply with the European Benchmarks Regulation. Despite the continuity with Euribor, replacement clauses may be required and could therefore be implemented by the Group in the new contracts in accordance with the evolution of accepted market practice.
During 2022, the Group obtained new US dollar loans indexed to SOFR. The main focus over the coming months will be how to change existing USD LIBOR to USD SOFR exposures and how to use the new, alternative risk-free rates for new financial transactions.

The Group's derivative instruments are managed through contracts that are mainly based on framework agreements defined by the International Swaps and Derivatives Association (ISDA).
The ISDA has revised its standardized contracts in light of the IBOR reform and amended the choices for floating rates within the 2006 ISDA definitions to include replacement clauses that would apply upon the permanent discontinuation of specific key benchmarks. These changes took effect on January 25, 2021. Transactions represented in the 2006 ISDA definitions carried out on January 25, 2021 or later include adjusted floating-rate options (e.g., the choice of floating rate with replacement clause), while transactions completed before that date (previous derivative contracts) continue to be based on the 2006 ISDA definitions.
For this reason, the ISDA published an IBOR Fallback Protocol to facilitate multilateral amendments to include the amended definitions.
The Group is assessing whether to: (i) adopt that protocol in the light of its exposure and developments in the IBOR reform or (ii) adjust in advance any contracts impacted bilaterally by the reform.

Hedge relationships

At the reporting date, hedged items and hedging instruments are primarily indexed to Euribor, USD LIBOR and SONIA.
The Group has assessed the impact of uncertainty engendered by the IBOR reform on hedge relationships at December 31, 2022 with reference to both hedging instruments and hedged items. Both the hedged items and the hedging instruments will change their parameterization from interbank market-based benchmarks (IBORs) to alternative risk-free rates (RFRs) as a result of the contractual amendments that will take effect in the coming years.
In particular, uncertainty remains as to how the replacement will take place with regard to both hedging instruments and hedged items indexed to USD LIBOR. The Group manages the uncertainty associated with these hedge relationships by continuing to apply the temporary exceptions provided for in the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1). It was therefore felt that the benchmark indices for determining the interest rates on which the cash flows of the hedged items or the hedging instruments are based would not change as a consequence of the IBOR reform. The exception was applied for the following hedge relationship requirements:

- determine if a forecast transaction is highly probable;
- establish whether the future hedged cash flows will arise in a discontinued cash flow hedge relationship;
- assess the economic relationship between the hedged item and the hedging instrument.

The hedge relationships impacted may become ineffective attributable to different replacements of existing benchmarks with alternative risk-free benchmarks. In any case, the Group will seek to implement the replacements at the same time.
In addition, the Group changed the reference to GBP LIBOR in its interest rate hedging instruments used in cash flow hedge relationships with the new, economically equivalent, SONIA benchmark at the end of 2021. Consequently, the Group no longer applies the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1) to these hedge relationships and, consequently, is applying the amendments to IFRS 9 issued in August 2020 (Phase 2), modifying the formal designation of the hedge relationship as required by the IBOR reform and without considering this event as a termination of the hedge relationship.
Furthermore, for cash flow hedge relationships, in modifying the description of the hedged item in the hedge relationship, the amounts accumulated in the cash flow hedge reserve were considered on the basis of the alternative benchmark index in relation to which the future hedged cash flows are determined.
The following table provides details of the notional amounts of the hedging instruments for which the amendments to IFRS 9 (both Phase 1 and Phase 2) were applied as at December 31, 2022, broken down by the alternative benchmark index used for determining the interest rate.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2022	
Hedging instruments	Phase 1	Phase 2
USD LIBOR/SOFR	977	-
GBP LIBOR/SONIA	-	1,240
Total	**977**	**1,240**

Unamended contracts including those with specific replacement clauses

The Group is monitoring the evolution of the transition from the old interest rate benchmarks to the new rates, reviewing the overall value of contracts that have not yet been indexed to the new benchmark rates and, among these, the value of contracts which already include specific replacement clauses. The Group considers a contract to have not yet incorporated an alternative benchmark rate when the interest rate of the contract is indexed to an interest rate benchmark still involved in the IBOR reform and, therefore, when uncertainties still exist as to how and when replacement with the new benchmark will take place.

51.1.1 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 transactions outstanding at December 31, 2022 and December 31, 2021, broken down by maturity.

Millions of euro	Maturity						
	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond	**Total**
At Dec. 31, 2022							
Interest rate swaps							
Total notional amount	159	722	573	902	2,017	3,382	7,755
Notional amount related to IRS in euro	159	623	573	682	1,558	2,724	6,319
Average IRS rate in euro	4.41	2.24	1.91	2.20	1.84	1.61	
Notional amount related to IRS in US dollars	-	47	-	-	459	237	743
Average IRS rate in US dollars		0.70			3.23	3.84	

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, 2022 and December 31, 2021, 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, 2022			at Dec. 31, 2021		
Fair value hedges							
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings/bonds	20	(2)	518	13	(1)	241
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings/bonds	2	(90)	1,239	6	(4)	558
Cash flow hedges							
Interest rate swaps	Floating-rate bonds	29	(44)	1,190	-	(167)	1,190
Interest rate swaps	Floating-rate loan assets	-	(9)	162	13	(1)	164
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	307	(7)	4,646	6	(461)	6,510
Total		**358**	**(152)**	**7,755**	**38**	**(634)**	**8,663**

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2022 and December 31, 2021 broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Fair value hedges								
Interest rate swaps	154	139	22	19	1,603	660	(92)	(5)
Total	**154**	**139**	**22**	**19**	**1,603**	**660**	**(92)**	**(5)**
Cash flow hedges								
Interest rate swaps	4,958	404	336	19	1,040	7,460	(60)	(629)
Total	**4,958**	**404**	**336**	**19**	**1,040**	**7,460**	**(60)**	**(629)**
TOTAL INTEREST RATE DERIVATIVES	**5,112**	**543**	**358**	**38**	**2,643**	**8,120**	**(152)**	**(634)**

The notional amount of derivatives classified as hedging instruments at December 31, 2022 came to €7,755 million, with a corresponding positive fair value of €206 million.

Compared with December 31, 2021, the notional amount decreased by €908 million, mainly reflecting:

- the expiry of interest rate swaps amounting to €481 million;
- the classification as assets held for sale of Australian companies holding interest rate financial derivatives in the amount of €340 million;
- new interest rate swaps amounting to €1,174 million;
- the reduction in the notional amount of amortizing interest rate swaps in the amount of €211 million.

We also note the early closure of interest rate swaps for an amount of €1,050 million. The improvement in the fair value of €802 million mainly reflects developments in the yield curve.

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 2022 and the previous year.

Millions of euro	2022	2021
	Net gain/(loss)	Net gain/(loss)
Interest rate hedging instruments	(84)	(10)
Hedged item	75	3
Ineffective portion	**(9)**	**(7)**

The following table shows the impact of fair value hedges of interest rate risk in the statement of financial position at December 31, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022			at Dec. 31, 2021		
	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	1,757	(70)	(70)	799	14	14

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the statement of financial position at December 31, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022			at Dec. 31, 2021		
	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Fixed-rate borrowings/bonds	1,152	(87)	(81)	562	4	(8)
Floating-rate borrowings/bonds	576	(16)	(18)	262	(9)	12
Total	**1,728**	**(103)**	**(99)**	**824**	**(5)**	**4**

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	Distribution of expected cash flows					
	at Dec. 31, 2022	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond
Cash flow hedge derivatives on interest rates							
Positive fair value	336	80	98	60	48	64	-
Negative fair value	(60)	(15)	(10)	(10)	(8)	(24)	-

The following table shows the impact of cash flow hedges of interest rate risk in the statement of financial position at December 31, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022			at Dec. 31, 2021		
	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	5,998	276	276	7,864	(610)	(610)

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022					at Dec. 31, 2021				
	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Fair value through P&L of CFH derivatives designated after initial recognition	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Fair value through P&L of CFH derivatives designated after initial recognition	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Floating-rate bonds	15	-	(15)	-	-	167	-	(167)	-	-
Floating-rate loan assets	9	-	(9)	-	-	(12)	-	12	-	-
Floating-rate borrowings	(327)	(28)	326	-	2	417	(32)	(417)	-	(6)
Total	**(303)**	**(28)**	**302**	**-**	**2**	**572**	**(32)**	**(572)**	**-**	**(6)**

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 transactions outstanding at December 31, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	Maturity						
	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond	Total
At Dec. 31, 2022							
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)							
Total notional amount of CCIRS	1,908	4,831	2,648	1,265	2,380	15,701	28,733
Notional amount for CCIRS EUR/USD	1,171	2,290	2,107	1,171	1,615	11,529	19,883
Average exchange rate EUR/USD	1.33	1.13	1.07	1.18	1.10	1.15	
Notional amount for CCIRS EUR/GBP	-	958	-	-	564	3,721	5,243
Average exchange rate EUR/GBP		0.88			0.90	0.81	
Notional amount for CCIRS EUR/CHF	-	228	-	-	132	-	360
Average exchange rate EUR/CFH		1.06			1.21		
Notional amount for CCIRS USD/BRL	140	286	239	94	-	-	761
Average exchange rate USD/BRL	5.22	5.50	5.22	5.29			
Notional amount for CCIRS EUR/BRL	597	438	181	-	70	-	1,286
Average exchange rate EUR/BRL	6.09	6.25	6.16		3.92		
Currency forwards							
Total notional amount of forwards	6,127	2,374	625	-	-	-	9,126
Notional amount - currency forwards EUR/USD	4,713	2,345	625	-	-	-	7,683
Average currency forward rate - EUR/USD	1.09	1.10	1.11				
Notional amount - currency forwards USD/BRL	333	-	-	-	-	-	333
Average currency forward rate - USD/BRL	5.61						
Notional amount - currency forwards EUR/CNH	311	-	-	-	-	-	311
Average currency forward rate - EUR/CNH	7.41						
Notional amount - currency forwards USD/CLP	199	20	-	-	-	-	219
Average currency forward rate - USD/CLP	906.90	921.05					
Notional amount - currency forwards USD/COP	156	2	-	-	-	-	158
Average currency forward rate - USD/COP	4,720.74	4,444.96					

Millions of euro	Maturity						
	2022	2023	2024	2025	2026	Beyond	Total
At Dec. 31, 2021							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)							
Total notional amount of CCIRS	258	1,574	4,638	1,002	1,153	12,814	21,439
Notional amount for CCIRS EUR/USD	-	1,104	2,158	661	1,104	8,632	13,659
Average exchange rate EUR/USD		1.33	1.13	1.17	1.18	1.21	
Notional amount for CCIRS EUR/GBP	-	-	1,012	-	-	3,678	4,690
Average exchange rate EUR/GBP			0.88			0.82	
Notional amount for CCIRS EUR/CHF	-	-	218	-	-	126	344
Average exchange rate EUR/CHF			1.06			1.21	
Notional amount for CCIRS USD/BRL	98	132	295	155	49	244	973
Average exchange rate USD/BRL	4.81	5.22	5.55	5.29	5.39	3.57	
Notional amount for CCIRS EUR/BRL	160	339	402	79	-	77	1,057
Average exchange rate EUR/BRL	6.41	6.44	6.25	6.71		3.92	
Currency forward							
Total notional amount of forwards	4,324	1,320	371	4	-	-	6,019
Notional amount - currency forwards EUR/USD	3,064	1,268	371	4	-	-	4,707
Average currency forward rate - EUR/USD	1.16	1.19	1.18	1.18			
Notional amount - currency forwards USD/BRL	311	-	-	-	-	-	311
Average currency forward rate - USD/BRL	5.65						
Notional amount - currency forwards USD/COP	284	-	-	-	-	-	284
Average currency forward rate - USD/COP	3,963.3						
Notional amount - currency forwards USD/CLP	145	-	-	-	-	-	145
Average currency forward rate - USD/CLP	818.94						
Notional amount - currency forwards USD/CAD	107	-	-	-	-	-	107
Average currency forward rate - USD/CAD	1.24						

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, 2022 and December 31, 2021, 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, 2022			at Dec. 31, 2021		
Fair value hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Fixed-rate borrowings/bonds in foreign currencies	15	(99)	1,097	12	-	595
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Floating-rate borrowings in foreign currencies	-	-	-	30	-	77
Cash flow hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Floating-rate borrowings/financial assets in foreign currencies	95	(76)	1,061	88	(19)	953
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Fixed-rate borrowings/financial assets in foreign currencies	4	(233)	2,445	43	(58)	2,553
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Floating-rate bonds in foreign currencies	60	-	414	37	-	344
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Fixed-rate bonds in foreign currencies	1,864	(1,293)	23,381	1,159	(1,095)	16,601
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Future cash flows denominated in foreign currencies	-	(50)	335	-	(75)	316
Currency forwards	Future cash flows denominated in foreign currencies	9	(6)	326	7	(3)	378
Currency forwards	Future commodity purchases denominated in foreign currencies	192	(135)	7,508	106	(36)	4,602
Currency forwards	Purchases of investment goods and other in foreign currencies	19	(23)	1,292	20	(7)	839
Total		**2,258**	**(1,915)**	**37,859**	**1,502**	**(1,293)**	**27,458**

Cash flow hedges and fair value hedges include:

- CCIRSs with a notional amount of €26,923 million used to hedge the currency risk on fixed-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a positive fair value of €258 million;
- CCIRSs with a notional amount of €1,810 million used to hedge the currency risk on floating-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a positive fair value of €29 million;
- currency forwards with a notional amount of €7,834 million used to hedge the currency risk associated with purchases of natural gas, purchases of fuel and expected cash flows in currencies other than the euro, with a total positive fair value of €60 million;
- currency forwards with a notional amount of €1,292 million and a negative fair value of €4 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 renewables and infrastructure and networks sectors (new generation digital meters), on operating costs for the supply of cloud services and on revenue from the sale of renewable energy.

The following table reports the notional amount and fair value of foreign exchange derivatives at December 31, 2022 and December 31, 2021, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Fair value hedges								
CCIRS	99	672	15	42	998	-	(99)	-
Total	**99**	**672**	**15**	**42**	**998**	**-**	**(99)**	**-**
Cash flow hedges								
Currency forwards	4,313	4,117	220	133	4,813	1,902	(164)	(46)
CCIRS	16,695	13,553	2,023	1,327	10,941	7,214	(1,652)	(1,247)
Total	**21,008**	**17,670**	**2,243**	**1,460**	**15,754**	**9,116**	**(1,816)**	**(1,293)**
TOTAL EXCHANGE RATE DERIVATIVES	**21,107**	**18,342**	**2,258**	**1,502**	**16,752**	**9,116**	**(1,915)**	**(1,293)**

The notional amount of CCIRS at December 31, 2022 amounted to €28,733 million (€21,439 million at December 31, 2021), an increase of €7,294 million. Cross currency interest rate swaps with a total amount of €258 million expired, while new derivatives amounted to €7,500 million, of which €6,936 million in respect of bond issues denominated in British pounds and US dollars in 2022. In addition, following the novation of a bond in US dollars from Enel Finance International to Enel Finance America, cross currency interest rate swaps of €662 million were terminated early. The amount also reflects developments in the exchange rate of the euro against the main other currencies and the effect of amortization, which caused their notional amount to increase by €714 million.

The notional amount of currency forwards at December 31, 2022 amounted to €9,126 million (€6,019 million at December 31, 2021), an increase of €3,107 million. The exposure to currency risk, especially that associated with the US dollar, is mainly due to purchases of natural gas, purchases of fuel and cash flows in respect of investments. Changes in the notional amount are connected with a greater exposure to exchange rate risk, in particular towards the US dollar, resulting from the increase in natural gas prices and the recovery in the generation of electricity from coal.

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 2022 and the previous year.

Millions of euro	2022	2021
	Net gain/(loss)	Net gain/(loss)
Interest rate hedging instruments	(119)	9
Hedged item	129	(8)
Ineffective portion	**10**	**1**

The following table shows the impact of fair value hedges of currency risk in the statement of financial position at December 31, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022			at Dec. 31, 2021		
	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 (CCIRS)	1,097	(84)	(87)	672	42	37

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the statement of financial position at December 31, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022			at Dec. 31, 2021		
	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Fixed-rate borrowings/bonds in foreign currencies	525	(109)	70	639	35	(40)
Floating-rate borrowings/bonds in foreign currencies	449	(10)	13	-	-	-
Total	**974**	**(119)**	**83**	**639**	**35**	**(40)**

Cash flow hedge derivatives

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					
	at Dec. 31, 2022	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond
Cash flow hedge derivatives on exchange rates							
Positive fair value	2,243	1,256	889	320	299	2,197	-
Negative fair value	(1,816)	(56)	(53)	(97)	7	(361)	-

The following table shows the impact of cash flow hedges of currency risk in the statement of financial position at December 31, 2022 and at December 31, 2021.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022			at Dec. 31, 2021		
	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 (CCIRS)	27,636	371	433	20,767	80	82
Currency forwards	9,126	56	56	6,019	87	89
Total	**36,762**	**427**	**489**	**26,786**	**167**	**171**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022					at Dec. 31, 2021			
	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 through profit or loss[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
Floating-rate borrowings in foreign currencies	(30)	30	-	(11)	-	(69)	69	-	-
Fixed-rate borrowings in foreign currencies	225	(225)	(4)	-	-	15	(15)	-	-
Floating-rate bonds in foreign currencies	(60)	60	-	-	-	(37)	37	-	-
Fixed-rate bonds in foreign currencies	(628)	509	(56)	-	118	(66)	66	(2)	-
Future cash flows denominated in foreign currencies (hedged with CCIRSs)	50	(50)	-	-	-	75	(75)	-	-
Future cash flows denominated in foreign currencies (hedged with forwards)	(3)	3	-	-	-	(2)	2	1	-
Future commodity purchases denominated in foreign currencies	(60)	59	(1)	(1)	-	(72)	72	-	-
Purchases of investment goods and other in foreign currencies	7	(7)	1	2	-	(15)	15	(3)	-
Total	**(499)**	**379**	**(60)**	**(10)**	**118**	**(171)**	**171**	**(4)**	-

(1) The impact is connected with changes in spot rates between the date of inception of the CCRIS entered into to hedge bonds denominated in foreign currencies and the actual disbursement of the loan.

Commodity price risk

Millions of euro	Maturity						
	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond	Total
At Dec. 31, 2022							
Commodity swaps							
Notional amount on electricity	653	164	143	139	132	333	1,564
Average commodity swap price on power (€/MWh)	162.5	77.9	48.9	47.2	45.8	29.0	
Notional amount on coal/shipping	1,037	-	-	-	-	-	1,037
Average commodity swap price on coal/shipping ($/t)	293.7	-	-	-	-	-	
Notional amount on gas	1,183	1,184	1,205	23	20	65	3,680
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	60.1	47.9	52.0	21.0	8.3	7.2	
Notional amount on oil	1,076	227	48	-	-	-	1,351
Average commodity swap price on oil ($/bbl)	105.0	93.0	82.0	-	-	-	
Commodity forwards/futures							
Notional amount on power	2,906	509	388	294	249	720	5,066
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	148.1	35.2	17.4	17.8	15.8	15.6	
Notional amount on coal/shipping	-	-	-	-	-	-	-
Average commodity forward/future price on coal/shipping ($/ton)	-	-	-	-	-	-	
Notional amount on gas	7,171	4,099	229	-	-	-	11,499
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	72.9	92.1	56.6	-	-	-	
Notional amount on CO_2	1,635	226	50	-	-	-	1,911
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/ton)	81.3	94.9	94.0	-	-	-	
Notional amount on oil	1,263	58	-	-	-	-	1,321
Average commodity forward/future price on oil ($/bbl)	81.7	73.9	-	-	-	-	
Commodity options							
Notional amount on power	16	16	16	16	16	117	197
Average commodity option price on power (€/MWh)	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	33.0	
Notional amount on gas	-	-	-	-	-	-	-
Average commodity option price on gas (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	
Notional amount on oil	70	-	-	-	-	-	70
Average commodity option price on oil ($/bbl)	133	-	-	-	-	-	

Millions of euro	Maturity						
	2022	2023	2024	2025	2026	Beyond	Total
At Dec. 31, 2021							
Commodity swaps							
Notional amount on power	124	164	168	149	146	472	1,223
Average commodity swap price on power (€/MWh)	51.8	53.7	47.5	46.0	46.0	33.2	
Notional amount on gas	131	372	129	11	17	93	753
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	63.8	13.7	12.1	9.4	12.0	9.6	
Notional amount on oil	669	244	99	-	-	-	1,012
Average commodity swap price on oil ($/bbl)	86.4	92.9	79.4	-	-	-	
Commodity forwards/futures							
Notional amount on power	319	637	302	288	248	856	2,650
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	29.7	43.3	20.0	19.7	18.7	16.6	
Notional amount on coal/shipping	14	-	-	-	-	-	14
Average commodity forward/future price on coal/shipping ($/ton)	90.8	-	-	-	-	-	
Notional amount on gas	3,315	1,048	5	-	-	-	4,368
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	15.1	18.9	18.0	-	-	-	
Notional amount on CO_2	476	61	-	-	-	-	537
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/t)	46.1	38.4	-	-	-	-	
Notional amount on oil	600	57	-	-	-	-	657
Average commodity forward/future price on oil ($/bbl)	37.7	51.6	-	-	-	-	
Commodity options							
Notional amount on power	10	21	21	21	21	134	228
Average commodity option price on power (€/MWh)	26.3	29.3	29.9	29.8	29.8	32.6	
Notional amount on gas	99	-	-	-	-	-	99
Average commodity option price gas (€/MWh)	50.5	-	-	-	-	-	

The following table reports the notional amount and fair value of instruments hedging commodity price risk on transactions outstanding at December 31, 2022 and December 31, 2021, broken down by type of commodity.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets	Fair value assets	Notional amount		Fair value liabilities	Fair value liabilities
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Derivatives								
Cash flow hedges								
Derivatives on power:								
- swaps	1,213	820	982	640	352	401	(498)	(263)
- forwards/futures	1,535	769	89	1,073	3,510	1,881	(898)	(598)
- options	218	229	36	49	-	-	(12)	(18)
Total derivatives on power	**2,966**	**1,818**	**1,107**	**1,762**	**3,862**	**2,282**	**(1,408)**	**(879)**
Derivatives on coal/shipping:								
- swaps	9	-	2	-	1,028	-	(373)	-
- forwards/futures	-	14	-	3	-	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal/shipping	**9**	**14**	**2**	**3**	**1,028**	**-**	**(373)**	**-**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	2,302	669	666	69	2,729	1,095	(765)	(99)
- forwards/futures	4,734	3,094	1,714	2,557	8,085	1,932	(5,182)	(5,150)
- options	22	30	4	3	48	70	(4)	(26)
Total derivatives on gas and oil	**7,058**	**3,793**	**2,384**	**2,629**	**10,862**	**3,097**	**(5,951)**	**(5,275)**
Derivatives on CO_2:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	1,704	537	143	410	207	-	(7)	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on CO_2	**1,704**	**537**	**143**	**410**	**207**	**-**	**(7)**	**-**
TOTAL COMMODITY DERIVATIVES	**11,737**	**6,162**	**3,636**	**4,804**	**15,959**	**5,379**	**(7,739)**	**(6,154)**

The table reports the notional amount and fair value of derivatives hedging commodity price risk at December 31, 2022 and at December 31, 2021, broken down by type of hedge.

The positive fair value of cash flow hedge derivatives on commodities regards derivatives on gas and oil commodities in the amount of €2,384 million, derivatives on CO_2 (€143 million), derivatives on power (€1,107 million) and, to a lesser extent, hedges of coal purchases requested by the generation companies in the amount of €2 million.

The first category primarily regards hedges of fluctuations in the price of natural gas, for both purchases and sales, carried out for oil commodities and gas products.

The CO_2 category mainly includes hedging transactions undertaken for Enel Group compliance purposes.

The power category mainly includes medium/long-term hedging transactions, especially in Spain and North America.

Cash flow hedge derivatives on commodities included in liabilities regard derivatives on gas and oil commodities in the amount of €5,951 million (mainly for derivatives hedging sales), derivatives on power in the amount of €1,408 million and, to a lesser extent, derivatives on coal and CO_2 in the amount of respectively €373 million and €7 million.

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on commodity price risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
	at Dec. 31, 2022	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond
Cash flow hedge derivatives on commodities							
Positive fair value	3,838	2,438	829	160	101	93	217
Negative fair value	(7,941)	(4,598)	(2,116)	(619)	(180)	(153)	(275)

The following table shows the impact of cash flow hedges of commodity price risk in the statement of financial position at December 31, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	**at Dec. 31, 2022**			at Dec. 31, 2021		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Power swaps	1,564	485	469	1,221	377	377
Coal/shipping swaps	1,037	(371)	(371)	-	-	-
Gas and oil swaps	5,031	(99)	(98)	1,764	(30)	(30)
Power forwards/futures	5,045	(809)	(938)	2,675	(223)	(223)
Coal/shipping forwards/futures	-	-	-	14	3	3
Gas and oil forwards/futures	12,820	(3,469)	(3,673)	5,027	(2,592)	(2,592)
CO_2 forwards/futures	1,911	136	136	537	410	410
Power options	218	24	24	204	7	7
Gas and oil options	70	-	-	99	(24)	(24)
Total	**27,696**	**(4,103)**	**(4,449)**	**11,541**	**(2,072)**	**(2,072)**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022				at Dec. 31, 2021			
	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	602	(602)	15	(32)	(297)	297	-	(29)
Future transactions in coal/shipping	371	(371)	-	-	(3)	3	-	-
Future transactions in gas and oil	3,360	(3,360)	-	(232)	2,751	(2,751)	-	(2)
Future transactions in CO_2	(133)	133	-	-	(410)	410	-	-
Total	**4,200**	**(4,200)**	**15**	**(264)**	**2,041**	**(2,041)**	**-**	**(31)**

With regard to cash flow hedge derivatives on commodity prices, the entire commodities market continued to experience major price swings in 2022. The greatest impact in terms of changes in the cash flow hedge reserve is attributable to future transactions in gas, which of all commodities was the one most affected by the high volatility.
Finally, the ineffectiveness recognized in 2022 on future transactions in gas is mainly related to proxy hedging operations in Spain.

51.2 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, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets	Fair value assets	Notional amount		Fair value liabilities	Fair value liabilities
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Derivatives at FVTPL								
on interest rates:								
- interest rate swaps	-	50	-	1	100	100	(23)	(71)
- interest rate options	-	-	-	-	-	50	-	(2)
on exchange rates:								
- currency forwards	3,659	2,180	75	23	2,102	3,628	(34)	(62)
- CCIRS	-	-	-	-	46	-	(1)	-
- on commodities								
Derivatives on power:								
- swaps	595	777	106	(78)	245	1,088	(180)	(198)
- forwards/futures	6,903	23,207	872	3,368	5,620	17,970	(908)	(2,927)
- options	7	3	15	78	140	113	(172)	(16)
Total derivatives on power	**7,505**	**23,987**	**993**	**3,368**	**6,005**	**19,171**	**(1,260)**	**(3,141)**
Derivatives on coal:								
- swaps	-	35	-	4	-	133	-	23
- forwards/futures	115	213	21	63	1,291	455	(9)	(148)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal	**115**	**248**	**21**	**67**	**1,291**	**588**	**(9)**	**(125)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	1,964	2,904	606	(1,049)	834	4,199	(550)	1,843
- forwards/futures	40,669	19,001	10,456	16,706	38,651	16,755	(10,280)	(17,374)
- options	34	232	8	268	33	399	(22)	(402)
Total derivatives on gas and oil	**42,667**	**22,137**	**11,270**	**15,925**	**39,518**	**21,353**	**(10,852)**	**(15,933)**
Derivatives on CO_2:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	725	3,079	115	557	361	1,366	(35)	(530)
- options	2	-	2	-	-	-	-	-
Total derivatives on CO_2	**727**	**3,079**	**117**	**557**	**361**	**1,366**	**(35)**	**(530)**
Derivatives on other:								
- swaps	-	-	-	-	-	1	-	(1)
- forwards/futures	13	-	72	-	5	-	(16)	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on other	**13**	**-**	**72**	**-**	**5**	**1**	**(16)**	**(1)**
Embedded derivatives	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**54,686**	**51,681**	**12,548**	**19,941**	**49,428**	**46,257**	**(12,230)**	**(19,865)**

At December 31, 2022 the notional amount of trading derivatives on interest rates came to €100 million. The negative fair value of €23 million improved by €48 million on the previous year, mainly due to developments in the yield curve.

At December 31, 2022, the notional amount of derivatives on exchange rates was €5,761 million. The overall decrease in their notional value of €47 million and the increase in the associated net fair value of €80 million mainly reflected normal operations and developments in exchange rates.

At December 31, 2022, the notional amount of derivatives on commodities came to €98,207 million. The fair value of trading derivatives on commodities classified as assets mainly reflects the market valuation of hedges of gas and oil amounting to €11,270 million, derivatives on power amounting to €993 million, derivatives on CO_2 amounting to €117 million and, to a lesser extent, derivatives on coal and other commodities totaling €21 million and €72 million, respectively.
The fair value of trading derivatives on commodities classified as liabilities mainly regards hedges of gas and oil amounting to €10,852 million, derivatives on power amounting to €1,260 million and derivatives on CO_2, coal and other commodities in the amount of €35 million, €9 million and €16 million, respectively.
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 "other" category includes hedges using carried out on guarantees of origin and green certificates, i.e., incentive mechanisms for the production of electricity from renewable sources. In addition to commodity price risk, the Group companies have to manage the risk of fluctuations in the price of these certificates which were recently affected by greater market volatility compared with the past, due to the increasing market attention to environmental sustainability issues.

Fair value measurement

52. Assets and liabilities measured at fair value

The Group determines fair value in accordance with IFRS 13 whenever such measurement is required by the IFRS as a recognition or measurement criterion.

Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e., an exit price).
The best proxy of fair value is market price, i.e., the current publicly available price actually used on a liquid and active market.

The fair value of assets and liabilities is classified in accordance with the three-level hierarchy described below, depending on the inputs and valuation techniques used in determining their fair value:

- Level 1, where the fair value is determined on the basis of quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities that the entity can access at the measurement date;
- Level 2, where the fair value is determined on the basis of inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (such as prices) or indirectly (derived from prices);
- Level 3, where the fair value is determined on the basis of unobservable inputs.

This note also provides detailed disclosures concerning the valuation techniques and inputs used to perform these measurements.

To that end:

- recurring fair value measurements of assets or liabilities are those required or permitted by the IFRS in the statement of financial position at the close of each period;
- non-recurring fair value measurements are those required or permitted by the IFRS in the statement of financial position in particular circumstances.

For general information or specific disclosures on the accounting treatment of these circumstances, please see note 2 "Accounting policies".

52.1 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		Non-current assets				Current assets			
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
		at Dec. 31, 2022				at Dec. 31, 2022			
Equity investments in other companies at FVOCI	29	360	14	43	303	-	-	-	-
Securities at FVOCI	29.1, 30.1	447	447	-	-	78	78	-	-
Loan assets and other financial assets at FVOCI		94	-	94	-	201	-	201	-
Equity investments in other companies at FVTPL	29	7	-	-	7	-	-	-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	29	3,436	-	3,436	-	-	-	-	-
Loan assets and other financial assets at FVTPL		8	-	-	8	176	176	-	-
Other cash investments at FVTPL		-	-	-	-	872	42	-	830
Non-monetary grants in respect of environmental certificates		16	-	-	16	-	-	-	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	51	22	-	22	-	-	-	-	-
- on exchange rates	51	15	-	15	-	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	51	336	-	336	-	-	-	-	-
- on exchange rates	51	1,854	-	1,854	-	389	-	389	-
- on commodities	51	1,270	314	300	656	2,366	496	1,597	273
Trading derivatives:									
- on interest rates	51	-	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	51	1	-	1	-	74	-	74	-
- on commodities	51	472	109	362	1	12,001	10,640	1,360	1
Inventories measured at fair value	51	15	15	-	-	18	-	18	-
Contingent consideration		5	-	-	5	2	-	2	-

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, mainly by Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará, and Enel Distribuição São Paulo, as well as the generation plant of PH Chucas in Costa Rica, and are accounted for in accordance with IFRIC 12.

Fair value was estimated as the net replacement cost based on the most recent rate information available and on the general price index for the Brazilian market.
The current portion of "Loan assets and other financial assets at FVTPL" essentially regard investments of liquidity. Their fair value is determined using Level 1 as based on market inputs.
Level 3 of the non-current portion of "Loan assets and other financial assets at FVTPL" reports the receivable in respect of the sale of Slovak Power Holding, which amounted to €8 million at December 31, 2022. Its fair value was determined using the contractual price formula. The current portion of "Loan assets and other financial assets at FVTPL" includes under Level 1 investments in securities and funds held mainly by Latin American companies.

The current portion of "Other cash investments at FVTPL" at Level 3 mainly refers to the optimization of Enel SpA's excess cash holdings.

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.
Marginal exceptions include certain derivatives relating to certain long-term financial contracts (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.
In accordance with the IFRS, the Group assess 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.

52.2 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.

Millions of euro		Non-current assets				Current assets			
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
		at Dec. 31, 2022				at Dec. 31, 2022			
Investment property	22	154	16	-	138	-	-	-	-
Inventories	33	-	-	-	-	47	-	-	47

The table reports the fair value of investment property and inventories of real estate not used in the business in the amount of €154 million and €47 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.

52.3 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.

Millions of euro		Non-current liabilities				Current liabilities			
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
		at Dec. 31, 2022				at Dec. 31, 2022			
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	51	92	-	92	-	-	-	-	-
- on exchange rates	51	99	-	99	-	-	-	-	-
- on commodities	51	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	51	59	-	59	-	1	-	1	-
- on exchange rates	51	1,640	-	1,640	-	176	-	176	-
- on commodities	51	3,417	1,722	1,551	144	4,322	3,049	1,250	23
Trading derivatives:									
- on interest rates	51	-	-	-	-	23	-	23	-
- on exchange rates	51	1	-	1	-	34	-	34	-
- on commodities	51	587	192	395	-	11,585	10,595	990	-
Contingent consideration		46	-	-	46	46	-	44	2

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.

52.4 Liabilities not measured at fair value in the statement of financial position

For each class of liabilities not measured at fair value in the statement of financial position but whose fair value must be reported, the following table reports the fair value at the end of the period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those liabilities are classified.

Millions of euro

	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
		at Dec. 31, 2022			
Bonds:					
- fixed rate	48.3.1	44,717	41,964	2,753	-
- floating rate	48.3.1	3,073	62	3,011	-
Bank borrowings:					
- fixed rate	48.3.1	3,021	-	3,021	-
- floating rate	48.3.1	12,596	-	12,596	-
Non-bank borrowings:					
- fixed rate	48.3.1	3,134	-	3,134	-
- floating rate	48.3.1	54	-	54	-
Total		**66,595**	**42,026**	**24,569**	**-**

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

53. 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; referred to hereinafter, respectively, the "2019 LTI Plan", "2020 LTI Plan", the 2021 LTI Plan", the "2022 LTI Plan" and, jointly, the "Plans") provides for the grant of ordinary Company shares ("Shares") to the respective beneficiaries subject to the achievement of specific performance targets.
Plan beneficiaries are the Chief Executive Officer/General Manager of Enel and Enel Group managers in the positions most directly responsible for company performance or considered to be of strategic interest. The Plans provide for the award to the beneficiaries of an incentive consisting of a monetary component and an equity component. This incentive – determined, at the time of the award, as a base value calculated in relation to the fixed remuneration of the individual beneficiary – may vary depending on the degree of achievement of each of the three-year performance targets by the Plans, ranging from zero up to a maximum of 280% or 180% of the base value in the case, respectively, of the Chief Executive Officer/General Manager or the other beneficiaries.
The Plans establish that, of the total incentive effectively vested, the bonus will be fully paid in Shares in the amount of (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).
The actual award of the bonus under the Plans is subject to the achievement of specific performance targets during the three year performance period. If these targets are achieved, 30% of both the stock and cash components of the incentive will be paid in the first year following the end of the performance period and the remaining 70% will be paid in the second year following the end of the performance period. The payment of a substantial portion of long-term variable remuneration (70% of the total) is therefore deferred to the second year following the end of the performance period of the individual Plans.
The following table provides information on the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, and the 2022 LTI Plan.
For more information on the characteristics of the Plans, please see the information documents prepared pursuant to Article 84-*bis* of the CONSOB Regulation issued with Resolution no. 11971 of May 14, 1999 (the Issuers Regulation), which are available to the public in the section of Enel's website (www.enel.com) dedicated to the Shareholders' Meetings held respectively on May 16, 2019, May 14, 2020, May 20, 2021 and May 19, 2022.

	Grant date	Performance period	Verification of achievement of targets	Payout
2019 LTI Plan	12.11.2019[2]	2019-2021	2022[3]	2022-2023[4]
2020 LTI Plan	17.09.2020[5]	2020-2022	2023[6]	2023-2024
2021 LTI Plan	16.09.2021[7]	2021-2023	2024[8]	2024-2025
2022 LTI Plan	21.09.2022[9]	2022-2024	2025[10]	2025-2026

In implementation of the authorizations granted by the Shareholders' Meetings held on May 16, 2019, May 14, 2020, May 20, 2021 and May 19, 2022, in compliance with the associated terms and conditions, the Board of Directors approved – at is meetings of September 19, 2019, July 29, 2020, June 17, 2021 and June 16, 2022 – the launch of share buyback programs to serve the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan and the 2022 LTI Plan, respectively. The number of Shares whose purchase was authorized by the Board of Directors for each Plan, the actual number of Shares purchased, the associated weighted average price and total value are shown below.

	Purchases authorized by the Board of Directors	Actual purchases		
	Number of shares	Number of shares	Weighted average price (euros per share)	Total value (euros)
2019 LTI Plan	No more than 2,500,000 for a maximum amount of €10,500,000 million	1,549,152[11]	6.7779	10,499,999
2020 LTI Plan	1,720,000	1,720,000[12]	7.4366	12,790,870
2021 LTI Plan	1,620,000	1,620,000[13]	7.8737	12,755,459
2022 LTI Plan	2,700,000	2,700,000[14]	5.1951	14,026,715

As a result of the purchases made to support the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan and the 2022 LTI Plan, and taking into account the award on September 5, 2022 of 435,357 shares to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, at December 31, 2022 Enel holds a total of 7,153,795 treasury shares, equal to 0.07% of share capital.
The following information concerns the equity instruments granted in 2019, 2020, 2021 and 2022.

2 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2019 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of November 11, 2019).
3 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2021, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2019 LTI Plan.
4 On September 5, 2022 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, in accordance with the Plan rules.
5 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2020 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of September 16, 2020).
6 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2022, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2020 LTI Plan.
7 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).
8 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2023, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2021 LTI Plan.
9 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).
10 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2024, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2022 LTI Plan.
11 Shares purchased in the period between September 23 and December 2, 2019, equal to about 0.015% of share capital.
12 Shares purchased in the period between September 3 and October 28, 2020, equal to about 0.017% of share capital.
13 Shares purchased in the period between June 18 and July 21, 2021, equal to about 0.016% of share capital.
14 Shares purchased in the period between June 17 and July 20, 2022, equal to about 0.026% of share capital.

			2022		2021	
	Number of shares granted at the grant date	Fair value per share at the grant date	Number of shares potentially available for award	Number of shares awarded	Number of shares potentially available for award	Number of shares awarded
2019 LTI Plan	1,538,547	6.983	1,021,328	435,357[15]	1,529,182	-
2020 LTI Plan	1,638,775	7.380	1,631,951	-	1,638,775	-
2021 LTI Plan	1,577,773	7.0010	1,577,773	-	1,577,773	-
2022 LTI Plan	2,398,143	4.8495	2,395,323	-	-	-

The fair value of those equity instruments is measured on the basis of the market price of Enel Shares at the grant date.[16]
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 €11 million in 2022 (€9 million in 2021).
There have been no terminations or amendments involving the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, or the 2022 LTI Plan.

15 The table shows the number of shares awarded on September 5, 2022, to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, which make up the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. The disbursement of the remaining portion of the equity component of the bonus is deferred to 2023, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2019 LTI Plan.
16 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 under 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 under 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 under 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 under the 2022 LTI Plan to the beneficiaries.

54. Related parties

As an operator in the field of generation, distribution, transport and sale of electricity and the sale of natural gas, Enel carries out transactions with a number of companies directly or indirectly controlled by the Italian State, the Group's controlling shareholder.

The table below summarizes the main types of transactions carried out with such counterparties.

Related party	Relationship	Nature of main transactions
Single Buyer	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of electricity for the enhanced protection market
Cassa Depositi e Prestiti Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Ancillary Services Market (Terna) Sale of electricity transport services (Eni Group) Purchase of transport, dispatching and metering services (Terna) Purchase of postal services (Poste Italiane) Purchase of fuels for generation plants and natural gas storage and distribution services (Eni Group)
ESO - Energy Services Operator	Fully controlled (directly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of subsidized electricity Payment of A3 component for renewable resource incentives
EMO - Energy Markets Operator	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Power Exchange (EMO) Purchase of electricity on the Power Exchange for pumping and plant planning (EMO)
Leonardo Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of IT services and supply of goods

In addition, the Group conducts essentially commercial transactions with associated companies or companies in which it holds non-controlling interests.
Finally, Enel also maintains relationships with the pension funds FOPEN and FONDENEL, as well as Fondazione Enel and Enel Cuore, an Enel non-profit company devoted to providing social and healthcare assistance.
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.

Credit facility guaranteed by SACE - Disclosure obligations established by Article 13, paragraph 3, letter c) (ii), of CONSOB Regulation on transactions with related parties

In compliance with the disclosure obligations established under Article 13, paragraph 3, letter c) (ii), of CONSOB Regulation no. 17221 of March 12, 2010, as amended (the "CONSOB Regulation"), and Article 13.4, letter c) (ii), of the Enel Procedure for Transactions with Related Parties (the "Enel Procedure"), we hereby disclose that a transaction with related parties was carried out in 2022 which qualifies as a transaction of "greater importance" having an ordinary nature and completed at market-equivalent or standard terms. More specifically, on December 23, 2022, Enel SpA signed with a pool of financial institutions – composed of Banco BPM SpA, BPER Banca SpA, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Intesa Sanpaolo SpA and UniCredit SpA – a loan agreement in the form of a revolving credit facility in the amount of €12 billion, of which up to 70% of the nominal amount is guaranteed by SACE SpA.
This credit facility, and the related guarantee, is aimed at funding the collateral requirements of the Enel Group companies operating in Italy (specifically Enel Global Trading SpA) for trading on energy markets and is part of the temporary measures to support the liquidity of companies, provided in the form of a guarantee, envisaged by Article 15 of Decree Law 50 of May 17, 2022, ratified with Law 91 of July 15, 2022 (the so-called "Aid Decree Law"), as amended.
The overall transaction qualifies as a transaction with related parties due to the fact that Enel SpA, Cassa Depositi e Prestiti SpA and SACE SpA are companies under the common control of Italy's Ministry for the Economy and Finance. Taking into account the amounts indicated above (and, in particular, in consideration of the value of the guarantee), it qualifies as a related-party transaction of "greater importance". The transaction in question was completed applying the exemption pursuant to Article 13,

paragraph 3, letter c), of the CONSOB Regulation and Article 13.4, letter c), of the Enel Procedure, as an ordinary transaction completed at market-equivalent or standard terms.
In particular, the transaction is connected with the ordinary exercise of "finance activity connected to the operations" of the Group headed by Enel SpA, taking into account, *inter alia*, the object, recurrence and size of the same, as well as the nature of the counterparties. Furthermore, the main terms and conditions applicable to it are governed by Article 15 of the Aid Decree Law. For the portion of the loan for which it is responsible, Cassa Depositi e Prestiti SpA applied to Enel SpA the same terms and conditions that are applied by the other banks.

The following tables summarize transactions with related parties, associated companies and joint ventures outstanding at December 31, 2022 and December 31, 2021 and carried out during the period.

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	Other	**Total 2022**	Associates and joint ventures	**Overall total 2022**	**Total in financial statements**	**% of total**
Income statement										
Revenue from sales and services	-	7,949	87	4,497	196	**12,729**	210	**12,939**	**135,653**	**9.5%**
Other income	-	-	-	389	-	**389**	-	**389**	**4,864**	**8.0%**
Other financial income	-	-	-	-	-	**-**	154	**154**	**3,430**	**4.5%**
Electricity, gas and fuel purchases	6,379	16,817	2	4,266	3	**27,467**	413	**27,880**	**96,896**	**28.8%**
Costs for services and other materials	-	220	2	3,258	73	**3,553**	247	**3,800**	**20,228**	**18.8%**
Other operating costs	10	147	-	420	3	**580**	1	**581**	**4,685**	**12.4%**
Net results from commodity contracts	-	-	-	50	-	**50**	-	**50**	**2,365**	**2.1%**
Other financial expense	1	-	2	10	-	**13**	21	**34**	**5,880**	**0.6%**

870/1075

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

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	Other	Total at Dec. 31, 2022	Associates and joint ventures	Overall total at Dec. 31, 2022	Total in financial statements	% of total
Statement of financial position										
Other non-current financial assets	-	-	-	-	-	-	1,885	1,885	8,359	22.6%
Trade receivables	-	220	6	1,040	38	1,304	259	1,563	16,605	9.4%
Current financial derivative assets	-	-	-	-	-	-	5	5	14,830	-
Other current financial assets	-	-	-	5	-	5	99	104	13,753	0.8%
Other current assets	-	-	30	58	2	90	63	153	4,314	3.5%
Long-term borrowings	-	-	-	447	-	447	327	774	68,191	1.1%
Non-current contract liabilities	-	-	-	9	8	17	-	17	5,747	0.3%
Non-current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-	-	9	9	5,895	0.2%
Short-term borrowings	-	-	-	-	-	-	14	14	18,392	0.1%
Current portion of long-term borrowings	-	-	-	89	-	89	21	110	2,835	3.9%
Trade payables	1,211	305	6	1,097	(1)	2,618	192	2,810	17,641	15.9%
Other current financial liabilities	-	-	-	-	-	-	1	1	853	0.1%
Current contract liabilities	-	-	-	23	20	43	-	43	1,775	2.4%
Other current liabilities	-	-	-	3	23	26	21	47	11,713	0.4%
Other information										
Guarantees issued	-	20	-	11	58	89	-	89		
Guarantees received	-	-	-	134	36	170	-	170		
Commitments	-	-	-	149	-	149	-	149		

871/1075

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

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	Other	**Total 2021**	Associates and joint ventures	**Overall total 2021**	**Total in financial statements**	**(1)**	**% of total**
Income statement											
Revenue from sales and services	-	3,018	275	3,165	210	**6,668**	342	**7,010**	**81,900**		**8.6%**
Other income	-	-	-	5	-	**5**	1	**6**	**3,819**		**0.2%**
Financial income	-	-	-	15	-	**15**	123	**138**	**1,862**		**7.4%**
Electricity, gas and fuel purchases	4,813	6,363	-	2,572	-	**13,548**	278	**13,826**	**47,702**		**29.0%**
Costs for services and other materials	-	75	3	2,874	57	**3,009**	143	**3,152**	**19,240**		**16.4%**
Other operating costs	6	198	-	13	1	**218**	-	**218**	**1,968**		**11.1%**
Results from commodity contracts	-	-	-	13	-	**13**	11	**24**	**2,523**		**1.0%**
Other financial expense	-	-	-	10	-	**10**	22	**32**	**6,087**		**0.5%**

(1) The figure for 2021 has been adjusted, for comparative purposes only, to take account of the classification under the item 'Profit/(Loss) from discontinued operations' of profit/(loss) connected with the assets held in Russia (which were sold in the 4th Quarter of 2022), Romania and Greece as the requirements of IFRS 5 for their classification as discontinued operations have been met.

872/1075

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

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	Other	Total at Dec. 31, 2021	Associates and joint ventures	Overall total at Dec. 31, 2021	Total in financial statements	% of total
Statement of financial position										
Other non-current financial assets	-	-	-	-	-	-	1,120	**1,120**	**5,704**	**19.6%**
Non-current financial derivative assets	-	-	-	-	-	-	14	**14**	**2,772**	**0.5%**
Other non-current assets	-	-	-	119	-	**119**	-	**119**	**3,268**	**3.6%**
Trade receivables	-	469	9	659	36	**1,173**	148	**1,321**	**16,076**	**8.2%**
Current financial derivative assets	-	-	-	-	-	-	32	**32**	**22,791**	**0.1%**
Other current financial assets	-	-	-	-	1	**1**	156	**157**	**8,645**	**1.8%**
Other current assets	-	-	76	21	2	**99**	24	**123**	**5,002**	**2.5%**
Long-term borrowings	-	-	-	536	-	**536**	344	**880**	**54,500**	**1.6%**
Non-current contract liabilities	-	-	-	187	7	**194**	-	**194**	**6,214**	**3.1%**
Non-current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-	-	1	**1**	**3,339**	-
Short-term borrowings	-	-	-	-	-	-	6	**6**	**13,306**	-
Current portion of long-term borrowings	-	-	-	89	-	**89**	20	**109**	**4,031**	**2.7%**
Trade payables	1,903	641	1	1,466	12	**4,023**	59	**4,082**	**16,959**	**24.1%**
Current contract liabilities	-	-	-	12	-	**12**	-	**12**	**1,433**	**0.8%**
Other current liabilities	-	-	-	38	38	**76**	4	**80**	**12,959**	**0.6%**
Other information										
Guarantees issued	-	40	-	11	59	**110**	-	**110**		
Guarantees received	-	-	-	138	36	**174**	-	**174**		
Commitments	-	-	-	401	-	**401**	-	**401**		

873/1075

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

With regard to disclosures on the remuneration 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

	2022	2021	Change	
Remuneration of members of the Board of Directors and Board of Statutory Auditors and the General Manager				
Short-term employee benefits	5	5	-	-
Other long-term benefits	1	1	-	-
Total	**6**	6	-	-

Millions of euro

	2022	2021	Change	
Remuneration of key management personnel				
Short-term employee benefits	13	13	-	-
Other long-term benefits	2	4	(2)	-50%
Total	**15**	**17**	**(2)**	**-11.8%**

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 (the "Enel Procedure"). The procedure (available at https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties/) sets out rules designed to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties. It was adopted in implementation of the provisions of Article 2391-*bis* of the Italian Civil Code and the implementing regulations issued by CONSOB with Resolution no. 17221 of March 12, 2010, as amended (the "CONSOB Regulation").

55. Government grants - Disclosure pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017

Pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017 as amended, the following provides information on grants received from Italian public agencies and bodies, as well as donations by Enel SpA and the fully consolidated subsidiaries to companies, individuals and public and private entities. The disclosure comprises: (i) grants received from Italian public entities/State entities; and (ii) donations made by Enel SpA and Group subsidiaries to public or private parties resident or established in Italy.

The following disclosure includes payments in excess of €10,000 made by the same grantor/donor during 2022, even if made in multiple financial transactions. They are recognized on a cash basis.

Pursuant to the provisions of Article 3-*quater* of Decree Law 135 of December 14, 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019, for grants received, please refer to the information contained in the National Register of State Aid referred to in Article 52 of Law 234 of December 24, 2012.

Grants received in millions of euro

Financial institution/Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	(0.04)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Green Power Italia Srl	(0.05)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Invitalia MISE	Enel Green Power Italia Srl	(8.44)	Return of instalment of grant under first progress statement of Development Contract 3SUN HJT, following abandonment of original project to expand the Catania facility
Anpal	Enel Green Power SpA	(0.07)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Green Power SpA	(0.05)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Global Thermal Generation Srl	(0.06)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Global Thermal Generation Srl	(0.02)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Grids	(0.04)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Grids	(0.04)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Global Trading SpA	(0.005)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Global Trading SpA	(0.006)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Produzione SpA	(0.04)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Produzione SpA	(0.03)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	e-distribuzione SpA	(0.17)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	e-distribuzione SpA	(0.10)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Regione Lazio	Enel X Srl	0.07	Instalment of grant as balance for the Hornix-Care project, funded under the ROP ERDF Lazio 2014-2020
Anpal	Enel X Srl	(0.02)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel X Srl	(0.01)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Sole Srl	-	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Sole Srl	(0.01)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Regione Sicilia	Enel X Mobility Srl	2.03	Instalment of grant for Sicilia Smart Charging project, financed by the Region of Sicily through National Plan for Electric Vehicle Charging Infrastructure
Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	(0.02)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020

876/1075

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Anpal	Servizio Elettrico Nazionale SpA	(0.01)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Energia SpA	(0.14)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Energia SpA	(0.02)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Global Services Srl	(0.06)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Global Services Srl	(0.01)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Italia SpA	(0.04)	Instalment of grant returned in second instance FNC-C-06952, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
Anpal	Enel Italia SpA	(0.01)	Instalment of grant returned in third instance FNC-C-10223, financed through the New Skills Fund referred to in Art. 88 of Decree Law of May 19, 2020 and the ministerial decree of October 9, 2020
		(7.413)	**Total**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Grants made in millions of euro

Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
Enel SpA	FGS Onlus	0.05	Donation to promote equal opportunities
Enel SpA	European University Institute	0.10	Donation for scientific research on European energy issues
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.10	Enel Foundation grant
Enel SpA	Earthrise Trust	0.01	Donation for rural development projects
Enel SpA	International Energy Agency	0.08	Donation for the study of the energy market
Enel SpA	Comunità Sant'Egidio	0.04	Gadgets donation
Enel SpA	Asscciazione UISP Unione Italiana Sport per Tutti	0.03	Gadgets donation
Enel SpA	Onlus CESIE	0.06	Gadgets donation
Enel SpA	Onlus Sport Senza Frontiere	0.02	Gadgets donation
Enel Produzione SpA	Associazione Juppiter APS giovanile	0.06	30% 1st tranche - project presentation
Enel Produzione SpA	Associazione Juppiter APS giovanile	0.06	30% 2nd tranche - digital content creation
Enel Produzione SpA	Associazione Juppiter APS giovanile	0.08	40% last tranche - conclusion
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.09	Enel Foundation – balance of 2021 grant
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.48	Enel Foundation – 1st instalment of 2022 grant
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.13	2nd instalment of Enel Cuore 2021 grant
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.18	1st instalment of Enel Cuore 2022 grant
Enel Produzione SpA	Fondazione WWF Italia	0.01	Agreement Enel Produzione
Enel Produzione SpA	Associazione Le Colonne	0.03	Donation "Accogliere ad Arte"
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0.15	2021 grant
Enel Italia SpA	Società Coop. Greenwill	0.01	Modal donation "Alleva la speranza Greenwill"
Enel Italia SpA	Foglietti Enrico	0.01	Modal donation "Alleva la speranza Foglietti Enrico"
Enel Italia SpA	Feat Impresa Locale	0.02	1st instalment 2022 donation WE Feat srl
Enel Italia SpA	Help Code Italia	0.04	Enel Helpcode project "È viva la scuola labs"
Enel Italia SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	0.60	Modal donation 2022
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0.60	Donation 2022
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro Maxxi	0.60	Modal donation 2022
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0.02	Extraordinary contribution 2022
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.05	Grants 2022
Enel Italia SpA	Help Code Italia	0.02	Payment for the start of energy courses
Enel Italia SpA	Moige - Movimento italiano genitori Onlus	0.05	Donation to support the Young Ambassadors Campaign for digital citizenship to counter cyber risk, bulling and cyberbullying in all its forms - 2nd instalment and balance
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.11	Balance of 2021 grant
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	2.09	80% balance of 2021 grant
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.47	20% instalment of 2022 grant
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.41	50% balance of 2021 grant
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1.28	50% instalment of 2022 grant
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0.04	2022 grant
Enel Green Power Italia	Unione dei Comuni Montani Amiata Grossetana (Sarchioto - Borrello - Simoni Giorgio)	0.04	Donation to the Union of Amiata Grossetana mountain municipalities as part of sustainability activities linked to the BG3 power station smart repowering project, for the "Non Solo Neve" and "Fondo per la Montagna" projects developed by the beneficiary. The projects envisage the construction and redevelopment of a bike-pedestrian path with urban furniture and signage for the benefit of the area, also affecting municipalities with a geothermal vocation in an area where Enel Green Power has been operating for a long time
Enel Energia SpA	Confimprese	0.01	Association dues 2022 - 029/22

Enel Energia SpA	Anigas	0.10	Association dues 2022
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.01	Balance 2021 grant
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	1.49	Balance 2021 grant
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.20	"Nel Cuore dello Spazio Enel" project
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.33	20% instalment of 2022 grant
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.90	50% instalment of 2022 grant
Enel Energia SpA	Associazione Milano & Partners	0.05	Association dues 2022
Enel Energia SpA	Assonime	0.02	Association dues 2022
Enel Energia SpA	Proxigas	0.10	Balance Proxigas
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	Association dues
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0.14	Contribution aimed at supporting and developing projects of Enel Cuore Onlus
Enel Global Trading SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.10	Contribution aimed at supporting and developing Research and Higher Education projects
		13.71	**Total**

879/1075

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

56. 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, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Guarantees given:			
- sureties and other guarantees granted to third parties	4,296	4,937	(641)
Commitments to suppliers for:			
- electricity purchases	64,878	71,244	(6,366)
- fuel purchases	96,996	58,042	38,954
- various supplies	2,449	1,631	818
- tenders	6,165	4,668	1,497
- other	6,889	6,187	702
Total	**177,377**	**141,772**	**35,605**
TOTAL	**181,673**	**146,709**	**34,964**

Compared with December 31, 2021, the decrease of €6,366 million in commitments for "electricity purchases" is essentially attributable to companies in Latin America, in particular in Brazil, and mainly reflects the sale of Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), partially offset by the increase in Chile, mainly attributable to new contracts and developments in commodity prices.

The increase of €38,954 million in commitments for "fuel purchases" mainly regards gas supplies, especially in Italy and Spain, and reflected the increase in demand for natural gas and in gas prices.

For more details on the expiry of commitments and guarantees, please see the section "Commitments to purchase commodities" in note 49.

57. Contingent assets and liabilities

The following reports the main contingent assets and liabilities at December 31, 2022, which are not recognized in the consolidated financial statements as they do not meet the requirements provided for in IAS 37.

Brindisi Sud thermal generation plant - Ash dispute - Italy

With regard to the criminal investigation initiated by the Public Prosecutor's Office of the Court of Lecce in 2017 concerning the use of fly ash in the cement industry, the Brindisi Sud power plant was involved in a criminal investigation involving accused individuals and Enel Produzione (EP) pursuant to Legislative Decree 231 of June 8, 2001, that resulted in the issue of a preventive seizure order that allowed operation of the plant as well as the seizure of EP assets and receivables up to an amount of about €500 million. The seizures were subsequently revoked following the positive outcome of testing by the independent experts appointed by the investigating magistrate, which confirmed the non-hazardous nature of the ash, finding it suitable for use in the cement-making process, as well as the appropriateness of the operation of the plant. Subsequently, a pre-trial hearing was conducted in 2021, following which the pre-trial hearing judge granted petitions to participate in the trial as civil plaintiff filed by the City of Brindisi, which quantified damages at about €27 million, requesting a provisional award of €8 million, and by the Region of Puglia, which has not yet quantified the damages requested. The pre-trial hearing judge remanded all of the defendants before the Court of Brindisi. At the hearing of May 26, 2022, the court, in upholding the objection raised by EP that the preliminary hearing of October 22, 2021, held without the necessary presence of the parties, should be declared void, declared the hearing and the instrument ordering committal for trial void and submitted the trial documentation to the Court of Lecce for a new preliminary hearing. At the following hearing of October 7, 2022, which was held as summary judgement at the request of the defendant, the court issued its ruling acquitting all of the defendants of the charges because "the alleged offense did not occur". The ruling also acquitted EP as the administrative offense alleged under the provisions of Legislative Decree 231/2001 had not occurred as there were no predicate offenses, in conformity with the position of the Public Prosecutor and the defense.

Enel, Enel Energia and Servizio Elettrico Nazionale antitrust proceeding - Italy

On May 11, 2017, the Competition Authority announced the beginning of proceedings for alleged abuse of a dominant position against Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) and Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN). The proceeding was initiated on the basis of complaints filed by the Italian Association of Energy Wholesalers and Traders (AIGET) and the company Green Network SpA (GN), as well as a number of complaints from individual consumers.
On December 20, 2018 the Competition Authority issued its final ruling, with which it levied a fine of about €93 million on all three Group companies, for violation of Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU).
The main disputed conduct consisted in abuse of a dominant position by the three companies (to the benefit in particular of EE) who allegedly used the privacy consent given by SEN consumers, to the detriment of competing traders. With regard to other allegations made with the measure to initiate the proceeding, concerning the organization and performance of sales activities at physical locations (Enel Points and Enel Point Partner Shops) and winback policies reported by GN, the Competition Authority reached the conclusion that the preliminary findings did not provide sufficient evidence of any abusive conduct on the part of Enel Group companies.
The companies involved challenged the measures of the Competition Authority before the Lazio Regional Administrative Court, which with a decision filed on October 17, 2019 partially upheld the appeals filed by SEN and EE, shortening the period of abuse and requiring the Competition Authority to recalculate the penalty in accordance with the criteria specified in the ruling. With a measure dated November 27, 2019, the Competition Authority set the recalculated penalty at €27,529,786.46.
The rulings of the Regional Administrative Court were challenged on appeal before the Council of State. With an order of July 20, 2020, the Council of State suspended the ruling and ordered that the issue be submitted for a preliminary ruling before the Court of Justice of the European Union (CJEU) pursuant to Article 267 of the TFEU, formulating a number of questions aimed at clarifying the interpretation of the concept of "abuse of a dominant position" to be applied to the present case.
With a ruling of May 12, 2022, the CJEU provided the requested interpretation and, subsequently, on December 1, 2022, the Council of State, in application of the guidelines set out by the CJEU, fully voided the fine levied by the Competition Authority and, upholding the arguments presented by the companies, denied that any abuse of position had occurred.

Hydroelectric concessions - Italy

Italian regulations governing large-scale hydroelectric concessions were most recently modified by the "Simplifications Decree" (Decree Law 135 of 2018 ratified with Law 12 of February 11, 2019), which introduced a series of innovations regarding the granting of such concessions upon their expiry and the valorization of the assets and works connected to them to be transferred to the new concession holder. This legislation also introduced a number of changes in the matter of concession fees, establishing a fixed and variable component of fees, as well as an obligation to provide free power to public bodies (220 kWh of power for each kW of average nominal capacity of the facilities covered by the concession). In implementation of this national law and under specific enabling authority, various regions (Lombardy, Piedmont, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, the Province of Trento, Calabria and Basilicata) enacted regional laws.

In particular, the regions of Lombardy, Piedmont and Emilia-Romagna, in application of these new regulations, requested payment from Enel Green Power Italia and Enel Produzione of the dual-component fee and the monetization of the free power.

Enel Green Power Italia and Enel Produzione challenged the first implementing acts issued under the individual regional laws and the subsequent payment notices of fees and the monetization of free electricity supplies before the Regional Administrative Court and Regional Water Resources Court (of Lombardy, Piedmont and Emilia-Romagna), asking that they be declared void and raising the question of constitutional illegitimacy of both the national law and the regional laws. The Regional Administrative Court and then the Council of State, at the appeal stage, deferred their jurisdiction in favor of the Superior Public Water Resources Court, before which Enel Green Power Italia and Enel Produzione resumed the disputes, which are now at the preliminary stage.

The companies initiated the proceedings by complaining that the regional implementing acts – as well as the regional legislation which they implement – were constitutionally illegitimate, first for violation of national legislation and various primary principles protected both by the Italian Constitution and European law concerning legitimate expectations, property rights, reasonableness, private initiative, and concessions, where:

- they provide for retroactive application to valid large diversion concessions of the dual-component fee and the obligation to supply free power or its financial equivalent;
- they order the monetization of the obligation to supply free energy, which is not envisaged in the national law.

Furthermore, the introduction by the regions of these new obligations to pay the new dual-component fee (divided into a fixed component and a variable component) and to supply a certain annual quantity of electricity free of charge in the form of payment of the associated monetary value, which is also to be paid by the holders of valid concessions that have not yet expired, creates an unexpected and unreasonable financial imbalance in the concession relationships. This circumstance is in evident contrast with the principles of reasonableness, proportionality and legitimate expectation of concession fees, compliance with which is required by constitutional case law if, in the context of long-term relationships, pejorative modifications are introduced.

Both the national law and the regional implementing legislation violate Community principles and constitutional principles such as property rights, the principle of legal certainty, and the freedom of enterprise. In particular, the rules do not expressly provide for the transfer of the business unit from the outgoing to the successor concession holder, and also establish inadequate criteria for the valorization of the works to be transferred, which threatens to create what is essentially a mechanism for expropriation, in violation of constitutional principles.

Finally, the Council of Ministers had challenged a number of the regional implementing laws before the Constitutional Court, claiming the violation of various constitutional principles. Enel Green Power Italia participated in the aforementioned proceedings (together with a number of trade associations and other sector operators) concerning constitutional legitimacy undertaken by the government against the Province of Trento and the Regions of Lombardy, Piedmont and Basilicata. The Council of Ministers subsequently withdrew the appeals as the complaints of illegitimacy they brought were resolved by subsequent regional laws. The Constitutional Court therefore extinguished the proceedings, with the consequent cancellation of the related interventions by Enel Green Power Italia, despite the fact that the latter concerned different constitutionality issues than those raised by the Council of Ministers.

Antitrust proceeding 12461 EE – Contract renewals

On December 13, 2022, the Competition Authority notified Enel Energia SpA ("Company" or "EE") and six other companies (Hera, A2A, Acea, Eni Plenitude, Engie, Edison) that it had initiated a proceeding for unfair commercial practices, contesting the violation of certain provisions of the Consumer Code and Article 3 of Decree Law 115 of August 9, 2022 (the so-called "second Aid Decree")

of August 10, 2022, ratified with Law 142 of September 21, 2022. Similar proceedings had previously been initiated against four other operators (Iren, Iberdrola, E.ON and Dolomiti).

In particular, the Competition Authority, acting on the basis of reports received and without any preliminary investigation, 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 a 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).

With an order of December 22, 2022, issued as part of the appeal filed by Iren, the Council of State distinguished contractual renewals (of expiring offers) from those covered by *ius variandi* and excluded the applicability of Article 3 of the decree law. This principle was also recognized by the Government, which, with the Milleproroghe Decree of December 29, 2022, established that Article 3 of the second Aid Decree shall not apply to the contractual clauses that allow an electricity and natural gas supply company to update the contractual financial conditions upon expiry of the same, in compliance with the contractual terms of notice and without prejudice to the right of withdrawal of the counterparty. The Milleproroghe Decree also extended the duration of the prohibition to June 30, 2023.

Following the pronouncement of the Council of State and the aforementioned clarifying legislative intervention, the Competition Authority, with a new precautionary measure of December 30, 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, whose hearing, together with all the various appeals lodged by other operators, took place on February 22, 2023 and the publication of the ruling is 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), filed suit against Enelpower and Enel SpA (Enel) in Albania concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana on March 24, 2009, upheld by the Albanian Court of Cassation, ordering Enelpower and Enel to pay tortious damages of about €25 million for 2004 as well as an unspecified amount of tortious damages for subsequent years. Following the ruling, Albania BEG Ambient demanded payment of more than €430 million.

On November 5, 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. The proceeding is still pending.

With a ruling of the Court of Appeal of Rome of March 7, 2022, the further proceedings undertaken by Enel and Enelpower before the Court of Rome were concluded, having sought recognition of BEG's liability for having circumvented the arbitration award rendered in Italy in favor of Enelpower through the aforementioned initiatives undertaken by the subsidiary ABA. With the ruling, the Court of Appeal of Rome upheld the ruling of first instance rendered by the Court of Rome on June 16, 2015, which had denied the petition in the proceeding.

On May 20, 2021, the European Court of Human Rights (ECHR) issued a ruling with which it decided the appeal brought by BEG against the Italian State for violation of Article 6.1 of the European Convention on Human Rights. With this decision, the Court denied BEG's request to reopen the above arbitration proceedings, and also rejected BEG's claim for pecuniary damages amounting to about €1.2 billion due to the absence of a causal link with the disputed conduct, granting it only €15,000.00 in non-pecuniary damages.

Nonetheless, on December 29, 2021, BEG, with an action that the company and its legal counsel deemed unfounded and specious, also decided to sue the Italian State before the Court of Milan, to demand, as a consequence of the ECHR ruling, damages for tortious liability in an amount of about €1.8 billion. In this case, BEG also involved Enel and Enelpower by way of a claim of joint

and several liability. With an order of June 14, 2022, the Court of Milan, in accepting the objection of territorial incompetence raised by the State Attorney, declared its incompetence to hear the dispute in favor of the Court of Rome, the court exclusively competent to hear the causes in which the Italian State is involved, ordering BEG to pay the costs of the proceedings in favor of the defendants. BEG did not resume the judgment before the Court of Rome within the legal term of 14 October 2022 and therefore the proceeding was extinguished.
A short time later, on November 3, 2022, BEG resubmitted the same claims for damages of the terminated proceeding, serving a new writ of summons before the Court of Milan against the same defendants, with the exception of the Italian State, which BEG declared not to wishing to agree to this judgement. The first appearance hearing is set for May 9, 2023. The company is preparing its 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.

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk (ABA) to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

France

In February 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. Enel SpA and Enelpower SpA challenged the suit.
Following the beginning of the case before the *Tribunal de Grande Instance*, between 2012 and 2013 Enel France was served with a number of "*Saisie Conservatoire de Créances*" (orders for the precautionary attachment of receivables) in favor of ABA to conserve any receivables of Enel in respect of Enel France.
On January 29, 2018, the *Tribunal de Grande Instance* issued a ruling in favor of Enel and Enelpower, denying ABA the recognition and enforcement of the Tirana court's ruling in France for lack of the requirements under French law for the purposes of granting exequatur. 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, fully upholding the non-compatibility of the Albanian ruling with the arbitration award of 2002 determined by the TGI, ordering it to reimburse Enel and Enelpower €200,000.00 each for legal costs.
On June 21, 2021, ABA filed an appeal with the *Cour de Cassation* against the ruling of the Paris Court of Appeal. Enel and Enelpower have appeared in court and the hearing for the final discussion of the case is set for March 28, 2023.
Enel initiated a separate proceeding to obtain release of the precautionary attachments granted to ABA and which are no longer valid as a result of the appeal ruling. 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, requesting its suspension as a precautionary measure. The request for precautionary suspension was rejected on November 23, 2022 and the appeal continues in the trial court. At the same time, Enel is taking the necessary actions for credit recovery.

The Netherlands

At the end of July 2014, ABA filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands.
Following an initial ruling of June 29, 2016, in favor of ABA, in a ruling of July 17, 2018, the Amsterdam Court of Appeal upheld the appeal advanced by Enel and Enelpower, ruling that the Albanian judgment cannot be recognized and enforced in the Netherlands, as it was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. Subsequently, the proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by ABA with which it asked the Dutch court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged tortious liability of Enel and Enelpower in the failure to build the power plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a definitive ruling in which it fully quashed the trial court judgment of June 29, 2016, rejecting any claim made by ABA, thereby confirming the denial of recognition and enforcement of the Albanian ruling in the Netherlands. The Court came to this conclusion after affirming its jurisdiction over ABA's subordinate claim and re-analyzing the merits of the case under Albanian law, finding no tortious liability on the part of Enel and Enelpower. As a result of the decision of the Court of Appeal, Enel and Enelpower are therefore not liable to pay any amount to

ABA, which was in fact ordered by the Court of Appeal 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 appeal of the rulings of the Court of Appeal, ordering it to reimburse court costs. The decision of the Court of Appeal has thus become final.

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.

United States and Ireland

In 2014, ABA had initiated two proceedings requesting execution of the Albanian sentence before the courts of the State of New York and Ireland, which both ruled in favor of Enel and Enelpower, respectively, on February 23 and February 26, 2018.
Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

Environmental incentives - Spain

With the Decision of November 27, 2017 on the issue of environmental incentives for thermal power plants (the "Decision"), the European Commission reached the preliminary conclusion that the environmental incentive for coal power plants provided for in Spain's Order ITC/3860/2007 represents State aid pursuant to Article 107, paragraph 1, of the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU), expressing doubts about the compatibility of the incentive with the internal market while recognizing that the incentives are in line with the European Union's environmental policy. On March 2, 2018, the Commission's Directorate-General for Competition has initiated a formal enquiry pursuant to Article 108, paragraph 2, of the TFEU, in order to establish whether the incentive in question constituted state aid compatible with the internal market. The formal enquiry pursuant to Article 108 of the TFUE is still open. On April 13, 2018, Endesa Generación SA, acting as an interested third party, submitted comments contesting this interpretation. Subsequently, on September 8, 2021, the appeal of the decision lodged by Gas Natural (now Naturgy) with the General Court of the European Union was denied. The ruling was appealed by Naturgy and EDP España before the Court of Justice of the European Union (CJEU). Endesa Generación has filed a request to participate in the proceeding and, with an order of June 1, 2022, the CJUE allowed that participation. Endesa Generación then filed its briefs in the proceedings initiated by Naturgy and EDP España on July 8 and 13, 2022, respectively.

Social Bonus - Spain

In relation to the various financing schemes for the Social Bonus adopted by the Spanish Government – in relation to which on December 21, 2021, the *Tribunal Supremo* had declared inapplicable the scheme envisaged in Article 45, paragraph 4 of Spain's Electricity Industry Law no. 24 of December 26, 2013 (LSE) for incompatibility with Article 3.2 of Directive 2009/72/EC of the European Parliament, in line with the decision issued in this regard by the Court of Justice of the European Union (CJEU) on October 14, 2021 – with ruling no. 212/2022 of February 21, 2022 the *Tribunal Supremo* also ruled on the appeals filed by Endesa SA, Endesa Energía SAU and Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU (Endesa) and other companies in the energy sector against the third scheme for financing the Social Bonus, and for co-financing with government authorities of the supply to vulnerable consumers, envisaged under Article 45, paragraph 4 of LSE, Royal Decree Law 7/2016 of December 23 and Royal Decree 897/2017 of October 6.
With the ruling, the *Tribunal Supremo*, partially allowing the appeals, found that (i) the aforesaid regime was inapplicable; (ii) Articles 12 to 17 of Royal Decree 897/2017 of 6 October are inapplicable and void, and (iii) the appellants were entitled to be compensated for the amounts paid to finance the Social Bonus and provide co-financing with government authorities, and to reimbursement of all costs incurred to fulfill the obligations set out in this mechanism, deducting any amounts transferred to customers, where applicable.
In the absence of voluntary compliance by the authorities, on November 10, 2022 the companies filed a petition for enforcement of the ruling, requesting payment of the related amounts; the proceeding is currently pending.

"Endesa I and II" industrial relations dispute - Spain

With effect from January 1, 2019, Endesa notified the workers and their union representatives that the 4th Collective Bargaining Agreement must be considered terminated under the terms of the "framework guarantee contract" and the "agreement on the voluntary suspension or resolution of employment contracts in the period 2013-2018", applying from that date the provisions of general labor law, as well as the applicable legal criteria established in the matter. Yet, the interpretative differences between Endesa and the trade union representatives regarding the effects of the resolution of the 4th Collective Bargaining Agreement with regard, in particular, to the social benefits granted to retired personnel, led to the initiation of a suit by the unions represented in the company. On March 26, 2019, the court of first instance issued a ruling in favor of Endesa, but the unions appealed against this decision before the *Tribunal Supremo*.

On July 7, 2021, the *Tribunal Supremo* issued a definitive ruling denying the appeals lodged by the aforementioned unions against the ruling of the court of first instance, affirming that social benefits (including those relating to electricity prices) originate exclusively in the collective bargaining agreements, both for employees currently in service and those who have retired, as well as for their family members, with the consequence that the termination of such agreements (as happened in the case of the 4th Collective Bargaining Agreement) produces the general contractual regulation of the conditions established therein for employees currently in service and, for those who have retired and their family members, the definitive extinction of all their rights, until new regulations (which came with the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement).

In parallel, numerous individual suits have been filed by staff and former employees who had agreed to participate in termination incentive agreements in order to obtain judicial confirmation that the termination of the 4th Endesa Collective Bargaining Agreement did not affect them. The majority of these proceedings, initially suspended pending the definition of the collective action pending before the *Tribunal Supremo*, were rolled together to incorporate the outcome of the ruling of the latter, that, regarding a "collective dispute", would have the value of res judicata in respect of individual proceedings concerning the same issue.

Meanwhile, on January 21, 2020, the arbitration award was issued on the arbitration submitted before the *Servicio Interconfederal de Mediación y Arbitraje* (SIMA) with a view to resolving the main issues concerning the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement with the company. The award amended certain parts of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement, which was subsequently signed by the social partners and entered force on January 23, 2020. On the same date, Endesa also signed two further collective bargaining agreements (a "framework guarantee contract" and an "agreement on voluntary measures to suspend or terminate employment contracts") with all the unions present in the company. On June 17, 2020, the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement was published in the Spanish Official Journal (*Boletín Oficial del Estado*), taking full effect.

On December 30, 2020, the *Audiencia Nacional* notified Endesa a new petition for a "collective dispute" initiated by three trade unions with minority representation filed on December 1, 2020, concerning the cancellation of some "derogatory provisions" of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement. The plaintiffs claim that the contested "derogatory provisions" would imply the illegitimate abolition of social benefits and economic rights of workers. Endesa considers these provisions to be fully legitimate, in line with the arguments made during proceeding concerning the reduction of social benefits for retired personnel. With a ruling of November 15, 2021, the petitions of the plaintiff unions were rejected, with verification of the legitimacy of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement. The ruling was appealed by the trade unions before the *Tribunal Supremo* and the proceeding is currently under way.

GNL Endesa Generación SA arbitration proceeding - Spain

In the course of an arbitration proceeding to review the price of a long-term supply contract for liquefied natural gas (LNG) initiated by Endesa Generación SA, the defendant, an LNG production company, filed a counterclaim demanding payment of some $1 billion. The amount of the claim could be revised by the plaintiff depending on market developments in months up to the completion of arbitration proceeding, which is scheduled for the 2nd Quarter of 2023. The company believes that this counterclaim is unfounded and late and external legal counsel believes it is highly unlikely to be upheld.

Furnas-Tractebel litigation - Brazil

In 1998 the Brazilian company CIEN (now Enel CIEN) signed an agreement with Tractebel 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, which submitted its defense. Enel CIEN cited force majeure as a result of the Argentine crisis as the main argument in its defense. Out of court, Tractebel has 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 time limit for appealing that ruling is currently pending. The amount involved in the dispute is estimated at about R$658 million (about €117 million), plus damages to be quantified.

For analogous reasons, in May 2010 Furnas had also filed suit against Enel CIEN for failure to deliver electricity, requesting payment of about R$571.6 million (about €91 million), in addition to unspecified damages, seeking to acquire ownership (in this case 70%) of the interconnection line. The proceeding was decided in Enel CIEN's favor with a ruling of the *Tribunal de Justiça* with a definitive ruling of October 18, 2019, which denied all of the claims of Furnas.

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 de Janeiro) 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 de Janeiro. 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, filed in 1999 and regarding the years from 1995 to 1999, was adjudicated with a ruling of the court of first instance against Enel Distribuição Rio de Janeiro. Enel Distribuição Rio de Janeiro appealed the ruling and the appeal was upheld by the *Tribunal de Justiça*, which denied all of Cibran's claims. The ruling 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 de Janeiro to pay R$96,465,103 (about €23 million) plus interest in pecuniary damages and R$80,000 (about €19,000) in non-pecuniary damages. On July 8, 2015, Enel Distribuição Rio de Janeiro appealed the decision with the *Tribunal de Justiça* of Rio de Janeiro, which on November 6, 2019 issued a ruling on merits granting Ampla's petition and denying all of Cibran's claims. On November 25, 2019, Cibran filed an appeal against the ruling of the *Tribunal de Justiça* of Rio de Janeiro, which was preliminarily denied for formal reasons on September 10, 2020. On January 29, 2021, Cibran appealed (*agravo de instrumento*) the decisions before the *Superior Tribunal de Justiça* (STJ), which was denied on June 8, 2021. On June 22, 2021, Cibran filed an appeal (*agravo interno*) with the STJ, which was denied on March 24, 2022. On April 19, 2022, Cibran filed another appeal (*recurso extraordinario*), which was denied with ruling of May 13, 2022, against which Cibran has appealed and the proceeding is pending.

A ruling from the court of first instance is still pending for the remaining four suits for the years 2001 and 2002. The value of all the disputes is estimated at about R$681 million (about €121 million).

Coperva litigation - Brazil

As part of the project to expand the grid in rural areas of Brazil, in 1982 Companhia Energética do Ceará SA (Coelce, today Enel Distribuição Ceará), then owned by the Brazilian government and now an Enel Group company, had entered into contracts for the use of the grids of a number of cooperatives established specifically to pursue the expansion project. The contracts provided for the payment of a monthly fee by Enel Distribuição Ceará, which was also required to maintain the networks.

Those contracts, between cooperatives established in special circumstances and the then public-sector company, do not specifically identify the grids governed by the agreements, which prompted a number of the cooperatives to sue Enel Distribuição Ceará asking for, among other things, a revision of the fees agreed in the contracts.

These proceedings include the suit filed by Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (Coperva) with a value of about R$427 million (about €75 million). Enel Distribuição Ceará was granted rulings in its favor from the trial court and the court of appeal, but Coperva filed a further appeal (*embargo de declaração*) based on procedural issues, which was also denied by the appeal court in a ruling of January 11, 2016. On February 3, 2016, Coperva lodged an extraordinary appeal before the *Tribunal Superior de Justiça* (TSJ) against the appeal court ruling on the merits, which was granted on November 5, 2018 for the ruling issued in the previous appeal (*embargo de declaração*). On December 3, 2018, Enel Distribuição Ceará filed an appeal (*agravo interno*) against this ruling of the TSJ. The proceedings are currently pending.

ANEEL litigation - Brazil

In 2014, Eletropaulo (today Enel Distribuição São Paulo) initiated an action before the Brazilian federal courts seeking to void the administrative measure of the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL, the national electricity agency), which in 2012 retroactively introduced a negative coefficient to be applied in determining rates for the following regulatory period (2011-2015). With this provision, ANEEL ordered the restitution of the value of some components of the network previously included in rates because they were considered non-existent and denied Enel Distribuição São Paulo's request to include additional components in rates. The administrative measure of ANEEL was challenged and on September 9, 2014 it was suspended on a precautionary basis. The first-instance proceeding is still in its preliminary stages and the value of the suit is about R$1.3 billion (about €241 million).

Endicon – Brazil

On October 17, 2021 Endicon (former Enel service provider in Brazil) filed a lawsuit against Enel Distribuição Rio de Janeiro and Enel Distribuição Ceará in which it seeks total damages of approximately R$435 million (about €77 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 between the parties, 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. On May 10, 2022, in upholding the appeals filed by the two Group companies, the precautionary measure that had been previously notified to the companies and immediately suspended was definitively revoked. It had required them to (i) publicly announce the material facts of the dispute and (ii) record a contingency in the financial statements of the companies in relation to the dispute. In the meantime, on December 2, 2021, Enel Distribuição Rio de Janeiro and Enel Distribuição Ceará presented their defenses in the proceedings on the merits, which continue in the first instance.

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$295 million (about €52 million). The proceeding is currently pending before the court of first instance.

Extraordinary 2022 rate revision (Ceará) – Brazil

On April 19, 2022, the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) issued resolution no. 3.026/2022 with which it authorized an average 24.85% rate increase for 2022 for the electricity distribution services performed by Enel Distribuição Ceará. Both private individuals and public institutions have challenged this resolution before the Federal Regional Court of the district of Ceará, for a total of six proceedings requesting, on precautionary basis, the cancellation of the effects of the resolution and, on a permanent basis, the voidance of the resolution itself, arguing that the rate increase is illegitimate. In all proceedings, Enel Distribuição Ceará has contested the petitioners' claims, arguing the legitimacy of the rate adjustment. On June 21, 2022, the Federal Regional Court rejected the precautionary request and joindered the six proceedings in a single proceeding in consideration of fact that the relief sought and the cause of action are the same. On September 23, 2022, Enel Distribuição Ceará also submitted that, as a result of certain legislative measures, the rate had been reduced following an extraordinary rate review and a reduction in taxes. The trial proceeding continues. The estimated value of the proceeding has not been determined.

GasAtacama Chile – 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 the information provided to the CDEC- SING (*Centro de Despacho Económico de Carga*) in relation to the variables of the Technical Minimum and the Minimum Operation Time at the Atacama power station. Upon completion of the proceeding, the amount of the fine was reduced from approximately $6 million to about $432,000 and the amount was paid by the company.

In relation to the issue mentioned above, a number of operators of the *Sistema Interconectado del Norte Grande* (SING), including Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA and Engie Energía Chile SA, sued GasAtacama Chile seeking damages of about €58 million (the former two) and about €150 million (the other operators). The aforementioned disputes have been partially combined into a

single proceeding and are currently pending (after the resumption of the proceeding following the lifting of the national emergency in response to the COVID-19 pandemic, the court served the provision that determines the substantial facts and issues of the trial, the preliminary investigation phase is completed and the proceeding continues its course).

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 (now Enel Colombia) of a 400 MW hydroelectric plant in the region of Huila (Colombia). More specifically, the first collective action, currently in the preliminary stage, was brought by around 1,140 residents of the municipality of Garzón, who claim that the construction of the plant would reduce their business revenue by 30%. A second action was brought, between August 2011 and December 2012, by residents and businesses/associations of five municipalities of Huila claiming damages related to the closing of a bridge (Paso El Colegio). With regard to *acciones populares*, or class action lawsuits, in 2008 a suit was filed by a number of residents of the area demanding, among other things, that the environmental permit be suspended. As part of this action, on September 11, 2020, the Huila Court issued a partially unfavorable ruling against Emgesa, sentencing it to fulfill the obligations already provided for in the environmental license. Both the *Autoridad Nacional de Licencias Ambientales* (ANLA) and Emgesa challenged this decision before the Council of State. On September 20, 2022, ANLA's appeal was denied because it had been filed late. The proceeding continues in relation to Emgesa's appeal.

Another *acción popular* was brought by a number of fish farming companies over the alleged impact that filling the Quimbo basin would have on fishing in the Betania basin downstream from 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 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. After the parties had filed briefs, on January 12, 2021, it was learned that the ruling of first instance of the Court of Huila had been issued (it was subsequently notified to the company on February 1, 2021). The ruling, while acknowledging that the oxygenation system implemented by Emgesa had mitigated the risks associated with the protection of fauna in the Bethany basin, imposed a series of obligations on the environmental authorities involved, as well as on Emgesa itself. In particular, the latter is required to implement a decontamination project to ensure that the water in the basin does not generate risks for the flora and fauna of the river, which will be subject to verification by ANLA, and to make permanent the operation of the oxygenation system, adapting it to comply with the parameters established by ANLA. On March 4, 2021, Emgesa challenged the appeal ruling before the Council of State.

On December 31, 2021, the Council of State ruled that Emgesa's appeal was admissible. The proceeding is continuing at the appeal level.

Nivel de Tensión Uno proceedings - Colombia

This dispute involves an "*acción de grupo*" brought by Centro Médico de la Sabana hospital and other parties against Codensa (now Enel Colombia) seeking restitution of allegedly excess rates. The action is based upon the alleged failure of Codensa to apply a subsidized rate that they claim the users should have paid as *Tensión Uno* category users (voltage of less than 1 kV) and owners of infrastructure, as established in Resolution no. 82/2002, as amended by Resolution no. 97/2008. The preliminary stage has been completed and a ruling is pending. The estimated value of the proceeding is about 337 billion Colombian pesos (about €96 million).

Chucas arbitration - Costa Rica

PH Chucas SA (Chucas) is a special purpose entity established by Enel Green Power Costa Rica SA after it won a tender organized in 2007 by the Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) for the construction of a 50 MW hydroelectric plant and the sale of the power generated by the plant to ICE under a build, operate and transfer contract (BOT).

On May 27, 2015, Chucas initiated an arbitration proceeding before the *Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio* (AMCHAM CICA) seeking reimbursement of the additional costs incurred to build the plant and as a result of the delays in

completing the project as well as voidance of the fine levied by ICE for alleged delays in finalizing the works. In a decision issued in November 2017, the arbitration board ruled in Chucas' favor, granting recognition of the additional costs incurred in the amount of about $113 million (about €91 million) and legal costs and found that Chucas was not liable to pay the finds to ICE. ICE appealed the arbitration ruling before the Supreme Court and on September 5, 2019 Chucas was notified of the ruling partially upholding ICE's appeal to void the arbitration ruling for a number of formal procedural reasons. On September 11, 2019, Chucas filed a "*recurso de aclaración y adición*" with the same court and it was partially upheld on June 8, 2020. The Court's decision expanded on the ruling of September 5, 2019 with information concerning the admission of evidence deposited by Chucas without, however, modifying the decision concerning the voidance of the arbitration award.
On July 14, 2020, Chucas filed a new request for arbitration with the AMCHAM CICA for a preliminary estimated amount of about $240 million. On August 14, 2020, ICE filed its response, requesting the dismissal of the proceeding for lack of jurisdiction on the part of the arbitration tribunal. The request for dismissal was denied by AMCHAM CICA. In parallel, ICE filed precautionary appeals to the *Tribunal Contencioso Administrativo* against Chucas and the AMCHAM CICA seeking to suspend the arbitration proceedings. While these appeals were preliminarily upheld, they were subsequently denied. In May 2021, Chucas filed its arbitration request complete with preliminary demands, quantifying the value of its claim at about $362 million (about €305 million). In June 2021, ICE filed its defense, continuing to assert a lack of jurisdiction. ICE has not made a counterclaim. On August 4, 2021, the arbitration tribunal rejected ICE's claim of lack of jurisdiction. The matter has subsequently been submitted for consideration to the first section of the Supreme Court and the arbitration proceedings was suspended.
On May 12, 2022, with a measure that was notified to the company on July 28, 2022, the first section of the Supreme Court ruled that the arbitration tribunal was incompetent to hear the dispute. On August 8, 2022, Chucas filed an extraordinary appeal against this ruling, the overall resolution of which is expected for mid-2023. The arbitration proceeding is suspended.

Kino arbitration - Mexico

On September 16, 2020, Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) and Enel SpA (Enel) were notified of a request for arbitration filed by Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv and Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (together, "Project Companies") in which the Project Companies alleged the violation (i) by Kino Contractor of certain provisions of the EPC Contract and (ii) by Kino Facilities of certain provisions of the Asset Management Agreement, both contracts concerning solar projects owned by the three companies filing for arbitration.
Enel, which is the guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor and Kino Facilities under the above contracts, has also been called into the arbitration proceeding, but no specific claims have been filed against it.
The Project Companies, in which Enel Green Power SpA is a non-controlling shareholder, are controlled by CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (which is controlled by Caisse de Dépôt et Placement du Québec) and CKD Infraestructura México SA de Cv. After the request for arbitration and the related response from the defendants, the parties exchanged further introductory briefs, in which the financial claim of the counterparties was updated to about $135 million, while Kino Facilities has not continued its counter-claim. The hearing was held in October 2022 and the final phase is currently pending. The issuance of the arbitration award is expected by mid-2023.

Allianz – North America

On May 18, 2022, High Lonesome Wind Project LLC was sued in New York Superior Court by Allianz Risk Transfer Ltd for about $203 million concerning an alleged liability accrued by the company, as of February 2020, in connection with a Proxy Revenue Swap. The claim is being contested in its entirety. The proceedings are currently pending before the Southern District Court in New York.

Gastalsa – Peru

In 2011, Empresa de Gas de Talara SA (Gastalsa) filed a claim before the Civil Court of Talara requesting to revoke the measure that canceled the concession of natural gas granted to it in the Parinas district, the Province of Talara and the Department of Piura, and the consequent transfer of the gas pipeline owned by Enel Generación Piura SA (EGPIURA) to Gastalsa itself.
On January 6, 2022, the court partially upheld the Gastalsa claim. In February 2022, EGPIURA learned of a precautionary measure issued by the Civil Court of Talara of the Superior Court of Justice of Sullana (*Juzgado Civil de Talara de la Corte Superior de Justicia de Sullana*) in favor of Gastalsa which orders the *Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas*, the *Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería* (Osinergmin) and the Ministry of Energy to (i) restore the natural gas

concession of the Parinas district, the Province of Talara and the Department of Piura in favor of Gastalsa; and (ii) proceed with the upgrade and transfer of the pipeline to Gastalsa. The above means that the economic value of the gas pipeline, currently owned by EGPIURA (which supplies natural gas to the Malacas thermal power station) is to be estimated for transfer to Gastalsa.
On August 2, 2022, the *Sala Civil de la Corte Superior de Justicia de Sullana* ruled against Gastalsa in the second-level appeal, referring the case to the court of first instance for a new decision. As a result of that decision, on September 9, 2022, the precautionary measure issued earlier was revoked.
In the meantime, in July 2022, the Constitutional Court had granted the petition of the system operator, an interested third party, acknowledging that the original petition of Gastalsa had been filed after the time limit. On January 24, 2023 the Constitutional Court also denied the appeal of that measure.

Gabčikovo litigation - Slovakia

Slovenské elektrárne (SE) is involved in a number of cases before the national courts concerning the 720 MW Gabčíkovo hydroelectric plant, which is administered by Vodohospodárska Výsatavba Štátny Podnik (VV) and whose operation and maintenance, as part of the privatization of SE in 2006, had been entrusted to SE for a period of 30 years under an operating agreement (the VEG Operating Agreement).
Immediately after the closing of the privatization, the Public Procurement Office (PPO) filed suit with the Court of Bratislava seeking to void the VEG Operating Agreement on the basis of alleged violations of the regulations governing public tenders, qualifying the contract as a service contract and as such governed by those regulations. In November 2011 the trial court ruled in favor of SE, whereupon the PPO appealed the decision.
In parallel with the PPO action, VV also filed a number of suits, asking in particular for the voidance of the VEG Operating Agreement. On December 12, 2014, VV withdrew unilaterally from the VEG Operating Agreement, notifying its termination on March 9, 2015, for breach of contract. On March 9, 2015, the decision of the appeals court overturned the ruling of the trial court and voided the contract as part of the action pursued by the PPO. SE lodged an extraordinary appeal against that decision before the Supreme Court. At a hearing of June 29, 2016, the Supreme Court denied the appeal and SE then appealed the ruling to the Constitutional Court, which denied the appeal on January 18, 2017.
In addition, SE lodged a request for arbitration with the Vienna International Arbitral Centre (VIAC) under the VEG Indemnity Agreement. Under that accord, which had been signed as part of the privatization between the National Property Fund (now MH Manazment - MHM) of the Slovak Republic and SE, the latter was entitled to an indemnity in the event of the early termination of the VEG Operating Agreement for reasons not attributable to SE. On June 30, 2017, the arbitration court issued its ruling denying the request of SE.
In parallel with this arbitration proceeding launched by SE, both VV and MHM filed two suits in the Slovakian courts to void the VEG Indemnity Agreement owing to the alleged connection of the latter with the VEG Operating Agreement. These proceedings were joindered and, on September 27, 2017, the Court of Bratislava denied the request of the plaintiffs for procedural reasons. Both VV and MHM appealed that decision, and both the appeals were denied upholding the trial court decision in favor of SE. VV filed an extraordinary appeal (*dovolanie*) against that decision on March 9, 2020, with the Supreme Court, to which SE replied with a brief submitted on June 8, 2020. SE also filed an appeal before the Slovak Constitutional Court, which was denied on July 29, 2021. On March 24, 2021, the Supreme Court overturned the decision of the Bratislava Court of Appeal, referring the judgment to the latter court, and the proceeding is currently pending.
At the local level, VV has also filed other suits against SE for alleged unjustified enrichment (estimated at about €360 million plus interest) for the period from 2006 to 2015. SE filed counter-claims for all of the proceedings under way. Developments in those proceedings can be summarized as follows:

- for 2006-2008, at the hearing of June 26, 2019, the Court of Bratislava rejected VV's main claim and, consequently, SE's counterclaim. The ruling in first instance was appealed by both parties before the Court of Appeal of Bratislava. As for the appeal proceedings (a) the proceedings relating to 2006 were completed with the decision of December 6, 2022, notified to SE on February 18, 2023, which upheld the ruling in first instance. SE is assessing which course of action to pursue; (b) the proceedings relating to the years 2007 and 2008 are still pending;
- the proceedings relating to the years 2011, 2014 and 2015 are all pending before the court of first instance and briefs have been exchanged between the parties. For proceedings relating to the years 2011 and 2014 hearings before the court of first

instance were postponed to specified dates before being postponed to dates to be determined owing the pandemic. For the proceeding relating to 2015 the hearing before the court of first instance is scheduled for March 7, 2023;

- the proceedings relating to the years 2009, 2010 and 2013 were completed in the court of first instance with ruling issued by the Court of Bratislava on, respectively, November 24, 15 and 22, 2022, rejecting both VV's claim and SE's counterclaim. Between December 2022 and January 2023 both SE and VV filed appeals against the rulings relating to the years 2010 and 2013, and on January 19, 2023 SE also filed an appeal against the ruling relating to the year 2009;
- as regards the proceeding relating to the year 2012, on February 2, 2023 SE was notified of the appeal ruling upholding the ruling of first instance denying of both VV's claim and SE's counterclaim. SE is considering which course of action to pursue.

Finally, in another proceeding VV asked for SE to return the fee for the transfer from SE to VV of the technology assets of the Gabčíkovo plant as part of the privatization, with a value of about €43 million plus interest. After issuing a preliminary decision on the case in which it noted the lack of standing of VV, on December 18, 2020, the Court of Bratislava issued a decision in favor of SE, rejecting VV's claims. On January 4, 2021, VV filed an appeal against that decision, and the proceeding is pending.

Tax litigation in Brazil

Withholding Tax – Ampla

In 1998, Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) financed the acquisition of Coelce with the issue of bonds in the amount of $350 million ("Fixed Rate Notes" - FRN) subscribed by its Panamanian subsidiary, which had been established to raise funds abroad. Under the special rules then in force, subject to maintaining the bond until 2008, the interest paid by Ampla to its subsidiary was not subject to withholding tax in Brazil.

However, the financial crisis of 1998 forced the Panamanian company to refinance itself with its Brazilian parent, which for that purpose obtained loans from local banks. The tax authorities considered this financing to be the equivalent of the early extinguishment of the bond, with the consequent loss of entitlement to the exemption from withholding tax.

In December 2005, Ampla Energia e Serviços carried out a spin-off that involved the transfer of the residual FRN debt and the associated rights and obligations to Ampla Investimentos e Serviços SA.

On November 6, 2012, the *Câmara Superior de Recursos Fiscais* (the highest level of administrative courts) issued a ruling against Ampla, for which the company promptly asked that body for clarifications. On October 15, 2013, Ampla was notified of the denial of the request for clarification (*embargo de declaração*), thereby upholding the previous adverse decision. The company provided security for the debt and on June 27, 2014 continued litigation before the ordinary courts (*Tribunal de Justiça*).

In December 2017, the court appointed an expert to examine the issue in greater detail in support of the future ruling. In September 2018, the expert submitted a report, requesting additional documentation.

In December 2018, the company provided the additional documentation and is awaiting the court's assessment of the arguments and documents presented.

The amount involved in the dispute at December 31, 2022 was about €246 million.

PIS/COFINS/ICMS - Enel Distribuição São Paulo

In March 2017, the *Supremo Tribunal Federal* of Brazil (STF) ruled on the calculation of the PIS and COFINS taxes, confirming the argument that the ICMS - *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (tax on the circular 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.
The estimated amount involved in the proceeding at December 31, 2022 was about €206 million

IRPJ/CSLL – Eletropaulo

On October 5, 2021, Eletropaulo received an assessment notice from the Brazilian tax authorities contesting the deductibility for income tax purposes (*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas* - IRPJ and *Contribuiçao 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.
Considering its position sound, the company presented its defense at the first level of administrative adjudication.
The amount involved in the dispute at December 31, 2022 was about €137 million.

PIS – Eletropaulo

In July 2000, Eletropaulo filed suit seeking a tax credit for PIS (*Programa Integração Social*) paid in application of regulations (Decree Laws 2.445/1988 and 2.449/1988) that were subsequently declared unconstitutional by the *Supremo Tribunal Federal* (STF). In May 2012, the *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) issued a final ruling in favor of the company that recognized the right to the credit.
In 2002, before the issue of that favorable final ruling, the company had offset its credit against other federal taxes. This behavior was contested by the federal tax authorities but the company, claiming it had acted correctly, challenged in court the assessments issued by the federal tax authorities. Following defeat at the initial level of adjudication, the company appealed.
The amount involved in the dispute at December 31, 2022 was about €123 million,

ICMS - Ampla, Coelce and Eletropaulo

The States of Rio de Janeiro, Ceará and São Paulo issued a number of tax assessments against Ampla Energia e Serviços SA (for the years 1996-1999 and 2007-2017), Companhia Energética do Ceará (2003, 2004, 2006-2012, 2015 and 2016) and Eletropaulo (2008-2021), challenging the deduction of ICMS - *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (tax on the circular of goods and services) in relation to the purchase of certain non-current assets. The companies challenged the assessments, arguing that they correctly deducted the tax and asserting that the assets, the purchase of which generated the ICMS, are intended for use in their electricity distribution activities.
The companies are continuing to defend their actions at the various levels of adjudication.
The amount involved in the disputes totaled approximately €95 million at December 31, 2022.

Withholding Tax - Endesa Brasil

On November 4, 2014, the Brazilian tax authorities issued an assessment against Endesa Brasil SA (now Enel Brasil SA) alleging the failure to apply withholding tax to payments of allegedly higher dividends to non-resident recipients.
More specifically, in 2009, Endesa Brasil, as a result of the first-time application of the IFRS, had derecognized goodwill, recognizing the effects in equity, on the basis of the correct application of the accounting standards it had adopted. The Brazilian tax authorities, however, asserted – during an audit – that the accounting treatment was incorrect and that the effects of the derecognition should have been recognized through profit or loss. As a result, the corresponding amount (about €202 million) was reclassified as a payment of income to non-residents and, therefore, subject to withholding tax of 15%.
It should be noted that the accounting treatment adopted by the company was agreed with the external auditor and also confirmed by a specific legal opinion issued by a local firm.
Following unfavorable rulings from the administrative courts, the company is continuing to defend its actions in court and the appropriateness of the accounting treatment.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2022 was about €69 million.

ICMS – Coelce

The State of Ceará has filed various tax assessments against Companhia Energética do Ceará SA (Coelce) over the years (for tax periods from 2005 to 2014), contesting the determination of the deductible portion of the ICMS - *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (tax on the circular of goods and services) and in particular the method of calculation of the pro-rata deduction with reference to the revenue deriving from the application of a special rate envisaged by the Brazilian government for the sale of electricity to low-income households (*Baixa Renda*).
The company has appealed the individual assessments, arguing that the tax deduction was calculated correctly. The company is defending its actions in the various levels of jurisdiction.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2022 was about €55 million.

PIS – Eletropaulo

In December 1995, the Brazilian government increased the rate of the federal PIS (*Programa Integração Social*) tax from 0.50% to 0.65% with the issue of a provisional measure (Executive Provisional Order).
Subsequently, the provisional measure was re-issued five times before its definitive ratification into law in 1998. Under Brazilian legislation, an increase in the tax rate (or the establishment of a new tax) can only be ordered by law and take effect 90 days after its publication.
Eletropaulo therefore filed suit arguing that an increase in the tax rate would only have been effective 90 days after the last Provisional Order, claiming that the effects of the first four provisional measures should be considered void (since they were never ratified into law). This dispute ended in April 2008 with recognition of the validity of the increase in the PIS rate starting from the first provisional measure.
In May 2008, the Brazilian tax authorities filed a suit against Eletropaulo to request payment of taxes corresponding to the rate increase from March 1996 to December 1998. Eletropaulo has fought the request at the various levels of adjudication, arguing that the time limit for the issue of the notice of assessment had lapsed. In particular, since more than five years have passed since the taxable event (December 1995, the date of the first provisional measure) without issuing any formal instrument, the right of the tax authorities to request the payment of additional taxes and the authority to undertake legal action to obtain payment have been challenged.
In 2017, following the unfavorable decisions issued in previous rulings, Eletropaulo filed an appeal in defense of its rights and its actions with the *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) and the *Supremo Tribunal Federal* (STF). The proceedings are still pending while the amounts subject to dispute have been covered by a bank guarantee.
With regard to the request of the Office of the Attorney General of the Brazilian National Treasury Department to replace the bank guarantee with a deposit in court, the court of second instance granted the petition. The company therefore replaced the bank guarantee with a cash deposit and filed a clarification motion against the related decision, which is currently awaiting a decision.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2022 was about €45 million.

FINSOCIAL – Eletropaulo

Following a final ruling issued by the Federal Regional Court on September 11, 2011, Eletropaulo was recognized the right to compensation for certain FINSOCIAL credits (social contributions) relating to sums paid from September 1989 to March 1992.
Despite the expiration of the relative statute of limitations, the Federal Tax Authority contested the determination of some credits and rejected the corresponding offsetting, issuing tax assessments that the company promptly challenged in the administrative courts, defending the legitimacy of its calculations and actions.
After an unfavorable ruling at first instance, the company filed an appeal before the administrative court of second instance.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2022 was about €43 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 €133 million at December 31, 2022:

- 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);
- Endesa and its subsidiaries are mainly defending the appropriateness of the criteria adopted for the deductibility of certain financial expense (about €24 million) and costs for decommissioning nuclear power plants (about €6 million).

In 2021, the Spanish tax authorities concluded a new general audit for the years from 2015 to 2018. The companies involved challenged the related assessments at the first level of administrative adjudication (TEAC), arguing that they had acted correctly.
In relation to the main dispute regarding corporate income tax, which concerned the deductibility of certain financial charges, the dispute for which an adverse outcome is considered possible has a value of about €222 million at December 31, 2022 (Enel Iberia €210 million and Endesa SA €12 million).

Income tax - Enel Green Power España SL

On June 7, 2017, the Spanish tax authorities issued a notice of assessment to Enel Green Power España SL, contesting the treatment of the merger of Enel Unión Fenosa Renovables SA ("EUFER") into Enel Green Power España SL in 2011 as a tax neutral transaction, asserting that the transaction had no valid economic reason.
On July 6, 2017, the company appealed the assessment at the first administrative level (*Tribunal Económico-Administrativo Central* - TEAC), defending the appropriateness of the tax treatment applied to the merger. The company has provided the supporting documentation demonstrating the synergies achieved as a result of the merger in order to prove the existence of a valid economic reason for the transaction. On December 10, 2019, the TEAC denied the appeal and the company is continuing to defend its actions in court (*Audiencia Nacional*).
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2022 was about €100 million,

Tax litigation in Italy

Withholding Tax – Enel Servizio Elettrico Nazionale

As a result of a tax audit initiated in March 2018 and following a subsequent investigation conducted with questionnaires submitted to the banks involved as assignees in certain transfers of receivables from Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN) in respect of mass market customers under a framework agreement, on December 19, 2018, the Revenue Agency - Regional Directorate of Lazio - Large Taxpayers Office, notified the company of an assessment in respect of the alleged violation of withholding tax obligations relating to the amounts paid to the banks as part of the aforementioned transfers in 2013.
In particular, the dispute arises from an assessment by the Office that: (i) reclassified, for tax purposes only, the assignment of receivables as a financing transaction; (ii) asserted an alleged withholding obligation for the company commensurate with the cost of the transaction (as the difference between the nominal value of the assigned receivables and the transfer price), reconstructing the subsequent transactions involving the assigned receivables (further sales and/or securitizations with non-residents carried out by the banks), in which the company had no role.
In the first stages of the proceeding, which arose following SEN's appeal of the assessment, the company's objections concerning the illegitimacy of the Office's reclassification of the transaction for tax purposes and, consequently, of the payment flows were not upheld, despite significant procedural violations in the assessment activity.
In 2022, the conditions for a settlement arose, which the company decided to accept for the sole purpose of avoiding the continuation of the pending dispute concerning a matter characterized by interpretative uncertainty. This solution provides for an overall revision of the tax claim and the withdrawal of claims for subsequent years.
The settlement involved the payment during the year by the company of about €45 million and the action was deprived of purpose.

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, 2022.

- "*Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current*", issued in January 2020. The amendments regard the provisions of IAS 1 concerning the presentation of liabilities. More specifically, the changes clarify:
  - the criteria to adopt in classifying a liability as current or non-current, specifying the meaning of right of an entity to defer settlement and that that right must exist at the end of the reporting period;
  - that the classification is unaffected by the intentions or expectations of management about when the entity will exercise its right to defer settlement of a liability;
  - that the right to defer exists if and only if the entity satisfies the terms of the loan at the end of the reporting period, even if the creditor does not verify compliance until later; and
  - that settlement regards the transfer to the counterparty of cash, equity instruments, other assets or services.

  The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2024.[17]
- *"Amendments to IAS 1 - Non-current Liabilities with Covenants"*, issued in October 2022. IAS 1 requires classification of liabilities as non-current only where an entity has a right to defer settlement in the 12 months following the reporting date. The amendments of the standard improve disclosure when the right to defer settlement of a liability for at least 12 months is subject to compliance with covenants and specify that the classification of the liability as current or non-current at the reporting date is not affected by covenants that must be complied with subsequent to the reporting date.
  The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2024.
- "*Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 - Disclosure of Accounting Policies*", issued in February 2021. The amendments are intended to support entities in deciding which accounting policies to disclose in the financial statements. The amendments to IAS 1 require companies to disclose their material accounting policy information rather than their significant accounting policies. A guide on how to apply the concept of materiality to disclosures on accounting policies is provided in the amendments to IFRS Practice Statement 2. The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2023.
- *"Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates"*, issued in February 2021. The amendments clarify how companies should distinguish changes in accounting policies from changes in accounting estimates. The definition of changes in accounting estimates has been replaced with a definition of accounting estimates as "monetary amounts in financial statements that are subject to measurement uncertainty". The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2023.
- *"Amendments to IAS 12 - Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction"*, issued in May 2021. The amendments require entities to recognize deferred tax on transactions that at initial recognition give rise to equal taxable and deductible temporary differences. The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2023.
- *"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.
- *"IFRS 17 – Insurance Contracts"*, issued in May 2017. The standard introduces different models for calculating the costs of insurance and reinsurance. The standard will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2023. The Group has recalculated the impact of the first-time application of IFRS 17 at January 1, 2022 and the total impact at December 31, 2022 is estimated as a positive change of up to €30 million, mainly due to the discounting of reserves.

[17] In July 2020, an amendment was issued to postpone the date of entry into force from January 1, 2023 to January 1, 2024.

- *"Amendments to IFRS 16 - Lease Liability in a Sale and Leaseback"*, issued in September 2022. The amendments require the seller-lessee to measure the right-of-use asset arising from a sale and leaseback transaction in proportion to the previous carrying amount of the asset involved in the arrangement and in line with the retained right-of-use. Consequently, the seller-lessee will be allowed to recognize only the amount of any capital gain or loss relating to the rights transferred to the buyer-lessor.

  The amendments do not prescribe specific measurement requirements for liabilities deriving from a leaseback. However, they include examples that illustrate the initial and subsequent measurement of the liability by including variable payments that do not depend on an index or a rate. This representation is a departure from the general accounting model required by IFRS 16, in which variable payments that do not depend on an index or a rate are recognized through profit or loss in the period in which the event or condition that determines these payments occurs. In this regard, the seller-lessee will have to develop and apply an accounting policy to determine the lease payments such that any amount of retained right-of-use gain or loss is not recognized.

  The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning January 1, 2024. In conformity with "IAS 8 - Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors", retrospective application is permitted for sale and leaseback transactions entered into after the date of initial application of IFRS 16.

The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

59. Events after the reporting period

Enel places new perpetual hybrid bonds for €1.75 billion to refinance some of its outstanding hybrid bonds

On January 9, 2023, Enel SpA launched the issuance of non-convertible, subordinated, perpetual, hybrid bonds for institutional investors on the European market, denominated in euros for an aggregate principal amount of €1.75 billion (the "New Securities"). At the same time, Enel also announced, through a separate notice, the launch of voluntary tender offers to repurchase for cash and subsequently cancel, for a total aggregate principal amount equal to the principal amount raised from the New Securities, any-and-all of the €750 million equity-accounted perpetual hybrid bond with first call date in August 2023, as well as part of the outstanding $1,250 million hybrid bond due September 2073 with call date in September 2023, subject to satisfaction of a number of conditions.

Enel announces the results of the tender offer on the perpetual hybrid bond denominated in euros

With the conclusion of the voluntary tender offer launched on January 9, 2023 and expired on January 16, 2023, on January 18, 2023 Enel announced that it will repurchase for cash its outstanding perpetual hybrid bond denominated in euros for an aggregate nominal amount of €699,970,000.00. Taking into account the principal amount raised through the issue of new securities and the principal amount of securities purchased in connection with the tender offer for the euro-denominated bond, the capped maximum acceptance amount ("Capped Maximum Amount") for the concurrent tender offer for its $1,250 million hybrid bond due September 2073 with call date in September 2023 has been removed.

Enel announces the results of the tender offer on the perpetual hybrid bond denominated in euros

As a consequence of the removal of the capped maximum acceptance amount ("Capped Maximum Amount") on the dollar-denominated bond – as announced on January 18, 2023 – Enel has accepted for purchase all of the offers validly tendered on the dollar-denominated bond by the Early Tender Deadline for a total nominal amount of $411,060,000.

Enel launches a €1.5 billion sustainability-linked bond

On February 14, 2023, Enel Finance International NV launched a dual-tranche sustainability-linked bond for institutional investors for a total of €1.5 billion. The new issue envisages for the first time the use by Enel of multiple Key Performance Indicators (KPIs) per tranche. One tranche of the bond combines a KPI linked to the EU taxonomy with a KPI linked to the United Nations Sustainable Development Goals (SDGs). The other tranche of the bond is linked to two KPIs related to the Group's full decarbonization path, across direct and indirect greenhouse gas emission reduction.

Enel starts disposal process for assets in Argentina by selling thermal generation activities

On February 17, 2023, the Enel Group, through its subsidiary Enel Argentina, signed and closed the deal for the sale to energy company Central Puerto SA of the Group's 75.7% stake in the thermal generation company Enel Generación Costanera. At the same time, Enel has signed the agreement on the sale to Central Puerto of the Group's 41.2% stake in the thermal generation company Central Dock Sud. The total consideration for the sale of Enel's equity in the two companies amounts to $102 million.

Enel signs agreement to sell its Romanian operations to PPC

On March 9, 2023, Enel SpA signed an agreement with Greek company Public Power Corporation SA (PPC) for the sale of all the equity stakes held by the Enel Group in Romania. The agreement provides that PPC will pay a total of approximately €1,260 million, equivalent to an enterprise value of about €1,900 million (on a 100% basis). The overall transaction is expected to generate a total positive effect on the Group's consolidated net debt of approximately €1.7 billion, of which about €0.1 billion in 2022 and the remaining amount in 2023, alongside a cumulative negative impact for 2022-2023 on reported Group profit amounting to approximately €1.4 billion, of which around €0.6 billion related to the release of the foreign exchange reserve to be booked in 2023.

60. Fees of the Audit Firm pursuant to Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation

Fees pertaining to 2022 paid by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2022 to the Audit Firm and entities belonging to its network for services are summarized in the following table, pursuant to the provisions of Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation.

Millions of euro

Type of service	Entity providing the service	Fees
Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	0.5
	- entities of the KPMG network	-
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	2.1
	- entities of the KPMG network	-
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of the KPMG network	-
Total		**2.6**
Enel SpA subsidiaries		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	4.3
	- entities of the KPMG network	7.9
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.3
	- entities of the KPMG network	1.1
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	0.1
	- entities of the KPMG network	-
Total		**14.7**
TOTAL		**17.3**

Separate financial statements

Income Statement

Euro	Notes	2022	of which with related parties	2021	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	4.a	116,051,123	*116,143,487*	125,426,702	*125,382,065*
Other income	4.b	16,663,153	*14,677,215*	1,643,537,558	*14,038,934*
	[Subtotal]	**132,714,276**		**1,768,964,260**	
Costs					
Purchase of consumables	5.a	386,707	*218,873*	523,948	*366,196*
Services, leases and rentals	5.b	206,383,096	*132,838,081*	196,758,516	*129,741,926*
Personnel expenses	5.c	104,681,593		178,564,663	
Depreciation, amortization and impairment losses	5.d	1,329,696,603		734,099,075	
Other operating costs	5.e	26,904,912	*615,302*	13,637,338	*680,506*
	[Subtotal]	**1,668,052,911**		**1,123,583,540**	
Operating loss		**(1,535,338,635)**		**645,380,720**	
Income from equity investments	6	8,770,435,089	*8,770,003,874*	4,450,596,876	*4,449,822,148*
Financial income from derivatives	7	2,131,015,975	*627,229,150*	1,072,689,763	*253,243,181*
Other financial income	8	431,697,733	*379,617,287*	239,976,218	*237,221,205*
Financial expense from derivatives	7	1,959,981,967	*1,166,367,143*	891,233,492	*505,710,198*
Other financial expense	8	786,552,405	*309,241,496*	869,140,792	*203,472,671*
	[Subtotal]	**8,586,614,425**		**4,002,888,573**	
Pre-tax profit		**7,051,275,790**		**4,648,269,293**	
Income taxes	9	(106,090,159)		(114,212,964)	
PROFIT FOR THE YEAR		**7,157,365,949**		**4,762,482,257**	

Statement of Comprehensive Income

Euro	Notes	2022	2021
Profit for the year		**7,157,365,949**	**4,762,482,257**
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		294,350,690	124,454,364
Change in the fair value of hedging costs		(3,149,358)	15,717,853
Other comprehensive income/(expense) that may not be subsequently reclassified to profit or loss			
Remeasurement of net liabilities/(assets) for defined benefit plans		13,268,911	4,564,511
Change in the fair value of equity investments in other companies		1,952,292	-
Total other comprehensive income/(loss)	23	**306,422,535**	**144,736,728**
Comprehensive income/(loss) for the year		**7,463,788,484**	**4,907,218,985**

Statement of Financial Position

Euro	Notes	at Dec. 31, 2022	of which with related parties	at Dec. 31, 2021	of which with related parties
ASSETS					
Non-current assets					
Property, plant and equipment	10	10,527,976		11,735,807	
Intangible assets	11	133,425,176		143,456,537	
Deferred tax assets	12	146,252,786		298,539,457	
Equity investments	13	59,952,466,507		60,268,990,442	
Non-current financial derivative assets	14	348,779,629	*35,499,991*	753,312,462	*153,244,028*
Other non-current financial assets	15	13,667,732		15,417,338	
Other non-current assets	16	81,210,258	*68,953,677*	99,043,140	*86,843,927*
	[Total]	**60,686,330,064**		**61,590,495,183**	
Current assets					
Trade receivables	17	294,100,316	*294,690,317*	275,247,959	*276,190,305*
Income tax assets	18	184,519,486		141,877,919	
Current financial derivative assets	14	390,303,368	*85,798,846*	59,972,681	*23,256,617*
Other current financial assets	19	3,480,039,167	*3,019,086,075*	8,257,266,476	*7,133,855,088*
Other current assets	20	584,062,049	*282,681,908*	1,063,147,760	*1,044,515,604*
Cash and cash equivalents	21	4,887,872,963		952,254,599	
	[Total]	**9,780,897,349**		**10,749,767,394**	
Non-current assets classified as held for sale	22	654,000,000		-	
TOTAL ASSETS		**71,121,227,413**		**72,340,262,577**	

Euro	Notes				
LIABILITIES AND EQUITY		**at Dec. 31, 2022**		at Dec. 31, 2021	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Equity					
Share capital		10,166,679,946		10,166,679,946	
Treasury share reserve		(47,077,924)		(36,046,337)	
Equity instruments - perpetual hybrid bonds		5,567,477,464		5,567,477,464	
Other reserves		11,835,447,410		11,510,379,340	
Retained earnings/(Loss carried forward)		5,695,687,373		4,928,260,660	
Profit for the year [1]		5,124,029,959		2,830,813,067	
TOTAL EQUITY	23	**38,342,244,228**		**34,967,564,140**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	24	18,195,968,550	*12,406,766,403*	25,572,039,327	*18,738,942,712*
Employee benefits	25	131,204,919		171,939,929	
Non-current portion of provisions for risks and charges	26	26,699,393		49,212,156	
Deferred tax liabilities	12	98,253,224		149,317,756	
Non-current financial derivative liabilities	14	663,170,856	*153,067,356*	1,300,244,640	*25,575,645*
Other non-current liabilities	27	23,089,469	*8,493,024*	29,470,883	*8,473,280*
	[Total]	**19,138,384,411**		**27,272,224,671**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	24	8,751,561,341	*8,362,050,365*	6,563,294,343	*5,624,719,235*
Current portion of long-term borrowings	24	1,430,638,032	*1,332,500,814*	215,621,277	*117,654,573*
Current portion of provisions for risks and charges	26	14,646,861		12,122,617	
Trade payables	28	154,478,681	*97,033,054*	167,020,616	*116,525,041*
Current financial derivative liabilities	14	178,393,271	*69,056,412*	130,821,277	*36,532,890*
Other current financial liabilities	29	238,249,602	*94,222,302*	226,570,923	*70,929,839*
Other current liabilities	31	2,872,630,986	*739,612,883*	2,785,022,713	*220,243,966*
	[Total]	**13,640,598,774**		**10,100,473,766**	
TOTAL LIABILITIES		**32,778,983,185**		**37,372,698,437**	
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY		**71,121,227,413**		**72,340,262,577**	

(1) Profit for the year of €7.157 million (€4,762 million in 2021) is reported net of the interim dividend of €2,033 million (€1,932 million in 2021).

Statement of Changes in Equity (note 23)

Euro	Share capital	Share premium reserve	Negative treasury share reserve	Equity instruments reserve – perpetual hybrid bonds	Legal reserve	Reserve pursuant to Law 292/1993	Other reserves	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Reserve from measurement of financial assets at FVOCI	Actuarial reserve	Retained earnings	Profit for the year	Total equity
At January 1, 2021	**10,166,679,946**	**7,475,994,347**	**(3,269,152)**	**2,385,529,628**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**73,472,904**	**(442,654,761)**	**(15,977,786)**	**(119,746)**	**(39,242,244)**	**6,346,833,802**	**546,791,537**	**30,742,818,763**
Other changes	-	20,021,716	(20,021,716)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Purchase of treasury shares	-	(42,879)	(12,755,469)	-	-	-	36,046,337	-	-	-	-	(36,046,337)	-	**(12,798,348)**
Reserve for share-based payments (LTI)	-	-	-	-	-	-	9,364,236	-	-	-	-	-	-	**9,364,236**
Equity instruments - perpetual hybrid bonds	-	-	-	3,181,947,836	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**3,181,947,836**
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(70,554,749)	-	**(70,554,749)**
Allocation of 2020 profit														
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,321,668,393)	(538,834,037)	**(1,860,502,430)**
Retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,767,598	(7,957,500)	**810,098**
2021 interim dividend[1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	928,939	(1,931,669,190)	**(1,930,740,251)**
Comprehensive income for the year														
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-	-	124,454,364	15,717,853	-	4,564,511	-	-	**144,736,728**
Profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,762,482,257	**4,762,482,257**
At December 31, 2021	**10,166,679,946**	**7,495,973,184**	**(36,046,337)**	**5,567,477,464**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**118,883,477**	**(318,200,397)**	**(259,933)**	**(119,746)**	**(34,677,733)**	**4,928,260,860**	**2,830,813,067**	**34,967,564,140**
Other changes	-	-	-	-	-	-	1,034	-	-	-	-	-	-	**1,034**
Purchase of treasury shares	-	-	(14,071,647)	-	-	-	14,026,715	-	-	-	-	(14,026,715)	-	**(14,071,647)**
Reserve for share-based payments (LTI)	-	42,879	-	-	-	-	7,525,713	-	-	-	-	-	-	**7,568,592**
Issue of own shares	-	-	3,040,060	-	-	-	(2,950,806)	-	-	-	-	2,950,806	-	**3,040,060**
Equity instruments - perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(123,434,990)	-	**(123,434,990)**
Allocation of 2021 profit														
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,931,669,190)	**(1,931,669,190)**

904/1075

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70,554,740	(70,554,740)	-
Retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	829,952,104	(828,589,129)	**1,362,975**
2022 interim dividend[2]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,430,759	(2,033,335,989)	**(2,031,905,230)**
Comprehensive income for the year														
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-	-	294,350,690	(3,149,358)	1,952,292	13,268,911	-	-	**306,422,535**
Profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,157,365,949	**7,157,365,949**
At December 31, 2022	**10,166,679,946**	**7,406,016,063**	**(47,077,924)**	**5,567,477,464**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**137,486,133**	**(23,849,707)**	**(3,409,291)**	**1,832,546**	**(21,408,822)**	**5,695,687,373**	**5,124,029,959**	**38,342,244,229**

(1) Approved by the Board of Directors on November 4, 2021 and paid as from January 26, 2022.
(2) Approved by the Board of Directors on November 3, 2022 and paid as from January 25, 2023.

905/1075

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Statement of Cash Flows

Euro	Notes	2022	of which with related parties	2021	of which with related parties
Pre-tax profit		**7,051,275,790**		**4,648,269,293**	
Adjustments for:					
Depreciation, amortization and impairment losses	5.d	1,329,696,603		733,837,566	
Exchange gains/(losses) on foreign currency assets and liabilities		41,292,295		136,964,008	
Accruals to provisions		13,500,103		57,484,302	
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	(8,770,435,089)	*(8,770,003,874)*	(4,450,596,876)	*(4,449,822,148)*
Net financial (income)/expense		125,469,680	*630,833,857*	307,629,019	*218,718,799*
Cash flows from operating activities before changes in net working capital		**(209,200,618)**		**1,433,587,312**	
Increase/(Decrease) in provisions		(74,223,632)		(49,585,106)	
(Increase)/Decrease in trade receivables	17	(19,074,769)	*(16,500,011)*	(35,635,336)	*(34,399,876)*
(Increase)/Decrease in other financial and non-financial assets/liabilities		573,538,442	*1,028,253,294*	1,453,742,885	*(77,967,325)*
Increase/(Decrease) in trade payables	28	(12,541,935)	*(19,491,987)*	75,029,856	*66,982,542*
Interest income and other financial income collected		1,803,097,468	*685,825,927*	984,985,579	*709,947,923*
Interest expense and other financial expense paid		(2,056,692,623)	*(1,055,072,686)*	(1,101,636,478)	*(351,708,683)*
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	9,112,358,781	*9,111,955,231*	4,550,337,971	*4,549,614,807*
Income taxes paid (consolidated taxation mechanism)		(426,270,915)		(552,962,935)	
Cash flows from operating activities (a)		**8,688,990,197**		**6,757,863,758**	
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	10-11	(45,254,041)		(69,732,442)	
Investments in equity investments	13	(1,739,147,822)	*(1,739,147,822)*	(10,338,316,034)	*(10,338,316,034)*
Disinvestments from extraordinary transactions		136,635,930	*136,635,930*	668,617,876	*668,617,876*
Cash flows used in investing activities (b)		**(1,647,765,933)**		**(9,739,430,600)**	
New long-term borrowing	24	4,250,921,203	*410,711*	9,203,788,683	*7,700,000,000*
Repayments of borrowings	24	(10,485,909,645)	*(5,117,740,779)*	(846,996,081)	*(46,307,451)*
Net change in long-term borrowings/(loan assets)		(1,159,334,729)	*(1,214,846,241)*	183,426,475	*886,526,527*
Net change in short-term borrowings/(loans assets)		8,267,773,610	*8,090,248,848*	(5,199,163,804)	*(5,453,274,956)*
Dividends and interim dividends paid	23	(3,881,594,634)		(3,664,298,335)	
Issue/(Redemption) of hybrid bonds	23	-		2,213,861,760	
Coupons paid to holders of hybrid bonds (1)	23	(123,434,990)		(70,554,749)	
Purchase of treasury shares	23	(14,026,715)		(12,755,469)	
Cash flows from/(used in) financing activities		**(3,125,605,900)**		**1,807,308,480**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c)		**3,915,618,364**		**(1,174,258,362)**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	21	952,254,599		2,126,512,961	
Cash and cash equivalents at the end of the year	21	**4,867,872,963**		**952,254,599**	

(1) The figure for coupons paid to hybrid bond holders has been presented differently from that published in the separate financial statements for 2021.

9

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.

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, 2022, which are published in a separate document.

The publication of these separate financial statements was approved by the Board of Directors on March 16, 2023.

These separate financial statements have been audited by KPMG SpA.

Basis of presentation

These separate financial statements for the year ended December 31, 2022 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 International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) and the Standing Interpretations Committee (SIC), recognized in the European Union pursuant to Regulation (EC) no. 1606/2002 and in effect as of the close of the year. All of these standards and interpretations are hereinafter referred to as the "IFRS-EU".

These separate financial statements have also been prepared in conformity with measures issued in implementation of Article 9, paragraph 3, of Legislative Decree 38 of February 28, 2005.

The separate financial statements consist of the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of financial position, the statement of changes in equity and the statement of cash flows and the related notes.

The assets and liabilities reported in the statement of financial position are classified on a "current/non-current basis", with separate reporting of assets held for sale and liabilities included in disposal groups classified as held for sale. Current assets, which include cash and cash equivalents, are assets that are intended to be realized, sold or consumed during the normal operating cycle of the Company or in the 12 months following the close of the financial year; current liabilities are liabilities that are expected to be settled during the normal operating cycle of the Company or within the 12 months following the close of the financial year.

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.

The statement of cash flows is prepared using the indirect method, with separate reporting of any cash flows by operating, investing and financing activities associated with discontinued operations.

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 Focus on non-financial issues

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 an increase in temperatures of over 1.5 °C.
With this outlook, the Group has set its strategic guidelines as follows:

- allocate capital to support a decarbonized electricity supply;
- enable the electrification of customers' energy demand;
- leverage the creation of value along the value chain;
- bring forward achievement of the sustainable "net-zero" goals to 2040.

Considering the risks related to climate change and the provisions of the Paris Agreement, the Group has decided to achieve the carbon neutrality objectives in advance and reflect its impact in assets, liabilities, and profit or loss, highlighting the significant and foreseeable impacts as required under the Conceptual Framework of the international accounting standards.
As regards the effects of issues related to climate change, the Group considers climate change as an implicit element in the application of methodologies and models used to make estimates in the evaluation and/or measurement of certain items. Furthermore, the Company has also taken into account the impacts of climate change in its significant management judgments.
For further details on the financial implications of issues related to climate change, please see note 2.2 "Use of estimates and management judgement" and to the notes relating to specific items.

Disclosure of impact of Russia-Ukraine conflict

During 2022, the Enel Group constantly monitored the effects of the international crisis on its business activities in Russia (with particular regard to provisioning of materials, services and labor), also assessing developments in market variables (e.g., exchange rates, interest rates). The Enel Group also took account of developments connected with the counter-sanctions envisaged by Russia targeting investments held in the country.
In addition, the Enel Group assessed the indirect impacts of the war in Ukraine on business activities, the financial situation and economic performance in the main euro-area countries in which it operates, with particular regard to shortages of raw materials from the areas affected by the conflict and the generalized increase in commodity prices.
In consideration of the various recommendations of national and supranational supervisory bodies [1] concerning this issue and in a constantly evolving scenario, characterized by considerable regulatory uncertainty and high and volatile prices, the Enel Group is constantly monitoring the macroeconomic and business variables that enable a best estimate of the potential impacts associated with regulatory

[1] ESMA Public Statements no. 71-99-1864 of March 14, 2022 and no. 32-63-1277 of May 13, 2022 and no. 32-63-1320 of October 28, 2022; CONSOB Warning Notices in the weekly notices of March 9-14, 2022 and March 10-21, 2022, and no. 3/22 of May 19, 2022.

changes, sanctions and restrictions on asset holdings, as well as on suppliers and contracts applicable to the Enel Group.

In this regard, it should be noted that no significant impacts related to the Russia-Ukraine conflict have emerged at December 31, 2022.

2.2 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 at the reporting date. 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.
With regard to the effects of climate change issues, the Company 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 Company has 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 machinery and intangible assets are adjusted for impairment when their carrying amount exceeds their recoverable amount, represented by the higher of their fair value less costs to sell and their value in use.

The recoverable amount is assessed in accordance with the criteria established by IAS 36, which are discussed in greater detail in the appropriate notes to the separate financial statements.
In determining the recoverable amount, the Company generally applies the value in use criterion. Value in use is the present value of the future cash flows that are expected to be derived from the asset, discounted using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessments of the time value of money and the risks specific to the asset.
Future cash flows used to determine value in use are based on the most recent business plan, approved by the management, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs and investments. These projections cover the next three years. For subsequent years, account is taken of:

- assumptions concerning the long-term evolution of the main variables considered in the calculation of cash flows, as well as the average residual useful life of the assets or the duration of the concessions, based on the specific characteristics of the businesses;
- a long-term growth rate equal to the long-term growth of electricity demand and/or inflation (depending on the country and business) that does not in any case exceed the average long-term growth rate of the market involved.

The recoverable amount is sensitive to the estimates and assumptions used in the calculation of cash flows and the discount rates applied. Nevertheless, possible changes in the underlying assumptions on which the calculation of such amounts is based could generate different recoverable amounts. The analysis of each group of non-financial assets is unique and requires management to use estimates and assumptions considered prudent and reasonable in the specific circumstances.
In line with its business model and in the context of the acceleration of the decarbonization of the generation mix and driving the energy transition process, the Company has also carefully assessed whether climate change issues have affected the reasonable and supportable assumption used to estimate expected cash flows. In this regard, where necessary, the Company has also taken account of the long-term impact of climate change, in particular by considering in the estimation of the terminal value a long-term growth rate in line with the change in electricity demand determined using energy models for each country.

Information on the main assumptions used to estimate the recoverable amount of assets with reference to the impacts relating to climate change, as well as information on changes in these assumptions, is provided in the applicable notes.

Expected credit losses on financial assets

At each reporting date, the Company recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income, contract assets and all other assets in the scope.
Loss allowances for financial assets are based on assumptions about risk of default and on the measurement of expected credit losses. Management uses judgement in making these assumptions and selecting the inputs for the impairment calculation, based on the Company's past history, existing market conditions as well as forward looking estimates at the end of each reporting period.
The expected credit loss (ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (including shortfalls) discounted at the original effective interest rate.
In particular, for trade receivables, contract assets and right-of-use assets, including those with a significant financial component, the Company applies the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the entire life of the asset, generally equal to 12 months.

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.
In case of individual assessment, PD is mainly obtained from external providers.
Conversely, for collective assessment, trade receivables are grouped based on shared credit risk characteristics and past due information, considering a specific definition of default.
The contract assets are considered to have substantially 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 Company considers the following assumptions related to ECL parameters:

- PD, assumed as to be the average default rate, is calculated on a cluster basis and taking into consideration a minimum of 24 months of historical data;
- LGD is function of the default bucket's recovery rates, discounted at the effective interest rate;
- EAD is estimated as the carrying exposure at the reporting date net of cash deposits, including invoices issued but not expired and invoices to be issued.

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 32 "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 35 "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, especially in current conditions, where markets are volatile and highly uncertain and subject to rapid change.

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 cost. These estimates can differ significantly from actual developments owing to changes in economic and market conditions, increases or decreases in retirement rates and the lifespan of participants, as well as changes in the effective cost of healthcare.
Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.
For further details on the main actuarial assumptions, please refer to note 25 "Employee benefits".

Provisions for risks and charges

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 is significant, 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, if applicable, the risks specific to the liability.
If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor is recognized as a financial expense.
When the Company expects some or all of a provision 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.
In the case of contracts in which the unavoidable costs of meeting the obligations under the contract exceed the economic benefits expected to be received under it (onerous contracts), the Company recognizes a provision as the lower of the costs of fulfilling the obligation that exceed the economic benefits expected to be received under the contract and any compensation or penalty arising from failure to fulfil it.
Changes in estimates of accruals to the provision are recognized in the income statement in the year in which the changes occur.
For more details on provisions for risks and charges, please see note 26 "Provisions for risks and charges".
Note 40 "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 likely and a reasonable estimate of the amount of the loss can be made. Note 40 provides disclosures on the Company's most significant contingent liabilities.

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; and 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.

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2022, 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 amount of deferred tax assets 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.

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, rights arising from other contractual arrangements and potential voting rights (call options, warrants, put options granted to non-controlling shareholders, etc.). These other facts and circumstances could be especially significant in such assessment when the Company holds less than a majority of voting rights, or similar rights, in the investee.
Furthermore, even if it holds more than half of the voting rights in another entity, the Company considers all the relevant facts and circumstances in assessing whether it controls the investee.
The Company re-assesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of control.
Finally, the assessment of the existence of control did not find any situations of *de facto* control.

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of IFRS 11, a joint arrangement is an agreement where two or more parties have joint control.
Joint control only exists when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of the parties that share control.
A joint arrangement can be configured as a joint venture or a joint operation. Joint ventures are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the net assets of the arrangement. Conversely, joint operations are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement.
In order to determine the existence of the joint control and the type of joint arrangement, management must apply judgment and assess its rights and obligations arising from the arrangement. For this purpose, the management considers the structure and legal form of the arrangement, the terms agreed by the parties in the contractual arrangement and, when relevant, other facts and circumstances.
The Company re-assesses whether or not it has joint control if facts and circumstances indicate that changes have occurred in one or more of the elements considered in verifying the existence of joint control and the type of the joint arrangement.

Determination of the existence of significant influence over an associate

Associates are those in which the Company exercises significant influence, i.e., the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee but not exercise control or joint control over those policies. In general, it is presumed that the Company has a significant influence when it has an ownership interest of 20% or more.
In order to determine the existence of significant influence, management must apply judgment and consider all facts and circumstances.

Classification and measurement of financial assets

At initial recognition, in order to classify financial assets as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, management assesses both the contractual cash-flow characteristics of the instrument and the business model for managing financial assets in order to generate cash flows.

For the purpose of evaluating the contractual cash-flow characteristics of the instrument, management performs the SPPI test at an instrument level, in order to determine if it gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding, performing specific assessment on the contractual clauses of the financial instruments, as well as quantitative analysis, if required.
The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.
For more details, please see note 32 "Financial instruments".

Hedge accounting

Hedge accounting is applied to derivatives in order to reflect into the financial statements the effect of risk management strategies.
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, 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 more details on the key assumptions used in assessing effectiveness and measuring the ineffective portion of hedges, see note 34.1 "Hedge accounting".

Leases

The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long-term expiring date, requires a strong professional judgments for the IFRS 16 application. In particular, for:

- the application of the definition of a lease to the cases typical of the sectors in which the Company operates;
- the identification of the non-lease component in the lease;
- the evaluation of any renewable and termination options included in the lease in order to determine the term of leases, also considering the probability of their exercise and any significant leasehold improvements on the underlying asset;
- the identification of any variable lease payments that depend on an index or a rate to determine where the changes of the latter impact the future lease payments and also the amount of the right-of-use asset;
- the estimate of the discount rate to calculate the present value of the lease payments; further details on assumptions about this rate are provided in the paragraph "Use of estimates".

Uncertainty over income tax treatments

The Company determines whether to consider each uncertain income tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments as well as whether to reflect the effect of uncertainty by using the most likely amount or the expected value method, based on which approach better predicts the resolution of the uncertainty for each uncertain tax treatments.

The Company makes significant use of professional judgment in identifying uncertainties about income tax treatments and reviews the judgments and estimates made in the event of a change in facts and circumstances that could change its assessment of the acceptability of a specific tax treatment or the estimate of the effects of uncertainty, or both.

2.3 Significant accounting policies

Related parties

Related parties are mainly those that share the same controlling entity with Enel SpA, the companies that directly or indirectly are controlled by Enel SpA, the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of Enel SpA, or the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of any Group company.
Related parties also include entities that operate post-employment benefit plans for employees of Enel SpA or its associates (specifically, the FOPEN and FONDENEL pension funds), as well as the members of the boards of statutory auditors, and their immediate family, and the key management personnel, and their immediate family, of Enel SpA and its subsidiaries. Key management personnel comprises management personnel who have the power and direct or indirect responsibility for the planning, management and control of the activities of the company. They include directors (whether executive or not).

Subsidiaries, associates and joint ventures

The Company controls an entity when it is exposed to or has rights to variable returns deriving from its involvement, regardless of the nature of their formal relationship, and has the ability, through the exercise of its power over the investee, to affect its returns.
Associates comprise those entities in which the Company has a significant influence. Significant influence is the power to participate in the financial and operating policy decisions of investees but not exercise control or joint control over those entities.
Joint ventures are joint arrangements over which the Company exercises joint control and has rights to the net assets of the arrangement. Joint control means sharing control of an arrangement, which only exists when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of all the parties that share control.
Equity investments in subsidiaries, associates and joint ventures are measured at cost. Cost is adjusted for any impairment losses, which are reversed where the reasons for their recognition no longer obtain. The carrying amount resulting from the reversal may not exceed the original cost.
Where the loss pertaining to Enel SpA exceeds the carrying amount of the investment and the Company is obligated to perform the legal or constructive obligations of the investee or in any event to cover its losses, the excess with respect to the carrying amount is recognized in liabilities in the provision for risks and charges.
In the case of a disposal, without economic substance, of an investment to an entity under common control, any difference between the consideration received and the carrying amount of the investment is recognized in equity.

Translation of foreign currency items

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 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 Group initially recognizes the non-monetary asset or non-monetary liability associated with the advance consideration.
If there are multiple advance payments or receipts, the Company determines the transaction date for each payment or receipt of 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 motivated 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;
- in the case of 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, it is permitted to measure fair value on a net basis.

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

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 to replace 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 control) or when no future economic benefit is expected from their use or disposal.

Leases

The Company holds property, plant and equipment for its various activities under lease contracts. At inception of a contract, the Company assesses whether a contract is, or contains, a lease.

For contracts entered into or changed on or after January 1, 2019, the Company has applied 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.

Conversely, for contracts entered into before January 1, 2019, the Company determined whether the arrangement was or contained a lease under IFRIC 4.

At commencement or on modification of a contract that contains a lease component and one or more additional lease or non-lease components, the Company allocates the consideration in the contract to each lease component on the basis of its relative stand-alone prices.

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.

The lease liability is initially measured at the present value of lease payments to be made over the lease term. In calculating the present value of lease payments, the Company uses the lessee's incremental borrowing rate at the lease commencement date when the interest rate implicit in the lease is not readily determinable.

Variable lease payments that do not depend on an index or a rate are recognized as expenses in the year in which the event or condition that triggers the payment occurs.
After the commencement date, the lease liability is measured at amortized cost using the effective interest method and is remeasured upon the occurrence of certain events.
The Company applies the short-term lease recognition exemption to its lease contracts that have a lease term of 12 months or less from the commencement date. It also applies the low-value assets recognition exemption to lease contracts for which the underlying asset is of low-value whose amount is estimated not material. As example, the Company has leases of certain office equipment (i.e., personal computers, printing and photocopying machines) that are considered of low-value. Lease payments on short-term leases and leases of low-value assets are recognized as expense on a straight-line basis over the lease term.
The Company presents right-of-use assets that do not meet the definition of investment property in "Property, plant and equipment" and lease liabilities in "Borrowings".
Consistent with the requirement of the standard, the Company presents separately the interest expense on lease liabilities under "Other financial expense" and the depreciation charge on the right-of-use assets under "Depreciation, amortization and impairment losses".

Intangible assets

Intangible assets are identifiable assets without physical substance controlled by the Company and capable of generating future economic benefits. They are measured at purchase or internal development cost when it is probable that the use of such assets will generate future economic benefits and the related cost can be reliably determined.
The cost includes any directly attributable expenses necessary to make the assets ready for their intended use.
Development expenditure is 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.
Research costs are recognized as expenses.
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. 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.
Intangible assets are derecognized either at the time of their disposal (at the date when 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 consideration received in the disposal, determined in accordance with the provisions of IFRS 15 concerning the transaction price, and carrying amount of the derecognized assets.

Impairment of non-financial assets

At each reporting date, non-financial assets are reviewed to determine whether there is evidence of impairment.

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 the section "Use of estimates".
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 any contract that gives rise to a financial asset of one entity and a financial liability or equity instrument of another entity; they are recognized and measured in accordance with IAS 32 and IFRS 9.
A financial asset or liability is recognized when, and only when, the Company becomes party to the contractual provision of the instrument (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 Company's business model and the contractual cash-flow characteristics of the instrument.
For this purpose, the assessment to determine whether the instrument gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding is referred to as the SPPI test and is performed at an instrument level.
The Company's business model for managing financial assets refers to how it manages its financial assets in order to generate cash flows. The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.
For purposes of subsequent measurement, financial assets are classified in three categories:

- financial assets measured at amortized cost (debt instruments);
- financial assets 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: securities, equity investments in other companies, financial investment in fund held for trading and financial assets designated as at fair value through profit or loss at initial recognition.
Financial assets at fair value through profit or loss are:

- 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;
- debt instruments designated upon initial recognition, under the option allowed by IFRS 9 (fair value option) if doing so eliminates, or significantly reduces, an accounting mismatch;
- derivatives, including separated embedded derivatives, held for trading or not designated as effective hedging instruments.

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 listed equity investments are also recognized as other income in the income statement when the right of payment has been established.
Financial assets that qualify as contingent consideration are also measured at fair value through profit or loss.

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.
In compliance with IFRS 9, since January 1, 2018, the Company has adopted a new impairment model based on the determination of expected credit losses (ECL) using a forward-looking approach. In essence, the model provides for:

- the application of a single framework for all financial assets;
- the recognition of expected credit losses on an ongoing basis and the updating of the amount of such losses at the end of each reporting period, reflecting changes in the credit risk of the financial instrument;

- the measurement of expected losses on the basis of reasonable information, obtainable without undue cost, about past events, current conditions and forecasts of future conditions.

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. Under this approach, a loss allowance on financial assets is recognized at an amount equal to the lifetime expected credit losses, if the credit risk on those financial assets has increased significantly, since initial recognition, considering all reasonable and supportable information, including also forward-looking inputs.
If at the reporting date, the credit risk on financial assets has not increased significantly since initial recognition, the Company measures the loss allowance for those financial assets at an amount equal to 12-month expected credit losses.
For financial assets on which a loss allowance equal to lifetime expected credit losses has been recognized in the previous reporting period, the Company measures the loss allowance at an amount equal to 12-month expected credit losses when the condition regarding a significant increase in credit risk is no longer met.
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 to the amount that is required to be recognized in accordance with IFRS 9.

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.

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 include financial liabilities held for trading and financial liabilities designated upon initial recognition as at fair value through profit or loss.
Financial liabilities are classified as held for trading if they are incurred for the purpose of repurchasing in the near term. This category also includes derivative financial instruments entered into by the Company that are not designated as hedging instruments in hedge relationships as defined by IFRS 9. Separated embedded derivatives are also classified as at fair value through profit or loss unless they are designated as effective hedging instruments.

Gains or losses on liabilities at fair value through profit or loss are recognized in profit or loss.
Financial liabilities designated upon initial recognition at fair value through profit or loss are designated at the initial date of recognition, only if the criteria in IFRS 9 are satisfied.
In this case, the portion of the change in the fair value attributable to own credit risk is recognized in OCI.
The Company has not designated any financial liability as at fair value through profit or loss, upon initial recognition.
Financial liabilities that qualify as contingent consideration are also measured at fair value through profit or loss.

Derecognition of financial assets and liabilities

Financial assets are derecognized whenever one of the following conditions is met:

- the contractual right to receive the cash flows associated with the asset expires;
- the Company has transferred substantially all the risks and rewards associated with the asset, transferring its rights to receive the cash flows of the asset or assuming a contractual obligation to pay such cash flows to one or more beneficiaries under a contract that meets the requirements provided by IFRS 9 (the "pass through test");
- the Company has not transferred or retained substantially all the risks and rewards associated with the asset but has transferred control over the asset.

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

A derivative is a financial instrument or another contract:

- whose value changes in response to the changes in an underlying variable such as an interest rate, commodity or security price, foreign exchange rate, a price or rate index, a credit rating or other variable;
- that requires no initial net investment, or one that is smaller than would be required for a contract with similar response to changes in market factors;
- that is settled at a future date.

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 derivative designated as effective hedging instruments are classified as current or not current on the basis of their maturity date and the Company intention to hold the financial instrument until maturity or not.
For more details about derivatives and hedge accounting, please see note 34.1 "Hedge accounting".

Offsetting financial assets and liabilities

The Company offsets financial assets and liabilities when:

- there is a legally enforceable right to set off the recognized amounts, and
- there is the intention of either to settle on a net basis, or to realize the asset and settle the liability simultaneously.

Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale and discontinued operations

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.

If the Company is committed to a sale plan involving loss of the asset 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 Company will retain a non-controlling interest in its former subsidiary after the sale.

The Company 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 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 writedown 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.

If the classification criteria are no longer met, the Company ceases to classify the non-current assets (or disposal group) as held for sale. In this case they are measured at the lower of:

- the carrying amount before the asset (or disposal group) was classified as held for sale, adjusted for any depreciation, amortization or reversals of impairment losses that would have been recognized if the asset (or disposal group) had not been classified as held for sale; and
- the recoverable amount, which is equal to the greater of its fair value net of costs to sell and its value in use, as calculated at the date of the subsequent decision not to sell.

Any adjustment to the carrying amount of a non-current asset that ceases to be classified as held for sale is included in profit or loss from continuing operations.

A discontinued operation is a component of the Company that either has been disposed of, or is classified as held for sale, and:

- represents a separate major business line or geographical segment;
- is part of a single coordinated plan to dispose of a separate major business line or geographical segment; or
- is a subsidiary acquired exclusively with a view to resale.

The Company 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 to 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 Company 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.

Employee benefits

Liabilities related to employee benefits paid upon or after ceasing employment in connection with defined benefit plans or other long-term benefits accrued during the employment period are determined separately for each plan, using actuarial assumptions to estimate the amount of the future benefits that employees have accrued at the reporting date (using the projected unit credit method). More specifically, the present value of the defined benefit obligation is calculated by using a discount rate determined on the basis of market yields at the end of the reporting period on high-quality corporate bonds. If there is no deep market for high-quality corporate bonds in the currency in which the bond is denominated, the corresponding yield of government securities is used.

The liability, net of any plan assets, is recognized on an accrual 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 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 the event of a change being made to an existing defined benefit plan or the introduction of a new plan, any past service cost is recognized immediately in profit or loss.

The Company is also involved in defined contribution plans under which it pays fixed contributions to a separate entity (a fund) and has no legal or constructive obligation to pay further contributions if the fund does not hold sufficient assets to pay all employee benefits relating to employee service in the current and prior periods. Such plans are usually aimed to supplement pension benefits due to employees post-employment. The related costs are recognized in profit or loss on the basis of the amount of contributions paid in the year.

Termination benefits

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. The event that gives rise to an obligation is the termination of employment rather than employee service.

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. More specifically, when the benefits represent an enhancement of other post-employment benefits, the associated liability is measured in accordance with the rules governing that type of benefits. Otherwise, if the termination benefits due to employees are expected to be settled wholly within 12 months of the close of the year in which those benefits are recognized, the Company measures the liability in accordance with the requirements for short-term employee benefits; if they are not expected to be settled wholly within 12 months of the close of the year in

which those benefits are recognized, the Company measures the liability in accordance with the requirements for other long-term 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. 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 36 "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. This fair value is based on the observable market price of the share, taking account of the terms and conditions under which the shares were granted (with the exception of vesting conditions excluded from the measurement of fair value).

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, so that the amount recognized at the end is based on the effective number of equity instruments that satisfy the service and performance conditions other than market conditions at the vesting date.

No expense is recognized for awards which ultimately do not vest because the performance conditions other than market conditions and/or the service conditions have not been satisfied. Conversely, the transactions are considered to have vested irrespective of whether the market or non-vesting conditions are satisfied, provided that all other vesting conditions are met.

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 the fair value recognized under personnel expenses. If the right to receive the monetary incentive does not vest because one or more conditions are not met, the related liability is reversed.

Provisions for risks and charges

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 is significant, 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, if applicable, the risks specific to the liability.

If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor 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.

In the case of contracts in which the unavoidable costs of meeting the obligations under the contract exceed the economic benefits expected to be received under it (onerous contracts), the Company recognizes a provision as the lower of the excess of unavoidable costs of meeting the obligations (i.e., costs that relate directly to the contract, whether incremental or resulting from an allotment of other costs) under the contract over the economic benefits expected to be received under it and any compensation or penalty arising from failure to fulfil it.

Changes in estimates of accruals to the provision 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 the transaction price (step 4);
- recognize revenue (step 5).

The Company recognizes revenue when (or as) each performance obligation is satisfied by transferring the promised good or service to the customer.

Financial income and expense from derivatives

Financial income and expense from derivatives include:

- income and expense from derivatives measured at fair value through profit or loss on interest rate and currency risk;
- income and expense from fair value hedge derivatives on interest rate risk;
- income and expense from cash flow hedge derivatives on interest rate and currency risks.

Other financial income and expense

For all financial assets and liabilities measured at amortized cost and interest-bearing financial assets classified as at fair value through other comprehensive income, interest income and expense are recognized using the effective interest rate method.

Interest income is recognized to the extent that it is probable that the economic benefits will flow to the Company and the amount can be reliably measured.

Other financial income and expense include also changes in the fair value of financial instruments other than derivatives.

Dividends

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

Current income taxes

Current income taxes for the year, which are recognized under "Income tax liabilities" net of payments on account, or under "Tax assets" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.
Such liabilities and assets are determined using the tax rates and tax laws that are enacted or substantively enacted by the end of the reporting period in the countries where taxable income has been generated.
Current income taxes are recognized in profit or loss with the exception of current income taxes related to items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax liabilities and assets

Deferred tax liabilities and assets are calculated on the temporary differences between the carrying amounts of liabilities and assets in the financial statements and their corresponding amounts recognized for tax purposes on the basis of tax rates in effect on the date the temporary difference will reverse, which is determined on the basis of tax rates that are enacted or substantively enacted as at end of the reporting period.
Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences, except when such liability arises from the initial recognition of goodwill or in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries, associates and interests in joint ventures, when the Company can control the timing of the reversal of the temporary differences and it is probable that the temporary differences will not reverse in the foreseeable future.
Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences, the carryforward of tax losses and unused tax credits. For more information concerning the recoverability of such assets, please see the appropriate section of the discussion of estimates.
Deferred taxes and liabilities are recognized in profit or loss, with the exception of those in respect of items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.
Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset only if there is a legally enforceable right to offset current tax assets with current tax liabilities and when they relate to income taxes levied by the same taxation authority on either the same taxable entity or different taxable entities which intend either to settle current tax liabilities and assets on a net basis, or to realize the assets and settle the liabilities simultaneously, in each future period in which significant amounts of deferred tax liabilities or assets are expected to be settled or recovered.

Uncertainty over income tax treatments

In defining "uncertainty", it shall be considered whether a particular tax treatment will be accepted by the relevant taxation authority. If it is deemed probable that the tax treatment will be accepted (where the term "probable" is defined as "more likely than not"), then the Company recognizes and measures its current/deferred tax asset or liabilities applying the requirements in IAS 12.
Conversely, when the Company feels that it is not likely that the taxation authority will accept the tax treatment for income tax purposes, the Company reflects the uncertainty in the manner that best predicts the resolution of the uncertain tax treatment. The Company determines whether to consider each uncertain tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments based on which approach provides better predictions of the resolution of the uncertainty. In assessing whether and how the uncertainty affects the tax treatment, the Company assumes that a taxation authority will accept or not an uncertain tax treatment supposing that the taxation authority will examine amounts it has a right to examine and have full knowledge of all related information when making those examinations. The

Company reflects the effect of uncertainty in accounting for current and deferred tax, using the expected value or the most likely amount, whichever method better predicts the resolution of the uncertainty. 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.

3. New and amended standards and interpretations

The Company has applied the following standards, interpretations and amendments that took effect as from January 1, 2023.

- *"Amendments to IFRS 3 - Reference to the Conceptual Framework"*, issued in May 2020. The amendments are intended to replace a reference to the definitions of assets and liabilities provided by the Revised Conceptual Framework for Financial Reporting issued in March 2018 (Conceptual Framework) without significantly changing its provisions.
  The amendments also add to IFRS 3 a requirement that, for transactions and other events within the scope of "IAS 37 - Provisions, contingent liabilities and contingent assets" or "IFRIC 21 - Levies", an acquirer applies IAS 37 or IFRIC 21 (instead of the Conceptual Framework) to identify the liabilities it has assumed in a business combination.

  Finally, the amendments clarify the existing guidelines in IFRS 3 for contingent assets acquired in a business combination, specifying that, if it is not sure that an asset exists at the acquisition date, the contingent asset shall not be recognized.

- *"Amendments to IAS 16 - Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use"*, issued in May 2020. The amendments prohibit a company from deducting from the cost of property, plant and equipment amounts received from selling items produced while the company is preparing the asset for its intended use. Instead, a company will recognize such sales proceeds and related cost in profit or loss.

- *"Amendments to IAS 37 - Onerous Contracts - Costs of Fulfilling a Contract"*, issued in May 2020. The amendments specify which costs an entity includes in determining the cost of fulfilling a contract for the purpose of assessing whether the contract is onerous. To this end, the cost of fulfilling a contract comprises the costs that relate directly to the contract. These consist of the incremental costs of fulfilling that contract or the allotment of other costs that relate directly to fulfilling contracts.

- *"Annual improvements to IFRS Standards 2018-2020"*, issued in May 2020. The document mainly comprises amendments to the following standards:
  - *"First-Time Adoption of International Financial Reporting Standards"*; the amendment simplifies the application of IFRS 1 by an investee (subsidiary, associate or joint venture) that becomes a first-time adopter of IFRS Standards after its parent has already adopted them. More specifically, if the investee adopts the IFRSs after its parent and applies IFRS 1.D16 (a), then the investee can elect to measure the cumulative translation differences for all foreign operations at the amounts that would be included in the parent's consolidated financial statements, based on parent's date of transition to the IFRSs;
  - *"IFRS 9 - Financial Instruments"*; with regard to fees included in the "10 per cent" test for derecognition of financial liabilities, the amendment clarifies the fees that an entity includes when assessing whether the terms of a new or modified financial liability are substantially different from the terms of the original financial liability. In determining those fees paid net of fees received, the borrower shall include only fees paid or received between the borrower and the lender, including fees paid or received by either the borrower or lender on the other party's behalf;

- *"IFRS 16 - Leases"*; the International Accounting Standards Board amended Illustrative Example 13 accompanying "IFRS 16 - Leases". Specifically, the amendment eliminates the potential for confusion in the application of IFRS 16 created by the way in which Illustrative Example 13 had illustrated the requirements for lease incentives. The example had included a reimbursement relating to leasehold improvements without explaining whether the reimbursement qualified as a lease incentive. The amendment removes the illustration of a reimbursement relating to leasehold improvements from the example;
- *"IAS 41 - Agriculture"*; the amendment removes the requirement for entities to exclude cash flows for taxation when measuring fair value. Accordingly, entities shall use pre-tax cash flows and a pre-tax rate to discount those cash flows.

The application of these amendments did not have a material impact on these separate financial statements.

Information on the Income Statement

Revenue

4.a Revenue from sales and services – *€116 million*

Millions of euro

	2022	2021	Change
Revenue from sales and services			
Group companies	116	125	(9)
Third parties	-	-	-
Total revenue from sales and services	**116**	**125**	**(9)**

"Revenue from sales and services" includes management services provided to the subsidiaries within the management and coordination role as Parent Company (€69 million), IT services (€39 million) and other services (€8 million).
The decrease of €9 million reflected the decrease in revenue from management services (€8 million) and IT services (€4 million), which was partially offset by the increase in revenue from other services (€3 million).

Revenue from sales and services breaks down by geographical segment as follows:

- €51 million in Italy (€59 million in 2021);
- €27 million in the European Union (€24 million in 2021);
- €38 million in other countries (€40 million in 2021).

4.b Other income – *€17 million*

"Other income" mainly includes the billing of costs for Enel SpA personnel seconded to other Group companies (€12 million), and to Fondazione Centro Studi Enel and Enel Cuore Onlus (€3 million).
In 2021, the item included the capital gain of €1,629 million, on the sale of the 50% interest held in the joint venture Open Fiber SpA, to Macquarie Asset Management and CDP Equity SpA.

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 – *€206 million*

Costs for services, leases and rentals break down as follows.

Millions of euro

	2022	2021	Change
Services	202	192	10
Leases and rentals	4	5	(1)
Total services, leases and rentals	**206**	**197**	**9**

Costs for services include costs for services provided by third parties in the amount of €73 million (€67 million in 2021) and by Group companies in the amount of €129 million (€125 million in 2021).
Costs for services provided by Group companies rose by €3 million, essentially reflecting system services (€14 million), partially offset by the decrease in costs for management services (€16 million), while costs provided by third parties increased by €7 million, largely attributable to an increase in costs for professional and IT services costs.
Costs for leases and rentals mainly concern costs for leasing assets from the subsidiary Enel Italia SpA.

5.c Personnel expenses – *€105 million*

Personnel expenses break down as follows.

Millions of euro

	Notes	2022	2021	Change
Wages and salaries		81	76	5
Social security contributions		26	25	1
Post-employment benefits	25	6	6	-
Other long-term benefits	25	1	8	(7)
Share-based payments		5	4	1
Other costs and other incentive plans		(14)	60	(74)
Total personnel expenses		**105**	**179**	**(74)**

"Personnel expenses" totaled €105 million, a decrease of €74 million over 2021, mainly attributable to releases to profit or loss in the amount of €21 million, due to the adjustments to the related early termination incentive plans adopted by the Company in 2021. Costs for early termination incentive plans in 2021 amounted to €57 million. The cost of €5 million in respect of share-based payments refers to the stock component of the 2019, 2020, 2021 and 2022 Long-Term Incentive Plans granted by the Company to its employees.

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, 2022.

No.	Average number			Headcount
	2022	2021	Change	at Dec. 31, 2022
Managers	154	148	6	164
Middle managers	449	417	32	481
Office staff	261	246	15	244
Total	**864**	**811**	**53**	**889**

5.d Depreciation, amortization and impairment losses – *€1,330 million*

Millions of euro

	2022	2021	Change
Depreciation	4	5	(1)
Amortization	52	32	20
Impairment losses	1,437	788	649
Reversals of impairment losses	163	91	72
Total depreciation, amortization and impairment losses	**1,330**	**734**	**596**

Depreciation and amortization came to €56 million, and include depreciation of €4 million and amortization of €52 million.

Impairment losses include impairment losses on the equity investments held in the subsidiaries in Romania (€995 million), Enel Green Power SpA (€228 million), Enel Innovation Hubs Srl (€16 million) and Enel Investment Holding BV (€1 million).

The item also includes impairment losses of €195 million, recognized on the interest held in the subsidiary PJSC Enel Russia, following the agreements signed in June 2022 providing for the sale of the entire stake, equal to 56.43% of the share capital of the latter, for a total of about €137 million, paid on the closing of the transaction in October 2022.

Reversals of impairment losses regarded the investments in the subsidiaries Enel Global Trading SpA (€162 million) and Enel Global Services Srl (€1 million).

In 2021, depreciation, amortization and impairment losses totaled €734 million, and mainly regarded impairment losses recognized on Romanian distribution subsidiaries (for a total €270 million), the stake held in Enel Green Power SpA (€497 million) and other interests in Italian and Dutch subsidiaries (€21 million).

The item also included reversals of impairment losses regarding the investments in the subsidiaries Enel Global Trading SpA (€43 million), Enel Italia SpA (€41 million) and Enel Innovation Hubs Srl (€7 million).

For details on the criteria used to determine the impairment losses, see note 13 "Equity investments" below.

5.e Other operating costs – *€27 million*

Other operating costs increased by €13 million over 2021, mainly reflecting the write-off of trade receivables (€8 million) from PJSC Enel Russia.

6. Income from equity investments – *€8,770 million*

Income from equity investments amounted to €8,770 million and regards dividends and interim dividends approved in 2022 by subsidiaries and associates in the amount of €8,761 million and by joint ventures in the amount of €9 million.

The increase of €4,319 million on the previous year is mainly attributable to the distribution by Enel Italia SpA of available reserves (€6,000 million), partly offset by a decrease in profits distributed by Enel Iberia SRLU, Enel Américas SA and Enel Chile SA.

At the end of the year, outstanding interim dividends for 2022 included those approved by the subsidiaries Enel Chile SA (€14 million), received in the first months of 2023, and the joint venture Rusenergosbyt LLC (€9 million).

Millions of euro

	2022	2021	Change

Dividends from subsidiaries and associates	**8,761**	**4,409**	**4,352**
Enel Américas SA	99	303	(204)
Enel Chile SA	28	168	(140)
Enel Energie Muntenia SA	-	6	(6)
Enel Energie SA	-	2	(2)
Enel Global Trading SpA	-	86	(86)
Enel Iberia SRLU	648	1,175	(527)
Enel Italia SpA	7,970	2,609	5,361
Enel Rinnovabili Srl	-	25	(25)
E-Distribuţie Banat SA	-	8	(8)
Enel Innovation Hubs Srl	16	-	16
E-Distribuţie Muntenia SA	-	27	(27)
Dividends from joint ventures	**9**	**41**	**(32)**
Rusenergosbyt LLC	9	41	(32)
Dividends from other companies	**-**	**1**	**(1)**
Empresa Propietaria de la Red SA	-	1	(1)
Total income from equity investments	**8,770**	**4,451**	**4,319**

7. Net financial income/(expense) from derivatives – *€171 million*

This item breaks down as follows.

Millions of euro

	2022	2021	Change
Income from derivatives:			
- on behalf of Group companies:	**1,796**	**786**	**1,010**
- income from derivatives at fair value through profit or loss	1,796	786	1,010
- on behalf of Enel SpA:	**335**	**287**	**48**
- income from cash flow hedge derivatives	204	246	(42)
- income from derivatives at fair value through profit or loss	131	41	90
Total income from derivatives	**2,131**	**1,073**	**1,058**
Expense from derivatives:			
- on behalf of Group companies:	**1,791**	**785**	**1,006**
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	1,791	785	1,006
- on behalf of Enel SpA:	**169**	**106**	**63**
- expense from cash flow hedge derivatives	114	86	28
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	55	20	35
Total expense from derivatives	**1,960**	**891**	**1,069**
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**171**	**182**	**(11)**

Net financial income from derivatives amounted to €171 million (€182 million in 2021), a decrease of €11 million mainly reflecting the combined effect of the increase in net financial expense from cash flow hedge derivatives (€70 million), the increase in net financial income on derivatives at fair value through profit or loss (€55 million) entered into on behalf of Enel SpA, and the increase in net financial income on derivatives entered into on behalf of Group companies (€4 million).

For more details on derivatives, see note 32 "Financial instruments" and note 34 "Derivatives and hedge accounting".

8. Net other financial income/(expense) – *€(355) million*

This item breaks down as follows.

Millions of euro	2022	2021	Change
Other financial income			
Interest income			
Interest income on non-current loan assets	-	15	(15)
Interest income on current loan assets	183	27	156
Total	**183**	**42**	**141**
Exchange gains	45	1	44
Other	204	197	7
Total other financial income	**432**	**240**	**192**
Other financial expense			
Interest expense			
Interest expense on bank borrowings	88	51	37
Interest expense on bonds	297	365	(68)
Interest expense on other borrowings	309	203	106
Total	**694**	**619**	**75**
Exchange losses	90	179	(89)
Interest expense on defined benefit plans and other long-term employee benefits	1	1	-
Financial expense on debt management transactions	-	68	(68)
Other	2	2	-
Total other financial expense	**787**	**869**	**(82)**
NET OTHER FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	**(355)**	**(629)**	**274**

Other financial income amounted to €432 million, an increase of €192 million compared with the previous year, mainly reflecting:

- an increase of €156 million in interest income on short-term financial assets, partly offset by a decrease of €15 million in interest income on long-term financial assets;
- an increase of €44 million in exchange gains.

Other financial expense amounted to €787 million, a decrease of €82 million over 2021 mainly reflecting:

- a decrease of €89 million in exchange losses;
- a decrease of €68 million in financial expense on debt management transactions connected with the consent solicitation undertaken by the Company in the previous period;
- an increase of €106 million in interest expense received from Enel Finance International NV, together with an increase in interest expense on bank borrowings (€37 million) mainly reflecting the use of revolving credit lines of the Company, partially offset by the decrease of €68 million in interest on bonds as a result of the Company's finance strategy to actively manage maturities and the cost of borrowing.

9. Income taxes – *€(106) million*

Millions of euro

	2022	2021	Change
Current taxes	(111)	(107)	(4)
Deferred tax income	9	(5)	14
Deferred tax expense	(4)	(2)	(2)
Total taxes	**(106)**	**(114)**	**8**

Income taxes for 2022 showed a benefit of €106 million, mainly as a result of 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

	2022	% rate	2021	% rate
Pre-tax profit	7,051		4,648	
Theoretical corporate income taxes (IRES)	**1,692**	**24.0%**	**1,116**	**24.0%**
Tax decreases:				
- dividends on equity investments, collected	(2,072)	-29.4%	(1,015)	-21.8%
- dividends on equity investments, not collected	-	-	(4)	-0.1%
- uses of provisions	(16)	-0.2%	(13)	-0.3%
- reversal of previous impairment losses	(39)	-0.6%	-	-
- other	(30)	-0.4%	(48)	-1.0%
- Open Fiber capital gain	-	-	(371)	-8.0%
Tax increases:				
- impairment losses/(gains) for the year	305	4.3%	189	4.1%
- accruals to provisions	1	-	18	0.4%
- prior-year expense	46	0.7%	1	-
- other	9	0.1%	8	0.2%
Total current corporate income taxes (IRES)	(104)	**-1.5%**	**(119)**	**-2.6%**
IRAP	-	-	-	-
Foreign taxes	**3**	-	**24**	**0.5%**
Difference on estimated income taxes from prior years	**(10)**	**-0.1%**	**(12)**	**-0.3%**
Definitive withholdings on dividends from foreign investees	-	-	-	-
Total deferred tax items	**5**	**0.1%**	**(7)**	**-0.2%**
- of which impact of change in tax rate	-		-	
- of which changes for the year	5		*(7)*	
- of which difference of prior-year estimates	-		-	
TOTAL INCOME TAXES	**(106)**	**-1.5%**	**(114)**	**-2.5%**

Information on the statement of financial position

Assets

10. Property, plant and equipment – *€11 million*

Developments in property, plant and equipment for 2021 and 2022 are set out in the table below.

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost	1	5	3	5	27	41	1	83
Accumulated depreciation	-	(3)	(3)	(5)	(23)	(41)	-	(75)
Balance at Dec. 31, 2020	**1**	**2**	**-**	**-**	**4**	**-**	**1**	**8**
Capital expenditure	-	1	-	-	6	-	-	7
Entry into service	-	-	-	-	-	1	(1)	-
Depreciation	-	(1)	-	-	(2)	-	-	(3)
Total changes	**-**	**-**	**-**	**-**	**4**	**-**	**-**	**4**
Cost	1	6	3	5	33	42	-	90
Accumulated depreciation	-	(4)	(3)	(5)	(25)	(41)	-	(78)
Balance at Dec. 31, 2021	**1**	**2**	**-**	**-**	**8**	**1**	**-**	**12**
Capital expenditure	-	-	-	-	2	-	-	2
Entry into service	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	-	(1)	-	-	-2	-		(3)
Total changes	**-**	**(1)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**
Cost	1	6	3	5	35	42	-	92
Accumulated depreciation	-	(5)	(3)	(5)	(27)	(41)	-	(81)
Balance at Dec. 31, 2022	**1**	**1**	**-**	**-**	**8**	**1**	**-**	**11**

"Property, plant and equipment" totaled €11 million, a decrease of €1 million compared with December 31, 2021, reflecting the negative balance between depreciation recognized (€3 million) and capital expenditure for 2022 (€2 million).

11. Intangible assets – *€133 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, 2020	**54**	**59**	**113**
Investments	42	20	62
Assets entering service	24	(24)	-
Amortization	(32)	-	(32)
Total changes	**34**	**(4)**	**30**
Balance at Dec. 31, 2021	**88**	**55**	**143**
Investments	4	38	42
Assets entering service	36	(36)	-
Amortization	(52)	-	(52)
Total changes	**(12)**	**2**	**(10)**
Balance at Dec. 31, 2022	**76**	**57**	**133**

"Industrial patents and intellectual property rights", in the amount of €76 million (€88 million at December 31, 2021), mainly regard costs incurred in purchasing applications software as well as related evolutionary maintenance. Amortization is calculated on a straight-line basis over the item's residual useful life (three years on average). The investments of €4 million concerned information-technology projects related to digital development projects for the computerization of business processes, compliance and reporting of Holding Company functions, in particular in the areas of Administration, Finance and Control, Legal and Corporate Affairs, Health and Safety, Communications, Innovability and Audit. "Other intangible assets under development" amounted to €57 million, an increase of €2 million reflecting the net positive balance between investments during the year and the value of assets entering service.

12. Deferred tax assets and liabilities – *€146 million and €98 million*

Changes in deferred tax assets and deferred tax liabilities, grouped by type of timing difference, are shown below.

Millions of euro	at Dec. 31, 2021	Increase/(Decrease) taken to profit or loss	Increase/(Decrease) taken to equity	at Dec. 31, 2022
	Total			Total
Deferred tax assets				
Nature of temporary differences:				
- provisions for risks and charges and impairment losses	3	1	-	4
- measurement of financial instruments	245	-	(139)	106
- other items	51	(11)	(4)	36
Total deferred tax assets	**299**	**(10)**	**(143)**	**146**
Deferred tax liabilities				
Nature of temporary differences:				
- measurement of financial instruments	(145)	-	47	(98)
- other items	(4)	4	-	-
Total deferred tax liabilities	**(149)**	**4**	**47**	**(98)**
Excess net deferred IRES tax assets after any offsetting	**150**			**48**

"Deferred tax assets" totaled €146 million (€299 million at December 31, 2021) and essentially regard deferred tax assets on the fair value measurement of cash flow hedges.
"Deferred tax liabilities" came to €98 million (€149 million at December 31, 2021) 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 – *€59,952 million*

The table below shows the changes during the year for each investment, with the corresponding carrying amounts at the beginning and end of the year, as well as the list of investments held in subsidiaries, joint ventures, associates and other companies.

Millions of euro	Original cost	Impairment (losses)/gains	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding	Capital contributions and loss coverage	Acquisitions/(Disposals)/(Liquidations)/(Repayments)	Mergers/Spin-offs	Reclassifications	Value adjustments	Net change	Original cost	Impairment (losses)/gains	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding
	at Dec. 31, 2021					Changes in 2022						at Dec. 31, 2022				
A) Subsidiaries																
Enel Global Services Srl	70	(1)	-	69	100.0	-	-	-	-	1	1	70	-	1	71	100.0
Enel Global Thermal Generation Srl	57	(39)	-	18	100.0	-	-	-	-	-	-	57	(39)	-	18	100.0
Enel Global Trading SpA	1,401	(162)	2	1,241	100.0	-	-	-	-	162	162	1,401	-	2	1,403	100.0
Enel Green Power SpA	2,006	(497)	3	1,512	100.0	-	-	-	-	(228)	(228)	2,006	(725)	4	1,285	100.0
Enel Grids Srl	59	-	1	60	100.0	-	-	-	-	-	-	59	-	2	61	100.0
Enel Holding Finance Srl	7,875	-	-	7,875	100.0	-	-	-	-	-	-	7,875	-	-	7,875	100.0
Enel Iberia SRLU	13,713	-	-	13,713	100.0	-	-	-	-	-	-	13,713	-	1	13,714	100.0
Enel Innovation Hubs Srl	70	(47)	-	23	100.0	-	-	-	-	(16)	(16)	70	(63)	-	7	100.0
Enel Insurance NV	502	-	-	502	100.0	-	-	-	-	-	-	502	-	-	502	100.0
Enel Investment Holding BV	4,497	(4,490)	-	7	100.0	-	-	-	-	(1)	(1)	4,497	(4,491)	-	6	100.0
Enel Italia SpA	12,790	-	4	12,794	100.0	-	-	-	-	-	-	12,790	-	5	12,795	100.0
Enel North America Inc.	3,155	-	-	3,155	100.0	880	-	-	-	-	880	4,035	-	-	4,035	100.0
Enel Romania SA	15	-	-	15	100.0	-	-	-	(15)	-	(15)	-	-	-	-	100.0
Enel X Srl	270	-	2	272	100.0	-	-	(31)	-	-	(31)	239	-	2	241	100.0
Enel X Way Srl	-	-	-	-	-	800	58	31	-	-	889	889	-	-	889	100.0
Enelpower Srl	189	(163)	-	26	100.0	-	-	-	-	-	-	189	(163)	-	26	100.0
Vektör Enerji Üretim AŞ	-	-	-	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
Enel Américas SA	11,657	-	-	11,657	82.3	1	-	-	-	-	1	11,658	-	-	11,658	82.3
E-Distribuţie Muntenia SA	952	(242)	-	710	78.0	-	-	-	(710)	-	(710)	242	(242)	-	-	78.0
Enel Energie Muntenia SA	330	-	-	330	78.0	-	-	-	(330)	-	(330)	-	-	-	-	78.0
Enel Chile SA	2,671	-	-	2,671	64.9	-	-	-	-	-	-	2,671	-	-	2,671	64.9
PJSC Enel Russia	442	(110)	-	332	56.4	-	-	-	(332)	-	(332)	110	(110)	-	-	-
E-Distribuţie Banat SA	421	(236)	-	185	51.0	-	-	-	(185)	-	(185)	236	(236)	-	-	51.0
E-Distribuţie Dobrogea SA	261	(60)	-	201	51.0	-	-	-	(201)	-	(201)	60	(60)	-	-	51.0
Enel Energie SA	208	-	-	208	51.0	-	-	-	(208)	-	(208)	-	-	-	-	51.0
Enel Finance International NV	2,624	-	-	2,624	25.0	-	-	-	-	-	-	2,624	-	-	2,624	25.0
Enel Green Power Chile SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total subsidiaries	**66,235**	**(5,047)**	**12**	**60,200**		**1,681**	**58**	**-**	**(1,981)**	**(82)**	**(324)**	**65,993**	**(6,129)**	**17**	**59,881**	
B) Joint ventures																
Rusenergosbyt LLC	41	-	-	41	49.5	-	-	-	-	-	-	41	-	-	41	49.5
Total joint ventures	**41**	**-**	**-**	**41**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**41**	**-**	**-**	**41**	
C) Associates																
CESI SpA	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7
Total associates	**23**	**-**	**-**	**23**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
D) Other companies		-														

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elcogas SA in liquidation	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4.3	
Empresa Propietaria de la Red SA	5	-	-	5	11.1	-	-	-	-	2	2		5	2	-	7	11.1	
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0	
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1	
Total other companies	**10**	**(5)**	**-**	**5**		**-**	**-**	**-**	**-**	**2**	**2**		**10**	**(3)**	**-**	**7**		
TOTAL EQUITY INVESTMENTS	**66,309**	**(6,052)**	**12**	**60,269**		**1,681**	**58**	**-**	**(1,981)**	**(80)**	**(322)**		**66,067**	**(6,132)**	**17**	**59,952**		

942/1075

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The table below reports changes in equity investments in 2022.

Millions of euro	
Increases	
Capital contribution to Enel North America Inc.	880
Acquisition of Enel X Way Srl	58
Capital contribution to Enel X Way Srl	800
Partial demerger of Enel X Srl to Enel X Way Srl	31
Enel Américas SA - Conversion ADR	1
Revaluation of investment held in Empresa Propietaria de la Red SA	2
Reversal of impairment loss on Enel Global Trading SpA	162
Reversal of impairment loss on Enel Global Services Srl	1
Total increases	**1,935**
Decreases	
Partial demerger of Enel X Srl to Enel X Way Srl	(31)
Reclassification of PJSC Enel Russia as "Non-current assets classified as held for sale"	(332)
Reclassification of E- Distribuție Banat SA as "Non-current assets classified as held for sale"	(185)
Reclassification of E- Distribuție Dobrogea SA as "Non-current assets classified as held for sale"	(201)
Reclassification of Enel Energie SA as "Non-current assets classified as held for sale"	(208)
Reclassification of E-Distribuție Muntenia SA as "Non-current assets classified as held for sale"	(710)
Reclassification of Enel Energie Muntenia SA as "Non-current assets classified as held for sale"	(330)
Reclassification of Enel Romania SA as "Non-current assets classified as held for sale"	(15)
Impairment loss on the investment in Enel Green Power SpA	(228)
Impairment loss on the investment in Enel Innovation Hubs Srl	(16)
Impairment loss on the investment in Enel Investment Holding BV	(1)
Total decreases	**(2,257)**
NET CHANGE	**(322)**

In 2022 the carrying amount of investments in subsidiaries, joint ventures, associates and other companies decreased by €322 million as a result of:

- the capital contributions, on February 15, 2022 and March 14, 2022, to the subsidiary Enel North America Inc. in the amount of €880 million to support the business requirements of the subsidiaries;
- the incorporation, following the partial demerger of Enel X Srl on April 1, 2022, of Enel X Way Srl (formerly Enel X Charge Srl), with the aim (among others) of setting up a holding company for the development of electric mobility and MSP (Mobility Service Provider) of the Enel Group. The value of the demerged assets is €31 million;
- the acquisition on April 5, 2022 of an interest in Enel X Way Srl by Enel X Italia Srl, in the amount of €58 million;
- the capital contribution of €800 million, on April 19, 2022, to Enel X Way Srl in order to provide the company with the necessary financial resources to carry out the activities described above;
- the reclassification as "Non-current assets held for sale" of the interest held in the subsidiary PJSC Enel Russia, recognized at a value of €332 million, following the agreements signed at the end of June 2022 on the sale by Enel of the entire stake held in Enel Russia SpA to PJSC Lukoil and the Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia". The sale was finalized in October for a total of about €137 million. The transaction was closed following the fulfillment of all the conditions set out in the two separate contracts entered into with them, including approval of the transaction by the President of the Russian Federation in accordance with paragraph 5 of Decree 520 of August 5, 2022;
- the reclassification as "Non-current assets held for sale" of the interests held in Romanian subsidiaries for a total amount of €1,649 million, as a result of the negotiations started for the sale of all the equity investments held by the Group in Romania;

- the increase in the fair value measurement of the equity investment in Empresa Propietaria de la Red SA in the amount of €2 million;
- the reversal in the amount of €162 million of the impairment loss recognized on the investment in Enel Global Trading SpA to take account of the assumptions in the new business plan and market developments due to gas prices;
- the reversal in the amount of €1 million of the impairment loss recognized on the investment in Enel Global Services Srl;
- the impairment loss on the investment in Enel Green Power SpA, in the amount of €228 million, mainly due to the disposal of assets in Romania;
- the impairment loss on the investment in the subsidiary Enel Innovation Hubs Srl in the amount of €16 million, to take account of the performance and financial position of the company;
- the reversal in the amount of €1 million of the impairment loss recognized on the investment in Enel Investment Holding BV to take account of the performance and financial position of the company.

In accordance with IFRS 2, the carrying amount of investments in the subsidiaries involved in the Long-Term Incentive Plan for 2019, 2020, 2021 and 2022 has also been increased by the fair value of the equity component for the year, recognized in specific equity reserves, in the overall amount of €6 million. In the case of the award of equity instruments to the employees of indirect subsidiaries, the carrying amount of the equity investment in the direct subsidiary was increased.

The following table shows the assumptions used in determining the impairment loss on the investments held in Enel Green Power SpA, and the reversal of the impairment loss recognized on the investments in Enel Global Trading SpA and Enel Global Services Srl.

Millions of euro	Original cost	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]	Original cost	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]
	at Dec. 31, 2022					at Dec. 31, 2021				
Enel Green Power SpA	1,513	2.5%	8.4%	3 years	Annuity/26 years	2,008	1.7%	7.6%	3 years	Annuity/24 years
Enel Global Trading SpA	1,241	1.6%	8.6%	3 years	Perpetuity	1,198	1.7%	6.3%	3 years	Perpetuity
Enel Global Services Srl	70	1.6%	5.9%	3 years	Perpetuity	69	1.7%	4.2%	3 years	Perpetuity

(1) Perpetual growth rate for cash flows after the explicit forecast period.
(2) Pre-tax WACC calculated using the iterative method: the discount rate that ensures that the value in use calculated with pre-tax cash flows is equal to that calculated with post-tax cash flows discounted with the post-tax WACC.
(3) The terminal value has been estimated on the basis of a perpetuity or an annuity with a rising yield for the years indicated in the column.

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. 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 2023-2025 Business Plan

approved by the Board of Directors of the Company on November 22, 2022, 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 nominal growth rate equal to the long-term rate of growth in electricity demand and/or inflation (depending on the country and business involved) and in any case no higher than the average long-term growth rate of the reference market.

With regard to the investments held in the companies Enel Italia SpA, Enel X Way Srl, Enel North America Inc., Enel Global Thermal Generation Srl, Enel X Srl, the carrying amount is deemed to be recoverable even if individually greater than equity at December 31, 2022, for each investee. This circumstance is not felt to represent an impairment loss in respect of the investment but rather a temporary mismatch between the two amounts. More specifically, for the companies Enel Italia SpA, Enel X Way Srl, Enel North America Inc., Enel Global Thermal Generation Srl and Enel X Srl, the negative difference between the carrying amount of the investments and their equity represented a trigger event, following which the equity value of the investments in consideration of their expected future cash flows was determined by means of an impairment test. As a result of this test, a greater value emerged that was not reflected in equity to an extent necessary to confirm the full recoverability of the value of the investments.
It should also be noted that these investments have passed their related impairment tests.

The share certificates for Enel SpA's investments in Italian subsidiaries are held in custody at Monte dei Paschi di Siena.
The following table reports the share capital and equity of the investments in subsidiaries, joint ventures, associates and other investees at December 31, 2022.

	Registered office	Currency	Share capital	Equity (millions of euro)	Prior year profit/(loss) (millions of euro)	% holding	Carrying amount (millions of euro)
A) Subsidiaries							
Enel Global Services Srl	Rome	EUR	10,000	51	14	100.0	71
Enel Global Thermal Generation Srl	Rome	EUR	11,000,000	6	(13)	100.0	18
Enel Global Trading SpA	Rome	EUR	90,885,000	380	(12)	100.0	1,403
Enel Green Power SpA	Rome	EUR	272,000,000	482	(114)	100.0	1,285
Enel Grids Srl	Rome	EUR	10,100,000	319	292	100.0	61
Enel Holding Finance Srl	Rome	EUR	10,000	7,874	-	100.0	7,875
Enel Iberia SRLU	Madrid	EUR	336,142,500	23,435	725	100.0	13,714
Enel Innovation Hubs Srl	Rome	EUR	1,100,000	7	-	100.0	7
Enel Insurance NV	Amsterdam	EUR	60,000	511	5	100.0	502
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	EUR	1,000,000	5	(1)	100.0	6
Enel Italia SpA	Rome	EUR	100,000,000	3,745	910	100.0	12,795
Enel North America Inc.	Andover	USD	50	5,761	191	100.0	4,035
Enel Romania SA	Buftea	RON	200,000	5	1	100.0	-
Enel X Srl	Rome	EUR	1,050,000	193	54	100.0	241
Enel X Way Srl	Rome	EUR	6,026,000	818	(15)	100.0	889
Enelpower Srl	Milan	EUR	2,000,000	26	1	100.0	26
Vektör Enerji Üretim AŞ	Istanbul	TRY	3,500,000	-	-	100.0	-
Enel Américas SA	Santiago	USD	15,799,498,545	14,474	288	82.3	11,658
E-Distribuţie Muntenia SA	Bucharest	RON	271,635,250	580	(37)	78.0	-
Enel Energie Muntenia SA	Bucharest	RON	37,004,350	29	(67)	78.0	-
Enel Chile SA	Santiago	CLP	3,882,103,470,184	4,827	1,426	64.9	2,671
E-Distribuţie Banat SA	Timisoara	RON	382,158,580	243	(59)	51.0	-
E-Distribuţie Dobrogea SA	Costanta	RON	280,285,560	198	(32)	51.0	-
Enel Energie SA	Bucharest	RON	140,000,000	24	(79)	51.0	-
Enel Finance International NV	Amsterdam	EUR	1,478,810,371	10,286	44	25.0	2,624
Enel Green Power Chile SA	Santiago	USD	842,121,531	1,228	30	-	-
B) Joint ventures							
Rusenergosbyt LLC	Moscow	RUB	18,000,000	159	158	49.5	41
C) Associates							
Cesi SpA[1]	Milan	EUR	8,550,000	105	(10)	42.7	23
D) Other companies							
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Buenos Aires	ARS	2,025,191,313			-	-
Elcogas SA in liquidation	Puertollano	EUR	809,690			4.3	-
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	USD	58,500,000	156	18	11.1	7
Idrosicilia SpA	Milan	EUR	22,520,000		-	1.0	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	USD	2,700,000	(10)	(2)	11.1	-

(1) The value of share capital, equity and profit/(loss) for the year refers to the financial statements at December 31, 2021.

Equity investments in other companies at December 31, 2022 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, 2022	at Dec. 31, 2021
Equity investments in unlisted companies measured at FVOCI	**7**	**5**
Empresa Propietaria de la Red SA	7	5
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA in liquidation	-	-
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivatives – *€349 million, €390 million, €663 million, €178 million*

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Derivative financial assets	349	753	390	60
Derivative financial liabilites	663	1,300	178	131

For more details about the nature, recognition and classification of derivative financial assets and liabilities, please see notes 32 "Financial instruments" and 34 "Derivatives and hedge accounting".

15. Other non-current financial assets – *€14 million*

This item breaks down as follows:

Millions of euro	Notes	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	Change
Financial prepayments		10	13	(3)
Other non-current financial assets included in debt	15.1	4	3	1
Total		**14**	**16**	**(2)**

"Financial prepayments" essentially refers to the remaining portion of the transaction costs on the €10 billion revolving credit line, established on December 18, 2017, and with a five-year term, between Enel SpA, Enel Finance International NV, and Mediobanca. The item reports the non-current portion of those costs, and their reversal through profit or loss depends on the type of fee involved and the maturity of the credit line.

15.1 Other non-current financial assets included in debt – *€4 million*

Millions of euro	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	Change
Other loan assets	4	3	1
Total	**4**	**3**	**1**

"Other loan assets", equal to €4 million, are entirely accounted for by loans to employees.

16. Other non-current assets – *€81 million*

This item breaks down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Tax assets	12	12	-
Amounts due from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities	69	87	(18)
Total other non-current assets	**81**	**99**	**(18)**

"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.
Tax assets also include 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 portion due beyond five years of these amounts due from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities came to €11 million (€25 million at December 31, 2021).

17. Trade receivables – *€294 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Trade receivables:			
- due from subsidiaries	278	260	18
- due from third-party customers	16	15	1
Total	**294**	**275**	**19**

Trade receivables due from subsidiaries primarily regard the management and coordination services and other activities performed by Enel SpA on behalf of Group companies. Trade receivables due from third-party customers concern services of various types.
Trade receivables due from subsidiaries break down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Subsidiaries			
Edistribución Redes Digitales SLU	8	7	1
e-distribuzione SpA	16	22	(6)
Endesa Energía SA	2	3	(1)
Endesa Generación SA	4	2	2
Endesa SA	13	10	3
Enel Américas SA	6	5	1
Enel Brasil SA	93	70	23
Enel Chile SA	9	7	2
Enel Distribución Chile SA	5	5	-
Enel Distribución Perú SAA	3	3	-
Enel Energia SpA	7	9	(2)
Enel Generación Chile SA	5	4	1
Enel Generación Perú SAA	2	2	-
Enel Global Services Srl	12	12	-
Enel Green Power Chile SA	3	1	2
Enel Green Power Hellas SA	3	2	1
Enel Green Power Italia Srl	2	4	(2)
Enel Green Power North America Inc.	10	5	5
Enel Green Power SpA	3	3	-
Enel Grids Srl	1	4	(3)
Enel Italia SpA	(1)	-	(1)
Enel North America Inc.	3	7	(4)
Enel Produzione SpA	4	4	-
Enel Romania Srl	5	5	-
PJSC Enel Russia	-	9	(9)
Enel X Srl	3	5	(2)
Enel X Way Srl	4	-	4
E-Distribuţie Banat SA	6	6	-
E-Distribuţie Dobrogea SA	3	3	-
E-Distribuţie Muntenia SA	10	9	1
Gas y Electricidad Generación SAU	1	2	(1)
Servizio Elettrico Nazionale SpA	1	2	(1)
Vektör Enerji Üretim AŞ	8	8	-
Other	24	20	4
Total	278	**260**	**18**

Trade receivables by geographical segment are shown below.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Italy	56	70	(14)
EU	79	70	9
Non-EU Europe	2	10	(8)
Other	157	125	32
Total	**294**	**275**	**19**

18. Income tax assets – *€165 million*

Income tax assets at December 31, 2022 amounted to €165 million and essentially regard the Company's IRES credit for estimated current taxes for 2022 (€142 million) and the receivable for withholding tax on dividends of Enel Américas SA and Enel Chile SA (€16 million).

19. Other current financial assets – *€3,480 million*

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Other current financial assets included in debt	19.1	3,395	8,197	(4,802)
Other sundry current financial assets		85	60	25
Total		**3,480**	**8,257**	**(4,777)**

For more information on "Other current financial assets included in debt", please see note 19.1.
"Other current financial assets" essentially refer to receivables in respect of Group companies for interest and other fees deriving from financial services contracts amounting to €11 million (€15 million at December 31, 2021), financial assets in respect of the outcome of derivative positions amounting to €20 million (€3 million at December 31, 2021), current accrued financial income of €40 million (€37 million at December 31, 2021) and current financial prepaid expense of €14 million (€5 million at December 31, 2021).

19.1 Other current financial assets included in debt – *€3,395 million*

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Loan assets due from Group companies:		**3,001**	**7,111**	**(4,110)**
- short-term loan assets (intercompany current accounts)	32.1.1	2,489	7,111	(4,622)
- short-term financing		512	-	512
Loan assets due from others:		**394-**	**1,086-**	**(692)-**
- other loan assets		5	9	(4)
- cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	32.1.1	389	1,077	(688)
Total		**3,395**	**8,197**	**(4,802)**

20. Other current assets – *€584 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Tax assets	286	4	282
Other amounts due from Group companies	283	1,044	(761)
Other amounts due	15	15	-
Total	**584**	**1,063**	**(479)**

"Tax assets" amounted to €286 million and include €274 million in respect of the residual VAT credit for 2022 of the Enel VAT Group.
The change on the previous year is essentially due to the non-payment of the VAT payment on account in 2021, in line with the clarifications issued by the Revenue Agency, which ruled that, in the first year of

establishment of the single VAT payer, the payment on account is not due given the absence of information on which to calculate the payment itself.
The item also includes the tax asset of €8 million in respect of the IRES reimbursement for 2011-2014 paid to Enel SpA following an agreement procedure (MAP) begun in 2021 and completed in 2022 with an agreement between the Italian and Spanish tax authorities eliminating the double taxation charged to the multinational group following adjustments made to transfer prices applied in transactions between Enel SpA and its Spanish subsidiaries in 2011, 2012, 2013 and 2014.

Other amounts due from Group companies essentially regard receivables for the interim dividend approved in 2022 by the subsidiaries Rusenersgobyt LLC and Enel Chile SA (€12 million and €14 million, respectively), IRES assets in respect of the Group companies participating in the consolidated taxation mechanism (€154 million) and VAT assets in respect of companies participating in the Group VAT mechanism (€101 million).

In 2021, the item included the VAT credits in respect of the subsidiaries participating in the Enel VAT Group (€547 million) and assets for the interim dividend approved in 2021 by Enel Iberia SRLU, Enel Américas SA and Enel Chile totaling €368 million, which were received in early 2022.
Other amounts due, equal to €15 million at December 31, 2022, are substantially in line with the 2021 values.

21. Cash and cash equivalents – *€4,868 million*

Cash and cash equivalents break down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Bank and post office deposits	4,868	952	3,916
Cash and cash equivalents on hand	-	-	-
Total	**4,868**	**952**	**3,916**

Cash and cash equivalents amounted to €4,868 million, an increase of €3,916 million on December 31, 2021, reflecting cash flows generated by ordinary operations.
Cash flows from operating activities in 2022 were a positive €8,689 million (€6,757 million at December 31, 2021), an increase of €1,932 million compared with 2021, mainly reflecting an increase in dividends received, partly offset by an increase in financial expense paid and greater cash requirements connected with the change in net working capital.

During the year, financing activities absorbed cash flows of €3,126 million. This mainly reflected repayments in the period on long-term borrowings (€10,466 million), payment of dividends (€3,882 million) partly offset by the issue of new long-term borrowings (€4,251 million), the net reduction in financial debt (€7,108 million) and the payment of coupons to holders of hybrid perpetual bonds (€123 million).

Investing activities absorbed cash flows of €1,647 million, mainly reflecting the capital contributions to the subsidiary Enel North America Inc. (€880 million), the acquisition by Enel X Italia Srl of an interest in Enel X Way Srl and the recapitalization of the latter (€858 million), partly offset by the liquidity generated by the sale of Enel Russia (€137 million).

The cash requirements of investing and financing activities were primarily funded by the contribution of the cash flows generated by operating activities, which were a positive €8,689 million, determining a closing balance of cash and cash equivalents at year end of €4,868 million.

22. Non-current assets classified as held for sale - *€654 million*

Non-current assets reclassified as held for sale include the equity investments in E-Distribuţie Muntenia SA, E-Distribuţie Banat SA, E-Distribuţie Dobrogea SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA and Enel Romania SA, for a total €654 million, following the agreement on the sale to the Greek company Public Power Corporation SA (PPC) of all the equity stakes held by the Enel Group in Romania.

The reclassified value reflects a value adjustment of €995 million made to align the value of the equity investments with the consideration in the sale agreement.

Liabilities and equity

23. Equity – *€38,342 million*

Equity amounted to €38,342 million, an increase of €3,375 million compared with December 31, 2021.
The change is mainly attributable to:

- profit for the year (€7,464 million);
- the distribution of the balance of the dividend for 2021 in the amount of €0.19 per share (for a total of €1,932 million), as approved by the Shareholders' Meeting on May 19, 2022, and the interim dividend for 2022 approved by the Board of Directors on November 3, 2022 and paid as from January 25, 2023 (€0.20 per share for a total of €2,033 million).

Share capital – *€10,167 million*

At December 31, 2022, the fully subscribed and paid-up share capital of Enel SpA totaled €10,166,679,946, represented by the same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each.
The share capital is unchanged compared with the amount reported at December 31, 2021.
At December 31, 2022, 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 5.114% stake held for asset management purposes).

Negative treasury share reserve – *€(47) million*

At December 31, 2022, treasury shares are represented by 7,153,795 ordinary shares of Enel SpA with a par value of €1.00 each (4,889,152 at December 31, 2021), purchased through a qualified intermediary for a total amount of about €47 million.

On June 16, 2022, the Board of Directors of the Company, implementing the authorization granted by the Shareholders' Meeting held on May 19, 2022, approved the launch of a share buyback program for 2.7 million, equivalent to about 0.027% of Enel's share capital.
The program, which began on June 17, 2022 and was completed on July 20, was introduced to serve the 2022 Long-Term Incentive Plan for the management of Enel and/or of its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code (2022 LTI Plan) which was also approved by Enel's Shareholders' Meeting of May 19, 2022.
As a result of these transactions, a total of 2,700,000 Enel shares (equal to 0.026557% of share capital), were acquired at a volume-weighted average price of €5.1951 per share for a total €14,026,715. Moreover, on September 5, 2022, Enel awarded 435,357 shares to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan.
As a result of the award and considering the treasury shares already owned, at December 31, 2022 Enel held 7,153,795 treasury shares, equal to 0.070365% of share capital, serving the Long-Term Incentive Plans (the LTI Plans for 2019, 2020, 2021 and 2022).
In accordance with Article 2357-*ter*, paragraph 2, of the Civil Code, treasury shares do not participate in the distribution of the dividend.

Perpetual hybrid bonds – *€5,567 million*

The item regards the non-convertible subordinated perpetual hybrid bonds denominated in euros intended for institutional investors.
The item has not changed compared to the previous year.
During 2022, the Company paid coupons to holders of perpetual hybrid bonds for €123 million.

Other reserves – *€11,835 million*

Share premium reserve – *€7,496 million*

The share premium reserve at December 31, 2022 was equal to €7,496 million, unchanged compared with the previous year.

Legal reserve – *€2,034 million*

The legal reserve, equal to 20.0% of share capital, is unchanged compared with the previous year.

Reserve pursuant to Law 292/1993 – *€2,215 million*

The reserve shows the remaining portion of the adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.
In the case of a distribution of this reserve, the tax treatment for capital reserves as defined by Article 47 of the Consolidated Income Tax Code shall apply.

Other reserves – *€137 million*

Other reserves include €19 million related to the reserve for capital grants, which reflects 50% of the grants received from Italian public entities and EU bodies in application of related laws for new works (pursuant to Article 55 of Presidential Decree 917/1986), which is recognized in equity in order to take advantage of tax deferment benefits.
The item also includes the unavailable reserve established for the purchase of treasury shares in the amount of €47 million in execution of the resolutions of the Ordinary Shareholders' Meeting of Enel SpA and the reserves established to recognize the value of the equity component granted to the management of the

Company and the subsidiaries as part of the 2019, 2020, 2021 and 2022 Long-Term Incentive Plans in the amount of €22 million. For further details, please see note 36 "Share-based payments".
It also includes €29 million in respect of the stock option reserve and €20 million for other reserves.

Hedging reserves – *€(27) million*

At December 31, 2022, the item includes the hedging reserve and the hedging costs reserve, amounting to a negative €27 million (net of the positive tax effect of €9 million).

Reserve from measurement of financial assets at FVOCI - *€2 million*

At December 31, 2022, the valuation reserve for financial assets at FVOCI came to €2 million, reflecting the fair vale measurement of Empresa Propietaria de la Red SA.

Actuarial reserve – *€(22) million*

At December 31, 2022, the actuarial reserve amounted to €22 million (net of the positive tax effect of €4 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 2021 and 2022.

Millions of euro	At Jan. 1, 2021	Gross gains/(losses) recognized in equity during the year	Gross released to profit or loss	Taxes	Other changes	at Dec. 31, 2021	Gross gains/(losses) recognized in equity during the year	Gross released to profit or loss	Taxes	Other changes	at Dec. 31, 2022
Hedging reserve	(443)	347	(169)	(39)	(14)	(318)	464	(54)	(93)	(23)	**(24)**
Hedging costs reserve	(16)	21	-	(5)	-	-	(4)	-	1	-	**(3)**
Reserve from measurement of financial assets at FVOCI	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	**2**
Actuarial reserve	(39)	6	-	(2)	-	(35)	17	-	(4)	-	**(22)**
Gains/(Losses) recognized directly in equity	**(498)**	**374**	**(169)**	**(46)**	**(14)**	**(353)**	**479**	**(54)**	**(96)**	**(23)**	**(47)**

Retained earnings – *€5,696 million*

For 2022, the item shows an increase of €768 million, reflecting:

- the allocation of profit for the year 2021, in execution of the resolutions of the Shareholders' Meeting of May 19, 2022, in the amount of €71 million, covering the amounts paid in 2021 as coupons to the holders of perpetual hybrid bonds and the remainder of profit for a total of €831 million, including the portion of the undistributed dividend balance in respect of treasury shares held in the portfolio at the record date of July 19, 2022;

- the payment of coupons in the total amount of €123 million to the holders of perpetual hybrid bonds;
- the unavailable reserve established for the purchase of treasury shares serving the 2022 LTI Plan, for a total €14 million;
- the reclassification of a specific unavailable reserve of about €3 million as a result of the partial award of the treasury shares serving the 2019 LTI Plan following achievement of the Plan's performance objectives.

Profit for the year – *€5,124 million*

Profit for 2022, net of the interim dividend for 2022 of €0.20 per share (for a total €2,033 million), amounted to €5,124 million.

The table below shows the availability of reserves for distribution.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	Possible uses	Amount available	
Share capital	10,167			
Capital reserves:				
- share premium reserve	7,496	ABC	7,496	
- equity instruments - perpetual hybrid bonds	5,567			
Income reserves:				
- legal reserve	2,034	B		
- negative treasury share reserve	(47)			
- reserve pursuant to Law 292/1993	2,215	ABC	2,215	
- hedging reserve	(27)			
- 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	(22)			
- reserve for share-based payments (LTI)	22			
- other	67	ABC	20	
Retained earnings/(Loss carried forward)	5,696	ABC	5,696	
Total	**33,218**		**15,475**	
of which amount available for distribution			*15,472*	

A: for capital increases.
B: to cover losses.
C: for distribution to shareholders.
(1) Regards lapsed options.
(2) Not distributable in the amount of €3 million regarding options granted by the Parent to employees of subsidiaries that have lapsed.

There are no restrictions on the distribution of the reserves pursuant to Article 2426, paragraph 1(5), of the Italian Civil Code since there are no unamortized start-up and expansion costs or research and development expenditure, or departures pursuant to Article 2423, paragraph 4, of the Civil Code.

It should be noted that, in the three previous years, the available reserve denominated "retained earnings" has been used in the amount of €1,322 million for the distribution of dividends to shareholders.

23.1 Dividends

The table below shows the dividends paid by the Company in 2021 and 2022.

	Amount distributed (in millions of euro)	Dividend per share (in euro)
Dividends distributed in 2021		
Dividends for 2020	3,638	0.358
Interim dividend for 2021[1]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2021	**3,638**	**0.358**
Dividends distributed in 2022		
Dividends for 2021	3,861	0.38
Interim dividend for 2022[2]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2022	**3,861**	**0.38**

(1) Approved by the Board of Directors on November 4, 2021 and paid as from January 26, 2022 (interim dividend per share of €0.19 for a total of €1,932 million).
(2) Approved by the Board of Directors on November 3, 2022 and paid as from January 25, 2023 (interim dividend per share of €0.20 for a total of €2,033 million).

Dividends distributed are shown net of the amounts attributable to treasury shares held at the respective record dates. The Company waived collection of dividends on these shares, which were recognized under retained earnings.

The dividend for 2022, equal to €0.40 per share, amounting to a total of €4,067 million (of which €0.20 per share, for a total of €2,033 million already paid as an interim dividend), will be proposed to the Shareholders' Meeting of May 10, 2023, at a single call.

These separate financial statements do not reflect the effects of the distribution of this dividend for 2022 to shareholders, with the exception of liabilities due to shareholders for the 2022 interim dividend approved by the Board of Directors on November 3, 2022, in the maximum potential amount of €2,033 million and paid as from January 25, 2023, net of the amount pertaining to the 7,153,795 treasury shares held as at the record date of January 24, 2023.

During the year, the Company also paid coupons totaling €123 million to the holders of perpetual hybrid bonds.

23.2 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 2022.

To this end, the Company constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2022 and 2021 is summarized in the following table.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Non-current financial debt	(18,196)	(25,572)	7,376
Net current financial debt	(1,919)	2,370	(4,289)
Non-current financial assets and long-term securities	4	3	1
Net financial debt	**(20,111)**	**(23,199)**	**3,088**
Equity	**38,342**	**34,967**	**3,375**
Debt/equity ratio	**(0.52)**	**(0.66)**	**0.14**

24. Borrowings – *€18,196 million, €1,430 million, €8,752 million*

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Long-term borrowings	18,196	25,572	1,430	216
Short-term borrowings	-	-	8,752	6,563

For more details about the nature, recognition and classification of borrowings, please see note 32 "Financial instruments".

25. Employee benefits – *€131 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, 2022 and at December 31, 2021.

Millions of euro	2022				2021			
	Pension benefits	Health insurance	Other benefits	Total	Pension benefits	Health insurance	Other benefits	Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION								
Actuarial obligation at January 1	**123**	**34**	**15**	**172**	**151**	**32**	**17**	**200**
Current service cost	-	1	2	**3**	-	1	8	**9**
Interest expense	1	-	-	**1**		-	-	-
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	-	-	-	-	(9)	(2)	-	**(11)**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	(14)	(7)	-	**(21)**	-	3	-	**3**
Experience adjustments	3	1	-	**4**	-	2	-	**2**
Past service cost	-	-	-	-	(1)	-	-	**(1)**
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-	-	-	-	-	-	-
Employer contributions	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributions from plan participants	-	-	-	-	-	-	-	-
Payments for closures	-	-	-	-	-	-	-	-
Other payments	(17)	(2)	(9)	**(28)**	(18)	(2)	(11)	**(31)**
Other changes	-	-	-	-	-	-	1	**1**
Actuarial obligation at December 31	**96**	**27**	**8**	**131**	**123**	**34**	**15**	**172**

Millions of euro	2022	2021
(Gains)/Losses taken to profit or loss		
Service cost	3	9
Interest expense	1	-
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	-	-
Other changes	-	-
Total	**4**	**9**

Millions of euro	2022	2021
Remeasurement (gains)/losses in OCI		
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	(17)	(6)
Other changes	-	-
Total	**(17)**	**(6)**

The current service cost for employee benefits in 2022 amounted to €4 million (€9 million in 2021).
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.

	2022	2021
Discount rate	3.60%-3.70%	0.00%-0.80%
Rate of wage increases	2.30%-4.30%	0.80%-1.80%
Rate of increase in healthcare costs	3.30%	2.50%

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	(2)			5	29

26. Provisions for risks and charges – *€41 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.

Millions of euro		Taken to profit or loss					
	at Dec. 31, 2021	Accruals	Reversals	Utilization	Other changes	**Total**	**at Dec. 31, 2022**
							of which current portion
Provision for litigation and other risks and charges:							
- litigation	3	4	-	(1)	-	6	4
- other	6	-	-	-	-	6	3
Total	**9**	**4**	**-**	**(1)**	**-**	**12**	**7**
Provision for early retirement incentives	52	-	(18)	(5)	-	29	7
TOTAL PROVISIONS FOR RISKS AND CHARGES	**61**	**4**	**(18)**	**(6)**	**-**	**41**	**14**

The €3 million increase in the provision for litigation mainly reflects the provision to profit or loss for new disputes. The provision mainly refers to labor disputes.
The provision for other risks and charges, equal to €6 million, is unchanged on the previous year.
The decrease of €23 million in the provision for early retirement incentive plans adopted by the Company reflects releases to profit or loss of €18 million following the adjustment of the plans and uses during the period of €5 million.

62

27. Other non-current liabilities – *€23 million*

"Other non-current liabilities" amounted to €23 million (€30 million at December 31, 2021). They regard, in the amount of €8 million, the debt towards Group companies that initially arose following Enel SpA's application (submitted in its capacity as the consolidating company) for reimbursement for 2004-2011 of the additional income taxes paid as a result of not deducting part of IRAP in computing taxable income for IRES purposes. The liability in respect of the subsidiaries is balanced by the recognition of non-current tax assets (note 16).
The item also includes the liability to employees (€9 million) for early termination incentive plans adopted by the Company (€14 million in 2021) 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 €5 million (€7 million at December 31, 2021) 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.

28. Trade payables – *€155 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Trade payables:			
- due to third parties	58	51	7
- due to Group companies	97	116	(19)
Total	**155**	**167**	**(12)**

"Trade payables" mainly include payables for the provision of services and other activities performed in 2022, and comprise payables due to third parties of €58 million (€51 million at December 31, 2021) and payables due to Group companies of €97 million (€116 million at December 31, 2021).

Trade payables due to subsidiaries at December 31, 2022 break down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Subsidiaries			
Endesa SA	1	1	-
Enel Global Services Srl	54	62	(8)
Enel Global Trading SpA	1	1	-
Enel Green Power SpA	7	4	3
Enel Grids Srl	2	22	(20)
Enel Iberia SRLU	6	5	1
Enel Innovation Hubs Srl	5	4	1
Enel Italia SpA	7	5	2
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel X Srl	2	-	2
Other	11	11	-
Total	**97**	**116**	**(19)**

Trade payables break down by geographical segment as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Suppliers			
Italy	134	145	(11)
EU	15	16	(1)
Non-EU Europe	-	2	(2)
Other	6	4	2
Total	**155**	**167**	**(12)**

29. Other current financial liabilities – *€238 million*

"Other current financial liabilities" mainly regard interest expense accrued on debt outstanding at year end.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Deferred financial liabilities	205	215	(10)
Other items	33	12	21
Total	238	**227**	**11**

More specifically, 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, 2022, but were to be settled in the following year, comprising financial expense on hedge derivatives on commodity exchange rates entered into on behalf of Group companies.

30. Net financial position and long-term financial assets and securities – *€20,111 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 financial position.

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Long-term borrowings	24	18,196	25,572	(7,376)
Short-term borrowings	24	8,752	6,563	2,189
Current portion of long-term borrowings	24	1,430	216	1,214
Other non-current financial assets included in debt	15.1	4	3	1
Other current financial assets included in debt	19.1	3,395	8,197	(4,802)
Cash and cash equivalents	21	4,868	952	3,916
Total		**20,111**	**23,199**	**(3,088)**

The net financial debt at December 31, 2022 and December 31, 2021 is reported below in accordance with Guideline 39, issued on March 4, 2021, by ESMA, applicable as from May 5, 2021, and with warning notice no. 5/2021 issued by CONSOB on April 29, 2021, which replaced references to the CESR Recommendations and those in Communication no. DEM/6064293 of July 28, 2006 regarding the net financial position.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	of which with related parties	at Dec. 31, 2021	of which with related parties	Change
Liquidity					
Bank and post office deposits	4,038		952		3,086
Liquid assets	**4,038**		**952**		**3,086**
Cash equivalents	830		-		**830**
Short-term loan assets	3,395		8,197		(4,802)
Other current financial assets	**3,395**	*2,489*	**8,197**	*7,111*	**(4,802)**
Liquidity	**8,263**		**9,149**		**(886)**
Current financial debt					
Current bank debt	(25)		(640)		615
Other short-term borrowings	(8,727)	(8,362)	(5,923)	(5,625)	(2,804)
Current financial debt (including debt instruments)	**(8,752)**		**(6,563)**		**(2,189)**
Current portion of long-term bank borrowings	(1,430)		(216)		(1,214)
Non-current financial debt (current portion)	**(1,430)**		**(216)**		**(1,214)**
Current financial debt	**(10,182)**		**(6,779)**		**(3,403)**
Net current financial debt	**(1,919)**		**2,370**		**(4,289)**
Non-current financial debt					
Long-term bank borrowings	(1,527)		(2,508)		981
Non-bank financing (leases)	-		(1)		1
Other long-term borrowings	(12,407)		(18,739)		6,332
Non-current financial debt (excluding current portion and debt instruments)	**(13,934)**		**(21,248)**		**7,314**
Bonds	**(4,262)**		**(4,324)**		**62**
Trade payables and other non-interest-bearing non-current liabilities with a significant financing component	-		-		-
Non-current financial debt	**(18,196)**		**(25,572)**		**7,376**
Net financial debt as per CONSOB instructions	**(20,115)**		**(23,202)**		**3,087**
Long-term loan assets	**4**	-	**3**	-	**1**
NET FINANCIAL DEBT	**(20,111)**		**(23,199)**		**3,088**

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 Group for hedging purposes.

At December 31, 2022 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 €349 million (€753 million at December 31, 2021), "Current financial derivative assets" in the amount of €390 million (€60 million at December 31, 2021), "Non-current financial derivative liabilities" in the amount of €663 million (€1,300 million at December 31, 2021), and "Current financial derivative liabilities" in the amount of €178 million (€131 million at December 31, 2021).

66

31. Other current liabilities – *€2,873 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Tax liabilities	35	551	(516)
Amounts due to Group companies	739	220	519
Amounts due to employees, recreational/assistance associations	20	18	2
Amounts due to social security institutions	9	8	1
Amounts due to customers for security deposits and reimbursements	2	2	-
Other	2,068	1,986	82
Total	**2,873**	**2,785**	**88**

"Tax liabilities" amounted to €35 million and essentially regard amounts due to tax authorities for corporate income tax (IRES) of the companies participating in the national consolidated taxation mechanism (€30 million, compared with €250 million in 2021) and liabilities for personal income tax (IRPEF) withholdings for payroll employees in the amount of €4 million. In 2021, the item included Group VAT for the 4th Quarter of 2022 of the companies participating in the Enel VAT Group in the amount of €296 million.

The change on the previous year is essentially due to the non-payment of the VAT payment on account in 2021, in line with the clarifications issued by the Revenue Agency, which ruled that in the first year of establishment of the single VAT payer the payment on account is not due given the absence of information on which to calculate the payment itself.

"Amounts due to Group companies" amounted to €739 million. They consist of €456 million in payables in respect of the IRES liability under the consolidated taxation mechanism (€86 million at December 31, 2021) and €283 million in respect of Group VAT (€134 million at December 31, 2021). The increase of €519 million reflects developments in the debtor positions noted above.

The item "Other", equal to €2,068 million, includes the liability for dividends to be paid to shareholders, essentially represented by the liability for the interim dividend for 2022 in the amount of €2,033 million, which was approved by the Board of Directors of Enel SpA on November 3, 2022 and paid as from January 25, 2023 (€0.20 per share for 2022; €0.19 per share for 2021).

32. Financial instruments

32.1 Financial assets by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial assets provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial assets, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Financial assets at amortized cost	32.1.1	**4**	**3**	**8,620**	**9,812**
Financial assets at FVOCI					
Equity investments in other companies	32.1.2	7	5	-	-
Total financial assets at FVOCI		**7**	**5**	**-**	**-**
Financial assets at FVTPL					
Derivative financial assets at FVTPL	34	199	178	156	60
Total financial assets at FVTPL		**199**	**178**	**156**	**60**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	34	150	575	234	-
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**150**	**575**	**234**	**-**
TOTAL		**360**	**761**	**9,010**	**9,872**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial assets, please see note 34 "Derivatives and hedge accounting".
For more information on the fair vale measurement, please see note 32.1.2 "Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI)".

32.1.1 Financial assets at amortized cost

The following table shows financial assets measured at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Non-current			Current		
	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Notes	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Cash and cash equivalents		-	-	21	**4,868**	**952**
Trade receivables		-	-	17	**294**	**275**
Loan assets from Group companies						
Loan assets on intercompany current accounts		-	-	19.1	2,489	7,111
Current portion of long-term loan assets	19.1	-	-		-	-
Other financial assets		-	-		524	14
Total financial assets from Group companies		**-**	**-**		**3,013**	**7,125**
Loan assets from others						
Cash collateral for margin agreements on OTC derivatives		-	-	19.1	389	1,077
Other financial assets		4	3		25	13
Total financial assets from others		**4**	**3**		**414**	**1,090**
Other financial assets		-	-		**31**	**370**
TOTAL		**4**	**3**		**8,620**	**9,812**

The main changes compared with 2021 regarded:

- an increase of €3,916 million in cash and cash equivalents, mainly reflecting higher dividends received during the period from Group companies;
- a decrease of €4,111 million in loans assets from Group companies, mainly reflecting the decrease in loan assets on the intercompany current account held with Group companies (€4,622 million), partly offset by an increase in in other financial assets (€512 million) attributable to the revolving credit line issued to Enel Global Trading;
- a decrease of €688 million in cash collateral paid to counterparties in derivatives transactions;
- a decrease of €339 million in other financial assets, reflecting a reduction in dividends authorized by subsidiaries and still outstanding at December 31, 2022.

Impairment losses on financial assets at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost at December 31, 2022 amounted to €8,624 million and are recognized net of allowances for expected credit losses, which totaled €11 million at December 31, 2022 (€12 million at the end of 2021).

The Company mainly has the following types of financial assets measured at amortized cost subject to impairment testing:

- cash and cash equivalents;
- trade receivables;
- loan assets;
- other financial assets.

While cash and cash equivalents are also subject to the impairment requirements of IFRS 9, the identified impairment loss was immaterial.

The expected credit loss (ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (i.e., all shortfalls) discounted at the original effective interest rate.

Depending on the nature of the financial assets and the credit risk information available, the assessment of a significant increase in credit risk may be performed on:

- an individual basis, if the receivables are individually significant and for all receivables which have been individually identified for impairment based on reasonable and supportable information;
- a collective basis, if no reasonable and supportable information is available without undue cost or effort to measure expected credit losses on an individual instrument basis.

When there is no reasonable expectation of recovering a financial asset in its entirety or a portion thereof, the gross carrying amount of the financial asset shall be reduced.

A write-off represents a derecognition event (e.g., the right to cash flows is legally or contractually extinguished, transferred or expired).

The following table shows the expected losses for each class of financial asset measured at amortized cost.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022			at Dec. 31, 2021		
	Gross carrying amount	Allowance for expected credit losses	Total	Gross carrying amount	Allowance for expected credit losses	Total
Cash and cash equivalents	4,868	-	4,868	952	-	952
Trade receivables	300	6	294	282	7	275
Loan assets from Group companies	3,013	-	3,013	7,125	-	7,125
Loan assets from others	419	5	414	1,098	5	1,093
Other receivables	35	-	35	370	-	370
Total	**8,635**	**11**	**8,624**	**9,827**	**12**	**9,815**

To measure expected losses, the Company assesses trade receivables and contract assets with the simplified approach, on both 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.

Millions of euro

	Allowance for expected credit losses					
	Financial assets			Trade receivables		
	Individual	Collective	Total	Individual	Collective	Total
Jan. 1, 2021 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**-**	**6**	**6**
Impairment losses	-	-	-	1	-	1
Utilization	-	-	-	-	-	-
Reversals	-	-	-	-	-	-
Total at Dec. 31, 2021 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**1**	**6**	**7**
Impairment losses	-	-	-	-	-	-
Utilization	-	-	-	(1)	-	(1)
Reversals	-	-	-	-	-	-
Total at Dec. 31, 2022 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**-**	**6**	**6**

32.1.2 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 €7 million, are essentially represented by the equity investment held by Enel SpA in Empresa Propietaria de la Red SA.
At December 31, 2022 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.

32.1.3 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. See note 34.2 "Derivatives at fair value through profit or loss" for more information.

32.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liabilities provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial liabilities, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Financial liabilities at amortized cost	32.2.1	**18,196**	**25,572**	**12,428**	**8,935**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	34	197	180	178	131
Total		**197**	**180**	**178**	**131**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	34	466	1,120	-	-
Total		**466**	**1,120**	**-**	**-**
TOTAL		**18,859**	**26,872**	**12,606**	**9,066**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial liabilities, please see note 34 "Derivatives and hedge accounting".
For more details about the fair value measurement, please see note 35 "Fair value measurement".

32.2.1 Financial liabilities at amortized cost

The following table shows financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

Millions of euro		Non-current			Current	
	Notes	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	Notes	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Long-term borrowings	24	18,196	25,572		1,430	216
Short-term borrowings		-	-	24	8,752	6,563
Trade payables		-	-	28	155	167
Other current financial liabilities		-	-	31	2,091	1,989
Total		**18,196**	**25,572**		**12,428**	**8,935**

Other current financial liabilities include the liability for the dividend to be paid to shareholders, essentially represented by the liability for the interim dividend for 2022 amounting to €2,033 million, which was approved by the Board of Directors of Enel SpA on November 3, 2022 and paid as from January 25, 2023 (€0.20 per share for 2022; €0.19 per share for 2021).

Borrowings

Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) – *€19,626 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 €1,430 million), amounted to €19,626 million at December 31, 2022.

The following table shows the nominal values, carrying amounts and fair values of long-term borrowings at December 31, 2022, including the portion falling due within 12 months, grouped by type of borrowing and type of interest rate. For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted debt instruments, fair value is determined using valuation techniques appropriate for each category of financial instrument and the associated market data for the reporting date, including the credit spreads of the Group.

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Carrying amount
	at Dec. 31, 2022					at Dec. 31, 2021					Change
Bonds:											
- fixed rate	3,601	3,584	-	3,584	3,672	3,571	3,549	-	3,549	5,804	35
- floating rate	775	775	97	678	823	872	872	97	775	1,047	(97)
Total	**4,376**	**4,359**	**97**	**4,262**	**4,495**	**4,443**	**4,421**	**97**	**4,324**	**6,851**	**(62)**
Bank borrowings:											
- floating rate	1,527	1,527	-	1,527	1,548	2,508	2,508	-	2,508	1,398	(981)
Total	**1,527**	**1,527**	**-**	**1,527**	**1,548**	**2,508**	**2,508**	**-**	**2,508**	**1,398**	**(981)**
Non-bank financing:											
- under fixed-rate leases	1	1	1	-	1	2	2	1	1	2	(1)
Total	**1**	**1**	**1**	**-**	**1**	**2**	**2**	**1**	**1**	**2**	**(1)**
Loans from Group companies:											
- fixed rate	13,186	13,186	1,286	11,900	10,730	13,258	13,258	-	13,186	5,992	(72)
- floating rate	553	553	46	507	568	5,599	5,599	118	5,553	5,706	(5,046)
Total	**13,739**	**13,739**	**1,332**	**12,407**	**11,298**	**18,857**	**18,857**	**118**	**18,739**	**11,698**	**(5,118)**
Total fixed-rate borrowings	**16,788**	**16,771**	**1,287**	**15,484**	**14,403**	**16,831**	**16,809**	**1**	**16,736**	**11,798**	**(38)**
Total floating-rate borrowings	**2,855**	**2,855**	**143**	**2,712**	**2,939**	**8,979**	**8,979**	**215**	**8,836**	**8,151**	**(6,124)**
TOTAL	**19,643**	**19,626**	**1,430**	**18,196**	**17,342**	**25,810**	**25,788**	**216**	**25,572**	**19,949**	**(6,162)**

For more details about the maturity analysis of borrowings, please see note 33 "Risk management", while for more about fair value measurement inputs, please see note 35 "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, 2021	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2022		
Euro	**23,689**	**17,476**	**17,480**	**2.4%**	**2.4%**
US dollar	1,406	1,495	1,498	7.8%	8.2%
Pound sterling	692	655	665	5.7%	5.9%
Other currencies	1	-	-	-	-
Total non-euro currencies	**2,099**	**2,150**	**2,163**		
TOTAL	**25,788**	**19,626**	**19,643**		

The table below reports changes in the nominal value of long-term debt.

Millions of euro	Nominal value	Repayments	New borrowings	Other	Exchange differences	Nominal value
	at Dec. 31, 2021					at Dec. 31, 2022
Bonds	4,443	(97)	-	-	30	4,376
Bank borrowings	2,508	(5,250)	4,250	-	19	1,527
Non-bank financing	2	(1)	-	-	-	1
Loans from Group companies	18,857	(5,118)	-	-	-	13,739
Total	**25,810**	**(10,466)**	**4,250**	**-**	**49**	**19,643**

Compared with December 31, 2021, the nominal value of long-term debt shows an overall decrease of €6,167 million, mainly due to:

> the early repayment of three loan agreements from Enel Finance International NV (€5,000 million) and the repayment of two borrowings falling due from Enel Finance International NV (€118 million);
> a decrease in bank borrowings reflecting repayments of revolving credit lines totaling €5,250 million;
> an increase in bank borrowings generated by uses of revolving credit lines totaling €4,250 million.

The following table reports the characteristics of the bank borrowings obtained in 2022.

New borrowings

Type of loan	Issuer	Issue date	Amount financed (millions of euro)	Currency	Interest rate %	Type of rate	Maturity
Bank borrowings							
	Enel SpA	07.03.2022	200	EUR	Euribor + 0.38%	Floating rate	03.05.2024
	Enel SpA	14.09.2022	200	EUR	Euribor + 0.38%	Floating rate	03.05.2024
	Enel SpA	30.09.2022	350	EUR	Euribor + 0.45%	Floating rate	26.07.2025
	Enel SpA	30.09.2022	648	EUR	Euribor + 0.40%	Floating rate	12.05.2025
	Enel SpA	30.09.2022	1,852	EUR	Euribor + 0.40%	Floating rate	05.03.2026
	Enel SpA	30.09.2022	1,000	EUR	Euribor + 0.52%	Floating rate	02.10.2024
Total			**4,250**				

New borrowings in 2022 involved revolving credit lines. At December 31, 2022, those uses had been entirely repaid.
Recourse to this type of loan is part of the Group's financial optimization plan aimed at responding to the changing needs of the markets.

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 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 €12 billion revolving credit facility signed by Enel SpA with a pool of financial institutions on December 23, 2022 and guaranteed by the Italian export credit agency SACE SpA up to 70% of its nominal amount (the "€12 billion Revolving Credit Facility"), the loans granted to Enel SpA by UniCredit SpA and 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), the sustainability-linked financing agreement signed on September 30, 2022 between Enel Finance America LLC (EFA) as the borrower and Enel SpA (as the guarantor) with Denmark's Export Credit Agency (EKF) and Citi for a total of $800 million ("EKF Facility").

The main covenants in respect of the bond issues in the Global/Euro Medium Term Notes program of Enel SpA and Enel Finance International NV (including the green bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, which are used to finance the Group's eligible green projects) and those related to bonds issued by Enel Finance International NV on the American market can be summarized as follows:

- negative pledge clauses under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain (except under statutory requirement) mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets or revenue, to secure certain financial borrowings, unless the same restrictions are extended equally or pro rata to the bonds in question;
- *pari passu* clauses, under which bonds and the associated guarantees constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and the guarantor, do not grant preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or significant subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which may become immediately repayable.

Since 2019, Enel Finance International NV has issued a number of "sustainable" bonds on the European market (as part of the Euro Medium Term Notes - EMTN bond issue program) and on the American market, both guaranteed by Enel SpA, linked to the achievement of a number of the Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations that contain the same covenants as other bonds of the same type. In 2022 Enel Finance America LLC issued sustainability-linked bonds 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[2]:

- negative pledge clauses, under which the borrower and, in some cases, significant subsidiaries may not establish mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their respective assets to secure certain financial liabilities, with the exception of expressly permitted encumbrances;
- disposals clauses, under which the borrower and, in some cases, the subsidiaries of Enel may not dispose of their assets or a significant portion of their assets or operations, with the exception of expressly permitted disposals;
- *pari passu* clauses, under which the payment undertakings of the borrower have the same seniority as its other unsecured and unsubordinated payment obligations;
- change-of-control clauses, which are triggered in the event (i) control of Enel is acquired by one or more parties other than the Italian State or (ii) Enel or any of its subsidiaries transfer a substantial portion of the Group's assets to parties outside the Group such that the financial reliability of the Group is significantly compromised. The occurrence of one of the two circumstances may give rise to (a) the renegotiation of the terms and conditions of the financing or (b) compulsory early repayment of the financing by the borrower;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the borrower or significant subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which may become immediately repayable.

The borrowings considered specify events of default typical of international business practice, such as, for example, insolvency, bankruptcy proceedings or the entity ceases trading.

None of the covenants indicated above has been triggered to date.

Lastly, it should be noted that Enel SpA issued certain guarantees in the interest of a number of Group companies in relation to the commitments undertaken within the context of the loan agreements. These guarantees and the associated loan contracts include certain covenants and events of default, some borne by Enel SpA as the guarantor, typical of international business practice.

Debt structure after hedging

[2] The €12 billion Revolving Credit Facility is part of a structured course of action to protect Italy's energy system and must exclusively be used to fund the collateral requirements of the trading activities of Enel and Enel Global Trading SpA on energy markets. Failure to meet this commitment constitutes an event of default. The transaction falls within the framework of the measures that current legislation makes available to all Italy-based companies that meet specific characteristics, in order to face the negative effects deriving from the Russia-Ukraine crisis. The transaction is in line with similar instruments made available in other European countries.
The EKF Facility provide for a "reputational damage" clause, under which EKF can request the cancellation of the financial commitment undertaken by it and the early payment of the sums disbursed if it has suffered ascertained harm to its own reputation or that of the Danish State as a result of substantial breach of certain regulations. It also provides for the commitment, also of the guarantor, to ensure compliance with certain environmental and social regulations and standards.

The following table shows the effect of the hedges of currency risk on the gross long-term debt structure (including portions maturing in the next 12 months).

Millions of euro	at Dec. 31, 2022					at Dec. 31, 2021				
	Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging	Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging
	Carrying amount	Nominal value	%			Carrying amount	Nominal value	%		
Euro	**17,476**	**17,480**	**89%**	**2,163**	**19,643**	**23,690**	**23,696**	**91.8%**	**2,114**	**25,810**
US dollar	1,495	1,498	8%	(1,498)	-	1,406	1,412	5.5%	(1,412)	-
Pound sterling	655	665	3%	(665)	-	692	702	2.7%	(702)	-
Total	**19,626**	**19,643**	**100.0%**	**-**	**19,643**	**25,788**	**25,810**	**100.0%**	**-**	**25,810**

The following table shows the effect of the hedges of interest rate risk on the gross long-term debt outstanding at the reporting date.

Gross long-term debt

	at Dec. 31, 2022		at Dec. 31, 2021	
	Before hedging	After hedging	Before hedging	After hedging
%				
Floating rate	15.0	8.0	34.8	29.8
Fixed rate	85.0	92.0	65.2	70.2
Total	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Short-term borrowings – *€8,752 million*

The following table shows short-term borrowings at December 31, 2022, by type.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Loans from third parties			
Bank borrowings	25	590	(565)
Bank borrowings (ordinary current account)	-	50	(50)
Cash collateral for CSAs on OTC derivatives received	365	298	67
Total	**390**	**938**	**(548)**
Borrowings from Group counterparties			
Short-term borrowings from Group companies (on intercompany current account)	5,362	5,625	(263)
Other short-term borrowings from Group companies	3,000	-	3,000
Total	**8,362**	**5,625**	**2,737**
TOTAL	**8,752**	**6,563**	**2,189**

It should be specified that the fair value of current borrowings equals their carrying amount as the impact of discounting is not significant.

32.2.2 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 34.2 "Derivatives at fair value through profit or loss".

32.2.3 Net gains/(losses)

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives.

Millions of euro	Net gains/(losses)		of which: impairment loss/gain
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**
Financial assets at amortized cost	371	232	-
Financial assets at FVOCI	-	1	-
Financial liabilities at amortized cost	(695)	(743)	-

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 7 "Net financial income/(expense) from derivatives".

33. Risk management

Financial risks

As part of its operations, the Company is exposed to a variety of financial risks, notably interest rate risk, currency risk, credit and counterparty risk and liquidity risk.
Enel SpA has adopted a system for governing financial risks comprising internal committees, dedicated policies and operating limits. The goal is to appropriately mitigate financial risks in order to prevent unexpected variations in financial performance, without ruling out the possibility of seizing any opportunities that may arise.

Interest rate risk and currency risk

As part of its operations as an industrial holding company, Enel SpA is exposed to different market risks, notably the risk of changes in interest rates and exchange rates.
Interest rate risk and currency risk are primarily generated by the presence of financial instruments.
The main financial liabilities held by the Company include bonds, bank borrowings, other borrowings, derivatives, cash collateral for derivatives transactions and trade payables. The main purpose of those financial instruments is to finance the operations of the Company. The main financial assets held by the Company include loan assets, derivatives, cash deposits provided as collateral for derivatives contracts, cash and cash equivalents and short-term deposits, as well as trade receivables. For more details, please see note 32 "Financial instruments".
The source of exposure to interest rate risk and currency risk did not change with respect to the previous year.
As the Parent, Enel SpA centralizes some treasury management functions and access to financial markets with regard to financial derivatives contracts on interest rates and exchange rates. As part of this activity,

Enel SpA acts as an intermediary for Group companies with the market, taking positions that, while they can be substantial, do not however represent an exposure to the above risks for Enel SpA.
In 2022, the Group was positioned below the clearing thresholds for all asset classes established under the EMIR (Regulation (EU) no. 648/2012), maintaining its classification as a non-financial counterparty.

The volume of transactions in financial derivatives outstanding at December 31, 2022 is reported below, with specification of the notional amount of each class of instrument.
The notional amount of a derivative contract is the amount on which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euro by multiplying the notional amount by the agreed price).
The notional amounts of derivatives reported here do not represent amounts exchanged between the parties and therefore are not a measure of the Company's credit risk exposure.

Interest rate risk

Interest rate risk is the risk that the fair value or future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in market interest rates.
Interest rate risk for the Company manifests itself as a change in the flows associated with interest payments on floating-rate financial liabilities, a change in financial terms and conditions in negotiating new debt instruments or as an adverse change in the value of financial assets/liabilities measured at fair value, which are typically fixed-rate debt instruments.
Interest rate risk is managed with the dual goals of reducing the amount of debt exposed to interest rate fluctuations and containing the cost of funds, limiting the volatility of results.
This goal is pursued through the strategic diversification of the portfolio of financial liabilities by contract type, maturity and interest rate, and modifying the risk profile of specific exposures using OTC derivatives, mainly interest rate swaps.

The notional amount of outstanding contracts is reported below.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Interest rate derivatives		
Interest rate swaps	5,246	6,699
Total	**5,246**	**6,699**

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 €5,246 million (€6,699 million at December 31, 2021), of which €1,490 million in respect of hedges of the Company's share of debt, and €3,756 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 normal decline in the residual principal amount of amortizing instruments on interest rates.

For more details on interest rate derivatives, please see note 34 "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, 2022, 15% of gross long-term financial debt was floating rate (34.8% at December 31, 2021). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to IFRS 9, 92% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2022 (70.2% at December 31, 2021). 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 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 of market scenarios on equity, for the cash flow hedge component, and on profit or loss, for the fair value hedge component on the fair value of financial derivatives and the portion of gross long-term debt not hedged using financial derivatives.

These scenarios are represented by parallel increases and decreases in the yield curve as at the reporting date.

There were no changes in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, pre-tax profit would be affected as follows.

Millions of euro

		at Dec. 31, 2022				at Dec. 31, 2021			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	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	3.9	(3.9)	-	-	19.2	(19.2)	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	3.5	(3.5)	-	-	4.3	(4.3)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments	25								
Cash flow hedges	25	-	-	12.0	(12.0)	-	-	47.9	(47.9)
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 32 "Financial instruments".

In order to minimize exposure to changes in exchange rates, the Company normally uses a variety of OTC derivatives such as currency forwards and cross currency interest rate swaps. The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying exposure.

Currency forwards are contracts in which the counterparties agree to exchange principal amounts denominated in different currencies at a specified future date and exchange rate (the strike). Such

contracts may call for the actual exchange of the two amounts (deliverable forwards) or payment of the difference between the strike exchange rate and the prevailing exchange rate at maturity (non-deliverable forwards).
Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term fixed- or floating-rate liability in foreign currency into an equivalent floating- or fixed-rate liability in euros. In addition to having notionals 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, 2022 and December 31, 2021, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Foreign exchange derivatives		
Currency forwards:	14,065	7,894
- hedging currency risk on commodities	10,252	5,216
- hedging future cash flows	2,656	2,347
- other currency forwards	1,157	331
Cross currency interest rate swaps	3,104	3,078
Total	**17,169**	**10,972**

More specifically, these include:

- currency forward contracts with a total notional amount of €10,252 million, of which €5,126 million to hedge the currency risk associated with purchases of energy commodities by Group companies, with matching transactions with the market;
- currency forward contracts with a notional amount of €2,656 million, to hedge the currency risk associated with other expected cash flows in currencies other than the euro, of which €1,335 million in market transactions;
- currency forward contracts with a notional amount of €1,157 million, of which €666 million in market transactions to hedge the currency risk on investment spending (€440 million) and, to a lesser extent, operating expenditure;
- cross currency interest rate swaps with a notional amount of €3,104 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 34 "Derivatives and hedge accounting".

An analysis of the Group's debt shows that 11% of gross medium and 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.

Millions of euro

		at Dec. 31, 2022				at Dec. 31, 2021			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	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 fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	(0.1)	0.1	-	-	(2.8)	3.4	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments	10%								
Cash flow hedges	10%	-	-	(186.1)	227.5	-	-	(225.5)	275.1
Fair value hedges	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

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 sources of exposure to credit risk did not change with respect to the previous year.

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 recognition of expected credit loss allowance	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
			at Dec. 31, 2022		
Performing	12-month ECL	0.15%	3,432	5	3,427
Underperforming	Lifetime ECL		-	-	-
Non-performing			-	-	-
Total			**3,432**	**5**	**3,427**

Trade receivables and other financial assets: collective measurement

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Trade receivables				
Trade receivables not past due		55	-	55
Trade receivables past due:				
- more than 180 days (credit impaired)	2.45%	245	6	239
Total trade receivables		**300**	**6**	**294**
Other financial assets				
Other financial assets not past due		30	-	30
Other financial assets past due		-	-	-
Total other financial assets		**30**	**-**	**30**
TOTAL		**330**	**6**	**324**

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, 2022 Enel SpA had a total of €4,868 million in cash or cash equivalents (€952 million at December 31, 2021), and committed lines of credit amounting to €8,300 million, all of which maturing in more than one year (€5,500 million at December 31, 2021).

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the Company's long-term debt.

Millions of euro	Maturing in				
	Less than 3 months	Between 3 months and 1 year	Between 1 and 2 years	Between 2 and 5 years	Over 5 years
Bonds:					
- fixed rate	-	-	748	848	1,988
- floating rate	-	97	97	291	290
Total	**-**	**97**	**845**	**1,139**	**2,278**
Bank borrowings:					
- fixed rate	-	-	200	1,327	-
- floating rate	-	-	**200**	**1,327**	-
Total					
Non-bank financing:	-	1	-	-	-
- under fixed-rate leases	-	**1**	-	-	-
Total	-	-	-	-	-
Loans from Group companies:	43	1,243	86	258	11,556
- fixed rate	23	23	46	461	-
Total	**66**	**1,266**	**132**	**719**	**11,556**
TOTAL	**66**	**1,364**	**1,177**	**3,185**	**13,834**

Offsetting financial assets and financial liabilities

The following table reports the net financial assets and liabilities. More specifically, it shows that there are no netting arrangements for derivatives in the separate financial statements since the Company does not plan to offset assets and liabilities. As envisaged by current market regulations and to guarantee transactions involving derivatives, Enel SpA has entered into margin agreements with leading financial institutions that call for the exchange of cash collateral, broken down as shown in the table.

Millions of euro						at Dec. 31, 2022
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				Correlated amounts not offset in the financial statements		
				(d)(i)	(d)(ii) (d)(iii)	
	Gross amounts of recognized financial assets/(liabilities)	Gross amounts of recognized financial assets/(liabilities) offset in the statement of financial position	Net amounts of financial assets/(liabilities) presented in the statement of financial position	Financial instruments	Net portion of financial assets/(liabilities) guaranteed with cash collateral	Net amount of financial assets/(liabilities)
FINANCIAL ASSETS						
Derivative assets:						
- on interest rate risk	172	-	172	-	(236)	(64)
- on currency risk	567	-	567	-	(416)	150
Total derivative assets	**739**	**-**	**739**	**-**	**(653)**	**86**
TOTAL FINANCIAL ASSETS	**739**	**-**	**739**	**-**	**(653)**	**86**
FINANCIAL LIABILITIES						
Derivative liabilities:						
- on interest rate risk	(195)	-	(195)	-	76	(119)
- on currency risk	(646)	-	(646)	-	601	(44)
Total derivative liabilities	**(841)**	**-**	**(841)**	**-**	**678**	**(164)**
TOTAL FINANCIAL LIABILITIES	**(841)**	**-**	**(841)**	**-**	**678**	**(164)**
TOTAL NET FINANCIAL ASSETS/(LIABILITIES)	**(102)**	**-**	**(102)**	**-**	**25**	**(78)**

34. 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, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	Change	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	1,000	-	42	-	42	-	-	-	-	-
- on currency risk	947	2,114	108	575	(467)	1,171	-	234	-	234
Total cash flow hedges	**1,947**	**2,114**	**150**	**575**	**(425)**	**1,171**	**-**	**234**	**-**	**234**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	1,819	2,080	129	153	(24)	59	-	-	-	-
- on currency risk	1,630	642	70	25	45	5,617	3,411	156	60	96
Total derivatives at FVTPL	**3,449**	**2,722**	**199**	**178**	**21**	**5,676**	**3,411**	**156**	**60**	**96**
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**5,396**	**4,836**	**349**	**753**	**(404)**	**6,847**	**3,411**	**390**	**60**	**330**

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
DERIVATIVE LIABILITIES	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	Change	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	390	2,440	43	339	(296)	-	-	-	-	-
- on currency risk	722	712	423	781	(358)	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges	**1,112**	**3,152**	**466**	**1,120**	**(654)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	1,819	2,080	128	154	(26)	159	100	23	71	(48)
- on currency risk	1,617	660	69	26	43	5,465	3,433	155	60	95
Total derivatives at FVTPL	**3,436**	**2,740**	**197**	**180**	**17**	**5,624**	**3,533**	**178**	**131**	**47**
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**4,548**	**5,892**	**663**	**1,300**	**(637)**	**5,624**	**3,533**	**178**	**131**	**47**

34,1 Hedge accounting

Derivatives are initially recognized at fair value, on the trade date of the contract, and are subsequently re-measured at their fair value. The method of recognizing the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item being hedged.
Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, currency risk and commodity price risk (including Virtual PPAs) and when all the criteria provided by IFRS 9 are met.
At the inception of the transaction, the Company documents the relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Company also documents its assessment, both at hedge inception and on an ongoing basis, of whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in fair values or cash flows of hedged items.

For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, the Company assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.
Depending on the nature of the risk exposure, the Company designates derivatives as either:

- fair value hedges;
- cash flow hedges.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Company is exposed, please see note 33 "Risk management".
To be effective a hedging relationship shall meet all of the following criteria:

- existence of an economic relationship between hedging instrument and hedged item;
- the effect of credit risk does not dominate the value changes resulting from the economic relationship;
- the hedge ratio defined at initial designation shall be equal to the one used for risk management purposes (i.e., same quantity of the hedged item that the entity actually hedges and the quantity of the hedging instrument that the entity actually uses to hedge the quantity of the hedged item).

Based on the IFRS 9 requirements, the existence of an economic relationship is evaluated by the Company through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is the same, the existence of an economic relationship will be provided through a qualitative analysis;
- on the other hand, if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is not the same, the existence of the economic relationship will be demonstrated through a quantitative method in addition to a qualitative analysis of the nature of the economic relationship (i.e., linear regression).

In order to demonstrate that the behavior of the hedging instrument is in line with those of the hedged item, different scenarios will be analyzed.
For hedging of commodity price risk, the existence of an economic relationship is deduced from a ranking matrix that defines, for each possible risk component, a set of all standard derivatives available in the market whose ranking is based on their effectiveness in hedging the considered risk.
In order to evaluate the credit risk effects, the Company considers the existence of risk mitigating measures (collateral, mutual break-up clauses, netting agreements, etc.).

The Company has established a hedge ratio of 1:1 for all the hedging relationships (including commodity price risk hedging) as the underlying risk of the hedging derivative is identical to the hedged risk, in order to minimize hedging ineffectiveness.
The hedge ineffectiveness will be evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument match and there are no other sources of ineffectiveness included the credit risk adjustment on the hedging derivative, the hedge relationship will be considered fully effective on the basis of a qualitative assessment;
- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument do not match or there is at least one source of ineffectiveness, the hedge ineffectiveness will be quantified applying the dollar offset cumulative method with hypothetical derivative. This method compares changes in fair values of the hedging instrument and the hypothetical derivative between the reporting date and the inception date.

The main causes of hedge ineffectiveness may be the following:

- basis differences (i.e., the fair value or cash flows of the hedged item depend on a variable that is different from the variable that causes the fair value or cash flows of the hedging instrument to change);
- timing differences (i.e., the hedged item and hedging instrument occur or are settled at different dates);
- quantity or notional amount differences (i.e., the hedged item and hedging instrument are based on different quantities or notional amounts);
- other risks (i.e., changes in the fair value or cash flows of a derivative hedging instrument or hedged item relate to risks other than the specific risk being hedged);
- credit risk (i.e., the counterparty credit risk differently impacts the changes in the fair value of the hedging instruments and hedged items).

The conflict between Russia and Ukraine and the difficult macroeconomic conditions had only a limited impact on the management of risks, being insufficient to directly and significantly influence the valuation of derivative instruments and the outcome of effectiveness checks of hedges. The volatility that buffeted financial markets was offset by risk mitigation actions using derivative financial instruments.

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 years 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. This approach is actually applied by the Company for hedging of currency risk on renewables assets.

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.

Reform of benchmarks for the determination of interest rates – IBOR reform

Overview

Interbank Offered Rates ("IBORs") are benchmark rates at which banks can borrow funds on the interbank market on an unsecured basis for a given period ranging from overnight to 12 months, in a specific currency.
In recent years there have been a number of cases of manipulation of these rates by the banks contributing to their calculation. For this reason, regulators around the world have begun a sweeping reform of interest rate benchmarks that includes the replacement of some benchmarks with alternative risk-free rates (the IBOR reform).
The Company's main exposure to IBOR is based on Euribor.
Euribor is still considered compliant with the European Benchmarks Regulation (BMR) and this permits market participants to continue to use it for both existing and new contracts.

In line with the most recent guidance issued by the major regulatory bodies:

- the 1-month, 3-month and 6-month USD LIBOR benchmarks will become unrepresentative after June 30, 2023 and the alternative reference rate will be the Secured Overnight Financing Rate (SOFR);
- the 1-month, 3-month and 6-month GBP LIBOR benchmarks have become unrepresentative as from December 31, 2021 and have been replaced by the alternative reference rate Sterling Overnight Index Average (SONIA).

As a result of the IBOR reform, a number of temporary exceptions to the rules on hedge relationships have been allowed in implementation of the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1) and August 2020 (Phase 2) to address, respectively:

- pre-replacement issues that impact financial reporting in the period preceding the replacement of an existing interest rate benchmark with an alternative risk-free rate (Phase 1); and
- post-replacement issues that could impact financial reporting when an existing interest rate benchmark is reformed or replaced and there is there no longer any initial uncertainty, but hedge contracts and relationships still need to be updated to reflect the new benchmark rates (Phase 2).

Impact of the IBOR reform

In a context of uncertainty regarding the IBOR transition in the various countries, the Company has determined the overall number and nominal value of the contracts impacted by the reform. In addition, a number of contractual amendments have already been implemented in contracts previously indexed to GBP LIBOR during 2021 and others will be amended in 2023 on the basis of the evolution of the IBOR reform and market practice.

Debt and derivatives

The Company's floating rate debt is mainly benchmarked against Euribor and is almost entirely hedged using financial derivatives.

At the reporting date, the Company is planning to take no action with regard to Euribor since, as stated above, this benchmark has been comprehensively reformed to comply with the European Benchmarks Regulation. Despite the continuity with Euribor, replacement clauses may be required and could therefore be implemented by the Group in the new contracts in accordance with the evolution of accepted market practice.

During 2021, the Company obtained new dollar loans indexed to SOFR. The main focus over the coming months will be how to use the new, alternative risk-free rates for new financial transactions.

The Company's derivative instruments are managed through contracts that are based on framework agreements defined by the International Swaps and Derivatives Association (ISDA).

The ISDA has revised its standardized contracts in light of the IBOR reform and amended the choices for floating rates within the 2006 ISDA definitions to include replacement clauses that would apply upon the permanent discontinuation of specific key benchmarks. These changes took effect on January 25, 2021.

Transactions represented in the 2006 ISDA definitions carried out on January 25, 2021 or later include adjusted floating-rate options (e.g., the choice of floating rate with replacement clause), while transactions completed before that date (previous derivative contracts) continue to be based on the 2006 ISDA definitions.

For this reason, the ISDA published an IBOR Fallback Protocol to facilitate multilateral amendments to include the amended definitions.

The Company is assessing whether to: (i) adopt that protocol in the light of its exposure and developments in the IBOR reform or (ii) adjust in advance any contracts impacted bilaterally by the reform.

Hedge relationships

At the reporting date, hedged items and hedging instruments are primarily indexed to Euribor, SOFR and SONIA.

The Company has assessed the impact of uncertainty engendered by the IBOR reform on hedge relationships at December 31, 2022 with reference to both hedging instruments and hedged items. Both the hedged items and the hedging instruments will change their parameterization from interbank market-based benchmarks (IBORs) to alternative risk-free rates (RFRs) as a result of the contractual amendments that will take effect in the coming years.

In particular, uncertainty remains as to how the replacement will take place with regard to both hedging instruments and hedged items indexed to some IBORs. The Company manages the uncertainty associated with these hedge relationships by continuing to apply the temporary exceptions provided for in the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1). It was therefore felt that the benchmark indices for determining the interest rates on which the cash flows of the hedged items or the hedging instruments

are based would not change as a consequence of the IBOR reform. The exception was applied for the following hedge relationship requirements:

- determine if a forecast transaction is highly probable;
- establish whether the future hedged cash flows will arise in a discontinued cash flow hedge relationship;
- assess the economic relationship between the hedged item and the hedging instrument.

The hedge relationships impacted may become ineffective attributable to different replacements of existing benchmarks with alternative risk-free benchmarks. In any case, the Company will seek to implement the replacements at the same time.

In addition, the Company changed the reference to GBP LIBOR in its interest rate hedging instruments used in cash flow hedge relationships with the new, economically equivalent, SONIA benchmark at the end of 2021. Consequently, the Company no longer applies the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1) to these hedge relationships and, consequently, is applying the amendments to IFRS 9 issued in August 2020 (Phase 2), modifying the formal designation of the hedge relationship as required by the IBOR reform and without considering this event as a termination of the hedge relationship. Furthermore, for cash flow hedge relationships, in modifying the description of the hedged item in the hedge relationship, the amounts accumulated in the cash flow hedge reserve were considered on the basis of the alternative benchmark index in relation to which the future hedged cash flows are determined.

The following table provides details of the notional amounts of the hedging instruments for which the amendments to IFRS 9 (both Phase 1 and Phase 2) were applied as at December 31, 2022, broken down by the alternative benchmark index used for determining the interest rate.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2022	
Hedging instruments	Phase 1	Phase 2
USD LIBOR/SOFR		
GBP LIBOR/SONIA		1,240
Total		**1,240**

Unamended contracts including those with specific replacement clauses

The Company is monitoring the evolution of the transition from the old interest rate benchmarks to the new rates, reviewing the overall value of contracts that have not yet been indexed to the new benchmark rates and, among these, the value of contracts which already include specific replacement clauses. The Company considers a contract to have not yet incorporated an alternative benchmark rate when the interest rate of the contract is indexed to an interest rate benchmark still involved in the IBOR reform and, therefore, when uncertainties still exist as to how and when replacement with the new benchmark will take place.

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 year to maturity.

The Company does not currently use such hedging relationships.

For more information on fair value measurement, please see note 35 "Fair value measurement".

34.1.1 Hedge relationship by type of credit risk

Interest rate risk

The following table shows the notional amount and the average rate on instruments hedging interest rate risk on transactions outstanding at December 31, 2022 and December 31, 2021, broken down by maturity.

Millions of euro							
At Dec. 31, 2022	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond	**Total**
Interest rate swaps							
Notional amount	-	-	500	500	-	390	1,390
Average IRS rate			1.63	1.78		4.70	

Millions of euro							
At Dec. 31, 2021	2022	2023	2024	2025	2026	Beyond	**Total**
Interest rate swaps							
Notional amount	-	-	-	500	500	1,440	2,440
Average IRS rate				1.63	1.78	2.35	

The interest rate swaps outstanding at the end of the year and designated as hedging instruments function as a cash flow hedge and fair value hedge for the hedged item. The cash flow hedge derivatives refer exclusively to the hedging of certain floating-rate bonds issued since 2001 and floating-rate bank loans obtained in 2020.
The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Cash flow hedge derivatives	**1,000**	-	**42**	-	**390**	**2,440**	**(43)**	**(339)**
Interest rate swaps	1,000	-	42	-	390	2,440	(43)	(339)

The improvement in the fair value of derivatives compared with the previous year is mainly attributable to the general rise in the yield curve over the course of 2022, leading in certain cases to an inversion of the fair value from negative to positive, with a consequent reclassification of those financial instruments from liabilities to assets.

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, 2022	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond
Positive fair value	42	13	19	9	5	-	-
Negative fair value	(43)	(8)	(5)	(7)	(6)	(6)	(23)

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 December 31, 2022			
Interest rate swaps	1,390	(1)	(1)
At December 31, 2021			
Interest rate swaps	2,440	(339)	(339)

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
	2022			2021		
Floating-rate borrowings	(60)	60	-	252	(252)	-
Total	**(60)**	**60**	**-**	**252**	**(252)**	**-**

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 December 31, 2022						
Floating-rate borrowings	302	-		-	5	Financial income
Total at December 31, 2022	**302**	**-**		**-**	**5**	
At December 31, 2021						
Floating-rate borrowings	112	-	-	-	(13)	Financial expense
Total at December 31, 2021	**112**	**-**		**-**	**(13)**	

Currency risk

The following table shows the notional amount and the average rate on instruments hedging currency risk on transactions outstanding as at December 31, 2022 and December 31, 2021, broken down by maturity.

Millions of euro							
At Dec. 31, 2022	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond	**Total**
Cross currency interest rate swaps							
Notional amount total	-	**1,171**	**327**	-	-	**1,342**	**2,840**
Notional amount CCS EUR/USD	-	1,171	327	-	-	-	1,498
Average contractual exchange rate EUR/USD		*1.33*	*1.16*				
Notional amount CCS EUR/GBP	-	-	-	-	-	1,342	1,342
Average contractual exchange rate EUR/GBP						*0.68*	

Millions of euro							
At Dec. 31, 2021	2022	2023	2024	2025	2026	Beyond	**Total**
Cross currency interest rate swaps							
Notional amount total	-	**1,103**	-	**308**	-	**1,415**	**2,826**
Notional amount CCS EUR/USD	-	1,103		308	-	-	1,411
Average contractual exchange rate EUR/USD		*1.33*		*1.16*			
Notional amount CCS EUR/GBP	-	-	-	-	-	1,415	1,415
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 as at December 31, 2022 and December 31, 2021, 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, 2022**			at Dec. 31, 2021		
Cross currency interest rate swaps	Fixed-rate borrowings in foreign currency	-	(107)	2,513	339	(553)	2,518
Cross currency interest rate swaps	Floating-rate borrowings in foreign currency	26	-	327	8	-	308
Total		**26**	**(107)**	**2,840**	**347**	**(553)**	**2,826**

The cross currency interest rate swaps outstanding at the end of the year and designated as hedging instruments function as a cash flow hedge for the hedged item. More specifically, these derivatives hedge fixed-rate bonds denominated in foreign currencies and a floating-rate borrowing in US dollars that fell due and was renewed with Bank of America in 2021.

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives on currency risk as at December 31, 2022 and December 31, 2021, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021	**at Dec. 31, 2022**	at Dec. 31, 2021
Cash flow hedge derivatives	**2,118**	**2,114**	**342**	**575**	**722**	**712**	**(423)**	**(781)**
Cross currency interest rate swaps	2,118	2,114	342	575	722	712	(423)	(781)

At December 31, 2022 cross currency interest rate swaps had a notional amount of €2,841 million (€2,826 million at December 31, 2021) and an overall negative fair value of €81 million (a negative €206 million at December 31, 2021).
The slight increase in notional amount (€15 million) mainly reflected developments in the exchange rate of the euro against the US dollar and the pound 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 December 31, 2022			
Cross currency interest rate swaps	2,840	(81)	(77)
At December 31, 2021			
Cross currency interest rate swaps	2,826	(206)	(206)

The following table reports the impact on the statement of financial position of hedged items exposed to currency risk.

Millions of euro	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve
	2022			2021		
Fixed-rate borrowings in foreign currency	107	(107)	(4)	213	(213)	-
Floating-rate borrowings in foreign currency	(26)	26	-	(8)	8	-
Total	**81**	**(81)**	**(4)**	**206**	**(206)**	**-**

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 December 31, 2022						
Fixed-rate borrowings in foreign currency	97	-		4	(147)	Financial expense
Floating-rate borrowings in foreign currency	65	-		-	65	Financial income
Total at December 31, 2022	**162**	**-**		**4**	**(82)**	
At December 31, 2021						
Fixed-rate borrowings in foreign currency	251	-		21	(196)	Financial expense
Floating-rate borrowings in foreign currency	(15)	-		-	15	Financial income
Total at December 31, 2021	**236**	**-**		**21**	**(181)**	

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, 2022**	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond
Positive fair value	342	278	7	35	7	8	108
Negative fair value	(423)	(15)	(14)	(17)	(18)	(19)	(401)

34.1.2 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
	al Dec. 31, 2022				at Dec. 31, 2021			
Interest rate hedges	-	302	5	-	-	112	(13)	-
Exchange rate hedges	4	162	(82)	-	21	236	(181)	-
Hedging derivatives	**4**	**464**	**(77)**	**-**	**21**	**348**	**(194)**	**-**

34.2 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, 2022 and December 31, 2021.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021
Derivatives at FVTPL on interest rates	**1,878**	**2,080**	**129**	**153**	**1,978**	**2,180**	**(151)**	**(225)**
Interest rate swaps	1,878	2,080	129	153	1,978	2,180	(151)	(225)
Derivatives at FVTPL on exchange rates	**7,247**	**4,053**	**226**	**85**	**7,082**	**4,093**	**(224)**	**(86)**
Forwards	7,115	3,927	202	72	6,950	3,967	(199)	(73)
Cross currency interest rate swaps	132	126	24	13	132	126	(25)	(13)
Total derivatives at FVTPL	**9,125**	**6,133**	**355**	**238**	**9,060**	**6,273**	**(375)**	**(311)**

At December 31, 2022 the notional amount of derivatives at fair value through profit or loss on interest rates and exchange rates came to €18,185 million (€12,406 million at December 31, 2021) with a negative fair value of €20 million (a negative €72 million at December 31, 2021).

Interest rate swaps at the end of the year amounted to €3,856 million. They refer primarily to hedges of the debt of the Group companies with the market (€1,978 million) and intermediated with those companies (€1,878 million).
The overall notional amount shows a decline of €404 million on the previous year, due overall to the decline in the outstanding principal amount of amortizing interest rate swaps.

Forward contracts hedging currency risk had a notional amount of €14,065 million (€7,894 million at December 31, 2021). Currency forwards with external counterparties amounted to €7,128 million (€3,949 million at December 31, 2021), 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. They also hedge the expected cash flows in currencies other than the currency of account connected with the acquisition of non-energy commodities and investment goods in the sectors of renewable energy sector (BESS - Battery Energy Storage System) and infrastructure and grids (new generation digital meters), the expected cash flows in currencies other than the euro connected with operating costs for the provision of cloud services and the expected cash flows in foreign currency in respect of interim dividends authorized by the subsidiaries. Changes in the notional amount and the fair value are connected with a greater exposure to exchange rate risk, in particular towards the US dollar, resulting from the increase in natural gas prices and the recovery in the generation of electricity from coal.
Cross currency interest rate swaps, with a notional amount of €132 million (€126 million at December 31, 2021), 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.

35. Fair value measurement

The Company measures fair value in accordance with IFRS 13 whenever required by the IFRS.
Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability. The best estimate is the market price, i.e., its current price, publicly available and effectively traded on an active, liquid market.
The fair value of assets and liabilities is categorized into a fair value hierarchy that provides three levels defined as follows on the basis of the inputs to valuation techniques used to measure fair value:

- Level 1: quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities to which the Company has access at the measurement date;
- Level 2: inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (that is, as prices) or indirectly (that is, derived from prices);
- Level 3: inputs for the asset or liability that are not based on observable market data (that is, unobservable inputs).

In this note, the relevant disclosures are provided in order to assess the following:

- for assets and liabilities that are measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position after initial recognition, the valuation techniques and inputs used to develop those measurements; and
- for recurring fair value measurements using significant unobservable inputs (Level 3), the effect of the measurements on profit or loss or other comprehensive income for the year.

For this purpose:

- recurring fair value measurements are those that the IFRSs require or permit in the statement of financial position at the end of each reporting period;
- non-recurring fair value measurements are those that the IFRSs require or permit in the statement of financial position in particular circumstances.

The fair value of derivative contracts is determined using the official prices for instruments traded on regulated markets. The fair value of instruments not listed on a regulated market is determined using valuation methods appropriate for each type of financial instrument 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 World Markets Refinitiv (WMR) Company. For contracts involving commodities, the measurement is conducted using prices, where available, for the same instruments on both regulated and unregulated markets.
In accordance with the new IFRS, in 2013 the Company included a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk. More specifically, the Company measures CVA/DVA using a Potential Future Exposure valuation technique for the net exposure of the position and subsequently allocating the adjustment to the individual financial instruments that make up the overall portfolio. All of the inputs used in this technique are observable on the market. Changes in the assumptions underlying the estimated inputs could have an effect on the fair value reported for such instruments.
The notional amount of a derivative contract is the amount on which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price).
Amounts denominated in currencies other than the euro are translated into euros at the official exchange rates provided by 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 instrument and market data at the reporting date, including the credit spreads of Enel.

35.1 Assets measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		Non-current assets				Current assets			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2022	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2022	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk		42	-	42	-	-	-	-	-
- on currency risk	34	108	-	108	-	234	-	234	-
Total cash flow hedges		**150**	**-**	**150**	**-**	**234**	**-**	**234**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	34	129	-	129	-	-	-	-	-
- on currency risk	34	70	-	70	-	156	-	156	-
Total fair value through profit or loss		**199**	**-**	**199**	**-**	**156**	**-**	**156**	**-**
TOTAL		**349**	**-**	**349**	**-**	**390**	**-**	**390**	**-**

35.2 Liabilities measured at fair value in the statement of financial position

The following table reports, for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		Non-current liabilities				Current liabilities			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2022	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2022	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk	34	43	-	43	-	-	-	-	-
- on currency risk	34	423	-	423	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges		**466**	**-**	**466**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	34	128	-	128	-	23	-	23	-
- on currency risk	34	69	-	69	-	155	-	155	-
Total fair value through profit or loss		**197**	**-**	**197**	**-**	**178**	**-**	**178**	**-**
TOTAL		**663**	**-**	**663**	**-**	**178**	**-**	**178**	**-**

35.3 Liabilities not measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of liabilities not measured at fair value in the statement of financial position but for which the fair value shall be disclosed, the fair value at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		LIABILITIES			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2022	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	32.2.1	3,672	3,672	-	-
- floating rate	32.2.1	823	62	761	-
Total		**4,495**	**3,734**	**761**	**-**
Bank borrowings:					
- floating rate	32.2.1	1,548	-	1,548	-
Total		**1,548**	**-**	**1,548**	**-**
Non-bank financing:					
- under fixed-rate leases	32.2.1	1	-	1	-
Total		**1**	**-**	**1**	**-**
Loans from Group companies:					
- fixed rate	32.2.1	10,730	-	10,730	-
- floating rate	32.2.1	568	-	568	-
Total		**11,298**	**-**	**11,298**	**-**
TOTAL		**17,342**	**3,734**	**13,608**	**-**

36. Share-based payments

Starting in 2019, the Shareholders' Meeting of Enel SpA ("Enel" or the "Company") has each year approved the adoption of long-term share-based incentive plans for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Civil Code. Each of the incentive plans approved (the 2019 Long-Term Incentive Plan, the 2020 Long-Term Incentive Plan, the 2021 Long-Term Incentive Plan and the 2022 Long-Term Incentive Plan; referred to hereinafter, respectively, the "2019 LTI Plan", the "2020 LTI Plan", the "2021 LTI Plan" and the "2022 LTI Plan" and, jointly, the "Plans") provides for the grant of ordinary Company shares ("Shares") to the respective beneficiaries subject to the achievement of specific performance targets.

Plan beneficiaries are the Chief Executive Officer/General Manager of Enel and Enel Group managers in the positions most directly responsible for company performance or considered to be of strategic interest.

The Plans provide for the award to the beneficiaries of an incentive consisting of a monetary component and an equity component. This incentive – determined, at the time of the award, as a base value calculated in relation to the fixed remuneration of the individual beneficiary – may vary depending on the degree of achievement of each of the three-year performance targets by the Plans, ranging from zero up to a maximum of 280% or 180% of the base value in the case, respectively, of the Chief Executive Officer/General Manager or the other beneficiaries.

The Plans establish that, of the total incentive effectively vested, the bonus will be fully paid in Shares in the amount of (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).

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 are paid in the first year following the end of the performance period and the remaining 70% will be paid in second year following the end of the performance period. The payment of a substantial portion of long-term variable remuneration (70% of the total) is therefore deferred to the second year following the end of the performance period of the individual Plans.
The following table provides information on the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan and the 2022 LTI Plan.
For more information on the characteristics of the Plans, please see the information documents prepared pursuant to Article 84-*bis* of the CONSOB Regulation issued with Resolution no. 11971 of May 14, 1999 (the Issuers Regulation), which are available to the public in the section of Enel's website (www.enel.com) dedicated to the Shareholders' Meetings held respectively on May 16, 2019, May 14, 2020, May 20, 2021 and May 19, 2022.

	Grant date	Performance period	Verification of achievement of targets	Payout
2019 LTI Plan	12.11.2019[3]	2019-2021	2022[4]	2022-2023[5]
2020 LTI Plan	17.09.2020[6]	2020-2022	2023[7]	2023-2024
2021 LTI Plan	21.09.2022[8]	2021-2023	2024[9]	2024-2025
2022 LTI Plan	21.09.2022[10]	2022-2024	2025[11]	2025-2026

In implementation of the authorizations granted by the Shareholders' Meetings held on May 16, 2019, May 14, 2020, May 20, 2021 and May 19, 2022 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 and June 16, 2022 – the launch of share buyback programs to serve the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan and the 2022 LTI Plan, respectively. The number of Shares whose purchase was authorized by the Board of Directors for each Plan, the actual number of Shares purchased, the associated weighted average price and total value are shown below.

3 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2019 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of November 11, 2019).
4 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2021, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2019 LTI Plan.
5 On September 5, 2022 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, in accordance with the Plan rules.
6 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2020 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of September 16, 2020).
7 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2022, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2020 LTI Plan.
8 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).
9 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2023, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2021 LTI Plan.
10 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).
11 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2024, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2022 LTI Plan.

	Purchases authorized by the Board of Directors	Actual purchases		
	Number of shares	Number of shares	Weighted average price (euros per share)	Total value (euros)
2019 LTI Plan	No more than 2,500,000 for a maximum amount of €10,500,000 million	1,549,152[12]	6.7779	10,499,999
2020 LTI Plan	1,720,000	1,720,000[13]	7.4366	12,790,870
2021 LTI Plan	1,620,000	1,620,000[14]	7.8737	12,755,459
2022 LTI Plan	2,700,000	2,700,000 [15]	5.1951	14,026,715

As a result of the purchases made to support the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, and the 2022 LTI Plan, and taking into account the award on September 5, 2022 of 435,357 shares to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, at December 31, 2022 Enel holds a total of 7,153,795 treasury shares, equal to about 0.07% of share capital.
The following information concerns the equity instruments granted in 2019, 2020, 2021 and 2022.

12 Shares purchase in the period between September 23 and December 2, 2019, equal to about 0.015% of share capital.
13 Shares purchase in the period between September 3 and October 28, 2020, equal to about 0.017% of share capital.
14 Shares purchase in the period between June 18 and July 21, 2021, equal to about 0.016% of share capital.
15 Shares purchase in the period between June 17 and July 20, 2022, equal to about 0.026% of share capital.

			2022		2021	
	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
LTI 2019 Plan	1,538,547	6.983	1,021,328	435,357[16]	1,529,182	-
LTI 2020 Plan	1,638,775	7.380	1,631,951	-	1,638,775	-
LTI 2021 Plan	1,577,773	7.0010	1,577,773	-	1,577,773	-
LTI 2022 Plan	2,398,143	4.8495	2,395,323	-	-	-

The fair value of those equity instruments is measured on the basis of the market price of Enel Shares at the grant date.[17]

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 €11 million in 2022 (€9 million in 2021).

There have been no terminations or amendments involving the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan or the 2022 LTI Plan.

37. Related parties

16 The table shows the number of shares awarded on September 5, 2022, to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, which make up the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. The disbursement of the remaining portion of the equity component of the bonus is deferred to 2023, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2019 LTI Plan.

17 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 under 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 under 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 under 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 under the 2022 LTI Plan to the beneficiaries.

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.

With regard to disclosures on the remuneration of directors, members of the Board of Statutory Auditors, the General Manager and key management personnel, provided for under IAS 24, please see the following tables.

Millions of euro

	2022	2021	Change	
Remuneration of members of the Board of Directors and Board of Statutory Auditors and the General Manager				
Short-term employee benefits	5	5	-	-
Other long-term benefits	1	1	-	-
Total	6	6	-	-

Millions of euro

	2022	2021	Change	
Remuneration of key management personnel				
Short-term employee benefits	13	13	-	-
Other long-term benefits	2	4	(2)	-50%
Total	**15**	**17**	**(2)**	**-11.8%**

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 (the Enel Procedure for Transactions with Related Parties). 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 Resolution no. 17221 of March 12, 2010, as amended ("CONSOB Regulation").

Credit facility guaranteed by SACE - Disclosure obligations established by Article 13, paragraph 3, letter c) (ii), of CONSOB Regulation on transactions with related parties

In compliance with the disclosure obligations established under Article 13, paragraph 3, letter c) (ii), of CONSOB Regulation no. 17221 of March 12, 2010, as amended (the "CONSOB Regulation"), and Article 13.4, letter c) (ii), of the Enel Procedure for Transactions with Related Parties (the "Enel Procedure"), we hereby disclose that a transaction with related parties was carried out in 2022 which qualifies as a transaction of "greater importance" having an ordinary nature and completed at market-equivalent or standard terms. More specifically, on December 23, 2022, Enel SpA signed with a pool of financial institutions – composed of Banco BPM SpA, BPER Banca SpA, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Intesa Sanpaolo SpA and UniCredit SpA – a loan agreement in the form of a revolving credit facility in the amount of €12 billion, of which up to 70% of the nominal amount is guaranteed by SACE SpA.

This credit facility, and the related guarantee, is aimed at funding the collateral requirements of the Enel Group companies operating in Italy (specifically Enel Global Trading SpA) for trading on energy markets and is part of the temporary measures to support the liquidity of companies, provided in the form of a guarantee, envisaged by Article 15 of Decree Law 50 of May 17, 2022, ratified with Law 91 of July 15, 2022 (the so-called "Aid Decree Law"), as amended.

The overall transaction qualifies as a transaction with related parties due to the fact that Enel SpA, Cassa Depositi e Prestiti SpA and SACE SpA are companies under the common control of Italy's Ministry for the Economy and Finance. Taking into account the amounts indicated above (and, in particular, in consideration of the value of the guarantee), it qualifies as a related-party transaction of "greater importance". The transaction in question was completed applying the exemption pursuant to Article 13, paragraph 3, letter c), of the CONSOB Regulation and Article 13.4, letter c), of the Enel Procedure, as an ordinary transaction completed at market-equivalent or standard terms.

In particular, the transaction is connected with the ordinary exercise of "finance activity connected to the operations" of the Group headed by Enel SpA, taking into account, *inter alia*, the object, recurrence and size of the same, as well as the nature of the counterparties. Furthermore, the main terms and conditions applicable to it are governed by Article 15 of the Aid Decree Law. For the portion of the loan for which it is responsible, Cassa Depositi e Prestiti SpA applied to Enel SpA the same terms and conditions that are applied by the other banks.

*****

The following tables summarize commercial, financial and other relationships between the Company and related parties.

Commercial and other transactions

2022

Millions of euro	Trade receivables	Trade payables	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2022	2022		2022	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Edistribución Redes Digitales SLU	8	1	-	-	-	7
e-distribuzione SpA	60	93	-	-	-	22
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	1	-	-	-	-	-
Endesa Energía SA	2	-	-	-	-	1
Endesa Generación SA	4	-	-	-	-	3
Endesa Medios y Sistemas SLU	2	-	-	-	-	2
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU	1	-	-	-	-	-
Endesa SA	13	1	-	-	-	7
Enel Américas SA	6	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	93	1	-	-	-	27
Enel Chile SA	24	-	-	-	-	3
Enel Colombia SA ESP	2	-	-	-	-	1
Enel Distribución Chile SA	5	-	-	-	-	-
Enel Distribución Perú SAA	3	-	-	-	-	2
Enel Energie SA	2	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	105	124	-	-	-	8
Enel Energie Muntenia SA	2	-	-	-	-	-
Enel Finance America LCC	2	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	5	-	-	-	-	-
Enel Generación Costanera SA	2	-	-	2	-	2
Enel Generación Perú SA	2	-	-	-	-	1
Enel Global Services Srl	12	78	-	83	-	1
Enel Global Thermal Generation Srl	1	1	-	-	-	1
Enel Global Trading SpA	5	15	-	-	-	1
Enel Green Power Chile SA	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power España SLU	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power Hellas SA	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power India Private Limited	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	2	212	-	-	-	3
Enel Green Power North America Inc.	10	-	-	-	-	6
Enel Green Power Romania Srl	1	1	-	-	-	-
Enel Green Power Rus LLC	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	9	8	-	3	-	3
Enel Grids Srl	4	50	-	3	-	1
Enel Iberia SRLU	-	6	-	5	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	5	-	5	-	-
Enel Italia SpA	1	19	-	30	-	-
Enel North America Inc.	4	1	-	-	-	2
Enel Produzione SpA	155	115	-	-	-	3
Enel Romania Srl	4	3	-	-	-	1
Enel Servicii Comune SA	2	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	(1)	6	-	-	-	-
Enel Trading Argentina Srl	1	-	-	-	-	1
Enel X Brasil SA	1	-	-	-	-	-
Enel X Italia SpA	1	7	-	-	-	1
Enel X International Srl	9	-	-	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	12	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	1	-	-	-	-	1
Enel X Srl	3	21	-	2	-	6
Enel X Way Srl	4	4	-	1	-	4
Enel X Way Italia Srl	-	6	-	-	-	1

E-Distribuţie Banat SA	7	-	-	-	-	1
E-Distribuţie Dobrogea SA	3	-	-	-	-	-
E-Distribuţie Muntenia SA	10	-	-	-	-	1
Gas y Electricidad Generación SAU	1	-	-	-	-	-
Gridspertise Srl	-	15	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	4	1	-	-	-	-
Rusenergosbyt LLC	13	-	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	1	38	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	13	-	-	-	-	1
Società Elettrica Trigno Srl	1	-	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	(1)	1	-	-	-	-
Vektör Enerji Üretim AŞ	8	-	-	-	-	-
Total	**644**	**845**	**-**	**134**	**-**	**129**
Other related parties						
Fondazione Centro Studi Enel	2	-	-	-	-	2
Gestore dei Servizi Energetici SpA	1	-	-	-	-	-
Total	**3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
TOTAL	**647**	**845**	**-**	**134**	**-**	**131**

2021

Millions of euro	Trade receivables	Trade payables	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2021	at Dec. 31, 2021	2021		2021	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Celg Distribuição SA	1	-	-	-	-	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Codensa SA ESP	1	-	-	-	-	2
Edistribución Redes Digitales SLU	7	1	-	-	-	5
e-distribuzione SpA	102	49	-	-	-	25
Emgesa SA	1	-	-	-	-	1
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	1	-	-	-	-	1
Endesa Energía SA	3	2	-	-	-	2
Endesa Generación SA	2	1	-	-	-	3
Endesa Medios y Sistemas SLU	1	-	-	-	-	1
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU	-	-	-	-	-	1
Endesa SA	10	1	-	-	-	7
Enel Américas SA	69	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	69	1	-	-	-	27
Enel Chile SA	11	-	-	-	-	3
Enel Distribución Chile SA	5	-	-	-	-	2
Enel Distribución Perú SAA	3	-	-	-	-	2
Enel Energia SA de Cv	1	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	431	-	-	-	-	8
Enel Energie Muntenia SA	1	-	-	-	-	1
Enel Finance America LCC	2	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	4	-	-	-	-	3
Enel Generación Costanera SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Perú SA	2	-	-	-	-	1
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	7	22	-	19	-	4
Enel Global Services Srl	12	86	-	66	-	1
Enel Global Thermal Generation Srl	-	3	-	1	-	1
Enel Global Trading SpA	5	9	-	-	-	1
Enel Green Power Chile SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SLU	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Hellas SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power India Private Limited	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	4	9	-	-	-	4
Enel Green Power North America Inc.	5	-	-	-	-	3
Enel Green Power Romania Srl	1	1	-	-	-	-
Enel Green Power Rus LLC	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	3	13	-	3	-	2
Enel Iberia SRLU	300	6	-	5	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	4	-	6	-	-
Enel Italia SpA	4	20	-	28	-	3
Enel North America Inc.	7	1	-	-	-	2
Enel Produzione SpA	59	62	-	-	-	4
Enel Romania Srl	4	3	-	3	-	1
PJSC Enel Russia	9	-	-	-	-	2
Enel Servicii Comune SA	1	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	1	4	-	-	-	1
Enel Trading Argentina Srl	1	-	-	-	-	-
Enel X Financial Services Srl	-	4	-	-	-	-
Enel X Italia SpA	11	3	-	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	3	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	1	-	-	-	-	-
Enel X Srl	5	3	-	-	-	5
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-

E-Distribuţie Banat SA	6	-	-	-	-	-
E-Distribuţie Dobrogea SA	3	-	-	-	-	-
E-Distribuţie Muntenia SA	9	-	-	-	-	1
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-
Gridspertise Srl	4	-	-	-	-	-
Rusenergosbyt LLC	1	-	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	180	32	-	-	-	2
Slovenské elektrárne AS	13	-	-	-	-	1
Società Elettrica Trigno Srl	-	1	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	1	-	-	-	-
Vektör Enerji Üretim AŞ	8	-	-	-	-	-
Total	**1,405**	**345**	-	**131**	-	**137**
Other related parties						
CESI SpA	-	-	-		-	1
Fondazione Centro Studi Enel	2	-	-	-	-	1
Gestore dei Servizi Energetici SpA	1	-	-	-	-	-
Total	**3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
TOTAL	**1,408**	**345**	**-**	**131**	**-**	**139**

Financial transactions

2022

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2022			2022		
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Concert Srl	-	3	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	3,588	-	9	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	-	-	183	-	-	-
Endesa Generación SA	-	-	2,000	-	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	6	-	-	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	99
Enel Brasil SA	124	-	2,389	-	20	-
Enel Chile SA	-	-	289	-	-	28
Enel Colombia SA ESP	2	-	291	-	1	-
Enel Energia SpA	-	-	483	-	1	-
Enel Energie SA	-	-	-	1	-	-
Enel Finance America LLC	-	-	4,887	-	2	-
Enel Finance International NV	2	21,096	57,737	326	84	-
Enel Global Services Srl	164	4	11	7	3	-
Enel Global Thermal Generation Srl	39	-	15	-	1	-
Enel Global Trading SpA	577	893	2,855	740	539	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	4	-	219	1	4	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	1	-	-	-
Enel Green Power Colombia SAS	-	-	-	-	1	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	8	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	594	-	1	-
Enel Green Power India Private Limited	-	-	-	-	1	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	381	-	1	-
Enel Green Power Matimba NewCo 1 Srl	-	1	-	2	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	80	-	700	-	11	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	-	-	1	-	-
Enel Green Power Perú SAC	11	3	384	12	9	-
Enel Green Power Romania Srl	1	-	114	-	-	-
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	-	-	-	-	3	-
Enel Green Power Rus LLC	-	-	50	-	-	-
Enel Green Power South Africa	45	-	666	-	3	-
Enel Green Power SpA	472	9	493	19	16	-
Enel Grids Srl	52	-	17	-	5	-
Enel Holding Finance Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	648
Enel Innovation Hubs Srl	-	3	1	-	-	16
Enel Insurance NV	-	244	188	-	1	-
Enel Investment Holding BV	-	1	-	-	-	-
Enel Italia SpA	640	124	10,107	353	221	7,970
Enel North America Inc.	39	-	18,384	-	40	-
Enel Produzione SpA	-	-	1,219	-	1	-
Enel Sole Srl	-	-	259	-	1	-
Enel Trade Energy Srl	1	1	7	-	1	-
Enel X Australia (Pty) Ltd	-	-	5	-	-	-
Enel X International Srl	-	9	-	-	1	-

Enel X Italia Srl	-	-	14	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	-	45	-	-	-
Enel X North America Inc.	1	-	81	-	1	-
Enel X Polska Sp. zo.o.	-	-	14	-	-	-
Enel X Srl	737	-	1	-	11	-
Enel X UK Limited	-	-	18	-	-	-
Enel X Way Srl	104	-	11	5	1	-
Enel X Way Italia Srl	16	-	1	-	-	-
Enelpower Srl	-	36	-	-	-	-
Generadora Montecristo SA	-	-	2	-	-	-
Gridspertise Srl	-	-	9	8	6	-
Nuove Energie Srl	28	-	85	-	2	-
Parque Eólico Pampa SA	1	-	-	-	-	-
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	9
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1,185	-	4	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	-	-	-	1	-
Total	**3,140**	**22,428**	**109,997**	**1,475**	**1,007**	**8,770**

2021

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2021				2021	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	3,960	-	8	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	303
Enel Brasil SA	103	-	2,204	-	3	-
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	168
Enel Energia SpA	-	-	809	-	2	-
Enel Energie Muntenia SA	-	-	-	-	-	6
Enel Energie SA	-	-	-	-	-	2
Enel Finance America LLC	-	-	3,035	-	2	-
Enel Finance International NV	1	24,247	45,640	215	66	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	300	-	7	-	1	-
Enel Global Services Srl	204	1	5	5	3	-
Enel Global Thermal Generation Srl	52	-	11	-	1	-
Enel Global Trading SpA	4,471	39	2,422	355	197	86
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	2	-	37	-	1	-
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	-	-	-	-	18	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	1	-	-	-
Enel Green Power Colombia SAS	2	-	315	-	2	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	6	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	1	1	-	1	2	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	60	-	1	-
Enel Green Power India Private Limited	-	-	149	-	1	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	472	-	2	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	68	-	964	4	25	-
Enel Green Power Panamá Srl	-	-	5	-	-	-
Enel Green Power Perú SAC	11	-	87	-	6	-
Enel Green Power Romania Srl	1	-	117	-	-	-
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	39	-	104	-	7	-
Enel Green Power Rus LLC	-	-	-	-	1	-
Enel Green Power South Africa	-	-	843	-	-	-
Enel Green Power SpA	254	-	555	13	14	-
Enel Holding Finance Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	1,175
Enel Innovation Hubs Srl	-	21	1	-	-	-
Enel Insurance NV	-	250	94	-	-	-
Enel Investment Holding BV	-	2	-	-	-	-
Enel Italia SpA	1,417	8	3,496	110	68	2,609
Enel North America Inc.	35	-	14,557	-	34	-
Enel Produzione SpA	-	-	651	-	1	-
Enel Rinnovabili Srl	-	-	-	-	-	25
Enel Sole Srl	-	-	284	-	1	-
Enel Trade Energy Srl	-	-	4	-	-	-
Enel X Australia (Pty) Ltd	-	-	3	-	-	-
Enel X International Srl	47	-	-	-	-	-
Enel X Italia SpA	-	-	16	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	-	53	-	-	-
Enel X North America Inc.	-	-	36	-	-	-
Enel X Polska Sp. zo.o.	-	-	15	-	-	-
Enel X Srl	280	-	1	-	2	-
Enel X UK Limited	-	-	15	-	-	-
Enelpower SpA	-	37	-	-	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	5	-	-	-
E-Distribuţie Banat SA	-	-	-	-	-	8
E-Distribuţie Muntenia SA	-	-	-	-	-	27

Generadora Montecristo SA	-	-	2	-	-	-
Gridspertise Srl	-	5	29	-	-	-
Nuove Energie Srl	21	-	85	6	-	-
Open Fiber SpA	-	-	-	-	1	-
Parque Eólico Pampa SA	1	-	-	-	15	-
PH Chucas SA	-	-	-	-	-	-
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	41
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1,193	-	5	-
Total	**7,310**	**24,614**	**82,350**	**709**	**490**	**4,450**

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, 2022			at Dec. 31, 2021	
Assets						
Derivatives - non-current	349	35	10.0%	753	153	20.3%
Other non-current assets	81	69	85.2%	99	87	87.9%
Trade receivables	294	295	-	275	276	-
Derivatives - current	390	86	22.1%	60	23	38.3%
Other current financial assets	3,480	3,019	86.8%	8,257	7,134	86.4%
Other current assets	584	283	48.5%	1,063	1,045	98.3%
Liabilities						
Long-term borrowings	18,196	12,407	68.2%	25,572	18,739	73.3%
Derivatives - non-current	663	163	24.6%	1,300	26	2.0%
Other non-current liabilities	24	8	33.3%	30	8	26.7%
Short-term borrowings	8,752	8,362	95.5%	6,563	5,625	85.7%
Current portion of long-term borrowings	1,430	1,333	93.2%	216	118	54.6%
Trade payables	155	97	62.6%	167	117	70.1%
Derivatives - current	178	69	38.8%	131	37	28.2%
Other current financial liabilities	238	94	39.5%	227	71	31.3%
Other current liabilities	2,873	740	25.8%	2,785	220	7.9%

Impact on the income statement

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
		2022			2021	
Revenue	133	131	98.5%	1,769	139	7.9%
Services and rentals and leases	206	133	64.6%	197	130	66.0%
Other operating expenses	27	1	3.7%	14	1	7.1%
Income from equity investments	8,770	8,770	100.0%	4,451	4,450	100.0%
Financial income from derivatives	2,131	627	29.4%	1,073	253	23.6%
Other financial income	432	380	88.0%	240	237	98.8%
Financial expense from derivatives	1,960	1,166	59.5%	891	506	56.8%
Other financial expense	787	309	39.3%	869	203	23.4%

Impact on cash flows

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2022			2021		
Cash flows from/(used in) operating activities [1]	8,689	1,594	18.3%	6,757	632	9.4%
Cash flows from/(used in) investing activities	(1,647)	(1,602)	-97.3%	(9,739)	(9,669)	-99.3%
Cash flows from/(used in) financing activities [1]	(3,126)	1,757	-54.6%	1,807	3,088	-

(1) The figure for coupons paid to hybrid bond holders has been presented differently from that published in the separate financial statements for 2021.

38. Government grants – Disclosure pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017

Pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017 as amended, the following provides information on grants received from Italian public agencies and bodies, as well as donations by Enel SpA to companies, individuals and public and private entities. The disclosure comprises: (i) grants received from Italian public entities/State entities; and (ii) donations made by Enel SpA to public or private parties resident or established in Italy.

The following disclosure includes payments in excess of €10,000 made by the same grantor/donor during 2022, even if made through multiple financial transactions. They are recognized on a cash basis.

Pursuant to the provisions of Article 3-*quater* of Decree Law 135 of December 14, 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019, for grants received, please refer to the information contained in the National Register of State Aid referred to in Article 52 of Law 234 of December 24, 2012.

As far as donations made are concerned, the material cases are listed below.

Euro

Beneficiary	Amount	Description of donation
FGS Onlus	50,000	Donation to promote equal opportunities
European University Institute	100,000	Donation for scientific research on European energy issues
Fondazione Centro Studi Enel	100,000	Enel Foundation grant
Earthrise Trust	10,000	Donation for rural development projects
International Energy Agency	75,000	Donation for the study of the energy market
Comunità Sant'Egidio	43,856	Gadgets donation
Associazione UISP Unione Italiana Sport per Tutti	28,759	Gadgets donation
Onlus CESIE	59,594	Gadgets donation
Onlus Sport Senza Frontiere	16,816	Gadgets donation
Total	**484,025**	

39. Contractual commitments and guarantees

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2021	Change
Sureties and guarantees given:			
- third parties	16	18	(2)
- subsidiaries	105,114	82,350	22,764
Total	**105,130**	**82,368**	**22,762**

Sureties granted to third parties essentially regard a bank surety issued in favor of Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) in an amount equivalent to €15 million, acquired following the merger of Enel South America Srl into Enel SpA in 2017.

Other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries include:

- €50,492 million issued on behalf of Enel Finance International NV securing bonds issued in European and other international markets;
- €23,664 million issued on behalf of various renewable energy companies for the development of new projects under the Business Plan;
- €7,245 million issued on behalf of Enel Finance International NV to back the euro commercial paper program;
- €4,313 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, Enel Green Power Perú SAC, Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA, Enel Sole Srl and Enel X Mobility Srl;
- €4,887 million on behalf of the US company Enel Finance America LLC to secure the commercial paper and bond issue program on the US market;
- €1,407 million in favor of Cassa Depositi e Prestiti issued on behalf of e-distribuzione SpA, which received the Enel Grid Efficiency II loan;
- €1,150 million issued by Enel SpA to the Single Buyer on behalf of Servizio Elettrico Nazionale for obligations under the electricity purchase contract;
- €897 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);
- €1,730 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;
- €1,077 million issued to Terna on behalf of e-distribuzione, Enel Global Trading SpA, Enel Produzione SpA, Enel X Italia Srl, Enel Green Power Italia Srl, Enel Energia SpA and Enel Global Thermal Generation Srl, in respect of agreements for electricity transmission services;
- €569 million issued to Snam Rete Gas on behalf of Enel Global Trading SpA, Enel X Italia Srl, Enel Produzione SpA, Enel Energia SpA and Nuove Energie Srl for gas transport capacity;
- €67 million issued to the tax authorities to secure participation in the Group VAT mechanism on behalf of Enel Produzione SpA;
- €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;
- €36 million issued on behalf of Enel Italia SpA to Excelsia Nove for the performance of obligations under rental contracts;

> €7,480 million issued to various beneficiaries as part of financial support activities by the Parent on behalf of subsidiaries.

Compared with December 31, 2021, the increase in other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries is mainly attributable to the issue of bonds as part of the Enel Group's financing strategy and the refinancing strategy for consolidated debt, as well as developments in the exchange rate of the euro against the dollar for guarantees in this currency.
Specifically, in 2022 Enel Finance International NV placed in the Eurobond market two sustainability-linked bonds (a triple-tranche €2.75 billion sustainability-linked bond and a €1 billion sustainability-linked bond, respectively) and in the US and international markets, a pound sterling sustainability-linked bond in a single tranche for institutional investors for a total of £750 million (equal to €900 million) and a multi-tranche sustainability-linked bond for $3.5 billion (equal to about €3.3 billion), all guaranteed by Enel SpA. The issues are linked to the achievement of Enel's sustainability objective relating to the reduction of direct greenhouse gas emissions (Scope 1), contributing to United Nations Sustainable Development Goal (SDG) 13 ("Climate Action") and in line with the Group's Sustainability-Linked Financing Framework.
In line with the Strategic Plan, the new sustainability-linked bond multi-tranche issues contribute to the achievement of the Group's objectives related to sustainable finance sources on Group's total gross debt, set at around 65% in 2024 and over 70% in 2030.
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.

40. Contingent assets and liabilities

Enel, Enel Energia and Servizio Elettrico Nazionale antitrust proceeding - Italy

On May 11, 2017, the Competition Authority announced the beginning of proceedings for alleged abuse of a dominant position against Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) and Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN), with the concomitant performance of inspections. The proceeding was initiated on the basis of complaints filed by the Italian Association of Energy Wholesalers and Traders (AIGET) and the company Green Network SpA (GN), as well as a number of individual consumers.
On December 20, 2018 the Competition Authority issued its final ruling, with which it levied a fine on the three companies of about €93 million, for violation of Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU).
The main disputed conduct consisted in abuse of a dominant position by the three companies (to the benefit in particular of EE) who allegedly used the privacy consent given by SEN consumers, to the detriment of competing traders. With regard to other allegations made with the measure to initiate the proceeding, concerning the sales activities at physical locations (Enel Points and Enel Point Partner Shops) and winback policies reported by GN, the Competition Authority reached the conclusion that the preliminary findings did not provide sufficient evidence of any abusive conduct on the part of Enel Group companies.
The companies involved challenged the measures of the Competition Authority before the Lazio Regional Administrative Court which, on October 17, 2019, partially upheld the appeals filed by SEN and EE, shortening the period of abuse and requiring the Competition Authority to recalculate the penalty in accordance with the criteria specified in the ruling. With a measure dated November 27, 2019, the Competition Authority set the recalculated penalty at €27,529,786.46.

The rulings of the Regional Administrative Court were challenged on appeal before the Council of State which, with an order of July 20, 2020, suspended the ruling and ordered that the issue be submitted for a preliminary ruling before the Court of Justice of the European Union (CJEU) pursuant to Article 267 of the TFEU, formulating a number of questions aimed at clarifying the interpretation of the concept of "abuse of a dominant position" to be applied to the present case.
With a ruling of May 12, 2022, the CJEU provided the requested interpretation and, subsequently, on December 1, 2022, the Council of State, in application of the guidelines set out by the CJEU, fully voided the fine levied by the Competition Authority and, upholding the arguments presented by the companies, denied that any abuse of position had occurred.

BEG litigation - Italy, France, the Netherlands, 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 construction of a hydroelectric power station in Albania. Subsequently, BEG, acting through its subsidiary Albania BEG Ambient Shpk (ABA), filed suit against Enelpower and Enel SpA (Enel) in Albania concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana on March 24, 2009, upheld by the Albanian Court of Cassation, ordering Enelpower and Enel to pay tortious damages of about €25 million for 2004 as well as an unspecified amount of tortious damages for subsequent years. Following the ruling, Albania BEG Ambient demanded payment of more than €430 million.
On November 5, 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. The proceeding is still pending.
With a ruling of the Court of Appeal of Rome of March 7, 2022, the further proceedings undertaken by Enel and Enelpower before the Court of Rome were concluded, having sought recognition of BEG's liability for having circumvented the arbitration award rendered in Italy in favor of Enelpower through the aforementioned initiatives undertaken by the subsidiary ABA. With the ruling, the Court of Appeal of Rome upheld the ruling of first instance rendered by the Court of Rome on June 16, 2015, which had denied the petition in the proceeding.
On May 20, 2021, the European Court of Human Rights (ECHR) issued a ruling with which it decided the appeal brought by BEG against the Italian State for violation of Article 6.1 of the European Convention on Human Rights. With this decision, the Court denied BEG's request to reopen the above arbitration proceedings, and also rejected BEG's claim for pecuniary damages amounting to about €1.2 billion due to the absence of a causal link with the disputed conduct, granting it only €15,000.00 in non-pecuniary damages.
Nonetheless, on December 29, 2021, BEG, with an action that the company and its legal counsel deemed unfounded and specious, also decided to sue the Italian State before the Court of Milan, to demand, as a consequence of the ECHR ruling, damages for tortious liability in an amount of about €1.8 billion. In this case, BEG also involved Enel and Enelpower by way of a claim of joint and several liability. With an order of June 14, 2022, the Court of Milan, in accepting the objection of territorial incompetence raised by the State Attorney, declared its incompetence to hear the dispute in favor of the Court of Rome, the court exclusively competent to hear the causes in which the Italian State is involved, ordering BEG to pay the costs of the proceedings in favor of the defendants. BEG did not resume the judgment before the Court of Rome within the legal term of 14 October 2022 and therefore the proceeding was extinguished.
A short time later, on November 3, 2022, BEG resubmitted the same claims for damages of the terminated proceeding, serving a new writ of summons before the Court of Milan against the same defendants, with the exception of the Italian State, which BEG declared not to wishing to agree to this judgement. The first appearance hearing is set for May 9, 2023. The Company is preparing its 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.

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk (ABA) to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

France

In February 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. Enel SpA and Enelpower SpA challenged the suit.

Following the beginning of the case before the *Tribunal de Grande Instance*, between 2012 and 2013 Enel France was served with a number of "*Saisie Conservatoire de Créances*" (orders for the precautionary attachment of receivables) in favor of ABA to conserve any receivables of Enel in respect of Enel France.

On January 29, 2018, the *Tribunal de Grande Instance* issued a ruling in favor of Enel and Enelpower, denying ABA the recognition and enforcement of the Tirana court's ruling in France for lack of the requirements under French law for the purposes of granting exequatur. 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, fully upholding the non-compatibility of the Albanian ruling with the arbitration award of 2002 determined by the TGI, ordering it to reimburse Enel and Enelpower €200,000.00 each for legal costs.

On June 21, 2021, ABA filed an appeal with the *Cour de Cassation* against the ruling of the Paris Court of Appeal. Enel and Enelpower have appeared in court and the hearing for the final discussion of the case is set for March 28, 2023.

Enel initiated a separate proceeding to obtain release of the precautionary attachments granted to ABA and which are no longer valid as a result of the appeal ruling. 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, requesting its suspension as a precautionary measure. The request for precautionary suspension was rejected on November 23, 2022 and the appeal continues in the trial court. At the same time, Enel is taking the necessary actions for credit recovery.

The Netherlands

At the end of July 2014, ABA filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands.

Following an initial ruling of June 29, 2016, in favor of ABA, in a ruling of July 17, 2018, the Amsterdam Court of Appeal upheld the appeal advanced by Enel and Enelpower, ruling that the Albanian judgment cannot be recognized and enforced in the Netherlands, as it was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. Subsequently, the proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by ABA with which it asked the Dutch court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged tortious liability of Enel and Enelpower in the failure to build the power plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a definitive ruling in which it fully quashed the trial court judgment of June 29, 2016, rejecting any claim made by ABA, thereby confirming the denial of recognition and enforcement of the Albanian ruling in the Netherlands. The Court came to this conclusion after affirming its jurisdiction over ABA's subordinate claim and re-analyzing the merits of the case under Albanian law, finding no tortious liability on the part of Enel and Enelpower. As a result of the decision of the Court of Appeal, Enel and Enelpower are therefore not liable to pay any amount

to ABA, which was in fact ordered by the Court of Appeal 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 appeal of the rulings of the Court of Appeal, ordering it to reimburse court costs. The decision of the Court of Appeal has thus become final.

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.

United States and Ireland

In 2014, ABA had initiated two proceedings requesting execution of the Albanian sentence before the courts of the State of New York and Ireland, which both ruled in favor of Enel and Enelpower, respectively, on February 23 and February 26, 2018. Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

Kino arbitration - Mexico

On September 16, 2020, Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) and Enel SpA (Enel) were notified of a request for arbitration filed by Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv and Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (together, "Project Companies") in which the Project Companies alleged the violation (i) by Kino Contractor of certain provisions of the EPC Contract and (ii) by Kino Facilities of certain provisions of the Asset Management Agreement, both contracts concerning solar projects owned by the three companies filing for arbitration.
Enel – which is the guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor and Kino Facilities under the above contracts – has also been called into the arbitration proceeding, but no specific claims have been filed against it.
The Project Companies, in which Enel Green Power SpA is a non-controlling shareholder, are controlled by CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (which is controlled by Caisse de Dépôt et Placement du Québec) and CKD Infraestructura México SA de Cv. After the request for arbitration and the related response from the defendants, the parties exchanged further introductory briefs, in which the financial claim of the counterparties was updated to $135 million, while Kino Facilities has not continued its counter-claim. The hearing was held in October 2022 and the final phase is currently pending. The issuance of the arbitration award is expected by mid-2023.

41. Future accounting standards

The following provides a list of accounting standards, amendments and interpretations that will take effect for the Company after December 31, 2022.

- *"Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current"*, issued in January 2020. The amendments regard the provisions of IAS 1 concerning the presentation of liabilities. More specifically, the changes clarify:

- the criteria to adopt in classifying a liability as current or non-current, specifying the meaning of right of an entity to defer settlement and that that right must exist at the end of the reporting period;
- that the classification is unaffected by the intentions or expectations of management about when the entity will exercise its right to defer settlement of a liability;
- that the right to defer exists if and only if the entity satisfies the terms of the loan at the end of the reporting period, even if the creditor does not verify compliance until later; and
- that settlement regards the transfer to the counterparty of cash, equity instruments, other assets or services.

The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2024.[18]

> *"Amendments to IAS 1 - Non-current Liabilities with Covenants"*, issued in October 2022. IAS 1 requires classification of liabilities as non-current only where an entity has a right to defer settlement in the 12 months following the reporting date. The amendments of the standard improve disclosure when the right to defer settlement of a liability for at least 12 months is subject to compliance with covenants and specify that the classification of the liability as current or non-current at the reporting date is not affected by covenants that must be complied with subsequent to the reporting date.

The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2024.

> "*Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 - Disclosure of Accounting Policies*", issued in February 2021. The amendments are intended to support entities in deciding which accounting policies to disclose in the financial statements. The amendments to IAS 1 require to disclose their material accounting policy information rather than their significant accounting policies. A guide on how to apply the concept of materiality to disclosures on accounting policies is provided in the amendments to IFRS Practice Statement 2. The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2023.

> *"Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates"*, issued in February 2021. The amendments clarify how companies should distinguish changes in accounting policies from changes in accounting estimates. The definition of changes in accounting estimates has been replaced with a definition of accounting estimates as "monetary amounts in financial statements that are subject to measurement uncertainty". The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2023.

> *"Amendments to IAS 12 - Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction"*, issued in May 2021. The amendments require entities to recognize deferred tax on transactions that at initial recognition give rise to equal taxable and deductible temporary differences. The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2023.

> *"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

[18] In July 2020, an amendment was issued to postpone the date of entry into force from January 1, 2023 to January 1, 2024.

- *"IFRS 17 - Insurance Contracts"*, issued in May 2017. The standard will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2023.
- *"Amendments to IFRS 16 - Lease Liability in a Sale and Leaseback"*, issued in September 2022. The amendments require the seller-lessee to measure the right-of-use asset arising from a sale and leaseback transaction in proportion to the previous carrying amount of the asset involved in the arrangement and in line with the retained right-of-use. Consequently, the seller-lessee will be allowed to recognize only the amount of any capital gain or loss relating to the rights transferred to the buyer-lessor. The amendments do not prescribe specific measurement requirements for liabilities deriving from a leaseback. However, they include examples that illustrate the initial and subsequent measurement of the liability by including variable payments that do not depend on an index or a rate. This representation is a departure from the general accounting model required by IFRS 16, in which variable payments that do not depend on an index or a rate are recognized through profit or loss in the period in which the event or condition that determines these payments occurs. In this regard, the seller-lessee will have to develop and apply an accounting policy to determine the lease payments such that any amount of retained right-of-use gain or loss is not recognized.
  The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning January 1, 2024. In conformity with "IAS 8 - Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors", retrospective application is permitted for sale and leaseback transactions entered into after the date of initial application of IFRS 16.

The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

42. Events after the reporting period

Enel places new perpetual hybrid bonds for €1.75 billion to refinance some of its outstanding hybrid bonds

On January 9, 2023, Enel SpA launched the issuance of non-convertible, subordinated, perpetual, hybrid bonds for institutional investors on the European market, denominated in euros for an aggregate principal amount of €1.75 billion (the "New Securities").

The issuance is carried out in execution of the resolution of the Company's Board of Directors of December 14, 2022, which authorized Enel to issue, by December 31, 2023, one or more non-convertible subordinated hybrid bonds, including perpetual bonds, in an overall maximum amount of up to €2 billion.

The new issuance is structured in the following two series:

- €1,000-million non-convertible, subordinated, perpetual, hybrid bond, with no fixed maturity, due and payable only in the event of winding up or liquidation of the Company, as specified in the terms and conditions of the bond;
- €750-million non-convertible, subordinated, perpetual, hybrid bond, with no fixed maturity, due and payable only in the event of winding up or liquidation of the Company, as specified in the terms and conditions of the bond.

The New Securities will be listed on the regulated market of the Irish Stock Exchange trading as Euronext Dublin. It is also expected that the rating agencies will assign to the New Securities a rating of Baa3/BBB-/BBB- (Moody's/S&P's/Fitch) and an equity content of 50%.

At the same time, Enel also announced the launch of voluntary tender offers to repurchase for cash and subsequently cancel, for a total aggregate principal amount equal to the principal amount raised from the New Securities, two outstanding series of hybrid bonds, namely:

i. any-and-all of the €750-million equity-accounted perpetual hybrid bond with first call date in August 2023 and 2.500% coupon;
ii. the $1,250-million hybrid bond due September 2073 with call date in September 2023, and 8.750% coupon.

The overall transaction is intended to refinance the two abovementioned hybrid bonds and is in line with Enel's financial strategy set out in the 2023-2025 Strategic Plan, reaffirming the Group's commitment to maintain hybrid bonds as a permanent layer in its capital structure.

Results of the tender offer on the perpetual hybrid bond denominated in euros and removal of the Capped Maximum Amount for the concurrent tender offer on the US dollar-denominated hybrid bond

With the conclusion of the voluntary tender offer launched on January 9, on January 18, 2023, Enel announced that it will repurchase for cash its outstanding perpetual hybrid bond denominated in euros for an aggregate nominal amount of €699,970,000.00.

The settlement of the repurchase transaction took place on January 20, 2023.

Subsequently, having met the conditions envisaged in the "clean-up call" clause, which provided for the possibility of repurchasing the remainder of the bond on exceeding 80% of the tender offer, on February 27, 2023 the settlement for €50,049,000.00 took place, with full repayment of the bond issue.

Following the tenders received by the Early Tender Deadline of January 23, 2023, and as a consequence of the removal of the capped maximum acceptance amount ("Capped Maximum Amount") on the USD securities, as announced on January 18, 2023, Enel accepted for purchase all of the validly tendered USD securities for a total nominal amount of $411,060,000, and settlement date January 26, 2023.

On February 10, 2023 an additional settlement of €5,090,278.00 was carried out.

123

43. Fees of the Audit Firm pursuant to Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation

Fees pertaining to 2022 paid by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2022 to the Audit Firm and entities belonging to its network for services are summarized in the following table, pursuant to the provisions of Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation.

Type of service	Entity providing the service	Fees (millions of euro)
Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	0.5
	- entities of KPMG network	-
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	2.1
	- entities of KPMG network	-
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of KPMG network	-
Total		**2.6**
Enel SpA subsidiaries		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	4.3
	- entities of KPMG network	7.9
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.3
	- entities of KPMG network	1.1
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	0.1
	- entities of KPMG network	-
Total		**14.7**
TOTAL		**17.3**

前へ

2【主な資産・負債及び収支の内容】

本項に記載すべき事項は、連結財務書類注記及び財務書類注記に記載されている。

3【その他】

(1) 決算日後の状況

連結財務書類注記59「後発事象」を参照のこと。

(2) 訴訟

連結財務書類注記57「偶発資産および債務」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）により公布され、規定（EC）1606/2002号に従って欧州共同体が承認し、2022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2022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、分離可能な場合で、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）資産に帰属する将来の経済的便益が企業に流入する可能性が高い、又は（b）資産の原価が信頼性をもって測定できるものである場合にのみ認識されなければならない。研究に係る支出は発生時に費用として認識する。開発費用は、技術的な実現可能性、資産の完成、使用又は売却の意図、及びその他の条件が全て証明できる場合に限り、無形資産として認識される。

一方で、日本の会計原則の下では、研究開発及びソフトウェアに係る支出を除き、無形資産の認識に関する明確な指針はない。研究開発に係る支出は発生時に費用として認識する。

（9）減価償却単位（構成要素アプローチ）

IFRS（IAS第16号）の下では、当該項目の原価総額に関連して重要な原価を持つ有形固定資産項目の各部分は、区分して償却しなければならない。

一方、日本の会計原則の下では、特別な規定は存在しない。

（10）不利な契約

IFRS（IAS第37号）の下では、不利な契約とは、契約による債務を履行するための不可避的な費用が、契約上の経済的便益の受取見込額を超過している契約をいう。企業に不利な契約があるならば、当該契約下の現在債務は、引当金として認識かつ測定する。

一方、日本の会計原則の下では、特別な規定は存在しない。

（11）賦課金

IFRS（IFRIC第21号「賦課金」）の下では、賦課金債務は、関連する法令により特定されたとおり、支払原因となる活動が生じた時点で認識する。賦課金債務は、（i）関連する法令に従って、支払原因となる活動が一定期間にわたり生じる場合は、徐々にのみ認識され、（ii）（収益又は売上高若しくは生成高の最低値といった）活動基準量の最低値に到達したことを当該賦課事由とする場合は、活動基準量に達した時点で認識される。

日本の会計原則の下では、賦課金において特別な基準は定められていない。

（12）共同支配事業

IFRS（IFRS第11号「共同支配の取決め」）の下では、共同支配事業の共同支配を有する企業は、その持分に関連して、共同支配事業から生じるその資産、負債、収益及び費用を認識する。

日本の会計原則の下では、共同支配事業に対する投資は連結財務書類上、持分法により会計処理される。日本の会計原則は、共同支配事業及びジョイント・ベンチャーの会計上の取扱いを区分していない。

（13）リース

IFRS第16号（「リース」）の下では、借手はリースをファイナンス・リース又はオペレーティング・リースに分類しないが、短期リースや少額リースといった認識免除が選択される場合を除き、使用権資産及びリース負債を認識する。貸手は、借手に原資産の所有に関連する全てのリスク及び報酬を借手に実質的に移転するかどうかに基づいて、リースをファイナンス・リース又はオペレーティング・リースに分類する。

日本の会計原則の下では、ファイナンス・リースは解約不能及びフルペイアウトであることが必要であり、次の条件を満たす必要がある。

（ⅰ）解約不能な期間にわたる支払リース料総額の現在価値が当該資産の見積現金購入価格の90%以上であること

（ⅱ）当該リース期間が当該関連資産の経済的耐用年数のおよそ75%以上であること

IFRS第16号（「リース」）の下では、借手は、リース期間が開始日から12ヶ月以内の短期リース契約及び原資産が少額のリース契約に関して、使用権資産及びリース負債を認識することなく費用として支払リース料を認識することを選択できる。エネル・グループは当該認識免除を適用している。

日本の会計原則の下では、いくつかの条件が充たされる場合（すなわち、支払リース料総額が３百万円未満のリース）、リース資産及び負債を認識することなくオペレーティング・リースとしてリースの会計処理の目的で「簡便法」を用いることができる。

IFRS第16号（「リース」）の下では、開始日に借手は当初使用権資産を取得原価で、リース負債をリース期間にわたる支払リース料の現在価値で測定する。

日本の会計原則の下では、ファイナンス・リースのリース資産とリース負債は次のように測定される。

（Ⅰ）貸手の購入価格が明らかな場合

（a）所有権移転：貸手の購入価格

（b）所有権移転外：貸手の購入価格及び最低支払リース料の現在価値（当該資産の残存価値を含む）のうちいずれか低い方

（Ⅱ）貸手の購入価格が不明な場合、支払リース料の現在価値（割引後の資産購入権の価値を含む）及び借手の見積現金購入価格のうちいずれか低い方

主な表示と区分の相違

（1）売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業

IFRS第５号（売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業）の下では、（i）売却目的保有として分類される要件を充たす非流動資産（または処分グループ）は、帳簿価額又は売却費用控除後の公正価値のいずれか低い金額で測定され、売却目的で保有している間又は売却目的で保有している処分グループの一部である間は当該資産に係る減価償却は停止され、また、（ⅱ）売却目的保有として分類される要件を充たす非流動資産（または処分グループ）及び処分グループの負債は、連結財政状態計算書上で他の資産および負債と区別して表示され、非継続事業の損益は連結損益計算書で区別して表示される。

日本の会計原則の下では、売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業に関する基準は定められていない。

（2）連結財政状態計算書

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は財政状態計算書の特定の様式を定めていない。流動性表示がより信頼ある適切な情報を提供する場合を除き、資産及び負債の流動／非流動が用いられる。エネル・グループは、その連結財政状態計算書において、流動／非流動の表示を選択している。

日本の会計原則は、一般的な財政状態計算書の様式を定めている。財政状態計算書の見出しは、IFRSと比較してより詳細に表示することが求められる。公開会社は特定の開示要件への準拠が求められる。

(3) 連結損益計算書及びその他の包括利益

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は、標準的な様式を定めていない。支出は二つの形式（機能別又は性質別）のうちいずれかで表示され、エネル・グループは性質別に費用を分類する方法を選択している。損益計算書における表示を必要としている最小限の項目がある。

IFRSでは損益項目及びその他の包括利益の構成要素の表示について、下記の選択がある。

- 小計を伴う包括利益計算書単一方式
- 二つの別個の計算書方式

エネル・グループは二つの別個の計算書にて当期包括利益項目を表示することを選択している。

日本の会計原則は、営業利益、経常利益、及び純利益により、利益の三区分での表示を求めている。表示は通常は性質別になされる。損益計算書の見出しに関して、日本の会計原則は、IFRS／IASのフレームワークと比較してより詳細な表示を求めている。

(4) 例外的（重要）項目

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は、例外的（重要）項目という用語を用いていないが、企業の業績をよりよく説明するために、その金額、影響を及ぼす範囲及び性質を考慮して、説明する必要がある項目の個別開示を求めている。

日本の会計原則は、例外的項目を損益計算書の「特別損益」の区分での別掲を求めている。

第７【外国為替相場の推移】

ユーロと日本円の為替相場は、最近５年間及び最近６ヶ月間の日本において時事に関する事項を報道する２以上の日刊新聞紙に掲載されていることから、ユーロに関する記載は省略した。

第８【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

１【日本における株式事務の概要】

当社株式を取得する者（本項において以下「実質株主」という。）と、その取得窓口となった証券会社（以下「窓口証券会社」という。）との間の外国証券取引口座に関する規則（以下「外国証券取引口座約款」という。）により、実質株主の名義で外国証券取引口座（以下「取引口座」という。）が開設される。売買の執行、売買代金の決済、証券の保管及びその他当社株式の取引に関する事項は全てこの取引口座を通じて処理される。

以下は、外国証券取引口座約款に従った、当社株式に関する事務手続の概要である。

(1) 当社株式の保管

当社株式は、窓口証券会社のためにイタリアにおける保管機関（以下「保管機関」という。）又はその名義人の名義で登録され、保管機関により保管される。原則として、窓口証券会社は実質株主に対して受領書を発行するが、かかる受領書を譲渡することはできない。

(2) 当社株式の譲渡に関する手続

窓口証券会社が発行する受領書を提出することで、実質株主は、その持株の保管替え又は売却注文をなすことができる。実質株主と窓口証券会社との間の決済は、円貨又は窓口証券会社が応じ得る範囲内で実質株主が指定した外貨による。

(3) 実質株主に対する諸通知

当社が株主に対して行い、窓口証券会社が受領した全ての通知及び通信は、窓口証券会社が保管し、窓口証券会社の店頭において実質株主の閲覧に供される。実質株主が、かかる通知及び通信の送付を希望する場合は、窓口証券会社はかかる実質株主にそれらを送付し、実費は当該実質株主に請求される。

(4) 実質株主の議決権の行使に関する手続

議決権の行使は、実質株主が窓口証券会社を通じて行う指示に基づき、保管機関又はその名義人が行う。実質株主が指示をしない場合、保管機関又はその名義人は議決権を行使しない。

(5) 現金配当の交付手続

外国証券取引口座約款に従い、現金配当は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる配当金の一括受領に従い、取引口座を通じて実質株主に交付される。

(6) 株式配当の交付手続

株式配当により割り当てられた株式は、実質株主から特に指示がない限り、窓口証券会社を代理する保管機関によりイタリアで売却され、その手取金純額は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる手取金の一括受領に従い、取引口座を通じて実質株主に支払われる。

準備金の資本組入により発行される株式は、一般に、保管機関又はその名義人に対して交付され、窓口証券会社は実質株主に対して領収証を発行する。

(7) 新株引受権

当社株式について新株引受権が与えられた場合、かかる新株引受権は、原則として窓口証券会社を代理する保管機関によりイタリアで売却され、その手取金純額は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる手取金の一括受領に従い、その取引口座を通じて実質株主に支払われる。

２【日本における実質株主の権利行使方法】

(1) 名義書換代理人及び名義書換取扱場所

当社は、日本に、当社株式に関する名義書換代理人又は名義書換取扱場所を有していない。各窓口証券会社は、取引口座を有する全ての実質株主の明細表（以下「実質株主明細表」という。）を作成し、かかる明細表には各実質株主の名前及びそれら実質株主の各人の代わりに保有される当社株式の株数が記載される。

(2) 実質株主明細表の基準日

当社は配当の支払に関する権利落ちの基準日を定めなければならない。かかる配当を受領する資格を有する実質株主を決定するための実質株主明細表の基準日は、通常当該基準日の直前の営業日となる。

(3) 事業年度の終了

当社の事業年度は毎年12月31日に終了する。

(4) 公告

日本において公告を行わない。

(5) 実質株主に対する株式事務に関する手数料

実質株主は、取引口座を開設するときに窓口証券会社の定めるところにより年間口座管理料を支払う他、必要に応じて実費を支払う。

(6) 当社株式の譲渡制限

当社株式に譲渡制限はない。

(7) 日本における配当等に関する課税上の取扱い

(イ)配当

当社から株主に支払われる配当は、日本の税法上、配当収入として取扱われる。日本の居住者たる個人又は日本の法人に対して支払われる当社の配当金については、当該配当金額（イタリアにおける当該配当の支払の際にイタリア又はその地方公共団体の源泉徴収税が徴収される場合、当該控除後の金額）につき、当該配当の支払を受けるべき期間に応じ、下表に記載された源泉徴収税率に相当する金額の日本の所得税・住民税が源泉徴収される。

配当課税の源泉徴収税率

配当を受けるべき期間	日本の法人	日本の居住者たる個人
2014年１月１日～2037年12月31日	所得税15.315%	所得税15.315%、住民税５%
2038年１月１日～	所得税15%	所得税15%、住民税５%

日本の居住者たる個人は、当社から株主に支払われる配当については、源泉徴収がなされた場合には確定申告をする必要はなく、また当該配当については、配当金額の多寡に関係なく確定申告の対象となる所得金額から除外することができる。

当社から株主に支払われる配当については、日本の居住者たる個人は、申告分離課税を選択することが可能である。本書の日付け現在、申告分離課税を選択した場合の確定申告の際の税率は、2014年１月１日以降に当社から当該個人株主に支払われる配当については20.315%（所得税15.315%、住民税５%）であるが、かかる配当所得の計算においては、2009年度以後における上場株式等の株式売買損を控除することができる。上記にかかわらず、日本の居住者である個人が2016年１月１日以後に支払を受ける配当所得の計算においては、上場株式等及び一定の公社債等の売買損・譲渡損を控除することができる。

なお、配当控除(個人の場合）及び受取配当益金不算入(法人の場合）の適用はない。

イタリアにおいて課税された税額は、配当につき確定申告した場合には日本の税法の規定に従い外国税額控除の対象となりうる。

(ロ)売買損益

1) 居住者である個人株主の株式の売買によって生じた株式売買益は、原則として所得税の対象となり、株式売買損は、他の株式売買益から控除することができる。また、2009年度以後における上場株式等の株式売買損については、当社株式及びその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。）から控除することができる。上記にかかわらず、日本の居住者である個人による2016年１月１日以後の上場株式等の株式売買損は、当社株式及びその他の上場株式等の配当所得の金額（申告分離課税を選択したものに限る。）並びに一定の公社債等の利子所得の金額等から控除することができる。

2) 当社株式の内国法人株主については、株式の売買損益は、課税所得の計算上益金・損金に算入される。

(ハ)相続税

日本の税法上日本の居住者である実質株主が、イタリアで発行された株式を相続又は遺贈によって取得した場合、日本の相続税法によって相続税が課されるが、国外で日本の相続税に相当する税が課される等、一定の要件を満たしているときには、外国税額控除が認められることがある。

イタリアにおける課税上の取扱いについては、「第一部－第１－３ 課税上の取扱い」を参照のこと。

第９【提出会社の参考情報】

１【提出会社の親会社等の情報】

当社には親会社等は存在しない。

２【その他の参考情報】

事業年度の開始日から本有価証券報告書提出日までの間に提出された、金融商品取引法第25条第１項各号に掲げる書類は、以下のとおりである。

１．有価証券報告書	2022年６月29日関東財務局長に提出
２．半期報告書	2022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

2022年6月7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2021年12月31日現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている連結財務諸表についての私たちの2022年４月14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

Renato Naschi
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.

7 June 2022

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 14, 2022, with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2021 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2021, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Director of Audit

次へ

2010年1月27日政令第39号第14条及び2014年4月16日EU規制第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

(イタリア語原文からの翻訳版)

エネル・エスピーエーの株主各位

連結財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2021年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する連結会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、並びにそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている、エネル・グループ（以下「グループ」という。）の連結財務書類について監査を行った。

当監査法人は、連結財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定が施行する政令38/05号第9条準拠し、2021年12月31日現在のグループの財政状態並びに同日をもって終了する連結会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を、公正かつ妥当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。当該監査基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「連結財務書類監査における監査人の責任」の項に記載されている。当監査法人は、イタリアにおける職業倫理に関する規定に従って、会社及び連結子会社から独立しており、また、監査人としてのその他の倫理上の責任を果たしている。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、当連結会計年度の連結財務書類の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。監査上の主要な検討事項は、連結財務書類全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応した事項であり、当監査法人は、当該事項に対して個別に意見を表明するものではない。

未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識

連結財務書類注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用‐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た収益」及び33「売掛金」

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
最終需要者への電気及びガスの供給から生じた収益は、電気又はガスが供給された時点で認識され、定期的な検針に基づいた又は販売業者及び輸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りを含み、送電網の損失も考慮に入れて算定されている。直近の検針日から年末までの間に発生した収益は、主に過去の情報に基づいて決定された、個々の顧客の1日の消費量の推定に基づいており、気候要因又は推定消費量に影響を及ぼす可能性のある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、未請求の電気及びガスの供給による収益の認識が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んでいる。 － 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 － 監査の目的上重要であるとみなされた、IT統制を含む統制の設計、整備状況及び運用状況の有効性の評価、及びIT専門家の関与 － 見積られた電気及びガスの量に関する実証手続の実施 － 見積りにあたり用いられた販売価格の正確性の確認 － 連結財務書類で認識された見積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妥当性の評価

連結財務書類における親会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

親会社の取締役は、連結財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定である政令第38/2005号第9条に準拠し、公正妥当に表示され、作成されていることの責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重要な虚偽表示のない財務書類の作成に必要であると判断される内部統制を、イタリアの法令で規定された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在する能力を評価し、連結財務書類の作成にあたり継続企業の公準の妥当性の評価及びその適切な開示に責任を負う。取締役は、親会社の清算又は業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、継続企業の前提を基に連結財務書類を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法令で規定された条件の範囲以内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を負う。

連結財務書類の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務書類全体が、不正又は誤謬かにかかわらず、重大な虚偽の表示がないことに対する合理的な保証を得て、当監査法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、相当に高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に基づき実施した監査により、それを常に発見することを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬により発生し、個別に又は全体として、連結財務書類に基づき経済的な意思決定をする利用者に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

当監査法人は、国際会計基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を保持して監査を実施する。当監査法人は、また、

- **不正又は誤謬にかかわらず、連結財務書類の重要な虚偽表示リスクを識別し、評価する。また、重要な虚偽表示リスクに対応した監査手続を立案し、実施する。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発見よりも高い。**
- **内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制の理解を入手する。**
- **経営者が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **経営者が継続企業を前提として連結財務諸表を作成することが適切であるかどうか、また、入手した監査証拠に基づき、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関して重要な不確実性が認められるかどうか結論付ける。継続企業の前提に関する重要な不確実性が認められる場合は、監査報告書において連結財務書類の関連開示項目に注意を喚起すること、又は重要な不確実性に関する連結財務書類の開示が適切でない場合は、除外事項付意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況により、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、構成及び内容、並びに連結財務書類が基礎となる取引や会計事象を適正に表示しているかどうかを評価する。**
- **連結財務書類に対する意見を表明するために、グループの各事業体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関する指示、監督及び実施に関して責任がある。当監査法人は、単独で監査意見に対して責任を負う。**

当監査法人は、特に監査計画の範囲及び時期、並びに監査中に特定した内部統制の重要な欠陥を含む監査の重要な発見事項について、ISAイタリアが要請する適切なレベルであると特定されたガバナンス担当者に報告する。

また、当監査法人は、イタリアで適用される倫理及び独立性の要件を満たしている旨の声明をガバナンスの担当者に提供し、また、同担当者に、独立性に影響を与えると合理的に考えられる全ての事象、並びに必要に応じ、関連する保護手段について報告する。

ガバナンス担当者に報告した事項の中で、当期の連結財務書類の監査に関して当監査法人が最も重要であると判断した内容を、監査上の主要な検討事項とする。当該主要な検討事項は、当監査法人の監査報告書に記載している。

EU規制第537/14号第10条に準ずる追加情報

2019年5月16日、親会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務書類の監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規制第537/2014号第5条1項に定められた、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、法定監査を実施するにあたり親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連結財務書類の意見は、EU規制第537/2014第11条に従い作成され、監査役会の権限内で監査役会（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

親会社の経営者は、年次財務報告書に含まれる連結財務書類に対する単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様に関する規制技術基準に関する欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定の適用において責任を負う。

当監査法人は、連結財務書類が欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号を遵守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）700 Bにより要求された手続を実施した。

当監査法人は、連結財務書類がXHTML形式で作成され、すべての重要な点において欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

政令第39/10号第14条2項e）及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見

親会社の経営者は、2021年12月31日現在のグループの事業、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、関連する連結財務書類との整合性及び適用する法律の遵守において責任を負う。

当監査法人は、政令第58/98号第123条の2第4項により示されたコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書の中で表示された業務報告書及び具体的な情報が、2021年12月31日現在の連結財務書類と一致していること、適用する法令に準拠していることの意見を表明する目的で、及びに当監査法人が重要な虚偽表示を特定したかどうかを表明する目的で、監査基準（SAイタリア）720 Bにより要求された監査手続を実施した。

当監査法人は、上記のコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載された業務報告書及び具体的な情報が、2021年12月31日現在のグループの連結財務諸表と一致し、かつ適用する法令に従って作成されているものと認める。

政令第39/10号第14.2.e）条によって要求されている上記の記述に関し、監査を通じて得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基づき、当監査法人は報告すべきものはない。

政令第254/16号を施行するConsob（イタリア国家証券委員会）規制第4条に関する声明

エネル・エスピーエーの取締役は、政令第254/16号に従い、連結非財務情報を作成する責任を負う。当監査法人は、非財務情報が取締役の承認を得ていることを確認した。

2022年4月14日　**ローマ**

KPMG S.p.A

（原文に署名）

Renato Naschi

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 2021, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant 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 2021 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with 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 judgement – Revenue from contracts with customers", 2.2 "Significant 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 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. These estimates are very complex given the nature of underlying assumptions. Therefore, we believe that the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced is a key audit matter.	Our audit procedures included: －understanding the process for the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced; －assessing the design, implementation and operating effectiveness of controls, including IT controls, deemed material for the purposes of our audit, including by involving our IT specialists; －performing substantive procedures on the electricity and gas volumes considered in the estimation; －checking the accuracy of the selling prices used in the estimation; －comparing the estimates recognised in the consolidated financial statements with the subsequent actual figures; －assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes about the revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced.

Responsibilities of the parent's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the consolidated financial statements

The directors are responsible for the preparation of consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the group's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the consolidated financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the parent or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the group's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

－identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;

－obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the group's internal control;

－evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;

－conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the group to cease to continue as a going concern;

－evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation;

－obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, related safeguards.

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 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 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 pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The parent's directors are responsible for the preparation of the group's reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2021 and for the consistency of such reports with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to express an opinion on the consistency of the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the group's consolidated financial statements at 31 December 2021 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the group's consolidated financial statements at 31 December 2021 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Statement pursuant to article 4 of the Consob regulation implementing Legislative decree no. 254/16

The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of a consolidated non-financial statement pursuant to Legislative decree no. 254/16. We have checked that the directors had approved such consolidated non-financial statement. In accordance with article 3.10 of Legislative decree no. 254/16, we attested the compliance of the non-financial statement separately.

Rome, 14 April 2022

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Renato Naschi
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

2022年6月７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2021年12月31日**現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている個別財務諸表についての私たちの**2022年4月14日**付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。**

KPMG・エスピーエー

Renato Naschi
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.

7 June 2022

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 14, 2022, with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2021 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2021, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Director of Audit

前へ　次へ

2010年1月27日政令第39号第14条及び2014年4月16日EU規制第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

(イタリア語原文からの翻訳版)

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、2021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事業年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている、エネル・エスピーエー（以下「会社」という。）の個別財務書類について監査を行った。

当監査法人は、個別財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定が施行する政令第38/2005号第9条に準拠し、2021年12月31日現在の会社の財政状態並びに同日をもって終了する事業年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を、公正かつ妥当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）に基づいて監査を行った。当該基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「個別財務書類の監査における監査人の責任」の項に記載されている。当監査法人は、イタリアにおける職業倫理に関する規定に従って、会社から独立しており、また、監査人としてのその他の倫理上の責任を果たしている。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は、当事業年度の個別財務書類の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。監査上の主要な検討事項は、個別財務書類全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応した事項であり、当監査法人は、当該事項に対して個別に意見を表明するものではない。

監査上の主要な検討事項

報告すべき主要な検討事項はない。

個別財務書類における会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

会社の取締役は、個別財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定である政令第38/2005号第9条に準拠し、公正妥当に表示され、作成されていることの責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重要な虚偽表示のない財務書類の作成に必要であると判断される内部統制を、イタリアの法令で規定された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在する能力を評価し、個別財務書類の作成にあたり継続企業の公準の妥当性の評価及びその適切な開示に責任を負う。取締役は、会社を清算する、又は業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、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、イタリアの法律で定められた条件の範囲以内で、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対する監査人の責任

当監査法人の目的は、個別財務書類全体が、不正又は誤謬かにかかわらず、重要な虚偽の表示がないことに対する合理的な保証を入手するとともに、当監査法人の意見を含めた監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に基づき実施した監査により、それを常に発見することを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬により発生し、個別又は全体として、個別財務書類に基づき経済的な意思決定をする利用者に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

当監査法人は、国際会計基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を保持して監査を実施する。また、

- **不正又は誤謬にかかわらず、個別財務書類の重要な虚偽表示リスクを識別し、評価する。また、重要な虚偽表示リスクに対応した監査手続を立案し、実施する。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発見よりも高い。**
- **内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制の理解を入手する。**
- **経営者が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **経営者が継続企業を前提として個別財務諸表を作成することが適切であるかどうか、また、入手した監査証拠に基づき、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関して重要な不確実性が認められるかどうか結論付ける。継続企業の前提に関する重要な不確実性が認められる場合は、監査報告書において個別財務書類の関連開示項目に注意を喚起すること、又は重要な不確実性に関する個別財務書類の開示が適切でない場合は、除外事項付意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況により、会社が継続企業として存続できなくなる可能性がある。**
- **開示を含む個別財務書類の全体的な表示、構成及び内容、並びに基礎となる取引や会計事象を適正に表示しているかどうかを評価する。**

当監査法人は、特に監査計画の範囲及び時期、並びに監査中に特定した内部統制の重要な欠陥を含む監査の重要な発見事項について、ISAイタリアが要請する適切なレベルであると特定されたガバナンス担当者に報告する。

また、当監査法人は、イタリアで適用される倫理及び独立性の要件を満たしている旨の声明をガバナンスの担当者に提供し、また、同担当者に、独立性に影響を与えると合理的に考えられる全ての事象、並びに必要に応じ、関連する保護手段について報告する。

ガバナンス担当者に報告した事項の中で、当期の連結財務書類の監査に関して当監査法人が最も重要であると判断した内容を、監査上の主要な検討事項とする。当該主要な検討事項は、当監査法人の監査報告書に記載している。

EU規制第537/14号第10条に準ずる追加情報

2019年5月16日、会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務書類の監査に、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規制第537/2014号第5条1項に定められた、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、監査を実施するにあたり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の意見は、EU規制第537/2014第11条に従い作成され、監査役会の権限内で監査役会（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

会社の経営者は、年次財務報告書に含まれる個別財務書類に対する単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様に関する規制技術基準に関する欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定の適用において責任を負う。

当監査法人は、個別財務書類が欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号を遵守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）700 Bにより要求された手続を実施した。

当監査法人は、個別財務書類がXHTML形式で作成され、すべての重要な点において欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

政令第39/10号第14条2項e）及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見

会社の経営者は、2021年12月31日現在の事業、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、関連する個別財務書類との整合性及び適用する法律の遵守において責任を負う。

当監査法人は、政令第58/98号第123条の2第4項により示されたコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書の中で表示された業務報告書及び具体的な情報が、2021年12月31日現在の個別財務書類と一致していること、適用する法令に準拠していることの意見を表明する目的で、及びに当監査法人が重要な虚偽表示を特定したかどうかを表明する目的で、監査基準（SAイタリア）720 Bにより要求された監査手続を実施した。

当監査法人は、上記のコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載された業務報告書及び具体的な情報が、2021年12月31日現在の会社の個別財務諸表と一致し、かつ適用する法令に従って作成されているものと認める。

政令第39/10号第14.2.e）条によって要求されている上記の記述に関し、監査を通じて得た事業体及びその環境に関する当監査法人の知識と理解に基づき、当監査法人は報告すべきものはない。

2022年4月14日　**ローマ**

KPMG S.p.A

（原文に署名）

Renato Naschi

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 2021, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant 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 2021 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with 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 International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the company's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the 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, related safeguards.

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 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 have been prepared in XHTML format in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Opinion pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The company's directors are responsible for the preparation of the reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2021 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 the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the company's separate financial statements at 31 December 2021 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the company's separate financial statements at 31 December 2021 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Rome, 14 April 2022

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Renato Naschi
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

2023年6月5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2022年12月31日現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている連結財務諸表についての私たちの2023年４月6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

Renato Naschi
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.

5 June 2023

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 6, 2023, with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2022 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2022, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Director of Audit

次へ

2010年1月27日政令第39号第14条及び2014年4月16日EU規制第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

(イタリア語原文からの翻訳版)

エネル・エスピーエーの株主各位

連結財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2022年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する連結会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、並びにそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている、エネル・グループ（以下「グループ」という。）の連結財務書類について監査を行った。

当監査法人は、連結財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定が施行する政令第38/05号第9条準拠し、2022年12月31日現在のグループの財政状態並びに同日をもって終了する連結会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を、公正かつ妥当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。当該監査基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「連結財務書類監査における監査人の責任」の項に記載されている。当監査法人は、イタリアにおける職業倫理に関する規定に従って、会社及び連結子会社から独立しており、また、監査人としてのその他の倫理上の責任を果たしている。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、当連結会計年度の連結財務書類の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。監査上の主要な検討事項は、連結財務書類全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応した事項であり、当監査法人は、当該事項に対して個別に意見を表明するものではない。

未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識

連結財務書類注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用‐顧客との契約から生じた収益」、2.2「重要な会計方針‐顧客との契約から生じた収益」、11.a「販売及びサービスから生じた収益」及び34「売掛金」

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
最終需要者への電気及びガスの供給から生じた収益は、電気又はガスが供給された時点で認識され、定期的な検針に基づいた又は販売業者及び輸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りを含み、送電網の損失も考慮に入れて算定されている。直近の検針日から年末までの間に発生した収益は、主に過去の情報に基づいて決定された、個々の顧客の1日の消費量の推定に基づいており、気候要因又は推定消費量に影響を及ぼす可能性のある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、未請求の電気及びガスの供給による収益の認識が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んでいる。 ・未請求の電力及びガスの供給から生じた収益の認識プロセスの理解 ・監査の目的上重要であるとみなされた、IT統制を含む統制の設計、整備状況及び運用状況の有効性の評価、及びIT専門家の関与 ・見積られた電力及びガスの量に係る実証手続の実施 ・見積りの際に用いられた販売価格の正確性の確認 ・連結財務書類で認識された見積とその後の実際の数値との比較 ・未請求の電力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妥当性の評価

連結財務書類における親会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

親会社の取締役は、連結財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定である政令第38/2005号第9条に準拠し、公正妥当に表示され、作成されていることの責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重要な虚偽表示のない財務書類の作成に必要であると判断される内部統制を、イタリアの法令で規定された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在する能力を評価し、連結財務書類の作成にあたり継続企業の公準の妥当性の評価及びその適切な開示に責任を負う。取締役は、親会社の清算又は業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、継続企業の前提を基に連結財務書類を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法令で規定された条件の範囲以内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を負う。

連結財務書類の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務書類全体が、不正又は誤謬かにかかわらず、重大な虚偽の表示がないことに対する合理的な保証を得て、当監査法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、相当に高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に基づき実施した監査により、それを常に発見することを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬により発生し、個別に又は全体として、連結財務書類に基づき経済的な意思決定をする利用者に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

当監査法人は、国際会計基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を保持して監査を実施する。当監査法人は、また、

- **不正又は誤謬にかかわらず、連結財務書類の重要な虚偽表示リスクを識別し、評価する。また、重要な虚偽表示リスクに対応した監査手続を立案し、実施する。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発見よりも高い。**
- **内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制の理解を入手する。**
- **経営者が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **経営者が継続企業を前提として連結財務諸表を作成することが適切であるかどうか、また、入手した監査証拠に基づき、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関して重要な不確実性が認められるかどうか結論付ける。継続企業の前提に関する重要な不確実性が認められる場合は、監査報告書において連結財務書類の関連開示項目に注意を喚起すること、又は重要な不確実性に関する連結財務書類の開示が適切でない場合は、除外事項付意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況により、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、構成及び内容、並びに連結財務書類が基礎となる取引や会計事象を適正に表示しているかどうかを評価する。**
- **連結財務書類に対する意見を表明するために、グループの各事業体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関する指示、監督及び実施に関して責任がある。当監査法人は、単独で監査意見に対して責任を負う。**

当監査法人は、特に監査計画の範囲及び時期、並びに監査中に特定した内部統制の重要な欠陥を含む監査の重要な発見事項について、ISAイタリアが要請する適切なレベルであると特定されたガバナンス担当者に報告する。

また、当監査法人は、イタリアで適用される倫理及び独立性の要件を満たしている旨の声明をガバナンスの担当者に提供し、また、同担当者に、独立性に影響を与えると合理的に考えられる全ての事象、並びに必要に応じ、当該脅威を除去するために取られた手段、又は適用する保護手段について報告する。

ガバナンス担当者に報告した事項の中から、当期の連結財務書類の監査に関して当監査法人が最も重要であると判断した内容を、監査上の主要な検討事項とする。当該主要な検討事項は、当監査法人の監査報告書に記載している。

EU規制第537/14号第10条に準ずるその他の情報

2019年5月16日、親会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務書類の監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規制第537/2014号第5条1項に定められた、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、法定監査を実施するにあたり親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連結財務書類の意見は、EU規制第537/2014第11条に従い作成され、監査役会の権限内で監査役会（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

親会社の経営者は、年次財務報告書に含まれる2022年12月31日現在の連結財務書類に対する単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様に関する規制技術基準に関する欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定の適用において責任を負う。

当監査法人は、連結財務書類が欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号を遵守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）700 Bにより要求された手続を実施した。

当監査法人は、2022年12月31日現在の連結財務書類がXHTML形式で作成され、すべての重要な点において欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

特定の技術的な制約により、連結財務書類の注記において、XHTML形式からXBRL対象で抽出された際に、XHTMLフォーマットで連結財務書類に表示された対応する情報に関して同一の方法で再現されない情報がある。

政令第39/10号第14条2項e）及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見

親会社の経営者は、2022年12月31日現在のグループの事業、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、関連する連結財務書類との整合性及び適用する法律の遵守において責任を負う。

当監査法人は、政令第58/98号第123条の2第4項により示されたコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書の中で表示された業務報告書及び具体的な情報が、2022年12月31日現在の連結財務書類と一致していること、適用する法令に準拠していることの意見を表明する目的で、及び当監査法人が重要な虚偽表示を特定したかどうかを表明する目的で、監査基準（SAイタリア）720 Bにより要求された監査手続を実施した。

当監査法人は、上記のコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載された業務報告書及び具体的な情報が、2022年12月31日現在のグループの連結財務諸表と一致し、かつ適用する法令に従って作成されているものと認める。

政令第39/10号第14.2.e）条によって要求されている上記の記述に関し、監査を通じて得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基づき、当監査法人は報告すべきものはない。

政令第254/16号を施行するConsob（イタリア国家証券委員会）規制第4条に関する声明

エネル・エスピーエーの取締役は、政令第254/16号に従い、連結非財務情報を作成する責任を負う。当監査法人は、非財務情報が取締役の承認を得ていることを確認した。

2023年4月6日　**ローマ**

KPMG S.p.A

（原文に署名）

Renato Naschi
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 2022, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant 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 2022 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with 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 judgement – Revenue from contracts with customers", 2.2 "Significant accounting policies – Revenue from contracts with customers", 11.a "Revenue from sales and services" and 34 "Trade receivables"

Key audit matter	Audit procedures addressing the key audit matter
Revenue from the supply of electricity and gas to end users is recognised at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the year but not yet invoiced that is calculated also taking account of any network losses. Revenue accrued between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the 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. These estimates are very complex given the nature of underlying assumptions. Therefore, we believe that the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced is a key audit matter.	Our audit procedures included: －understanding the process for the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced; －assessing the design, implementation and operating effectiveness of controls, including IT controls, deemed material for the purposes of our audit, including by involving our IT specialists; －performing substantive procedures on the electricity and gas volumes considered in the estimation; －checking the accuracy of the selling prices used in the estimation; －comparing the estimates recognised in the consolidated financial statements with the subsequent actual figures; －assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes about the revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced.

Responsibilities of the parent's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the consolidated financial statements

The directors are responsible for the preparation of consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the group's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the consolidated financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the parent or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the group's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the group's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the group to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation;
- obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in 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 2022 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 2022 have been prepared in XHTML format and have been marked up, in all material respects, in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Due to certain technical limitations, some information included in the notes to the consolidated financial statements when extracted from the XHTML format to an XBRL instance may not be reproduced in an identical manner with respect to the corresponding information presented in the consolidated financial statements in XHTML format.

Opinion pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The parent's directors are responsible for the preparation of the group's reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2022 and for the consistency of such reports with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to express an opinion on the consistency of the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the group's consolidated financial statements at 31 December 2022 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the group's consolidated financial statements at 31 December 2022 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Statement pursuant to article 4 of the Consob regulation implementing Legislative decree no. 254/16

The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of a consolidated non-financial statement pursuant to Legislative decree no. 254/16. We have checked that the directors had approved such consolidated non-financial statement. In accordance with article 3.10 of Legislative decree no. 254/16, we attested the compliance of the non-financial statement separately.

Rome, 6 April 2023

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Renato Naschi
Director

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

2023年6月5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2022年12月31日**現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている個別財務諸表についての私たちの**2023年4月6日**付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。**

KPMG・エスピーエー

Renato Naschi
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.

5 June 2023

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 6, 2023, with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2022 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2022, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Director of Audit

前へ 次へ

2010年1月27日政令第39号第14条及び2014年4月16日EU規制第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

(イタリア語原文からの翻訳版)

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、2022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事業年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている、エネル・エスピーエー（以下「会社」という。）の個別財務書類について監査を行った。

当監査法人は、個別財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定が施行する政令第38/2005号第9条に準拠し、2022年12月31日現在の会社の財政状態並びに同日をもって終了する事業年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を、公正かつ妥当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）に基づいて監査を行った。当該基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「個別財務書類の監査における監査人の責任」の項に記載されている。 当監査法人は、イタリアにおける職業倫理に関する規定に従って、会社から独立しており、また、監査人としてのその他の倫理上の責任を果たしている。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は、当事業年度の個別財務書類の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。監査上の主要な検討事項は、個別財務書類全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応した事項であり、当監査法人は、当該事項に対して個別に意見を表明するものではない。

監査上の主要な検討事項

報告すべき主要な検討事項はない。

個別財務書類における会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

会社の取締役は、個別財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定である政令第38/2005号第9条に準拠し、公正妥当に表示され、作成されていることの責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重要な虚偽表示のない財務書類の作成に必要であると判断される内部統制を、イタリアの法令で規定された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在する能力を評価し、個別財務書類の作成にあたり継続企業の公準の妥当性の評価及びその適切な開示に責任を負う。取締役は、会社を清算する、又は業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、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、イタリアの法律で定められた条件の範囲以内で、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対する監査人の責任

当監査法人の目的は、個別財務書類全体が、不正又は誤謬かにかかわらず、重要な虚偽の表示がないことに対する合理的な保証を入手するとともに、当監査法人の意見を含めた監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に基づき実施した監査により、それを常に発見することを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬により発生し、個別又は全体として、個別財務書類に基づき経済的な意思決定をする利用者に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

当監査法人は、国際会計基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を保持して監査を実施する。また、

- **不正又は誤謬にかかわらず、個別財務書類の重要な虚偽表示リスクを識別し、評価する。また、重要な虚偽表示リスクに対応した監査手続を立案し、実施する。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発見よりも高い。**
- **内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制の理解を入手する。**
- **経営者が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **経営者が継続企業を前提として個別財務諸表を作成することが適切であるかどうか、また、入手した監査証拠に基づき、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関して重要な不確実性が認められるかどうか結論付ける。継続企業の前提に関する重要な不確実性が認められる場合は、監査報告書において個別財務書類の関連開示項目に注意を喚起すること、又は重要な不確実性に関する個別財務書類の開示が適切でない場合は、除外事項付意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況により、会社が継続企業として存続できなくなる可能性がある。**
- **開示を含む個別財務書類の全体的な表示、構成及び内容、並びに基礎となる取引や会計事象を適正に表示しているかどうかを評価する。**

当監査法人は、特に監査計画の範囲及び時期、並びに監査中に特定した内部統制の重要な欠陥を含む監査の重要な発見事項について、ISAイタリアが要請する適切なレベルであると特定されたガバナンス担当者に報告する。

また、当監査法人は、イタリアで適用される倫理及び独立性の要件を満たしている旨の声明をガバナンスの担当者に提供し、また、同担当者に、独立性に影響を与えると合理的に考えられる全ての事象、並びに必要に応じ、当該脅威を除去するために取られた手段、又は適用した保護手段について報告する。

EU規制第537/14号第10条に準ずるその他の情報

2019年5月16日、会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務書類の監査に、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規制第537/2014号第5条1項に定められた、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、監査を実施するにあたり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の意見は、EU規制第537/2014第11条に従い作成され、監査役会の権限内で監査役会（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

会社の経営者は、年次財務報告書に含まれる2022年12月31日現在の個別財務書類に対する単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様に関する規制技術基準に関する欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定の適用において責任を負う。

当監査法人は、個別財務書類が欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号を遵守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）700 Bにより要求された手続を実施した。

当監査法人は、2022年12月31日現在の個別財務書類がXHTML形式で作成され、すべての重要な点において欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

政令第39/10号第14条2項e）及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見

会社の経営者は、2022年12月31日現在の事業、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、関連する個別財務書類との整合性及び適用する法律の遵守において責任を負う。

当監査法人は、政令第58/98号第123条の2第4項により示されたコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書の中で表示された業務報告書及び具体的な情報が、2022年12月31日現在の個別財務書類と一致していること、適用する法令に準拠していることの意見を表明する目的で、及び当監査法人が重要な虚偽表示を特定したかどうかを表明する目的で、監査基準（SAイタリア）720 Bにより要求された監査手続を実施した。

当監査法人は、上記のコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載された業務報告書及び具体的な情報が、2022年12月31日現在の会社の個別財務諸表と一致し、かつ適用する法令に従って作成されているものと認める。

政令第39/10号第14.2.e）条によって要求されている上記の記述に関し、監査を通じて得た事業体及びその環境に関する当監査法人の知識と理解に基づき、当監査法人は報告すべきものはない。

2023年4月6日　ローマ

KPMG S.p.A

（原文に署名）

Renato Naschi
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 2022, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant 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 2022 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with 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 International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the company's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the separate financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the company or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the company's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the separate financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these separate financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the separate financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the company's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the separate financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the company to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the separate financial statements, including the disclosures, and whether the separate financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the company's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the company in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the separate financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The company's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the separate financial statements at 31 December 2022 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 2022 have been prepared in XHTML format in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Opinion pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The company's directors are responsible for the preparation of the reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2022 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 the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the company's separate financial statements at 31 December 2022 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the company's separate financial statements at 31 December 2022 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Rome, 6 April 2023

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Renato Naschi
Director

前へ