【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】	2020年６月30日
【事業年度】	自　2019年１月１日　至　2019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】	フランチェスコ・ストラーチェ （Francesco Starace） 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
【電話番号】	03-6775-1000
【事務連絡者氏名】	弁護士　加　納　さやか 同　　野　村　直　弘 同　　伊　嵜　風　人 同　　山　田　智　希 同　　前　田　圭一朗
【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
【電話番号】	03-6775-1264/03-6775-1330/03-6775-1465/03-6775-1550/03-6775-1612
【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＝119.82円（株式会社三菱UFJ銀行が発表した2020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、他の株主に移転されない特別な権限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。

３．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が、利益の分配及び清算時の純資産の分配において特別の権利を享受している優先株式については、議決権が制限されることがある。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、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おり、（ｉ）第１セクションでは、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、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）に従い、2020年7月31日以内又はそれより遅い場合は、新型コロナウィルス感染症の発生に関連する健康上のリスクに関連して当該国の領域において緊急事態が実施される日までに招集される株主総会に関して、財務諸表の承認に基づいて決議するために招集される定時株主総会は、会計年度終了後180日以内に招集することができ、また、通常の法の規定の適用を除外及び/又は定款の規定を無効とすることができる。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検討のため要求される。2020年３月17日付け法令第18号第106条第４項（2020年４月24日付け法律第27号により改正）は、2020年7月31日以内（又はそれより遅い場合は、新型コロナウィルス感染症の発生に関連する健康上のリスクに関連して当該国の領域において緊急事態が実施される日まで）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ことを規定している。

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。さらに、法定監査役会は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、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。しかしながら、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、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日以内又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、若しくはいかなる場合においても当社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、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、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、株主総会前に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指名・報酬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、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かかる方針の適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、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、上記に記載された手続に従って選任される。

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、CONSOB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

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組替を行っている。これらの組替は、利益及び株主持分に影響を及ぼしていなかった。詳細については第4.3項を参照のこと。

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：地理的地域

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ごとに測定及び評価され、その後初めて国ごとに分類されるため、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、火力発電及びトレーディング、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地域（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。

2017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、2017年及び2018年の間で一貫性があり、比較可能である。IFRS第15号及びIFRS第９号で検討された新基準は主に「累積的遡及修正」を用いた単純化された遡及的適用をもって導入されたこと、また、先渡要素と先渡契約に関する外貨ベーシス・スプレッドとの分離の遡及的適用において、その影響は全体を通してあまり重要でなくかつ資本剰余金内の単純な再分類をほぼ伴わないため連結財務書類を修正しなかったことから、比較開示の修正再表示はなされなかった。

2016年12月31日現在における比較数値の修正再表示

2016年９月30日の期間の終了時から、エネル・グループの新たな組織モデルは完全に機能しているとみなすことができる。かかるモデルの将来的な導入については、新たな組織構造の発表時である2016年度第２四半期に最初に発表された。

構造モデルの主要な変更は、地理的地域による種々の部門ごとの、エネル・グリーン・パワー・グループに属する様々な企業の統合を含み、機能的には、火力発電会社が現在も形式上運営する大規模水力発電活動を含み、また、地理的地域（イタリア、イベリア、ヨーロッパ及び北アフリカ、ラテンアメリカ、北米及び中米、サブサハラ・アフリカ並びにアジア、中央／親会社）の新たな定義を含む。また、新たな経営構造は、火力発電及びトレーディング、インフラストラクチャー及びネットワーク、再生可能エネルギー、小売、サービス並びに親会社に分類される。したがって、新たな基盤構造は事業部門（国際火力発電、国際インフラストラクチャー及びネットワーク、再生可能エネルギー並びに国際トレーディング）並びに地域及び国（イタリア、イベリア、ヨーロッパ及び北アフリカ、ラテンアメリカ、北米及び中米、サブサハラ・アフリカ及びアジア）に組織され、かかる構造は、本年度から、主要経営陣により内部的にも、また金融界との関係においても、当グループの財務成績の計画、報告及び評価の基礎を示している。

これらの展開を考慮して、連結財務書類注記６記載のとおり、「IFRS第８号 事業セグメント」に基づく開示を検討することも必要となっており、それはまた、完全な比較可能性を確保するために修正された比較数値により補足されている。

また、全体的な価値を維持してきたキャッシュ・フローの連結財務書類中の「営業活動によるキャッシュ・フロー」の構造は、事象のプレゼンテーションを改善するために構造的な修正を行い、かかる修正には、比較可能性を改善するための2015年における項目の変更が含まれている。

b）部門開示における変更

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。

第一区分：事業分野

第二区分：地理的地域

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ごとに測定及び評価され、その後初めて国ごとに分類されるため、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（火力発電及びトレーディング、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）及び地理的地域（イタリア、イベリア、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地域（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。

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、除去及び調整」の項目は、セグメント間取引の除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、地理的地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地域の配置（すなわち、イタリア、イベリア、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。

2015年12月31日現在のセグメント表示における変更

2015事業年度から、エネル・グループの新たな組織モデルは完全に機能しているとみなすことができる。かかるモデルの将来的な導入については、新たな組織構造の発表時である2014年７月31日に最初に発表された。

2015年、新たな組織は、事業部門（国際発電、国際インフラストラクチャー及びネットワーク、再生可能エネルギー、国際取引並びにアップストリームガス）並びに地域／国（イタリア、イベリア半島、ラテンアメリカ、東欧）から構成される基盤に基づいており、主要経営陣により内部的にも、また金融界との関係においても、当グループの財務成績の計画、報告及び評価の基礎を示している。

これらの展開を考慮して、下記連結財務書類注記６記載のとおり、「IFRS第８号 事業セグメント」に基づく開示を検討することも必要となっており、それはまた、完全な比較可能性を確保するために修正された比較数値により補足されている。

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

	12月31日に終了した事業年度	
	2019年	
連結損益計算書	(百万ユーロ) (ただし、１株当たりの金額を除く。)	(十億円)
営業収益	80,327	9,625
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費	10,826	1,297
その他	61,890	7,416
営業費用合計	72,716	8,713
コモディティリスク管理による純利益(費用)	(733)	(88)
営業利益	6,878	824
財務収益	3,953	474
財務費用	6,397	766
持分法による投資持分収益(費用)	(122)	(15)
法人税等控除前利益	4,312	517
法人税	836	100
継続事業による利益	3,476	416
廃止事業による利益	-	-
当期純利益（少数株主持分控除前）	3,476	416
１株当たり利益[1] (ユーロ／円)	0.21	25
発行済株式数(百万株)	10,167	

	12月31日現在	
	2019年	
連結貸借対照表	(百万ユーロ)	(十億円)
固定資産(純額)	79,809	9,563
流動資産	36,703	4,398
資産合計	171,426	20,540
流動負債[2]	33,162	3,973
短期債務[3]	7,326	878
長期債務[4]	54,174	6,491
株主持分	30,377	3,640

	12月31日に終了した事業年度	
	2019年	
連結キャッシュ・フロー計算書	(百万ユーロ)	(十億円)
営業活動から生じたキャッシュ・フロー	11,251	1,348
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(9,115)	(1,092)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	306	37

連結損益計算書	12月31日に終了した事業年度			
	2017年		2018年*	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
	(ただし、1株当たりの金額を除く。)			
営業収益	74,639	8,943	75,575	9,055
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	5,861	702	6,451	773
その他	59,564	7,137	59,756	7,160
営業費用合計	65,425	7,839	66,207	7,933
コモディティリスク管理による純利益(費用)	578	69	532	64
営業利益	9,792	1,173	9,900	1,186
財務収益	3,982	477	4,361	523
財務費用	6,674	800	6,409	768
持分法による投資持分収益(費用)	111	13	349	42
法人税等控除前利益	7,211	864	8,201	983
法人税	1,882	226	1,851	222
継続事業による利益	5,329	639	6,350	761
廃止事業による利益	-	-	-	-
当期純利益(少数株主持分控除前)	5,329	639	6,350	761
1株当たり利益[1] (ユーロ／円)	0.37	44	0.47	56
発行済株式数(百万株)	10,167		10,167	

*2018年の数値は、2019年3月のアジェンダ決定に含まれる国際財務報告基準解釈指針委員会(IFRIC)の解釈を考慮して表示されており、利益への影響はない、損益を通じて公正価値で計算される商業売買契約の影響による組替の変更に関連している。

連結貸借対照表	12月31日現在			
	2017年		2018年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
固定資産(純額)	74,937	8,979	76,631	9,182
流動資産	34,467	4,130	35,887	4,300
資産合計	155,641	18,649	165,424	19,821
流動負債[2]	29,841	3,576	33,365	3,998
短期債務[3]	8,894	1,066	6,983	837
長期債務[4]	42,439	5,085	48,983	5,869
株主持分	34,795	4,169	31,720	3,801

連結キャッシュ・フロー計算書	12月31日に終了した事業年度			
	2017年		2018年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
営業活動から生じたキャッシュ・フロー	10,125	1,213	11,075	1,327
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(9,294)	(1,114)	(9,661)	(1,158)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(1,646)	(197)	(1,636)	(196)

	12月31日に終了した事業年度			
	2015年		2016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	75,658	9,065	70,592	8,458
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	7,612	912	6,355	761
その他	60,529	7,253	55,183	6,612
営業費用合計	68,141	8,165	61,538	7,373
コモディティリスク管理による純利益(費用)	168	20	(133)	(16)
営業利益	7,685	921	8,921	1,069
財務収益	4,018	481	4,173	500
財務費用	6,474	776	7,160	858
持分法による投資持分収益(費用)	52	6	(154)	(18)
法人税等控除前利益	5,281	633	5,780	693
法人税	1,909	229	1,993	239
継続事業による利益	3,372	404	3,787	454
廃止事業による利益	-	-	-	-
当期純利益(少数株主持分控除前)	3,372	404	3,787	454
1株当たり利益[1] (ユーロ／円)	0.23	28	0.26	31
発行済株式数(百万株)	9,403		10,167	

	12月31日現在			
	2015年		2016年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表				
固定資産(純額)	73,307	8,784	76,265	9,138
流動資産	37,328	4,473	35,281	4,227
資産合計	161,179	19,312	155,596	18,644
流動負債[2]	31,784	3,808	31,207	3,739
短期債務[3]	7,888	945	9,756	1,169
長期債務[4]	44,872	5,377	41,336	4,953
株主持分	32,376	3,879	34,803	4,170

	12月31日に終了した事業年度			
	2015年		2016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				
営業活動から生じたキャッシュ・フロー	9,572	1,147	9,847	1,180
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,421)	(769)	(8,087)	(969)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(5,382)	(645)	(4,474)	(536)

	12月31日現在				
	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年
営業に係る情報					
純発電容量(GW)	89.7	82.61	84.92	85.62	84.3
純発電量(TWh)	284.0	261.8	249.9	250.3	229.1
エンドユーザーに対する電力販売量(TWh)	260.1	263.0	284.8	295.4	301.7
電力供給量総計(TWh)(5)	417.4	426.7	460.7	484.4	504.0
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)	8.9	10.6	11.7	11.2	10.5
従業員数	67,914	62,080	62,900	69,272	68,253

(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。2019年12月31日現在、当グループの普通株式をMEFが約23.59%を保有していた。2019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)短期債務を除く。
(3)１年内返済予定長期債務を含む。
(4)１年内返済予定長期債務を除く。
(5)2016年及び2018年のデータは、送量のより正確な測定を反映している。

２【沿革】

当社は、イタリアの約1,250社の民間電力会社の国有化の一環として、国営企業のエンテ・ナツィオナーレ・ペル・レネルギア・エレットリカとして1962年12月に設立された。1992年、当社は、イタリアの法律に基づいて、株式会社としてエネル・エスピーエーとなり、その株式は、イタリア政府がイタリア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、イタリアの電力市場は電力事業者が課すエネルギー価格が自由に決定される自由化された市場へと変革し始めた。ベルサーニ法令及びその他自由化は、以下を含む当グループの事業における大幅な変化を要求した。

・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（現ジェストーレ・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、自由化政策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、かかる初回公募の後にも2003年、2004年及び2005年に、海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数多くの当社株式の募集を行った。MEFの直接保有は、これら公募及び売却によって21.1%にまで減少した。2003年、MEFは、現在MEFが70%の持分を保有しているカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティに対して当社株式資本の10.35%を売却し、現在はカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティを通じてさらに当社株式資本を間接的に保有している。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の直接所有は当社の株式資本の13.88%となり、カッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティの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、その子会社であるカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティから、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．Cooma 1．let．Bに定義される。）及び国際的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からの売却後、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並びに新規事業（電気通信事業部門を含む。）の展開に注力する。とりわけ以下に注力する。

・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。生産、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買収を受けて、2000年に当グループは、ウィンドの株式を増加させた。
・2002年、当社は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と統合されたインフォストラーダの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脱退した。

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過程の後、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（現在は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年以降海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、南米及び北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、スペインの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電力会社であるスロベスケ・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。2010年12月31日現在、スロベスケ・エレクトラーネは5,401MW純設備容量の発電所ポートフォリオ（火力発電、水力発電、原子力発電）を有している。

・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（現在のエネル・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（現在のエネル・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。2010年12月31日現在、これら２社は、79,109キロメートルの送電網を有している。
・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に株式26.1%（その時までの）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1,962百万ユーロから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、スペインの一流電力会社エンデサの株式資本100%に対し、共同株式公開買付けを行った。公開買付けの順調な締結及び合意の後、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、現在エンデサの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、ブカレストの配電ネットワークを所有し運営しているエレクトリカ・ムンテ二アの過半数株式をもって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つの火力発電所を有する。これら４つの発電所で約8,700MW総設備容量を有する。2008年、当社はOGK-5の株式資本全体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し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・ムンテニアに対する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、425百万ユーロで当社により引き受けられた増資が承認された。これらの取引により、当社の持分割合は64.4%に上昇した。かかる買収に関連して、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%までの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対象株式のうち従業員に対して売却されなかった分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、株式資本の最低約13.6%、最大23.6%（株式引受権を行使する従業員がないと仮定した場合）の間で変動しうる。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・エスエーが保有している。
・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開発に関する契約、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をすること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。当社及びユニは同日、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る。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（資本剰余金を含む）の可分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日から配当請求権が生じる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る。この普通株式は、当社の株主へは先買で付与される。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する。すなわち、（ⅰ）株式資本の実際の増資額、（ⅱ）プレミアムを含む株式の引受価格（同様の取引における新株発行及び市場慣行に先立って、当社の株価及び市況が上昇することが考慮される。）及び（ⅲ）発行すべき新株の数及びそれに係る先買率である。増資の決定において、2009年７月９日、カッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティ・エスピーエーは、直接付与された権利及び経済財務省に付与された権利（同省からカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティ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株の新しく発行される当社の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、カッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティは、現在当社の株式資本の約17.36%を保有している。一方で、同省は約13.88%に等しい株式を直接保有している。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、その子会社であるカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティから、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及び風力発電のプラント（一部は既に稼働しており、一部は建設中である。）を20百万ユーロでミティリネオスから取得する予定である。
・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度の量と質、並びに公募において受け取るアプリケーションの量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に達した。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、実施されるものである。かかる契約は、稼働中の資産及び現在建設中の資産両方について言及している。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。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の亜炭燃料発電プラント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%、及びマリッツァのプラント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%を所有している。株式保有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・エスエーの増資が成功して完了し、発行された新たな普通株式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、直接的に及び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%を引き続き保有する）。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る資産及びかかる地理的地域における再生可能エネルギー分野においてエネル・グリーン・パワーが将来において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る。

－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。

－現在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日付けで、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エージェント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、エンデサ株式合計30,270,000株につき１株当たり13.50ユーロの募集価格でグリーンシューオプションを全て行使した。そのため、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、現在のエネル・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。）の売出しが行われた。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３月上旬、2015年12月31日から「売却目的保有」に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。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年に見込まれるエミリア＝ロマーニャ州にあるロマガネージ・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る。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バック・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。より具体的には、エネル・プロデュツィオーネ及びEP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（以下「EPH」という。）の子会社であるEPスロバキアの50%の処分を完了した。２つのフェーズで支払われる対価の総額は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。）であるが、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の財務状態の純変動の動向、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との比較において見たSEの業務の効率性のレベル並びにモホフチェ第３号基及び第４号基の企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る。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る。

・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。）に合併させることを通じて完了した。詳細については、下記連結財務書類注記5.1を参照。

・2016年11月21日に、政府の合意に従い、１%の利益の売却が12百万ユーロであった、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）の支配権を喪失。かかる日付けから、EGPNA REPは、持分法を使用することになった。かかる取引は、２百万ユーロの利益の認識及びEGPNAが現在も保有している95百万ユーロの50%の公正価値を用いた再測定による収益の認識を含む。
・2016年11月30日に、フランスの火力発電会社である、価値がほぼゼロで、４百万ユーロの損失となったエネル・フランスの100%の処分。
・2016年12月20日に、エネル及びCDPエクイティ（以下「CDPE」という。）の資本増資による、エネル・オープン・ファイバー（現在の名称はオープン・ファイバー）（OF）の支配権の喪失（その後はエネル及びCDPEがOFの同等の出資金を保有している。）。これによってかかる喪失が、かかる日付けから持分法を使用することになった。
・2016年12月28日に、シマロン及びリンダール風力発電所のEGPNA REPジョイント・ベンチャーに対する売却。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は、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、総額36.5百万ユーロで、全て支払済みである、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%の処分。2016年度中、マルシネルの純資産価値は、51百万ユーロの現存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る。

上記の連結範囲の変更に加えて、当期間に以下の取引があり、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、被投資会社における当グループが保有する利益を引き上げた。
・2016年２月29日、イタリアにおける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・エネルの残りの利益の処分。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、最新の財務書類からの数値で更新した契約上の価格決定算式を適用し、売却価格調整額（マイナス22百万ユーロ）が決定されたことを受けて、売却益は124百万ユーロと算定された。
・2016年３月31日、エネル・グリーン・パワーの非按分型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。かかる取引は、EGPEの活動が行われた時点から、連結財務書類において、当グループの利益を減少（88.04%から70.10%）させた。
・2016年12月１日に、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、エンデサ・アメリカス及びチレクトラ・アメリカスのエネル・アメリカスへの合併。株式の交換比率及びかかる会社の株主による脱退権の行使という、かかる取引の複合的な影響を含み、エネル・アメリカスが直接的又は間接的に保有するかかる会社の権益の割合は変動した。
・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。
・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。
・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。
・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ウス・エナジー・ストレージの100%を取得。
・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（現エネル・グリーン・パワー・サンニオ）の100%を取得。
・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ネルNOC・グループの100%を取得。

・2017年10月25日に、電気的移動度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。
・2017年12月に、現物株契約に従うエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカによる子会社EGPNA・ロッキー・キャニー・ウィンドのクラスA証券80%の処分。取引の合計金額は233百万ドルであり、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、当期間に以下の取引があり、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、被投資会社における当グループが保有する利益を引き上げた。
・2017年10月５日に、株式市場取引において、エネル・ディストリビューション・ペルーの7.7%を80百万ドルで取得。
・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。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、エネル・チリが有するエネル・ジェネラシオン・チリの持分を93.55%に増加させた。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・チリへの合併が実施された。
・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・エオリコ・ジェスティンヴェル・エスエルユー及びパルケ・エオリコ・ジェスティンヴェル・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）で取得することが完了した。詳細については、注記6.1を参照のこと。
・2018年６月７日に、株主の最初の参加後、エネル・スデステにより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。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（詳細は注記に記載されている。）。
・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。詳細については、注記6.3を参照のこと。
・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、メキシコで営業中又は建設中の８施設を所有する８つの特別目的事業体の80%の売却。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%を保有している（それらの会社は現在持分法を用いて計算されている。）。当該売却の財務的影響に関する詳細については、連結財務書類の注記6.5を参照のこと。
・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。
・2018年12月14日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーが、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・エスピーエーを処分（代わりに、エストレラダ・エスエーのビークルであるセロラルゴの50MWのメロウィンド風力発電所を所有。）。
・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。）を達成するためのエネル・ジェネラシオン・チリの非支配持分の取得に関するチリでの「エルキ」による企業の再編成、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・チリへの合併を受けたエネル・グリーン・パワー・チリが保有する持分の減少（グループレベルで100%から61.93%へ）、及び当グループのエネル・チリの保有割合の60.62%から61.93%への増加。当該取引については、後の項でより詳細に記載される。

・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、ウフィネット・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%に当たる150百万ユーロを投資して、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ているファンド）によって管理されている持株会社から買収した。ウフィネットは、南米での主要な光ファイバーネットワーク運営事業者である。シックス・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%を保有している。
・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・ベンチャーであるイーエフ・ソーラー・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エフツーアイ・エスジーアール・エスピーエー（以下「F2i」という。）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つの株式スワップ契約の条項に基づき、持分を2.43%増やした。

c）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・バイオマス発電所及び関連する法的関係で構成される事業部門を移転した先の会社である、メルキューレ・エスアールエルの100%を処分。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、現在は「エネル・ノース・アメリカ」に改名。）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の会社の100%を買収。
・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（現在は「エネル・ノース・アメリカ」）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。EGPは、トレードウィンドの開発プラットフォーム全体を合併し、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る。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る。
・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ーブ・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・パルティシパソエス・エルティーディーエーを通じて、ブラジルの３つの再生可能エネルギー発電所の100%の処分を完了。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。かかる契約には、残りの45%のプット・オプションが付随している。

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つの株式スワップ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つの株式スワップ契約の条項に基づき、エネル・チリにおけるその持分を0.11%増加させた。

d）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つの地理的地域の基盤から６つの地理的地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」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」地域に拡大している。「北米及び中米」及び「サブサハラ・アフリカ及びアジア」の２つの新たな地理的地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、グローバル・トレーディング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・グループの構造は前回同様に組織され、以下の基盤からなる。

（ｉ）*事業部門*（国際火力発電、取引、国際インフラストラクチャー及びネットワーク、再生可能エネルギー）：当グループが業務を行う様々な地理的地域において行われる資産の管理及び展開、パフォーマンスの最適化及び資本のリターンについて責任を負う。かかる部門はまた、管理するプロセスの実効性を改善し、グローバルレベルで最善の実務を共有することを使命としている。当グループは、様々な事業分野におけるプロジェクトの産業的ビジョンの集中化から利益を上げることができる。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る。2016年９月12日、イタリアにおけるエネル・オープン・ファイバーの有益な事象に続いて、エネルは、国際インフラストラクチャー及びネットワーク事業ラインについての、イタリア及び世界全体の事業の新たな戦略的ラインを運営する責任を負う、新たな国際事業ユニットを設立した。新たな事業ユニットである、グローバル・光ファイバー・インフラストラクチャーは、当グループによる光ファイバーのインフラの世界規模の発展のための戦略及び事業モデルの開発を目的としている。
（ii）*地域及び国*（イタリア、イベリア、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、事業部門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。

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う。
（ii）*持株会社機能*（事務管理、財務及び統制、人事及び組織、通信、法務及び会社業務、監査、欧州連合外務、革新及び持続可能性）：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。

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日現在以降の連結業績の表示は修正された。その結果、本連結財務報告書において、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。同様に、2015年度の数値はこれと比較するために適切に修正されている。

当グループの事業部門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地域において、資産の管理及び開発、パフォーマンスの最適化並びに資本利益率について責任を負う。かかる事業ラインはまた、管理するプロセスの効率性を改善すること及び国際レベルで最善のプラクティスを共有することについても責任を負っている。当グループは、投資委員会(注)の取り込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できるベストなテクノロジーに関しても評価され、それは、採用された新たな戦略ライン、具体的には当グループの財務戦略内にSDG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、エネルギー移行におけるエネルのリーダーシップを導くこと並びに気候変動問題において関連するリスク及び適性分野における機会を管理することに貢献している。2019年に、国際発電は、エネルギー移行におけるエネルグループの主導的な役割を確かにするため、エネル・グリーン・パワーと国際火力発電との統合により設置され、脱炭素化プロセスの統合及び再生可能エネルギー容量の持続可能な発展を追求していく。それに加えて、グリッド・ブルー・スカイ計画が開始された。その目的は、エネルがプラットフォームをベースとしたグループへの革新的な変換を遂げたことを受けて、インフラ及びネットワークを地球温暖化防止活動目標を達成するための実現要素となるよう革新し、デジタル化することである。

(注)当グループの投資委員会は、事務管理、財務及び統制、イノベビリティ、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、国際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。2019年に、当グループの北米及び中南米における地域組織は、メキシコを含む北米地区の創設並びにコスタリカ、グアテマラ及びパナマのラテンアメリカ地区への統合により修正された。

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業務並びにプロキュアメントの管理について責任を負う。国際サービス機能はまた、エネルギー移行及び気候変動問題のための実現技術の開発をサポートする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展開において、持続可能性基準の採用（気候変動問題を含む。）にも責任を負っている。

・持株会社機能：

持株会社機能は、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、財務及び統制機能はまた、気候変動問題において重要な取り組みであるエネルギーミックスの脱炭素化の促進及びエネルギー需要の電気化を目指した、シナリオ分析の集約並びに戦略及び財務計画プロセスの管理についても責任っている。

マクロ経済情勢

世界経済は2019年において著しく減速し、2018年下半期に現れた脆弱性確認されることとなった。米国と中国との間の貿易摩擦、激動の地政学的情勢及びブレグジットの交渉に関連した長引く不透明感により、消費及び投資が抑制された。これらの要因は、過去30年間で最低水準の約６%で安定していた中国の成長速度が減速したことにより悪化した。

米国では長期的な拡大が続き、国内需要は底堅く、労働市場では失業率が記録的な低水準（3.6%）となり、実質賃金は３%の上昇率を維持した。しかし、連邦準備制度（Fed）によって実施された金融引き締め策が不動産業等の一部の経済部門に悪影響を及ぼし、急激に下落した。また、製造業は米中貿易戦争により大きな打撃を受けた。

ユーロ圏の成長は、四半期ベースで平均0.2%と緩やかであった。

脆弱性は主に輸出の減少及び自動車部門の危機に起因し、特にドイツにおいて顕著であった。フランス及びスペインの国内需要は底堅い一方、ドイツ及びイタリアでは経済活動が停滞している。

ラテンアメリカでは、非常に不安定な政治の影響を受け、経済状況は弱含みで変化が大きかった。世界の状況の悪化、中国経済の減速及び商品価格の下落は、地域全体に大きな影響を及ぼした。

アルゼンチンは不況で、フェルナンデス政権が採用する新たな経済政策で生じた不確実性により、債務の安定性及び回復の見通しに懸念が生じた。GDPは2019年において2.1%縮小し、2020年は再び下落すると見込まれている。

チリの経済は昨年10月の暴動で揺らぎ、為替に不利に作用し経済活動が減速したことで、実体経済が年末にかけて急激に縮小した。中央銀行及び政府はいずれも、2020年の間に経済を正常化させるための超緩和型の金融・財政政策で積極的に介入した。

ブラジルでは、産業及びサービスの難局により2019年上半期において経済活動は低迷した一方、個人消費は相当な底堅さを維持した。しかし、実体経済に関する指標は反転し、過去２四半期において堅調な回復を示した。年金改革の承認により企業及び消費者の景況感が回復し、2020年における新たな改革周期の開始に向けて道を開いた。

コロンビアでは、年末にかけて社会不安が高まったにもかかわらず、個人消費及び投資に牽引されて経済活動が地域全体を上回った。

ペルーでは、拡大する財政状態が国内需要を支えたが、上半期における第一次産業のショックが経済回復に影響を及ぼした。

年明け以降の中国におけるCOVID-19感染症の大流行及びその後の世界の他の地域における新規感染の蔓延により、2020年のシナリオは根本的に変化した。現時点で、供給サイド（すなわち、サプライ・チェーン及び生産活動の遮断）並びに需要サイド（制限による自由裁量による消費及び投資の減少）の双方で大きな世界的打撃が見込まれる。経済における製造業、自由裁量による消費及び輸出の比重並びにサプライ・チェーンにおける中国との結びつきの強さを考慮すると、成熟経済のうちユーロ圏のリスクが最も高い。ユーロ圏の多くの国々が採用する制限的措置により、2020年第３四半期に景気後退に陥る可能性が高まりつつある。イタリアは2020年第１四半期からすでに景気後退に入っており、政府が課すさらなる制限により今年の経済見通しが一段と損なわれる恐れがある。新たな制限の発動は、スペインにおいても（観光業等の）サービス部門及び自由裁量による消費のみならず、とりわけ製造業及びその他の業界にも大きな影響を及ぼす。医療制度の脆弱性及び需要を下支えするための拡張的な財政措置を導入できる範囲が限られること（並びに多額の外貨建て債務エクスポージャー）により、新興経済は現在非常に不安定である。

現在のところ、中央銀行の反応は迅速かつ協調的であった。連邦準備制度（Fed）は、（２回の臨時会合により）積極的に利下げを行い、（1.50-1.75%から0-0.25%へと）ニュートラルな値に引き下げた。イングランド銀行は、政策金利を0.75%から0.10%へと引き下げた。欧州中央銀行（ECB）の反応は流動性の問題に完全に焦点を置いていため、金利の引下げは行わず、大規模な金融刺激策を行った。まず、量的緩和プログラムを予想より大規模に2020年末まで120十億ユーロ拡大した一方、同時に銀行の長期リファイナンス業務向けにより好条件を付与した。また、750十億ユーロのパンデミック緊急購入プログラムも策定され、従前の量的緩和プログラムの制約を緩和することで、ECBがよりイタリアの公債を購入できるようになった。

コロナウィルスのパンデミックを食い止めるために課された制限による経済への影響に対処するため、世界中の政府が大規模な財政刺激策も導入している。欧州委員会の支援及び安定化協定の制約を制限する可能性により、イタリア及びその他欧州各国の政府は、今年の下半期において経済の回復を促進するための必要な措置を実施できるようになる。

今後数ヶ月で、大流行による経済への影響及び金融市場への影響がより明確になるであろう。

GDP成長率（%）

	2019年	2018年
イタリア	**0.3**	**0.7**
スペイン	2.0	2.4
ポルトガル	2.2	2.6
ギリシャ	1.9	1.9
アルゼンチン	-2.1	-2.4
ルーマニア	4.2	4.5
ロシア	1.3	2.2
ブラジル	1.1	1.3
チリ	1.0	4.0
コロンビア	3.3	2.5
メキシコ	-0.1	2.1
ペルー	2.2	4.0
カナダ	1.6	2.0
米国	2.3	2.9
南アフリカ	0.2	0.8

出典：国家統計局、並びにイタリア国立統計研究所、INE、欧州連合統計局、国際通貨基金、経済協力開発機構及びグローバル・インサイトのデータに基づく当社資料

平均為替相場

	2019年	2018年	増減
ユーロ／米ドル	1.119	1.181	-5.25%
ユーロ／英ポンド	0.88	0.89	-1.12%
ユーロ／スイスフラン	1.11	1.15	-3.48%
米ドル／日本円	109.02	110.45	-1.31%
米ドル／カナダドル	1.33	1.30	2.31%
米ドル／豪ドル	1.44	1.34	7.46%
米ドル／ロシアルーブル	62.99	67.15	-6.20%
米ドル／アルゼンチンペソ	48.17	28.05	71.73%
米ドル／ブラジルレアル	3.94	3.65	7.95%
米ドル／チリペソ	702.85	641.81	9.51%
米ドル／コロンビアペソ	3,280	2,956	10.96%
米ドル／ペルーヌエボソル	3.34	3.29	1.52%
米ドル／メキシコペソ	19.25	19.23	0.10%
米ドル／インドルピー	70.42	68.40	2.95%
米ドル／南アフリカランド	14.45	13.24	9.14%

インフレ率（%）

	2019年	2018年	増減
イタリア	**0.6**	**1.1**	**-0.5**
スペイン	0.7	1.7	-1
ロシア	4.5	2.9	1.6
ルーマニア	3.8	4.6	-0.8
インド	3.7	3.9	-0.2
南アフリカ	4.1	4.6	-0.5
アルゼンチン	53.6	33.8	19.8
ブラジル	3.7	3.7	-
チリ	2.3	2.3	-
コロンビア	3.5	3.2	0.3
メキシコ	3.5	3.2	0.3
ペルー	2.1	1.3	0.8
米国	1.8	2.4	-0.6
カナダ	2.0	2.2	-0.2

IBOR改革

銀行間取引金利（IBOR）は、世界中で売買される大半の金融商品の指標である。

長年にわたり、銀行によるこれらの金利の操作に関する事件が複数発生していることから、これらの指標の信頼性及び健全性を回復するため、世界中の規制当局がIBORの改革を開始した。

移行期間にある改革の時期を取り巻く相当な不確実性を考慮し、エネルグループは、改正の対象となる金融商品及び関連する組織構造への影響評価を開始した。

経営陣は関連するリスクを認識しており、そのためこれらの活動が2021年に設定されている期限までに移行を完了するために計画されたことに留意すべきである。

エネルギー業界

エネルギー－商品の状況

昨年、原油市場は再び不安定になった。ブレント価格の推移を観察した結果、エネルは、４月における１バレル当たり71ドル超をピークに、夏の後半には１バレル当たり60ドル未満へと下落するなど、2019年中の価格が上昇と下落を繰り返していることを認識している。

（トランプ政権による対イラン輸出への制裁、ベネズエラにおける危機の悪化及びサウジアラビアのインフラへの攻撃といった）世界的な原油供給を押し下げる数々の出来事にも関わらず、価格は年初時点を下回り、世界的な需要の構造的な弱まりを示唆している。

2019年の石炭の平均API2価格は、2018年と比較して34%下落した。この傾向は、１）世界的に需要が減少したこと及び２）供給の削減がファンダメンタルズのバランスを取り戻すには不十分だったことという２つの主な要因に起因する。欧州における石炭需要の急激な低下（前年と比較して約20%の輸入減少）は、複合サイクル発電所のコスト競争力の向上による設備の閉鎖数及び石炭とガスとの代替効果の双方によるものであった。

供給サイドでは、インドネシアが主要な輸出国としての地位を維持し（前年比40百万メートルトン増加）、ロシア及びオーストラリアが続いた一方、コロンビア及び米国からの輸出は欧州からの需要の低下により減少した。

前年中、アジアにおける需要の弱まり及び市場に参入した新たな液化設備によりLNGの余剰が生じ、欧州へのガスの流入を促進し、まずガスのストックが記録的な水準となり、それによりすべての主要な欧州のハブにおいてガス価格が急落した。例えば、平均TTFガス価格は13.6ユーロ／MWhで、前年と比較して40%下落した。

		2019年	2018年	増減
ブレント	$／bbl	64	72	-11.1%
API2	$／t	61	92	-33.7%
TTF	€／MWh	14	23	-39.1%
CO2	€／t	25	16	56.3%

持続的な成長が特徴であった2018年の後、2019年は相当な不安定さに苦しめられた。まず２月に二酸化炭素の排出権価格が１トン当たり20ユーロ未満に下落し、その後７月には１トン当たり30ユーロまで上昇した。穏やかな気温、ブレグジット交渉に関する不透明感及び世界的なマクロ経済成長に関連する潜在的なリスクに関する懸念の組み合わせが、市場の動向に強く影響した。

ガス価格の急落及び二酸化炭素価格の上昇により、一部の欧州諸国において発電構成の変化が進み、歴史的に発電技術に占める石炭の割合がわずかなスペインのような国でさえガス火力発電が促進された。

電力市場及び天然ガス市場

電力需要

電力需要の推移(1)（単位：GWh）

	2019年	2018年	増減
イタリア	**319,597**	**321,910**	**-0.7%**
スペイン	248,876	253,495	-1.8%
ルーマニア	61,699	62,044	-0.6%
ロシア(2)	801,908	805,916	-0.5%
アルゼンチン	133,323	137,262	-2.9%
ブラジル	594,368	583,025	1.9%
チリ	77,064	76,175	1.2%
コロンビア	71,181	69,176	2.9%
ペルー	53,483	50,836	5.2%

(1)グリッド損失総額
(2)ヨーロッパ／ウラル地方
出典：TSOの数値に基づく当社資料

2019年において、電力需要は減少傾向であった。イタリアでは、2018年と比較して需要が0.7%縮小した一方、スペインでは気象の推移を反映してさらに大幅に1.8%の減少を記録した。

ラテンアメリカ諸国のうち、アルゼンチンでは景気後退により電力需要が急減した（-３%）一方、ブラジルで1.9%増加、チリで1.2%増加及びコロンビアで2.9%増加と、エネルが存在感を有するその他すべての国々においては電力需要が増加した。

電力価格

電力価格

	平均ベース負荷価格 (2019)(ユーロ／MWh)	ベース負荷価格の変動 2019年-2018年	平均ピーク負荷価格 (2019)(ユーロ／MWh)	ピーク負荷価格の変動 2019年-2018年
イタリア	**52.3**	**-14.6%**	**58.4**	**-14.2%**
スペイン	47.5	-17.1%	51.2	-16.8%

主要な市場における価格の推移（ユーロセント／kWh）

	2019年	2018年	増減
最終市場（居住顧客）(1)			
イタリア	0.2301	0.2067	11.3%
フランス	0.1765	0.1754	0.6%
ルーマニア	0.1358	0.1333	1.9%
スペイン	0.2403	0.2383	0.8%
最終市場（産業用顧客）(2)			
イタリア	0.1066	0.0755	41.2%
フランス	0.0704	0.0686	2.6%
ルーマニア	0.0985	0.0794	24.1%
スペイン	0.0943	0.0880	7.2%

(1)年間の税抜価格－年間消費量2,500kWhから5,000kWh
(2)年間の税抜価格－年間消費量70,000MWhから150,000MWh
出典：ユーロスタット

天然ガス市場

天然ガス需要（単位：百万立方メートル）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	**72,947**	**71,514**	**1,433**	**2.0%**
スペイン	34,215	30,062	4,153	13.8%

昨年、イタリアでは天然ガスの需要が増加し（+2.0%）、スペインでは発電のため需要が急増した（+13.8%）。

国内ガス需要（単位：百万立方メートル）

	2019年	2018年	増減	
配電網	31,650	32,355	-705	-2.2%
産業用	14,002	14,266	-264	-1.9%
火力発電用	25,775	23,361	2,414	10.3%
その他(1)	1,520	1,532	-12	-0.8%
合計	**72,947**	**71,514**	**1,433**	**2.0%**

(1)その他の消費及び損失を含む。
出典：経済開発省及びスナム・レーテ・ガスのデータに基づく当社資料

部門毎のガス需要を観察すると、2019年のイタリアにおける増加は、VTP価格の急落により10%超増加した火力発電部門のみによるものであり、この結果複合サイクル発電が特に競争力を高めた。

規制及び料金問題

ヨーロッパの規制枠組み

「全欧州人のためのクリーン・エネルギー」一括法案

2016年に欧州委員会が提案した「全欧州人のためのクリーン・エネルギー」一括法案は、電力市場、調整市場、適応性サービス市場及び容量市場をさらなる統合及び地域化を達成するために必要な基盤を構築した。2018年に成立した組織間の合意を受けて、かかる法案を履行する以下の規則及び指令が2019年６月14日に欧州連合官報において公表された。かかる規則及び指令とは、電力市場規則（第2019/943号）、ACER規則（第2019/942号）、リスク準備規則（第2019/941号）及び電力市場指令（第2019/944号）である。かかる法案は2019年７月４日から施行され、規則はすぐに効力が発生した一方、指令は2020年12月31日までに様々なEU諸国において法令化されなければならないとされている。

かかる新たな法案は、様々な技術の統合及び多様な市場における事業者の参加を促すものである。これによって、脱炭素化に対する投資（例えば、オークション、PPA等）及び電力システム（容量市場）の適切性についての長期的な警告を与える仕組みが発展する可能性がある。

「クリーン・モビリティ」一括法案

2017年から2018年の間に３つの個別の法案において欧州員会が提案した「クリーン・モビリティ」一括法案は、交通の安全性を高め、二酸化炭素排出量及び大気汚染を減らし、排出量ゼロ又は低排出自動車の開発を支援し、欧州における電池の生産サプライチェーンを構築することを目的とした一連の法案及びその他の取組みを含んでいる。2018年に成立した組織間の合意を受けて、2019年、かかる法案を履行する最終法案が欧州連合官報において公表された。2025年及び2030年についての新たな乗用車及び軽商業車の二酸化炭素排出基準を規定したEU規制第2019/631号が、2019年４月25日に欧州連合官報において公表され、2019年５月15日から施行した。2025年及び2030年についての新たな大型車両の二酸化炭素排出基準を規定したEU規制第2019/1242号が、2019年７月25日に欧州連合官報において公表され、2019年８月14日から施行した。最後に、クリーンかつ省エネ道路輸送車両の促進についてのEU指令第2019/1161号が、2019年７月12日に欧州連合官報において公表され、2019年８月１日から施行した。規制は欧州連合官報において文書が公表されると直接適用されるが、指令は、施行から２年以内に加盟国において特別法に置き換えられなければならないとされている。

持続可能な資金調達

2019年12月、欧州議会及び欧州連合理事会は、気候中立かつグリーンな経済へと移行するための資金調達に対する民間及び公共の投資を強化する目的で、持続可能な経済活動の分類（分類法）について提案された規則に関して合意した。かかる規制の正式な承認は、2020年第１四半期に行われる予定である。

また2019年12月、低炭素基準及びプラスの炭素の影響に係る基準に関する規制が正式に承認された（従前のEU規制第2016/1011号を修正）。

かかる２つの規則は、持続可能な資金調達に関する法案の一環であり、持続可能な投資及び持続可能性リスクに係る開示に関する規則の提案、EU指令第2016/2341号（IORP）の修正並びに持続可能な資金調達を支援するためにこの市場における透明性及び比較可能性を強化する欧州のグリーンボンド基準の確立が含まれる。

「欧州グリーン・ディール」 通信

2019年12月11日、欧州委員会は 「欧州グリーン・ディール」（EGD）を発表した。かかる通信は、欧州の居住者及び事業者がグリーンかつ持続可能な移行により利益を享受できるようにするための一連の取組みの概要である。これは、国連の2030年持続可能開発計画を実施するための欧州委員会の戦略に不可欠な部分である。欧州グリーン・ディールは、気候、環境、産業戦略、グリーン・ファイナンス、資金調達、持続可能性及び社会に対する取組み並びに2020年及び2021年に発表予定の法案を含んでいる。

・欧州委員会は、気候へのより高い向上心を反映し、2050年の欧州気候中立目標を法制化することを目的とした、欧州初の「気候法」を2020年３月までに提案する予定である。
・またEUの2030年の温室効果ガス排出削減目標を最低50%から55%まで引き上げるための措置の評価（現行の削減目標である40%を変更）も構想される。かかる目的のため、欧州委員会は、新しい気候目標と整合させるために、関連する全ての気候関連政策手段の見直しを開始する予定である。これは、排出量取引システム（ETS）及びそれを新しい分野に拡大する可能性、エネルギー税指令、並びに「炭素リーケージ」のリスクを減らし、EUの産業の競争力を維持することを目的とした特定の分野に対する「炭素国境調整メカニズム」の導入で構成される予定である。
・2023年に想定されている国家エネルギー及び気候計画の更新は、気候への向上心を高め、再生可能エネルギーを支援する観点から評価される予定である。さらに、エネルギー及びエネルギー・インフラの開発に関する法律関連書類を見直すためのプロセスが開始される予定である。
・2020年中に海上風力発電所及び様々な分野のスマートな統合を支援する取組みが提案される予定である。
・気候中立目標及び循環経済のための行動計画を達成することを目的とする新たな産業戦略が2020年３月に予定されている。さらに、IPCEIに対する支援、業界協力の大規模な同盟及び新たな形態並びに戦略的バリューチェーンへの投資支援を強化する予定である。
・2020年、輸送の効率化とクリーン化を目的とした、持続可能なインテリジェント・モビリティのための戦略が発表される予定である。さらに、欧州委員会は、化石燃料補助金段階的廃止、ETSの海洋部門への拡大、TEN-T及び代替燃料インフラ指令の改正並びに内燃自動車の大気汚染及び温室効果ガス排出に関連する規制の改正を提案する予定である。
・気候変動とエネルギー貧困の両方に対処することを目的とした建物の改修を促進するための新たな取組みが発表され、建物からの排出を含むETSの拡大が検討される予定である。
・大気環境基準の改定や大規模工場による汚染への対策を含む、大気汚染、水質汚染及び土壌汚染の削減のための行動計画が2021年に採択される予定である。
・化石燃料への依存度が高い脆弱な地域や部門を支援し、欧州グリーン・ディールの目的を達成するために必要な資金を集めることを目的とした、「公正な移行メカニズム」と「公正な移行ファンド」を含む、新たな持続可能な投資計画の提案を進める予定である。
・欧州投資銀行（EIB）は、全ての貸付けの50%を、気候目標を達成することを目的としたプロジェクトに対して分配することにより、「気候銀行」へと転換する予定である。
・EUの資金援助プログラムの財源は、予算の25%以上が気候関連プロジェクト及び活動に充てられるように再分配される予定である（インベストEUファンドの30%）。
・2021年までに、環境及びエネルギー支援を含む国家補助に関するEUガイドラインが改訂され、EU加盟国による欧州グリーン・ディールの目標達成に向けた公共投資の増加を目的とした国税改革が支援される予定である。

国家補助に関する規則

「国家補助規制の現代化」として知られる、2012年に開始された国家補助に関する規則の長期にわたる改革を経て、欧州委員会は、2020年に失効する規則、通信及びガイドラインの有効期限を2021年まで延長することを決定した。

同時に、欧州委員会は、国家補助に関する規則の評価プロセスも開始し、これは2021年末までに完了する予定である。

昨年７月、環境保護及びエネルギーのための補助に関する公の協議の最初の段階が完了した（通信第2014/C 200/01号及びEU規則第651/2014号のセクション７）。かかる評価に関連するガイドラインは有効だとみなされたが、大部分の反応は、現在の技術的及び経済的発展との整合性を確保するために 国家補助に関する規則を改正する必要があると強調した。

これらの取組みは、欧州委員会の独占的権限の範囲内にあり、欧州グリーン・ディールのより一般的な枠組み及びEUの意欲的な脱炭素化目標の範囲内にある。欧州委員会は、2050年までに気候中立を達成するための政策を効果的に発展させる上で不可欠な要素として、国家補助を繰り返し定義してきた。国家補助は、欧州レベルで展開する政策を支援する追加的な国家財源を集める手段である。

事業分野別の規制枠組み

火力発電及びトレーディング

イタリア

アセミニ及びポルトフェッラーイオの重要な発電所は、2019年及び2020年について費用補償の対象であると公表されている。

ブリンディジ・スド及びスルチスの発電所は、2019年から2020年の期間につき、費用補償の対象であると公表された。

ポルト・エンペードクレの発電所は、2025年まで長期費用補償の対象である。

2019年及び2020年については、残りの重要な発電容量については、現行の規制の下では固定割増金を徴収する代わりに付属サービス市場に対して発電容量を供給することを求める代替契約の下で契約が行われた。

2019年、エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）は、重要な発電所に対する費用補償に関する一連の政策を採択した。より具体的には、以下に関していた。

・アセミニ及びポルトフェッラーイオの発電所について2016年の最終調整
・ブリンディジ・スド、アセミニ、ポルト・エンペードクレ及びポルトフェッラーイオの発電所について、2018年の分割払い
・ブリンディジ・スド、アセミニ、ポルト・エンペードクレ及びスルチスの発電所について、2019年の分割払い

2019年６月28日、経済開発大臣は、容量報酬メカニズム（容量市場）に関する最終的な規則を承認する法令を公表した。2019年11月６日及び2019年11月28日に、2022年及び2023年それぞれの供給について、２つのオークションが行われた。エネルは、両方の年の容量について落札された。いくつかの事業者及びセクター別の事業者団体はかかる法令及び２つのオークション結果に異議を唱えた。裁判は、ミラノのロンバルディの地方行政裁判所において係争中である。

ARERAは、2020年及び2021年について、暫定的容量報酬メカニズム（通称「容量支払」という。）を確定し、新たな容量市場の継続を確保し、容量市場は2022年から財務的影響が生じる。

ラテンアメリカ

チリ

料金改定-暫定的電力価格安定化メカニズムの導入

2019年11月２日、エネルギー省の法律第21.185号が公表された。かかる法律は、規制市場の顧客に対して暫定的電力価格安定化メカニズムを導入した。その結果、2019年下半期において規制顧客に請求される価格は、2019年上半期に適用された価格の水準に設定され（法令第20T/2018号）、「規制顧客向け安定価格」（PEC）と定義された。

2021年１月１日からかかるメカニズムが終了するまでの間、かかる請求価格は、電力法第158条に基づき６ヶ月毎に設定され、消費者価格の上昇により調整されるPECを超えてはならない。

安定化メカニズムの適用による請求額と、様々な配電会社との契約条件の下で適用されたであろう価格を考慮した上で決定された理論上の請求額との差額は、発電会社によって発行予定の請求書の売掛金として認識され、2023年までは総額1,350百万ドルを上限とする。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、遅くとも2027年12月31日までに回収されなければならない。

エネル・グリーン・パワー

イタリア

2019年７月４日付け省令は、太陽光発電システムを含む設備容量及び技術グループに応じて、オランダのオークション及び登記に基づく競争手続を規定した。特に、2021年９月までに７つの手続が行われる予定である。

・容量が１MW超の発電所に係るオランダのオークション。

・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還元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。

これらのインセンティブ・メカニズムは、かかるインセンティブの表示された累計年間費用が5.8十億ユーロに達した時点で終了する。2019年11月30日現在、表示累計年間費用は約5.0十億ユーロであった。

ヨーロッパ及び欧州地中海業務

ギリシャ

昨年12月、法律第4643/2019号が承認され、優先給電に関する欧州の法律は改正され、再生可能資源による電力の販売に関する長期双務契約形態の利用が自由化された。

また12月、エネルギー省は、電気遮断サービスに対する現在の報酬メカニズム（供給暫定義務の保証（SSTD）及び一時的なフレックス報酬メカニズム（TFRM））の延長を欧州委員会に申請した。両メカニズムは、2019年末で終了した。2016年から運用してきたSSTDは、全ての発電会社、特に再生可能エネルギー発電会社により、収益に基づいて融資を受けた。TFRMは電力消費者により資金提供を受けた。

ギリシャは意欲的な国家エネルギー及び気候計画を承認し、これは再生可能資源を最終総エネルギー消費量の35%相当に発展させる新たな目標を設定し、2023年までに褐炭火力発電所を段階的に閉鎖する計画を含んでいる。

2019年中、競争入札により風力及び太陽光発電容量が約１TWの長期供給契約が結ばれた。

ブルガリア

昨年５月に導入されたエネルギー法の改正により、容量が１MWから４MWの再生可能エネルギー発電所に対するインセンティブ・メカニズムが変更された。2019年１月１日から、再生可能エネルギー発電所による電力は、ブルガリアのエネルギー取引所（IBEX）を通じて販売され、スポット電力価格が考慮される。

アフリカ、アジア及びオセアニア

南アフリカ

主な出来事として、2019年10月に新たな長期電力開発計画（統合資源計画（IRP））が公表された。IRP 2019は、2030年までに11GWの石炭発電容量（並行して1,500MWの新たな石炭火力発電所）の撤退を想定している。さらにまた、2030年までに６GWの新たな太陽光発電所及び14.4GWの新たな風力発電所を計画している。

カーボンオフセット規則が公表された。かかる規則により、一定の要件を満たす再生可能エネルギー発電所は排出量減少証書が付与され、これらを炭素税の対象となる企業に販売することができる。

オーストラリア

かかる年の最も重要な政治的出来事として、2019年５月に連邦選挙があり、石炭を基本としたエネルギー政策を支持する保守派の自由党が再選されることとなった。かかる選挙の結果は、再生可能エネルギー市場の低迷を招くこととなり、開発中の容量は著しく減少した（BNEFに従って昨年記録された投資と比較して-60%）。かかる停滞状態は、接続及び承認手続の複雑性と長さによって悪化する。

これらの進展は、現在進行中の２つの手続（発電及び送電投資の調整-2025年以降のNEMの市場設計）の不確実な結果によって複雑化しており、これにより全国電力市場（NEM）の全体的な再定義につながる可能性がある。しかしながら、所轄官庁がこれまでに作成した決定案は、大部分の投資家が無効とみなした計画の一部を確認している（送電ネットワークの損失管理等）。

インド

昨年はモディ首相が再選され、これにより今後５年にわたり再生可能エネルギーを支援する同氏の政策が続くこととなる。2019年だけで12GWが設置され、これにより国内における再生可能エネルギー容量は86GWとなった。

様々な規制措置が再生可能エネルギーを推奨するために導入されており、これには風力及び太陽光発電計画の送電費用を25年間免除すること及び法人税を34%から25%に軽減することが含まれている。

インフラストラクチャー及びネットワーク

イタリア

第５規制期間（2016-2023年）の料金は、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、2019年12月27日に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配送及び計測サービスの料金を更新し、新たな統合文書（TIT2020-2023及びTIME2020-2023）を公表して、実質的に既存の資本利益率及び減価償却に関する規制枠組みを確定し、営業費用を計上する方法に対していくつかの変更を行っただけだった。

決議第639/2018/R/com号により、ARERAは2019-2021年の期間に有効な配送及び計測活動のWACCの価値を、2016-2018年に実施された5.6%よりも0.3ポイント上昇した、5.9%で設定した。

配送及び計測料金については、ARERAは、2017年の貸借対照表の実際のデータを考慮して計算される2018年の確定参照料金（決議第76/2019/R/eel号）、及び2018年の貸借対照表の暫定データに基づく2019年の暫定的参照料金（決議第117/2019/R/eel号）を承認した。2019年の確定参照料金は、2020年初期に公表される予定である。

サービスの質に関して、ARERAは、決議第646/2015/R/eel号（改正後）により、電力の配送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年の半期についての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の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。

決議第534/2019/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奨処罰メカニズムに適格なイー・ディストリブッツィオーネの2019-2021年耐性化計画の介入リストを公表し、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グリッド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。

エネルギー効率化－ホワイト証書

2019年11月28日に公表された決定第2538/2019号により、ロンバルディの地方行政裁判所は、経済開発省は司法管轄権を持たないとし、配電会社に関連する料金補助に１EEC当たり250ユーロの上限を設定する2018年５月10日の省庁間法令の一部を無効とし、その結果、ARERAが料金補助決定ルールをアップデートしてきた決議第487/2018/R/efr号及び決議第209/2019/R/efr号を無効とした。その結果、ARERAは決議第529/2019/R/efr号により、配電業者に支払われる料金補助の改定の手続を開始した。

グリッド・コード

ARERAは決議第50/2018/R/eel号を発行し、これにより電力及び環境サービス基金（CSEA）及びエネルギー・サービス・オペレーター（GSE）に支払われるが、輸送契約が終了した債務不履行販売業者から回収されない一般的なシステムチャージに関する配電会社の回収不能債権について補償の仕組みを導入した。この規定では、2016年１月以降に発生した債権を認識することができる。また同決議については複数の事業者及び消費者協会が異議申立てを行っていたが、すべての申立てが棄却され、かかる決議は最終的である。

決議第495/2019/r/eel号はまた、2018年の注文で配電会社から請求されたシステムチャージの不履行利息を2020年３月までに支払うことを規定したが、完全に運用可能になった時点で、それはCSEAによって自動的に計算される法的利息に置き換えられる。

決議第655/2018/R/eel号により、ARERAはCADEを補足するために介入し、 売上高及び顧客数の変化に伴い保証が調整できない場合においても輸送契約の解除を認めた。かかる決議はまた、事業者から異議申立てを受け、裁判は現在ミラノの地方行政裁判所で係争中である。イー・ディストリブッツィオーネは、強制された保証を復活させなかった業者又は輸送サービス費用の不払いに対して、一部の輸送契約を終了させようとした。その結果、業者が契約の終了に対して異議申立てをし、損害賠償をを請求する新たな訴訟が生じることとなった（業者に対して請求した費用の不払い後に、保証を強制するためイー・ディストリブッツィオーネが開始した手続きを阻止するための予防的保護措置として以前に提起され、イー・ディストリブッツィオーネに有利に決定された訴訟への追加となる）。イー・ディストリブッツィオーネは、原告らの異議申立てに対して争い、必要な場合には反訴として、業者に関する債権の支払いを請求するために、訴訟に参加している。

ヨーロッパ及び欧州地中海業務

ルーマニア

第４回規制期間の最初の年である2019年、国営規制当局であるANREは、2023年までの規制収益の計算の基礎となる想定を改正し、エネルの事業モデルにより近い構造を採択した。かかる影響は2019年度の配電活動においても有利なものであった。さらに、政府の決定により規制収益率は、グリッドに対する投資を増加させる目的で、5.66%から6.9%に引き上げられた。

ラテンアメリカ

ブラジル

エネル・ディストリビューソォン・リオの料金改定（2019年）

2018年３月13日に暫定的に承認されたエネル・ディストリビューソォン・リオの料金改定は、決議第2.377号に従い、その後、規制当局であるANEELにより2019年３月12日に承認され、これにより顧客について平均で約9.70%引き上げられた。

かかる引き上げは、2019年３月15日から2019年３月31日まで適用された。

エネル・ディストリビューソォン・リオの特別料金改定（2019年）

2019年３月20日、ANEELは電気商工会議所（CCEE）に対し、2019年９月のCDE-ACR（いわゆる「料金の赤字」）の支払を進めるため、８つの銀行グループと合意を締結する権限を付与した。

かかる決定はエネル・ディストリビューソォン・リオに適用される料金に反映され、7.59%引き上げられた。

これらの料金は、2019年４月１日から2020年３月14日まで適用される。

エネル・ディストリビューソォン・セアラの料金改定

2019年４月18日、ANEELは、2019年４月22日から適用される、エネル・ディストリビューソォン・セアラの料金のに関する第５回定期改定を承認した。かかる引き上げは平均8.22%であった。

エネル・ディストリビューソォン・サン・パウロの料金改定（2019年）

2019年７月２日、ANEELは、2019年４月22日から適用される、エネル・ディストリビューソォン・サン・パウロの料金に関する第５回定期改定を承認した。かかる新たな料金により平均7.03%引き上げられた。

次回の料金改定は４年以内に行われる予定である。

エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスの料金改定（2019年）

2019年10月22日、ANEELは、同日に効力が発生する、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスの新たな料金改定を承認した。かかる新たな料金により平均3.90%引き下げられた。

アルゼンチン

エデスルの料金改定（2019年）

2019年２月１日、ENRE決議第24/2019号及び第26/2019号が官報において公表された。最初の決議は、消費者価格の上昇に基づき、2019年２月１日から効力を有して適用される料金表の価値を承認し、SGE決議第366/2019号と共にに設定された。かかる決議は、FNEEの15.5ドル/MWhから80ドル/MWhへの増加も含む。２つ目の決議（第26/2019号）は同日（2019年２月１日）から効力が発生する新たな配電料金を承認し、2019年２月のVAD（配電付加価値合計）の引き上げが2019年３月１日より適用されるように設定した。かかる変更は、2018年８月23日から2019年２月19日までのMMCにおける23.57%の変動、Ｘファクターの－5.42%の変動及びＱファクターの1.74%の変動を反映している。

エンドユーザー市場

イタリア

電力

決議第706/2018/R/eel号により、ARERAは、2019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自由市場の販売業者の参照価格となるPCV費用のレベルを更新した。決議第576/2019/R/eel号は2020年のRCV及びPCVのレベルを更新した。

決議第119/2019/R/eel号により、ARERAは、保護強化市場におけるエンドユーザーによる電力の不正使用の管理の効率性を高めるための措置を導入し、これまでのかかる使用に関し徴収できなかった金額に対する補償の仕組みを修正した。セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレはかかる決議について上訴し、関連の裁判はミラノのロンバルディの地方行政裁判所で係争中である。

ガス

決議第32/2019/R/gas号により、ARERAは、国務院決定第4825/2016号に準拠して、2010年から2012年までの期間のセーフガード・サービスのためのガス商品に関する販売者とユーザーとの間の金融商品を設定するための規則を定めた。

決議第707/2018/R/gas号により、ARERAは、2019年の天然ガスのセーフガード・サービスの財務状況のQVD要素を更新した。決議第577/2019/R/gas号により、2020年のQVDは更新された。

現在法制化されている2019年12月30日の勅令法第162号（「ミレプロローゲ」オムニバス拡張法）は、電力及びガス部門における価格保護メカニズムを廃止するために以前設定されていた期限を2020年７月１日から2022年１月１日まで延長した。

イベリア半島

スペイン

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日付けの法律第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。３月20日付け勅令法第TEC/332/2019号は、エンデサが国家エネルギー効率基金に対して2019年は29百万ユーロ拠出するように設定した。

10月23日付け勅令法第TEC/1080/2019号は、エンデサの2019年のボノ・ソシアルへの資金調達の割合を、前年度は37.15%であったのに対し、36.26%に設定した。

ヨーロッパ及び欧州地中海業務

ルーマニア

電力市場

2018年後半に発行された政府緊急命令後、これによりルーマニアにおける電力及びガス市場の規制撤廃のプロセスは後退することとなったが、自由市場に参入することを選んでいた顧客は、規制体制に戻ることが認められ、それにより自由市場のサービス提供者は損失を被ることとなった。これらの損失は、国営規制当局であるANREが規制体制下のエンドユーザーへ電力を供給するために発生した総費用を払い戻さないと決定したことよるものであった。これは2019年も継続した。2019年末から2020年を通して、かかる国営規制当局は、過去２年間の損失の回復を可能にする、保護された小売部門のための低コスト発電業者との一連の規制された双務卸売契約を採択した。

アイルランド

容量市場

2018年６月に提出され、2019年10月１日からアイルランドのエネルギー規制当局によって承認された容量市場事業者の提案に従い、需要反応資源は33%引き下げられ、その商業的価値に悪影響を与えた。

ロシア

ガス市場

2019年下半期及び2020年上半期のガス料金の指数化に関するロシア連邦独禁庁の命令が、2019年６月６日に公表された。エネルの電力発電所が事業を行っている地域における産業利用のガス価格は、2019年上半期と比較して1.4%増加した。

４【関係会社の状況】

(1)親会社

該当なし。

(2)子会社及び関連会社

2019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、2019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、業務活動、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	業務活動	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	持株会社			
子会社:								
(カタルド)ハイドロ・パワー・アソシエーツ((Cataldo) Hydro Power Associates)	アルバニー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	ハイドロ・ディベロップメント・グループ・アクイジション・エルエルシー パイライツ・ハイドロ・エルエルシー	50.00% 50.00%	50.00%
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	再生可能資源からの発電	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・10・エスピーエー(Abc Solar 10 SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	プラント建設及び再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	100.00%	61.93%
エービーシー・ソーラー・２・エスピーエー(Abc Solar 2 SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	プラント建設及び再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	100.00%	61.93%
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)	ハウテン	南アフリカ共和国	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電及び販売	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	60.00%	60.00%
アクティベーション・エナジー・リミテッド(Activation Energy Limited)	ダブリン	アイルランド	100,000.00	ユーロ	再生可能エネルギー	エナノック・アイルランド・リミテッド	100.00%	100.00%
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)	ハウテン	南アフリカ共和国	10,000,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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	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	マーチャントラインの設計、構築及び運営	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50.00%	50.00%
アエロータンナ・エスアールエル(Aero-tanna Srl)	ローマ	イタリア	15,000.00	ユーロ	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.0%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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	80.00%	80.00%

アグルパシオン・エースファット・エーアイイー(Agrupación Acefhat AIE)	バルセロナ	スペイン	793,340.00	ユーロ	設計及びサービス	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(単独株主会社)	14.29%	10.01%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	51.00%	35.75%
アルバ・エネルジア・エルティーディーエー(Alba Energia Ltda)	ニテロイ	ブラジル	16,045,169.00	ブラジルレアル	プラントの開発、設計、建設及び運営	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
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	-	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	49.90%	10.27%
アルメイダ・ソーラー・エスピーエー(Almeyda Solar S.p.A.)	サンティアゴ	チリ	1,736,965,000.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	100.00%	61.93%
アルミュサフェス・セルヴィシオス・エネルジェティコス・エスエル(Almussafes Servicios Energéticos SL)	バルセロナ	スペイン	3,010.00	ユーロ	発電所の管理及びメンテナンス、電力販売	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	マーチャントラインの設計、構築及び運営	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・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	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	21,017,415.92	ブラジルレアル	発電及び電力販売	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	100.00%	100.00%
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)	ニテロイ	ブラジル	2,498,230,386.65	ブラジルレアル	発電、送電及び配電	エネル・ブラジル・エスエー	99.73%	57.11%
Anea―アジェンツィア・ナポレタナ・ペル・レネルシア・エ・ランビエンテ(Anea - Agenzia napoletana per l'energia E l'ambiente)	ナポリ	イタリア	418,330.12	ユーロ	-	イー・ディストリビュツィオーネ・エスピーエー	12.96%	12.96%
アナンデール・ソーラー・エルエルシー(Annandale Solar LLC)	ミネソタ	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
アピアカス・エネルジア・エスエー(Apiacás Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	14,216,846.33	ブラジルレアル	電力販売	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	100.00%	100.00%
アクエナジー・システムズ・エルエルシー(Aquenergy Systems LLC)	グリーンヴィル	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	再生可能資源からの発電及び販売	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(Aragonesa de Actividades Energéticas SA)	テルエル	スペイン	60,100.00	ユーロ	電力販売	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.10%
アラノート・デザロロス・エスエル(Aranort Desarrollos SL)	マドリード	スペイン	3,010.00	ユーロ	風力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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)	バンデリョス・ロスピタレート・デ・リンファント	スペイン	19,232,400.00	ユーロ	発電所の管理及びメンテナンス	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	85.41%	59.87%
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	情報通信技術	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	6,892,757.00	ユーロ	-	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	1.00	英国ポンド	情報通信	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	リーガルサービス	アソネット・エスアールエル	100.00%	16.00%
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	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
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	再生可能資源からの発電	オーロラ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	51.00%	51.00%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	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	再生可能資源からの発電	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	100,000.00	インドルピー	再生可能資源からの発電及び販売	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(旧名称：ビーエルピー・エナジー・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	100,000.00	インドルピー	再生可能資源からの発電	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(旧名称：ビーエルピー・エナジー・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	100,000.00	インドルピー	再生可能資源からの発電及び販売	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(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
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	発電、配電及び販売	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(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
バイカル・エンタープライズ・エスエル(Baikal Enterprise SL)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	3,006.00	ユーロ	再生可能資源からの発電及び販売	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
バレアレス・エナジー・エスエル(Baleares Energy SL)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	4,509.00	ユーロ	再生可能資源からの発電及び販売	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
バーネット・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー(Barnet Hydro Company LLC)	バーリントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク スウィートウォーター・ハイドロエレクトリック・エルエルシー	10.00% 90.00%	100.00%
バーンウェル・カントリー・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	再生可能資源からの発電	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)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ビーヴァー・ヴァレー・パワー・カンパニー・エルエルシー(Beaver Valley Power Company LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	再生可能エネルギー	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%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
ブラック・リヴァー・ハイドロ・アソシエーツ(Black River Hydro Assoc)	アルバニー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	(カタルド)ハイドロ・パワー・アソシエーツ エネル・ノース・アメリカ・インク	75.00% 25.00%	62.50%
ビーエルピー・ヴァユ(プロジェクト1)プライベート・リミテッド(BLP Vayu (Project 1) Private Limited)	グルグラム	インド	10,000,000.00	インドルピー	再生可能資源からの発電	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(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
ビーエルピー・ヴァユ(プロジェクト2)プライベート・リミテッド(BLP Vayu (Project 2)Private Limited)	グルグラム	インド	45,000,000.00	インドルピー	再生可能資源からの発電	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(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
ビーエルピー・ウィンド・プロジェクト(アンバーⅠ)プライベート・リミテッド(BLP Wind Project (Amberi) Private Limited)	ニューデリー	インド	5,000,000.00	インドルピー	再生可能資源からの発電	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(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	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	再生可能資源からの発電及び販売	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)	マンテルナックルクセンブルク		6,400,000.00	ユーロ	保険	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	5.00%	1.65%
ボガリス・PV1・エスエルユー(Bogaris PV1 SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	風力発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
ボイロ・エネルジア・エスエー(Boiro Energia SA)	ボイロ	スペイン	601,010.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
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	プラントの開発、設計、建設及び運営	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%
ブート・ハイドロパワー・エルエルシー(Boott Hydropower LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	51.00%	35.75%
ビーピー・ハイドロ・アソシエーツ(Bp Hydro Associates)	ボイジー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	シーエイチアイ・アイダホ・エルエルシー エネル・ノース・アメリカ・インク	68.00% 32.00%	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ー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	ビーピー・ハイドロ・アソシエーツ エネル・ノース・アメリカ・インク	75.92% 24.08%	100.00%
ブラボー・ドーム・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ブラゾリア・カントリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Brazoria County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ブラゾリア・ウェスト・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	発電、送電、電力販売及び取引	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%

ブロードバンド・コミュニカシオーネス・エスエー(Broadband Comunicaciones SA)	キト	エクアドル	30,290.00	米ドル	-	ユフィネット・エクアドル・ユフィエク・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	99.99% 0.01%	20.60%
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	再生可能資源からの発電	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	持株会社	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	再生可能資源からの発電及び販売	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	1,000.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	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	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能エネルギー	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	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(Bungala One Operations (Pty) Ltd)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	1,000.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	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(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Property (Pty) Ltd)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	1,000.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	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・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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	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・トラスト(Bungala One Property Trust)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能資源からの発電	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・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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能資源からの発電	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	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能資源からの発電	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能資源からの発電	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	1.00	豪ドル	再生可能エネルギー	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%
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)	ハウテン	南アフリカ共和国	100.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	再生可能資源からの発電	ロッキー・キャニー・ウインド・エルエルシー	100.00%	20.00%
カーボペゴ・アバステシミエントス・エ・コンビュスチヴェイス・エスエー(Carbopego - Abastecimientos e Combustiveis SA)	リスボン	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	燃料供給	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	0.01% 49.99%	35.05%
キャスケイド・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Cascade Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能エネルギー	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%
カスティブランコ・ソーラー・エスエル(Castiblanco Solar SL)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	再生可能資源からの発電	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	持株会社	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	0.94%	0.66%
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	金融	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	チリ	709,783,206.00	チリペソ	-	エンプレサ・エレクトリカ・パンギプリ・エスエー	6.00%	3.72%
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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
セルグ・ディストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー(Celg Distribuição SA - Celg D.)	ゴイアス	ブラジル	5,075,679,362.52	ブラジルレアル	配電及び電力販売	エネル・ブラジル・エスエー	99.93%	57.22%
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	発電、送電及び配電	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	0.25% 69.99%	23.05%
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	4,859,739.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%
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	758,950.00	ブラジルレアル	エネルギーサービス	エネルXブラジル・エスエー	100.00%	57.26%
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(Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA)	フォルタレザ	ブラジル	151,940,000.00	ブラジルレアル	火力発電所	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	57.26%

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	プラントの運営	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	33.30%	23.34%
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	プラントの運営	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	33.33%	23.36%
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	電気設備の建設	セントラル・ドック・スード・エスエー	6.40%	14.53%
						エネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー	1.30%	
						エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	33.20%	
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	プラントの運営	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	23.57%	16.76%
						ヌクレノール・エスエー	0.69%	
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	科学及びエンジニアリングの研究及び開発	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	テスト、調査及び認証サービス並びにエンジニアリング及びコンサルティングサービス	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	再生可能資源からの発電	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%
チェロキー・フォールズ・ハイドロエレクトリック・プロジェクト・エルエルシー(Cherokee Falls Hydroelectric Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	再生可能資源からの発電及び販売	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	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・アイダホ・エルエルシー(Chi Idaho LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・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	再生可能資源からの発電	エネル・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	再生可能資源からの発電	エネル・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	再生可能資源からの発電	エネル・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	再生可能資源からの発電	エネル・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	再生可能資源からの発電	エネル・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	ヌエボソル	再生可能資源からの発電及び販売	エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー	80.00%	38.30%
チサゴ・ソーラー・エルエルシー(Chisago Solar LLC)	ミネソタ	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	チョルム・ビュー・II・ホールディング・エルエルシー	51.00%	51.00%
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	再生可能資源からの発電	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%	20.00%
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	再生可能資源からの発電	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% 49.00% 1.00% 1.00%	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	再生可能資源からの発電	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	持株会社	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・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holding LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シブドロン(CivDrone)	ハイファ	イスラエル	1,000,000.00	イスラエル シェケル	研究開発	エネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル	3.79%	3.79%
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	再生可能資源からの発電及び販売	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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
コデンサ・エスエー・イーエスピー(Codensa SA ESP)	ボゴタ	コロンビア	13,487,545,000.00	コロンビア ペソ	配電及び電力販売	エネル・アメリカス・エスエー	48.30%	27.66%
コジェネラシオン・エル・サルト・エスエル(Cogeneracion El Salto SL)	サラゴサ	スペイン	36,060.73	ユーロ	コジェネレーション	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	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・エスアイ・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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	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	再生可能資源からの発電及び販売	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	送電、配電及び電力販売	エンデサ・レッド・エスエー (単独株主会社)	33.50%	23.48%

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	港湾インフラ建設	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	808,246,885.77	ブラジルレアル	配電	エネル・ブラジル・エスエー	74.05%	42.40%
コンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスス・エルティーディーエーシーティーエム(Compania de Transmision del Mercosur Ltda - CTM)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	14,012,000.00	アルゼンチンペソ	発電、送電及び配電	エネル・シーアイイーエヌ・エスエー エネル・エスピーエー	100.00% 0.00%	57.26%
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	ヌエボソル	水力発電プロジェクト	エネル・ペルー・エスエーシー	100.00%	57.26%
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	風力発電プロジェクト	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	5.00% 35.63%	26.29%
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	製品、プラント及び設備の認証	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	100.00%	100.00%
コネロス・パワー・コーポレーション・インク(Conerоss Power Corporation Inc.)	グリーンヴィル	米国	110,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
CONSEL―コンソルツィオ・エリス・ペル・ラ・フォルマツィオーネ・プロフェッシオナレ・スペリオレ(CONSEL - Consorzio ELIS per la formazione professionale superiore)	ローマ	イタリア	51,000.00	ユーロ	トレーニング	オープン・ファイバー・エスピーエー	1.00%	0.50%
コンソリデイティッド・ハイドロ・ニュー・ハンプシャー・エルエルシー(Consolidated Hydro New Hampshire LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
コンソリデイティッド・ハイドロ・ニューヨーク・エルエルシー(Consolidated Hydro New York LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・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	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	81.83%	81.83%
コンソルツィオ・チヴィタ(清算中) (Consorzio Civita in liquidation)	ローマ	イタリア	156,000.00	ユーロ	-	エネル・エスピーエー	33.30%	33.30%
コペンハーゲン・ハイドロ・エルエルシー(Copenhagen Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	地域開発	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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	25.00%	17.53%
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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
クランベリー・ポイント・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Cranberry Point Energy Storage LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	再生可能エネルギー	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
クルセロ・デ・アタカマ・エスピーエー(Crucero de Atacama SpA)	サンティアゴ	チリ	10,000,000.00	チリペソ	発電、電力購入及び販売	エネル・グリーン・パワー・デル・スール・エスピーエー	100.00%	61.93%
クルセロ・エステ・ドス・エスピーエー(Crucero Este Dos SpA)	サンティアゴ	チリ	209,755,678.00	チリペソ	発電、電力購入及び販売	エネル・グリーン・パワー・デル・スール・エスピーエー	100.00%	61.93%

クルセロ・エステ・トレス・エスｐ－エー(Crucero Este Tres SpA)	サンティアゴ	チリ	273,188,329.00	チリペソ	発電、電力購入及び販売	エネル・グリーン・パワー・デル・スール・エスピーエー	100.00%	61.93%
クルセロ・エステ・ウノ・エスピーエー(Crucero Este Uno SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	発電、電力購入及び販売	エネル・グリーン・パワー・デル・スール・エスピーエー	100.00%	61.93%
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	南アフリカ共和国	100.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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%	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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
デヘサ・ピーヴイ・ファーム・03・エスエルユー(Dehesa Pv Farm 03 SLU)	バレンシア	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電システム	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
デヘサ・ピーヴイ・ファーム・04・エスエルユー(Dehesa Pv Farm 04 SLU)	バレンシア	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
デピュラシオン・デスティラシオン・レシクラヘ・エスエル(Depuración Destilación Reciclaje SL)	ボイロ	スペイン	600,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
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	金融	エムゲサ・エスエー・イーエスピー	5.00%	1.39%
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	再生可能資源からの発電	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 エネルジア・ヌエヴァ・エネルジア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.99% 0.01%	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	398,321.50	ユーロ	科学及びエンジニアリングの研究及び開発	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1.89%	1.89%
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	持株会社	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ディエゴ・デ・アルマグロ・マトリツ・エスピーエー(Diego de Almagro Matriz SpA)	サンティアゴ	チリ	351,604,338.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エンプレサ・エレクトリカ・パンギプリ・エスエー	100.00%	61.93%
ディートリヒ・ドロップ・エルエルシー(Dietrich Drop LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	配電及び電力販売	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社) ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル	55.00% 45.00%	70.10%
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(Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	12,621,210.00	ユーロ	電力購入、送電及び配電	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.10%
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	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー	51.50%	29.49%
ディーエムディー・ホールディング・エーエス(清算中)(Dmd Holding As (in liquidation))	トレンチーン・ズラトペチェ	スロバキア	199,543,284.87	ユーロ	発電	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	2.94%	0.97%
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	再生可能資源からの発電	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%	51.00%

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	100.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・リノヴァビル・エスエー・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	99.00% 1.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電及び販売	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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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%
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	電力販売	ユーセイブ・エスピーエー	60.00%	60.00%
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	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
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(単独株主会社)(Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	1,204,540,060.00	ユーロ	配電	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.10%
イー・ディストリビューティ・バナト・エスエー(E-Distribuție 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	配電	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-Distribuție 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	配電	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-distribuție Muntenia SA)	ブカレスト	ルーマニア	271,635,250.00	ルーマニアレイ	配電	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	配電	エネル・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	再生可能資源からの発電及び販売	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	テスト、検査及び認証サービス、エンジニアリング及びコンサルティングサービス	ユーセイブ・エスピーエー	50.00%	50.00%
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	再生可能資源からの発電	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・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	持株会社	エネル・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	再生可能資源からの発電	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	持株会社、電力販売	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	持株会社、電力販売	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	持株会社、電力販売	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	持株会社、電力販売	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	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 15 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 16 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 17 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 18 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 2 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 3 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 4 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 5 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 6 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 7 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 8 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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 アンドーヴァー エルシー(EGP HoldCo 9 LLC)	米国		-	米ドル	持株会社、電力販売	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・シーヴイ(Egp Magdalena Solar SA de Cv)	メキシコ	メキシコシティ	100.00	メキシコペソ	再生可能エネルギー	エネル・リノヴァビル・エスエー・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	99.00% 100.00% 1.00%
イージーピー・ネバダ・パワー・エルエルシー(Egp Nevada Power LLC)	米国	ウィルミントン	-	米ドル	再生可能エネルギー	エネル・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)	米国	ウィルミントン	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・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)	米国	ウィルミントン	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00% 100.00%
イージーピー・ソーラー・１・エルエルシー(Egp Solar 1 LLC)	米国	アンドーヴァー	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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	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)	米国	ウィルミントン	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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)	米国	ウィルミントン	1.00	米ドル	再生可能資源からの発電	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)	米国	ロサンゼルス	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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・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)	米国	ウィルミントン	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・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)	米国	ウィルミントン	-	米ドル	持株会社	エネル・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・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー(EGPNA Preferred Holdings II LLC)	米国	ウィルミントン	-	米ドル	持株会社	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00% 100.00%

次へ

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	持株会社	エネル・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	持株会社	エネル・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・２・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 2 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	持株会社	エネル・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・３・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 3 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	持株会社	エネル・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・４・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 4 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	持株会社	エネル・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	持株会社	エネル・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	持株会社	エネル・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	持株会社	エネル・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	ジョイントベンチャー	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	20.00%	20.00%
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	持株会社	エネル・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・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Hydro Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	持株会社	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%
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	持株会社	エネル・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	再生可能資源からの発電	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%	20.00%
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	再生可能資源からの発電	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%	20.00%
エル・ドラド・ハイドロ・エルエルシー(El Dorado Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
エル・パソ・ソーラー・エスエーエス・イーエスピー(El Paso Solar Sas Esp)	ボゴタ	コロンビア	91,694,000.00	コロンビアペソ	発電	エネル・グリーン・パワー・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー	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	電力販売	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー エネル・エスピーエー	40.99% 4.32%	33.05%
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	再生可能資源からの発電	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	電力販売、複合サイクル	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	50.00%	35.05%

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)	ハウテン	南アフリカ共和国	10,000,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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	60.00%	60.00%
エレクトリカ・デ・ハフレ・エスエー(Eléctrica de Jafre SA)	ジローナ	スペイン	165,876.00	ユーロ	配電及び電力販売	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社) ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル	52.54% 47.46%	70.10%
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	送電及び配電	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	50.00%	35.05%
エレクトリカ・デル・エブロ・エスエー(単独株主会社)(Eléctrica del Ebro SA(Sosiedad Unipersonal))	タラゴナ	スペイン	500,000.00	ユーロ	電力供給	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.10%
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	配電及び電力販売	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	50.00%	35.05%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	0.18%	0.12%
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(エネル・ディストリビューソォン・サンパウロ)(Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA(Enel Distribuição São Paulo))	バルエリ	ブラジル	3,079,524,934.33	ブラジルレアル	配電	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	57.26%
エリニ(Elini)	アントワープ	ベルギー	31,855,683.05	ユーロ	保険	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	4.26%	1.41%
エルク・クリーク・ハイドロ・エルエルシー(Elk Creek Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	-	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%	20.60%
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	パナマ	1,000.00	米ドル	-	アイエフエックス／エニ―エスピーシー・パナマ・インク	100.00%	20.60%
エムゲサ・エスエー・イーエスピー(Emgesa SA ESP)	ボゴタ	コロンビア	655,222,312,800.00	コロンビアペソ	発電及び電力販売	エネル・アメリカス・エスエー	48.48%	27.76%
エミンテグラル・サイクル・エスエルユー(Emintegral Cycle SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
エンプレサ・カルボニフェラ・デル・スール・エスエー(Empresa Carbonífera del Sur SA)	マドリード	スペイン	18,030,000.00	ユーロ	採鉱	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	100.00%	70.10%
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(単独株主会社)(Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SA(Sosiedad Unipersonal))	セウタ	スペイン	9,335,000.00	ユーロ	配電	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%	67.50%
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	持株会社	エンデサ・レッド・エスエー（単独株主会社)	96.29%	67.50%
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	ヌエボソル	発電、送電、配電、電力購入及び販売	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%	100.00%

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	ヌエボソル	発電、送電、電力購入及び販売	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%	100.00%
エンプレサ・デ・トランスミシオン・シエナ・エスエー(Empresa de Transmisión Chena SA)	サンティアゴ	チリ	250,428,941.00	チリペソ	送電	エンプレサ・エレクトリカ・デ・コリナ・エルティーディーエー エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー	0.10% 99.90%	61.36%
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	配電及び電力販売	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%	41.30%
エンプレサ・エレクトリカ・デ・コリナ・エルティーディーエー(Empresa Eléctrica de Colina Ltda)	サンティアゴ	チリ	82,222,000.00	チリペソ	発電、送電及び配電	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%	61.36%
エンプレサ・エレクトリカ・パンギプリ・エスエー(Empresa Electrica Panguipulli SA)	サンティアゴ	チリ	48,038,937.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・チリ・エスエー エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	0.04% 99.96%	61.93%
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	チリ	175,774,920,733.00	チリペソ	発電、送電及び配電	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	92.65%	53.67%
エンプレサ・ナシオナル・デ・ジェオテルミア・エスエー(Empresa Nacional de Geotermia SA)	サンティアゴ	チリ	12,647,789,439.24	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	51.00%	31.58%
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	パナマ	58,500,000.00	米ドル	送電及び配電	エネル・エスピーエー	11.11%	11.11%
エンデサ・キャピタル・エスエー(Endesa Capital SA)	マドリード	スペイン	60,200.00	ユーロ	金融	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
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	発電及び電力販売	エンデサ・エネルジア・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・エネルジア・レノバブル・エスエル(単独株主会社)(Endesa Energía Renovable SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	100,000.00	ユーロ	電力供給	エンデサ・エネルジア・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・エネルジア・エスエー(Endesa Energía SA)	マドリード	スペイン	14,919,195.32	ユーロ	エネルギー商品のマーケティング	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・フィナンシアシオン・フィリアレス・エスエー(Endesa Financiación Filiales SA)	マドリード	スペイン	4,621,003,006.00	ユーロ	金融	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・ジェネラシオン・II・エスエー(Endesa Generación II SA)	セビリア	スペイン	63,107.00	ユーロ	電力販売	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・ジェネラシオン・ニュークリア・エスエー(Endesa Generación Nuclear SA)	セビリア	スペイン	60,000.00	ユーロ	原子力セクターにおける準持株会社	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	100.00%	70.10%
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	電力販売	エンデサ・エネルジア・エスエー エンデサ・ジェネラシオン・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	0.20% 99.20% 0.60%	70.10%
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー(Endesa Generación SA)	セビリア	スペイン	1,940,379,735.35	ユーロ	発電及び電力販売	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
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	1,000,000.00	ユーロ	コンサルティング及びエンジニアリングサービス	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.10%
エンデサ・メディオス・イ・システマス・エスエル(単独株主会社)(Endesa Medios y Sistemas SL(Sociedad Unipersonal))	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%	70.10%

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(Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL)	マドリード	スペイン	10,138,580.00	ユーロ	サービス	エンデサ・エネルジア・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・パワー・トレーディング・エルティーディー(Endesa Power Trading Ltd)	ロンドン	英国	2.00	英国ポンド	取引	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)(Endesa Red SA(Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	719,901,723.26	ユーロ	配電	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
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	持株会社	エネル・イベリア・エスエルユー	70.10%	70.10%
エンデサ・ソリュションズ・エスエルユー(Endesa Soluciones SLU)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネルギー商品のマーケティング	エンデサ・エネルジア・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサX・エスエー(単独株主会社)(Endesa X SA(Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	60,000.00	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
エネル・アルバータ・ウィンド・インク(Enel Alberta Wind Inc)	カルガリー	カナダ	16,251,021.00	カナダドル	再生可能資源からの発電	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	チリ	9,783,875,314.43	米ドル	持株会社、発電及び配電	エネル・エスピーエー	57.26%	57.26%
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	リーガルサービス	エネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス・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	持株会社	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%	57.26%
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)	デラウェア	米国	-	米ドル	再生可能エネルギー	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・エスエー(Enel Brasil SA)	ニテロイ	ブラジル	16,158,210,421.21	ブラジルレアル	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ブラジル・エスエー	99.16% 0.84%	57.26%
エネル・チリ・エスエー(Enel Chile SA)	サンティアゴ	チリ	3,882,103,470,184.00	チリペソ	持株会社、発電及び配電	エネル・エスピーエー	61.93%	61.93%
エネル・シーアイイーエヌ・エスエー(Enel CIEN SA)	ニテロイ	ブラジル	285,044,682.00	ブラジルレアル	発電、送電及び配電	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	57.26%
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	再生可能資源からの発電	エネル・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	再生可能資源からの発電	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	チリ	230,137,979,938.00	チリペソ	持株会社、配電	エネル・チリ・エスエー	99.09%	61.36%
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	ヌエボソル	配電及び電力販売	エネル・ペルー・エスエーシー	83.15%	47.61%
エネル・エネルジア・エスピーエー(Enel Energia SpA)	ローマ	イタリア	302,039.00	ユーロ	ガス及び電力販売	エネル・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	再生可能資源からの発電	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 エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	100.00% 0.00%	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	電力販売	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	電力販売	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	電力販売	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・サウスアフリカ(Enel Energy South Africa)	ウィルミントン	南アフリカ共和国	100.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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・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	金融	エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル	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	金融	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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル	50.06%	50.06%
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	チリ	552,777,320,871.00	チリペソ	発電、送電及び配電	エネル・チリ・エスエー	93.55%	57.93%
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	発電及び販売	エネル・アルジェンティーナ・エスエー	75.68%	43.34%
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	298,584,050.00	アルゼンチンペソ	発電及び販売	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%	37.64%
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	2,498,101,267.20	ヌエボソル	発電	エネル・ペルー・エスエーシー	83.60%	47.87%
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	ヌエボソル	発電	エネル・ペルー・エスエーシー	96.50%	55.26%
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	発電	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 エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグ・エスアールエル・デ・シーヴイ	100.00% 0.00%	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	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル(Enel Global Infrastructure And Networks Srl)	ローマ	イタリア	10,100,000.00	ユーロ	メータリング、遠隔操作及びパワーラインコミュニケーションによる接続サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グローバル・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	エンジニアリング及びコンサルティングサービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル(Enel Global Thermal Generation Srl)	ローマ	イタリア	11,000,000.00	ユーロ	ビジネスコンサルティング、事務管理及び経営コンサルティング並びに企業計画	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	燃料取引及びロジスティクス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ニューファンドランド・アンド・ラブラドール・インク(Enel Green Power Newfoundland and Labrador Inc.)	ニューファンドランド	カナダ	1,000.00	カナダドル	再生可能資源からの発電	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%	20.00%
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	82,534,295.00	アルゼンチンペソ	再生可能資源からの発電	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	99.24% 0.76%	100.00%

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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能エネルギー	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・ボア・ヴィスタ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	ニテロイ	ブラジル	122,952,830.00	ブラジルレアル	風力発電プラント	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	100.00%	100.00%
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(Enel Green Power Brasil Participações Ltda)	ニテロイ	ブラジル	7,161,724,678.00	ブラジルレアル	持株会社	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	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー(Enel Green Power Bulgaria EAD)	ソフィア	ブルガリア	35,231,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	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・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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	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	再生可能資源からの発電及び販売	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	100.00%	100.00%
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	発電及び販売	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%	57.12%
エネル・グリーン・パワー・カラブリア・エスアールエル(Enel Green Power Calabria Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	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・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	再生可能資源からの発電	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・チリ・エルティーディーエー(Enel Green Power Chile Ltda)	サンティアゴ	チリ	842,086,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・チリ・エスエー エネル・エスピーエー	99.99% 0.01%	61.93%
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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	持株会社	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	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・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー(Enel Green Power Colombia Sas Esp)	ボゴタ	コロンビア	3,387,243,000.00	コロンビアペソ	再生可能資源からの発電	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・コスタリカ・エスエー(Enel Green Power Costa Rica SA)	サン・ホセ	コスタリカ	27,500,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	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%	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(デラウェア)	米国	1.00	米ドル	-	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・カルムッツォフ・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power Cremzow GmbH & Co. Kg)	シェンケンベルク	ドイツ	1,000.00	ユーロ	プラント建設、運営	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	90.00%	90.00%
エネル・グリーン・パワー・カルムッツォフ・フェアヴァルトゥング・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Cremzow Verwaltungs GmbH)	シェンケンベルク	ドイツ	25,000.00	ユーロ	ビジネスサービス	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	90.00%	90.00%

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)	ニテロイ	ブラジル	144,784,899.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.17% 0.83%	100.00%
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	100,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%
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	100,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・03・エスエー(Enel Green Power Cumaru 03 SA)	ニテロイ	ブラジル	100,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・04・エスエー(Enel Green Power Cumaru 04 SA)	ニテロイ	ブラジル	100,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・05・エスエー(Enel Green Power Cumaru 05 SA)	ニテロイ	ブラジル	100,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・07・エスエー(Enel Green Power Cumaru 07 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・6・エスエー(Enel Green Power Cumaru 6 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Cumaru Participações SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	持株会社	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
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)	ニテロイ	ブラジル	83,709,003.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デル・スール・エスピーエー(Enel Green Power del Sur SpA)	サンティアゴ	チリ	355,605,313.00	米ドル	再生可能資源からの発電及び販売	エネル・チリ・エスエー エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	61.93%
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)	ニテロイ	ブラジル	549,062,483.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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)	ニテロイ	ブラジル	93,538,826.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%

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)	ニテロイ	ブラジル	39,558,322.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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)	ニテロイ	ブラジル	113,170,233.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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	115,923,464.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・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)	ニテロイ	ブラジル	33,474,258.38	ブラジルレアル	プラント建設、再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						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	0.00%	
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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)	ニテロイ	ブラジル	130,354,009.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルディーディーエー	100.00%	100.00%
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	各種発電プラント及びにその配電網の管理、運営及びメンテナンス	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)	カルガリー	カナダ	1,000.00	カナダドル	持株会社	エネル・アルバータ・ウィンド・インク	1.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	99.00%	
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(清算中)(Enel Green Power El Salvador SA de Cv (in liquidation))	-	エルサルバドル	-	エルサルバドルコロン	再生可能資源からの発電	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・エミリアーナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Emiliana Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	150,191,530.00	ブラジルレアル	風力発電プラント	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	98.93%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	1.07%	
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル(Enel Green Power España SL)	セビリア	スペイン	11,152.74	ユーロ	再生可能資源からの発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	100.00%	70.10%
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)	ニテロイ	ブラジル	129,418,174.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	99.14%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.86%	
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	再生可能資源からの発電及び販売	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	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)	ニテロイ	ブラジル	121,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	

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)	ニテロイ	ブラジル	121,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・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%	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)	ミュンヘン	ドイツ	25,000.00	ユーロ	発電及び電力販売	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能エネルギー	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・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	持株会社	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・グアテマラ・エスエー(Enel Green Power Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	10,000,000.00	グアテマラケツァル	持株会社	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	100.00% 0.00%	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	持株会社	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	8,170,350.00	ユーロ	持株会社、エネルギーサービス	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・エスエー(Enel Green Power Hellas Supply SA)	マルーシ	ギリシャ	600,000.00	ユーロ	発電、送電、電力販売及び取引	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・エスエー(Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia SA))	マルーシ	ギリシャ	106,599,641.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	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	風力運営	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)	ニテロイ	ブラジル	451,566,053.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー 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	0.01% 99.99%	100.00%
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(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)(Enel Green Power India Private Limited (formerly BLP Energy Private Limited))	ニューデリー	インド	100,000,000.00	インドルピー	持株会社	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	10,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・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)	ニテロイ	ブラジル	199,552,644.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー 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	0.09% 99.91%	100.00%
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)	ニテロイ	ブラジル	219,235,933.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー 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%	100.00%

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)	ニテロイ	ブラジル	407,279,143.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー 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%	100.00%
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)	ニテロイ	ブラジル	135,459,530.00	ブラジルレアル	風力発電プラント	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 エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.89% 1.11%	100.00%
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	プラント建設、再生可能資源からの発電	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 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・ラジェド・アルト・エスエー(Enel Green Power Lagedo Alto SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
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))	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	持株会社	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 エネル・グリーン・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%	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)	ニテロイ	ブラジル	90,722,530.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
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	プラント開発及び建設	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	2,399,774,165.00	メキシコペソ	持株会社	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	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)	ニテロイ	ブラジル	132,642,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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)	ニテロイ	ブラジル	117,142,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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	170,000,000.00	モロッコディルハム	プラント開発、設計、建設及び運営	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・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)	ニテロイ	ブラジル	408,441,942.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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)	ニテロイ	ブラジル	355,361,942.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モウラン・エスエー(Enel Green Power Mourão SA)	ニテロイ	ブラジル	25,600,100.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%

次へ

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	再生可能資源からの発電	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・インク(Enel Green Power North America Inc.)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	発電、送電、電力販売及び取引	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・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	プラントメンテナンス	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・パナマ・エスアールエル(Enel Green Power Panamá Srl)	パナマシティ	パナマ	3,001.00	米ドル	持株会社	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	99.97% 0.03%	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	123,350,100.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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)	ニテロイ	ブラジル	127,424,000.00	ブラジルレアル	風力発電プラント	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 エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.79% 1.21%	100.00%
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)	ニテロイ	ブラジル	189,519,527.57	ブラジルレアル	風力発電プラント	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 エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.90% 1.10%	100.00%
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	394,035,184.00	ヌエボソル	再生可能資源からの発電	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	100.00% 0.00%	100.00%
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)	ニテロイ	ブラジル	143,674,900.01	ブラジルレアル	風力発電プラント	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 エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.00% 1.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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	各種発電プラント及びその配電網の設計、決定、運営及びメンテナンス	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	再生可能資源からの発電	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・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	持株会社、発電及び配電	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	再生可能エネルギー	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・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	再生可能資源からの発電	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)	ハウテン	南アフリカ共和国	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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・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)	ハウテン	南アフリカ共和国	120.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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%	100.00%
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	再生可能エネルギー	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	ユーロ	再生可能資源からの発電	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))	ニテロイ	ブラジル	274,420,832.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サンニオ(Enel Green Power Sannio)	ローマ	イタリア	750,000.00	ユーロ	発電	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・サン・アブラオ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power São Abraão Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	115,513,587.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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・プロジェクト・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	30,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%
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・プロジェクト・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	30,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・1・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェクト・10)(Enel Green Power São Gonçalo 1 SA)(formerly Enel Green Power Projetos 10)	テレジーナ	ブラジル	147,676,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー 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%	100.00%
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・プロジェクト・15) (Enel Green Power São Gonçalo 10 SA)(formerly Enel Green Power Projetos 15)	テレジーナ	ブラジル	162,000,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー 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%	100.00%
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・プロジェクト・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	30,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%
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・プロジェクト・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	30,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・13・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 13 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー	0.10%	100.00%
						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	99.90%	
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	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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	99.89%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.11%	
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	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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	99.89%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.11%	
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・16・エスエー(Enel Green Power Sao Goncalo 16 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー	0.10%	100.00%
						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	99.90%	
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	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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	99.90%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.10%	
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	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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	99.90%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.10%	
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	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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	99.90%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.10%	
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・2・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・13)(Enel Green Power São Gonçalo 2 SA (formerly Enel Green Power Projetos 11))	テレジーナ	ブラジル	162,676,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー	0.00%	100.00%
						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	100.00%	
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 Gonçalo 20 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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	99.90%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.10%	
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	162,000,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー	0.00%	100.00%
						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	100.00%	
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	162,000,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー	0.00%	100.00%
						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	100.00%	
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	142,676,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー	0.00%	100.00%
						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	100.00%	

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	162,676,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー 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%	100.00%
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	162,676,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー 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%	100.00%
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	14,976,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー 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%	100.00%
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 Gonçalo 9 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー 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	0.10% 99.90%	100.00%
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(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・46・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo Participações SA(formerly Enel Green Power Projetos 46 SA))	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	持株会社	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
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	143,674,900.00	ブラジルレアル	風力発電プラント	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
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・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	各種発電プラント及びその配電網の設計、決定、運営及びメンテナンス	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	1,300,000.00	シンガポールドル	再生可能資源からの発電	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	プラント開発、設計、建設及び運営	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・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	再生可能資源からの発電	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	電力販売	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・タカイコ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Tacaico Eolica SA)	ニテロイ	ブラジル	91,634,360.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.84% 1.16%	100.00%
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	各種発電プラント及びその配電網の設計、決定、運営及びメンテナンス	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	65,654,658.00	トルコリラ	再生可能資源からの発電	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	132,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	171,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	185,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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 Angela 14 SA (formerly Enel Green Power Projetos 24))	テレジーナ	ブラジル	178,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	182,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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 PowerVentos de Santa Angela 17 SA (formerly Enel Green Power Projetos 26))	テレジーナ	ブラジル	198,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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 PowerVentos de Santa Angela 19 SA (formerly Enel Green Power Projetos 27))	テレジーナ	ブラジル	126,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・2・エスエー(Enel Green PowerVentos de Santa Angela 2 SA)	テレジーナ	ブラジル	249,650,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	126,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	113,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	132,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	132,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	132,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	132,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	106,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	132,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	185,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 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%	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・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	105,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・パワー・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%	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・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	105,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・パワー・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%	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・エーｓ－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	105,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・パワー・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%	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・エーｓ－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	105,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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))	ニテロイ	ブラジル	110,200,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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))	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	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	99.90%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.10%	
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))	ニテロイ	ブラジル	147,000,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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)	ニテロイ	ブラジル	202,100,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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))	ニテロイ	ブラジル	183,700,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00	100.00
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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))	ニテロイ	ブラジル	183,700,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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))	ニテロイ	ブラジル	202,100,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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))	ニテロイ	ブラジル	202,100,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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))	ニテロイ	ブラジル	110,200,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	

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))	ニテロイ	ブラジル	202,100,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	99.90%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.10%	
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・パルティチパソエス・エスエー(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))	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	持株会社	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	99.90%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.10%	
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	138,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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	138,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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	138,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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	138,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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	138,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	99.90%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.10%	
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	138,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
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	138,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	

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	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
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	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
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	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
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	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・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%	100.00%
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	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・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%	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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	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・1・エスエー)(Enel Green Power Volta Grande SA (formerly Enel Green Power Projetos 1 SA))	ニテロイ	ブラジル	565,756,528.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	57.26%
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	電力販売	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・アールエスエー(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)	ニテロイ	ブラジル	140,001,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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	持株会社	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・イベリア・エスエルエル(Enel Iberia SLU)	マドリード	スペイン	336,142,500.00	ユーロ	持株会社	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	土木及び機械工学、用水設備	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	再保険	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	持株会社	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・イタリア・エスアールエル(Enel Italia Srl)	ローマ	イタリア	50,100,000.00	ユーロ	人材管理業務、情報テクノロジー、不動産及びビジネスサービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・カンザス・エルエルシー(Enel Kansas LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	エネル・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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・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)	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・カナダ・インク	100.00%	100.00%
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	ヌエボソル	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー	100.00%	57.26%
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	電力販売	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	発電	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 ハイドロエレクトリシダド・デル・パシフィコ・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・エルエルシー(Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	再生可能エネルギー	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	ビジネスサービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ルス・ウィンド・アゾブ・エルエルシーEnel Rus Wind Azov LLC)	モスクワ	ロシア連邦	200,000,000.00	ロシアルーブル	再生可能エネルギー	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	100.00%	56.43%
エネル・ルス・ウィンド・ジェネレーション・エルエルシー(Enel Rus Wind Generation LLC)	モスクワ	ロシア連邦	350,000.00	ロシアルーブル	エネルギーサービス	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	100.00%	56.43%
エネル・ルス・ウィンド・コラ・エルエルシー(Enel Rus Wind Kola LLC)	ムルマンスクシティ	ロシア連邦	10,000.00	ロシアルーブル	再生可能エネルギー	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	100.00%	56.43%
エネル・ロシア・ピージェイエスシー(Enel Russia PJSC)	エカテリンブルグ	ロシア連邦	35,371,898,370.00	ロシアルーブル	電力販売	エネル・エスピーエー	56.43%	56.43%
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	再生可能資源からの発電	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	スマートメータリング及びグリッドオートメーションの開発のために証券取引委員会が開催する入札への参加に関する業務の管理	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	エネルギーサービス	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・ソーラー・エスアールエル(Enel Solar Srl)	パナマシティ	パナマ	10,100.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル エネルジア・イ・セルビシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.01% 0.99%	100.00%
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	公共照明システム及びサービス	エネルX・エスアールエル	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)	ニテロイ	ブラジル	42,863,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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 エネル・グリーン・パワー・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%	100.00%

前へ　次へ

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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・テクノロジア・デ・レデス・エスエー(Enel Tecnologia de Redes SA)	ニテロイ	ブラジル	10,000.00	ブラジルレアル	発電、送電、配電、電力購入及び販売	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	57.26%
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	再生可能資源からの発電	シーエイチアイ・パワー・インク	100.00%	100.00%
エネル・トレード・ディーオーオー(清算中)(Enel Trade doo in liquidation)	ザグレブ	クロアチア	2,240,000.00	クロアチアクーナ	電力取引	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・トレード・ルーマニア・エスアールエル(Enel Trade Romania Srl)	ブカレスト	ルーマニア	21,250,000.00	ルーマニアレイ	電力調達及び取引	エネル・エネルジー・ムンテニア・エスエー	100.00%	78.00%
エネル・トレード・セルビア・ディーオーオー(Enel Trade Serbia doo)	ベオグラード	セルビア	300,000.00	ユーロ	電力取引	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	電力取引	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%	57.26%
エネル・トレーディング・ブラジル・エスエー(Enel Trading Brasil SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000,000.00	ブラジルレアル	発電、送電、配電、電力購入及び販売	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	57.26%
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	マーケティング及びエネルギー関連サービス	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・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	2,324,698.00	豪ドル	再生可能エネルギー	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	9,880.00	豪ドル	再生可能エネルギー	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)	バンクーバー	カナダ	10,000.00	カナダドル	-	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	117,240.00	ブラジルレアル	再生可能エネルギー	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	97,313,600.00	ブラジルレアル	電力	セントラル・ジェラドラ・テルメレトリカ・フォルタレザ・エスエー エネル・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	57.26%
エネルX・カナダ・ホールディング・インク(Enel X Canada Holding Inc)	バンクーバー	カナダ	1,000.00	カナダドル	持株会社	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	再生可能エネルギー	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・チリ・エスピーエー(Enel X Chile SpA)	サンティアゴ	チリ	3,800,000,000.00	チリペソ	サービス	エネル・チリ・エスエー	100.00%	61.93%
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	持株会社	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(Enel X Colombia SAS)	ボゴタ	コロンビア	5,000,000,000.00	コロンビアペソ	電力プラントの設置、メンテナンス及び修繕	コデンサ・エスエー・イーエスピー	100.00%	27.66%
エネルX・エナジー(シャンハイ)シーオー・エルティーディー(Enel X Energy (Shanghai) Co. Ltd)	上海	中国	3,500,000.00	米ドル	エレクトリックモビリティ	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%

エネルX・フェデラル・エルエルシー(Enel X Federal LLC)	ルーザービル	米国	5,000.00	米ドル	再生可能エネルギー	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)	ルーザービル	米国	100.00	米ドル	持株会社	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	サービス	エネルX・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・フランス・エスエーエス(Enel X France SAS)	パリ	フランス	1,000.00	ユーロ	-	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	-	米ドル	持株会社	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・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	持株会社	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	100,000.00	ユーロ	再生可能エネルギー	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・エスピーエー(Enel X Italia SpA)	ローマ	イタリア	200,000.00	ユーロ	エネルギーサービス	エネルX・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ジャパン・ケーケー(Enel X Japan K.K.)	東京	日本	165,000,000.00	円	再生可能エネルギー	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・コレア・リミテッド(Enel X Korea Limited)	ソウル	大韓民国	1,200,000,000.00	ウォン	再生可能エネルギー	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・エムエー・ホールディングス・エルエルシー(Enel X MA Holdings LLC)	ルーザービル	米国	100.00	米ドル	持株会社	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・モビリティ・ルーマニア・エスアールエル(Enel X Mobility Romania Srl)	ブカレスト	ルーマニア	937,800.00	ルーマニアレイ	エネルギーサービス	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	99.00% 1.00%	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	エレクトリックモビリティ	エネルX・エスアールエル	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)	ルーザービル	米国	100.00	米ドル	持株会社	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・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	再生可能エネルギー	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.)	ルーザービル	米国	1,000.00	米ドル	再生可能エネルギー	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・ノルウェー・エーエス(Enel X Norway AS)	ボルスグルン	ノルウェー	1,000,000.00	ノルウェークローネ	サービス	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・ペルー・エスエーシー(Enel X Perú SAC)	サンミゲル	ペルー	3,005,000.00	ヌエボソル	エレクトリックモビリティ	エネル・ペルー・エスエーシー	100.00%	57.26%
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	5,000.00	ポーランドズロチ	再生可能エネルギー	エネルX・アイルランド・リミテッド	100.00%	100.00%
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	234,450.00	ルーマニアレイ	エネルギーサービス	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	99.00% 1.00%	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・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	持株会社、エネルギーサービス	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	エンジニアリング及びコンサルティングサービス	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	199,999.00	ユーロ	エネルギーサービス	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	65,000,000.00	台湾ドル	再生可能エネルギー	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	10,001.00	英国ポンド	再生可能エネルギー	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・エスアイ・エスアールエル(Enel. si Srl)	ローマ	イタリア	5,000,000.00	ユーロ	プラントエンジニアリング及びエネルギーサービス	エネルX・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルコ・エスエー(Enelco SA)	マルーシ	ギリシャ	60,108.80	ユーロ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴイ	75.00%	75.00%
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	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネルパワー・エスピーエー	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)	ニテロイ	ブラジル	5,068,000.00	ブラジルレアル	電力エンジニアリング	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	100.00%	100.00%
						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	0.00%	
エネルパワー・エスピーエー(Enelpower SpA)	ミラノ	イタリア	2,000,000.00	ユーロ	プラントエンジニアリング、開発及びメンテナンス	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	ヌエボソル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・ペルー・エスエー	0.01%	
						エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシー	99.99%	99.99%
						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	0.00%	
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(Energía Ceuta XXI Comercializadora De Referencia SA)	セウタ	スペイン	65,000.00	ユーロ	電力供給	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%	67.50%
エネルジア・エレクトリカ・デル・エブロ・エスエー(単独株主会社)(Energia Eléctrica Del Ebro SA (Sociedad Unipersonal))	タラゴナ	スペイン	-	ユーロ	発電及び供給	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.10%
エネルジア・エオリカ・アルト・デル・リャノ・エスエルユー(Energia Eólica Alto del Llano SLU)	マドリード	スペイン	3,300.00	ユーロ	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
エネルジア・エオリカ・エスアールエル―イーエヌ・イーオー・エスアールエル(Energia Eolica Srl - EN.EO. Srl)	ローマ	イタリア	4,840,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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	マーケティング及び電力関連サービス	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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 SAde Cv)	メキシコシティ	メキシコ	673,583,489.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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	0.01%	100.00%
						エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	99.99%	
エネルジア・マリーナ・エスピーエー(Energía Marina SpA)	サンティアゴ	チリ	2,404,240,000.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	25.00%	15.48%

エネルジア・ネタ・サ・カセタ・リュグマジョー・エスエル(単独株主会社)(Energia Neta Sa Caseta Llucmajor SL (Sociedad Unipersonal))	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	9,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグー・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	51,879,307.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	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 エネルジア・ヌエヴァ・エネルジア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.90% 0.01%	99.91%
エネルジア・ヌエヴァ・エネルジア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	5,339,650.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・ エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.04% 99.96%	100.00%
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(Energía XXI Comercializadora de Referencia SL)	マドリード	スペイン	2,000,000.00	ユーロ	マーケティング及び電力関連サービス	エンデサ・エネルジア・エスエー	100.00%	70.10%
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	チリ	142,091,084.73	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	54.95%	38.52%
エネルジアス・デ・アラゴン・Ｉ・エスエル(Energías de Aragón I SL)	サラゴサ	スペイン	3,200,000.00	ユーロ	送電、配電及び電力販売	エンデサ・レッド・エスエー (単独株主会社)	100.00%	70.10%
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	水力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	66.67%	46.73%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	77.00%	53.98%
エネルジアス・エスペシアレス・デ・ペナ・アルマダ・エスエー(Energías Especiales de Peña Armada SA)	マドリード	スペイン	963,300.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	80.00%	56.08%
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(Energías Especiales del Alto Ulla SA)	マドリード	スペイン	19,594,860.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.00%	35.05%
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	再生可能資源からの発電	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 エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグー・エス・デ・アールエル・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)	マラケシュ	モロッコ	750,400,000.00	モロッコディルハム	複合サイクル発電プラント	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	32.00%	22.43%
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	光ファイバーネットワークの運営	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	20.00%	6.60%
エネルギー・ハイドロ・ピアヴェ・エスアールエル(清算中)(ENergy Hydro Piave Srl in liquidazione)	ベルーノ	イタリア	800,000.00	ユーロ	電力購入及び販売	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	51.00%	51.00%
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	630,451.00	豪ドル	再生可能エネルギー	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%
エナジー・ストレージ・リソーシズ・エルエルシー(Energy Storage Resources LLC)	ヒューストン	米国	10.00	米ドル	持株会社	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)	10.00%	10.00%
エネルリーヴ・エスアールエル(Enerlive Srl)	ローマ	イタリア	6,520,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	マイコール・ウィンド・エスアールエル	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	再生可能エネルギー	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	100,000.00	ユーロ	再生可能エネルギー	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	再生可能エネルギー	エネルX・ユーケー・リミテッド	100.00% 100.00%
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	1,500.00	ユーロ	再生可能エネルギー	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	再生可能エネルギー	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)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電システム	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00% 70.10%
エンヴァシオス・プロモシオン・II・エスエルユー(Envatios Promoción II SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電システム	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00% 70.10%
エンヴァシオス・プロモシオン・III・エスエルユー(Envatios Promoción III SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電システム	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00% 70.10%
エンヴァシオス・プロモシオン・XX・エスエルユー(Envatios Promoción XX SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電システム	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00% 70.10%
エオリカ・デル・シエルツォ・エスエルユー(Eólica del Cierzo SLU)	サラゴサ	スペイン	225,000.00	ユーロ	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00% 70.10%
エオリカ・デル・プリンシパド・エスエーユー (Eólica del Principado SAU)	ヒホン・アストゥリアス	スペイン	60,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00% 70.10%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.50% 35.40%
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	再生可能資源からの発電	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% 96.48% 39.50%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	80.00% 56.08%
エオリカス・デ・フェエンカリエンテ・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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	55.00% 38.56%
エオリカス・デ・フェ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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00% 28.04%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.00% 35.05%
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	発電及び配電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00% 28.04%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.00% 35.05%
エオリカス・デ・ティラハナ・エスエル(Eólicas 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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	60.00% 42.06%
エオロ・エネルジー・コルレオーネ・カンポフィオリト・エスアールエル(Eolo Energie Corleone Campofiorito Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00% 100.00%

イーピーエム・エオリカ・ドロレス・エスエー・デ・シーヴイ(EPM Eólica Dolores SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	発電、送電、配電、電力販売及び購入	エネル・リノヴァビル・エスエー・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	99.00% 1.00%	100.00%
エプレサ・エネルジア・エスエー(Empresa Energía SA)	カディス	スペイン	2,500,000.00	ユーロ	電力供給	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	50.00%	35.05%
エセックス・カンパニー・エルエルシー(Essex Company LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	コモディティトレーディング	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	2.33%	2.33%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	70.00%	49.07%
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)	テルエル	スペイン	3,230,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	73.60%	51.59%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	51.00%	35.75%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	65.00%	45.57%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	90.00%	63.09%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	90.00%	63.09%
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	持株会社	エネル・カンザス・エルエルシー	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	リーガルサービス	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	サービス	ペイティッパー・エスピーエー	100.00%	55.00%
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	再生可能資源からの発電	トレードウィンド・エナジー・インク.	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	再生可能資源からの発電	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)	マラカナウ	ブラジル	577,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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)	グラナダ	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク.	100.00%	100.00%
ファウラー・ハイドロ・エルエルシー(Fowler Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク.	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	再生可能資源からの発電	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	不動産	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	61.37%	43.02%
フルクラム・エルエルシー(Fulcrum LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー(Furatena Solar 1 SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
ギャラクシー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Galaxy Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク.	100.00%	100.00%
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)	ハウテン	南アフリカ共和国	100.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電及び販売	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	60.00%	60.00%
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	電力販売	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	100.00%	70.10%
ガソデュクト・アタカマ・アルジェンティーナ・エスエー・スクルサル・アルジェンティーナ(Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	-	アルゼンチンペソ	天然ガス輸送	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	100.00%	57.93%
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	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ゴーリー・リヴァー・パワー・パートナーズ・エルエルシー(Gauley River Power Partners LLC)	サマーズヴィル	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ジェナビリティ・インク(Genability Inc.)	サンフランシスコ	米国	6,010,074.72	米ドル	エネルギー・サービス	エネルX・ノース・アメリカ・インク	50.00%	50.00%
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	16,261,697.33	グアテマラゲツァル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	1.00% 99.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル エネルジア・イ・セルヴィオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.01% 0.99%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.01% 99.99%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル エネルジア・イ・セルヴィオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.01% 0.99%	100.00%
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	チリ	326,577,419,702.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	84.59%	52.39%
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)	ハウテン	南アフリカ共和国	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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	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)	バランガルー、シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	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%
グローバル・コール・リミテッド(Global Coal Limited)	ロンドン	英国	4,042,375.00	英国ポンド	石炭取引及び関連事業	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	マーケティング及び電力関連サービス	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	10.00%	10.00%
ジーエヌエル・チリ・エスエー(Gnl Chile SA)	サンティアゴ	チリ	3,026,160.00	米ドル	設計及び液化天然ガスの供給	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	33.33%	19.31%
ゴールドカップ・18936・エービー(Goldcup 18936 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	サービス	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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%	20.00%
グッドイヤー・レイク・ハイドロ・エルエルシー(Goodyear Lake Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	エル・イエロ発電プラントの開発及びメンテナンス	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%	16.27%
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	再生可能資源からの発電	トレードウインド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ガダランケ・ソーラー・4・エスエル(単独株主会社)(Guadarranque Solar 4 SL (Sociedad Unipersonal))	セビリア	スペイン	3,006.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エンデサ・ジェネラシオン・II・エスエー	100.00%	70.10%
ガスティ・ヒル・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・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	再生可能資源からの発電	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・グリーン・パワー・エスピーエー	0.00%	
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ハーヴェスト・リッジ・ウインド・プロジェクト・エルエルシー(Harvest Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	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	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
ハッチ・データ・インク(Hatch Data Inc.)	サンフランシスコ	米国	10,000.00	米ドル	リーガルサービス	エネルX・ノース・アメリカ・インク	5.00%	5.00%
ヘイスタック・ウインド・プロジェクト・エルエルシー(Haystack Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
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・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ヘリオ・アタカマ・シンコ・エスピーエー(Helio Atacama Cinco SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	発電、電力取引及び送電	エネル・グリーン・パワー・デル・スール・エスピーエー	100.00%	61.93%
ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル(Hidroeléctrica de Catalunya SL)	バルセロナ	スペイン	126,210.00	ユーロ	送電及び配電	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.10%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	30.00%	21.03%
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	再生可能資源からの発電	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	配電及び電力の販売	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル	75.00%	52.58%

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	持株会社	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%	55.37%
ハイドロモンデゴ―ハイドロエレクトリカ・ド・モンデゴ・エルディーエー(Hidromondego – Hidroeléctrica do Mondego Lda)	リスボン	ポルトガル	3,000.00	ユーロ	水力発電	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	10.00% 90.00%	70.10%
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	持株会社、電力販売	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	持株会社	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	再生可能エネルギー	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・ショアルズ・エルエルシー(High Shoals LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	再生可能エネルギー	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%
ハイフォールズ・ハイドロ・カンパニー・インク(Highfalls Hydro Company Inc)	ウィルミントン	米国	3,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	再生可能エネルギー	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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	51.00%	35.75%
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	再生可能資源からの発電	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・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
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	イーモビリティ	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	12.50%	12.50%
ハイドロ・ディベロップメント・グループ・アクィジション・エルエルシー(Hydro Development Group Acquisition LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ハイドロ・エナジーズ・コーポレーション(Hydro Energies Corporation)	ウィリソン	米国	5,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	水力発電事業	エネル・エスピーエー	1.00%	1.00%
アイ・イーエム・エスエーティー・エルティーディー(I-EM SAT Ltd)	ジドコット、オックスフォードシャー	英国	100.00	英国ポンド	情報通信技術	アイ・イーエム・エスアールエル	100.00%	30.00%
アイ・イーエム・エスアールエル(I-EM Srl)	トリノ	イタリア	28,571.43	ユーロ	設計及び開発	エネルX・エスアールエル	30.00%	30.00%
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	-	アイエフエックス／エニ―エスピーシー・IV・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%	20.60%
アイエフエックス・ネットワークス・チリ・エスエー(Ifx Networks Chile SA)	サンティアゴ	チリ	5,761,374,444.00	チリペソ	-	アイエフエックス／エニ―エスピーシー・IV・インク セルヴィシオス・デ・インターネット・エニ・チリ・エルティーディーエー	41.00% 59.00%	20.60%
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	15,734,959,000.00	コロンビアペソ	-	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	58.33% 41.67%	20.60%

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	-	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
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	100,000.00	米ドル	-	アイエフエックス・ネットワークス・エルエルシー	100.00%	20.60%
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	21,000.00	米ドル	-	アイエフエックス／エニ―エスピーシー・パナマ・インク	100.00%	20.60%
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	50,000.00	米ドル	-	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%	20.60%
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	50,000.00	米ドル	-	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%	20.60%
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	50,000.00	米ドル	-	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%	20.60%
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	50,000.00	米ドル	-	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%	20.60%
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	インコラン・イー・ディストリビュシオン・レデアソシエーツス・ディジタレス・エスエル(単独株主会社)	インフラ情報	14.29%	10.01%
インターナショナル・エンデサ・ビーヴイ(International Endesa BV)	アムステルダム	オランダ	15,428,520.00	ユーロ	持株会社	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
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)	ローマ	イタリア	24,000.00	ユーロ	トレーニング	エネル・イタリア・エスピーエー	13.04%	13.04%
インヴェルソラ・コデンサ・エスエーエス(Inversora Codensa SAS)	ボゴタ	コロンビア	5,000,000.00	コロンビアペソ	送電及び配電	コデンサ・エスエー・イーエスピー	100.00%	27.66%
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	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー	57.14%	32.72%
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	45,474,475.77	ブラジルレアル	発電及び電力販売	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	100.00%	100.00%
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)	ハウテン	南アフリカ共和国	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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%	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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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%
ジュースネット・ゲーエムベーハー Juicenet Gmbh)	ベルリン	ドイツ	25,000.00	ユーロ	再生可能エネルギー	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
ジュースネット・エルティーディー(Juicenet Ltd)	ロンドン	英国	1.00	英国ポンド	-	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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%
キルクラレリ・エオリコ・エネルジー・エレクトリック・ユレティム・ヴェ・ティカレット・アノニム・シルケティ(Kirklarelì Eolíko Enerjí Elektrík Üretím Ve Tícaret Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	9,000,000.00	トルコリラ	再生可能資源からの発電	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%
ケリーズ・フォールズ・エルエルシー(Kelley's Falls LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
キングス・リヴァー・ハイドロ・カンパニー・インク(Kings River Hydro Company Inc.)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	再生可能エネルギー	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

キニータウン・ハイドロ・カンパニー・インク(Kinneytown Hydro Company Inc.)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	再生可能資源からの発電	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	99.00% 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	100.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	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	99.00% 1.00%	100.00%
キルクラレリ・エオリコ・エネルジー・エレクトリック・ユレティム・ヴェ・ティカレット・アノニム・シルケティ(Kirklarelì Eolíko Enerjí Elektrík Üretím Ve Tícaret Anoním Şírketí)	イスタンブール	トルコ	5,250,000.00	トルコリラ	-	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 Şírketí)	イスタンブール	トルコ	125,000,000.00	トルコリラ	再生可能資源からの発電	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	運送	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(単独株主会社)	29.26%	20.51%
ラシュート・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー(LaChute Hydro Company LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
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	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
ランド・ラン・ウインド・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	再生可能エネルギー	サンダンス・ウインド・プロジェクト・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	-	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%	51.00%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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)	オクラホマシティ	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%
リトルヴィル・パワー・カンパニー・インク(Littleville Power Company Inc)	ボストン	米国	100.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	再生可能資源からの発電	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・グアテマラ・エスエー(Livister Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	1,299,900.00	グアテマラケツァル	-	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	2.00% 98.00%	20.60%
リヴィスター・ホンジュラス・エスエー(Livister Honduras SA)	テグシガルパ	ホンジュラス	2,500,000.00	ホンジュラスレンピラ	持株会社	リヴィスター・グアテマラ・エスエー リヴィスター・ラタム・エスエルユー	0.40% 99.60%	20.60%
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	3,000.00	ユーロ	-	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・パナマ・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	99.80% 0.20%	100.00%
ローン・パイン・ウインド・インク(Lone Pine Wind Inc.)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	再生可能エネルギー	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・ウインド・プロジェクト・エルピー(Lone Pine Wind Project LP)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	10.00%	10.00%
ローワー・サラナック・ハイドロ・パートナーズ・エルエルシー(Lower Saranac Hydro Partners LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ローワー・サラナック・ハイドロ・エルエルシー(Lower Saranac Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ローワー・ヴァレー・エルエルシー(Lower Valley LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ロウライン・ラピッズ・エルエルシー(Lowline Rapids LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ルズ・アンデス・エルティーディーエー(Luz Andes Ltda)	サンティアゴ	チリ	1,224,348.00	チリペソ	送電、燃料輸送、配電及び販売	エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー	100.00%	61.36%
リビアン・イタリアン・ジョイント・カンパニーアジエンダ・リビコーイタリアーナ(エーエルアイ)(Lybian Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I))	トリポリ	リビア	1,350,000.00	ユーロ	発電	エネルパワー・エスピーエー	0.33%	0.33%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	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 S.c.a.r.l. in liquidation)	ベルガモ	イタリア	100,000.00	ユーロ	電力販売	ユーセイブ・エスピーエー	100.00%	100.00%
マレンゴ・ソーラー・エルエルシー(Marengo Solar LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	太陽光発電	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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	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	送電、配電及び電力販売	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(旧名称：ピーエルピー・エナジー・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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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)	ハウテン	南アフリカ共和国	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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%	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・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)	ブルゴス	スペイン	60,100.00	ユーロ	環境研究	ヌクレノール・エスエー	50.00%	17.53%
メリット・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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	ガス市場オペレーター	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	プラント開発、設計、建設及び運営	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%
ミル・ショールズ・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー(Mill Shoals Hydro Company LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	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	水力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	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	水力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	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	50,000.00	米ドル	-	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%	20.60%
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)	ヨハネスブルク	南アフリカ共和国	100.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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%	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	地域開発	ヌクレノール・エスエー	0.22%	0.08%
ミシスコイ・エルエルシー(Missisquoi LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・カンパニーズ・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
マウントレイル・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エムエスエヌ・ソーラー・トレス・エスピーエー(MSN Solar Tres SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	プラント建設、再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	100.00%	61.93%
ムチョ・ヴィエント・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
マスキーゴン・グリーン・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	100.00%	100.00%

マスタング・ラン・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ナポレオン・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・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	持株会社電力の販売	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%
ナヴァルヴィラー・ソーラー・エスエル(Navalvillar Solar SL)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
ネテル・テレコミュニカシオネス・エスエー(Netell Telecomunicações SA)	バルエリ	ブラジル	29,800,000.00	ブラジルレアル	テレコミュニケーションズ	ユフィネット・ブラジル・アドミニストラション・エルティーディーエー	60.00%	12.36%
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	再生可能資源からの発電	エネル・ネヴカン・インク	100.00%	100.00%
ニューバリー・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー(Newbury Hydro Company LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・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	電力の販売	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・ウインド・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)	ハウテン	南アフリカ共和国	10,000,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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	60.00%	60.00%
ノース・キャナル・ウォーターワークス(North Canal Waterworks)	ボストン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ノース・イングリッシュ・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ノース・ロック・ウインド・エルエルシー(North Rock Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ノースランド・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ノーススター・ウインド・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	再生可能資源からの発電	トレード・ウインド・エナジー・インク	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	再生可能資源からの発電	シーエイチアイ・ウェスト・エルエルシー	100.00%	100.00%
ノッチ・ブット・ハイドロ・カンパニー・インク(Notch Butte Hydro Company Inc.)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	原子力発電所	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	50.00%	35.05%
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	液化天然ガスの再気体化基盤の建設及び管理	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%
ニュクサー・トレーディング・エスエー(Nuxer Trading SA)	モンテヴィデオ	ウルグアイ	80,000.00	ウルグアイペソ	電力取引	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	57.26%
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)	ハウテン	南アフリカ共和国	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電及び販売	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%	51.00%
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	持株会社	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

オクラナ・ア・ペツペクノスト・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	セキュリティーサービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
オリヴム・ピーヴイ・ファーム・01・エスエルユー(Olivum Pv Farm 01 SLU)	バレンシア	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	電力市場オペレーター	エンデサ・エスエー	5.00%	3.51%
オープン・ファイバー・エスピーエー(OpEn Fiber SpA)	ミラノ	イタリア	250,000,000.00	ユーロ	電子プラントの設置、メンテナンス及び修繕	エネル・エスピーエー	50.00%	50.00%
オープン・レンジ・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・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	電力市場オペレーター	エンデサ・エスエー	5.00%	3.51%
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	再生可能資源からの発電	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%	20.00%
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	再生可能資源からの発電	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%	20.00%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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%
オットーケチー・ハイドロ・カンパニー・インク(Ottauquechee Hydro Company Inc)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・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	11,250,000.00	トルコリラ	-	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(Oxagesa AIE)	アルカニス	スペイン	6,010.00	ユーロ	コジェネレーション	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	33.33%	23.36%
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)	ハウテン	南アフリカ共和国	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電及び販売	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	60.00%	60.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	再生可能資源からの発電	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)	バレンシア	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電システム	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
パラダイス・クリーク・ウインド・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウインド・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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	90.00%	63.09%

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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	30.00%	21.03%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	30.00%	21.03%
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	100.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	99.00%	100.00%
						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	1.00%	
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	100.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	99.00%	100.00%
						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	1.00%	
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	100.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	99.00%	100.00%
						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	1.00%	
パルケ・エオリコ・ア・カペラダ・エスエル(単独株主会社)(Parque Eólico A Capelada SL(Sociedad Unipersonal))	ラ・コルーニャ	スペイン	5,857,704.33	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	プラント建設、再生可能資源からの発電	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	0.50%	25.50%
						エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	25.00%	
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	80.00%	56.08%
パルケ・エオリコ・デ・バルバンザ・エスエー(Parque Eólico de Barbanza SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	3,606,072.60	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	75.00%	52.58%
パルケ・エオリコ・デ・ベルモンテ・エスエー(Parque Eólico de Belmonte SA)	マドリード	スペイン	120,400.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.17%	35.17%
パルケ・エオリコ・デ・ファルラン・エスエルユー(Parque Eólico de Farlan SLU)	マドリード	スペイン	3,006.00	ユーロ	風力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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)	ラ・コルーニャ	スペイン	552,920.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	82.00%	57.48%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	65.67%	46.50%
						パルケ・エオリコ・デ・サンタ・ルチア・エスエー	1.00%	
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	コジェネレーション	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	90.00%	63.09%
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	コジェネレーション	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	75.50%	52.93%
パルケ・エオリコ・ムニエサ・エスエル(Parque Eólico Muniesa SL)	マドリード	スペイン	3,006.00	ユーロ	風力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	再生可能資源からの発電及び販売	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	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	

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	6,500,000.00	アルゼンチンペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・アルジェンティーナ・エスエー	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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	52.00%	36.45%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	58.00%	40.66%
パルケ・エオリコ・タルタル・エスピーエー(Parque Eólico Taltal SpA)	サンティアゴ	チリ	20,878,010,000.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・チリ・エスエー エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	0.01% 99.99%	61.93%
パルケ・エオリコ・ヴァレ・デ・ロス・ヴィエントス・エスピーエー(Parque Eólico Valle de los Vientos SpA)	サンティアゴ	チリ	566,096,564.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・チリ・エスエー エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	0.01% 99.99%	61.93%
パルケ・エオリコ・ヴェントス・ダ・ボア・ヴィスタ・エルティーディーエー(Parque Eólico Ventos da Boa Vista Ltda)	サルバドル	ブラジル	1,946,507.00	ブラジルレアル	再生可能エネルギー	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	100.00%	100.00%
パルケ・エオリコ・ゼウス・エルティーディーエー(Parque Eólico Zeus Ltda)	サルバドル	ブラジル	6,986,993.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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・フォトヴォルタイコ・サバナラルガ・エスエーエス(Parque Solar Fotovoltaico Sabanalarga SAS)	ボゴタ	コロンビア	231,000,000.00	コロンビアペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー	100.00%	100.00%
パルケ・ソーラー・フォトヴォルタイコ・ヴァレデュパル・エスエーエス(Parque Solar Fotovoltaico Valledupar SAS)	ボゴタ	コロンビア	227,000,000.00	コロンビアペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー	100.00%	100.00%
パルケ・ソーラー・マイプ・エスピーエー(Parque Solar Maipú SpA)	サンティアゴ	チリ	404,212,503.00	チリペソ	再生可能資源からの発電及び販売	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デル・スール・エスピーエー	1.00% 99.00%	61.93%
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	再生可能資源からの発電	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	チリ	66,092,165,170.93	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	60.91% 34.56%	72.29%
パロナール・エスピーエー(Parronal SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	プラント開発、設計、建設および運営	エネル・グリーン・パワー・デル・スール・エスピーエー	100.00%	61.93%
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	研究開発	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)	ミネソタ	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	オーロラ・ディストリビューディッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	51.00%

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	サービス	ペイティッパー・エスピーエー	100.00%	55.00%
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	サービス	エネルX・エスアールエル	55.00%	55.00%
ピーディーピー・テクノロジーズ・エルティーディ(PDP Technologies Ltd)	アシュケロン	イスラエル	-	イスラエル シェケル	研究開発	エネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル	4.75%	4.75%
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	電力販売	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	0.02% 49.98%	35.05%
ペルザー・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー(Pelzer Hydro Company LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ピーエイチ・チュカス・エスエー(PH Chucás SA)	サンホセ	コスタリカ	100,000.00	コスタリカ コロン	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー エネルジア・イ・セルヴィオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	40.31% 24.69%	65.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	33.44%	33.44%
ピーエイチ・グアシモ・エスエー(PH Guácimo SA)	サンホセ	コスタリカ	50,000.00	コスタリカ コロン	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	65.00%	65.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	34.32%	34.32%
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	再生可能エネルギー	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	99.00% 1.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
プランタ・エオリカ・ユーロピア・エスエー(Planta Eólica Europea SA)	セビリア	スペイン	1,198,532.32	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	56.12%	39.34%
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	再生可能資源からの発電	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%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	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	再生可能資源からの発電	プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	20.00%
プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー(Prairie Rose Wind LLC)	ニューヨーク	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%	20.00%
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	発電及び電力販売	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	100.00%	100.00%
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	水力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	30.00%	21.03%
プロドゥクトラ・エレクトリカ・ウルジェレンセ・エスエー (Productora Eléctrica Urgelense SA)	レリダ	スペイン	8,400,000.00	ユーロ	発電及び配電	エンデサ・エスエー	8.43%	5.91%

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(Promociones Energéticas del Bierzo SL)	マドリード	スペイン	12,020.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	再生可能資源からの発電	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%
プロイェクト・アルメリア・メディテラネオ・エスエー(Proyecto Almería Mediterraneo SA)	マドリード	スペイン	601,000.00	ユーロ	海水脱塩及び水の供給	エンデサ・エスエー	45.00%	31.55%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	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	ヌエボソル	発電	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%	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	10,001,500.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	90.00%	90.00%
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)	ハウテン	南アフリカ共和国	10,000,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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	52.70%	52.70%
パイライツ・ハイドロ・エルエルシー(Pyrites Hydro LLC)	アルバニー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	電力販売	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	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電及び販売	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・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	再生可能資源からの発電	トレードウィンド・エナジー・インク	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・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	再生可能資源からの発電及び販売	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	研究開発	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	49.00%	16.17%
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	情報通信	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	持株会社	エネル・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	再生可能エネルギー	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	再生可能資源からの発電	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・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	82,370,000.00	ホンジュラスレンピラ	情報通信	リヴィスター・ホンジュラス・エスエーワイ	80.00%	16.48%
レフティンスカヤ・グレス・エルエルシー(Reftinskaya GRES LLC)	レフチンスキー	ロシア連邦	10,000.00	ロシアルーブル	発電及び販売	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	100.00%	56.43%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.01% 99.99%	100.00%
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	太陽光発電システム	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	太陽光発電システム	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	再生可能資源からの発電及び販売	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	再生可能エネルギー	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	99.00% 1.00%	100.00%
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(Roadrunner Solar Project Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	プラント建設、再生可能資源からの発電	エネル・カンザス・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	再生資源からの発電及び販売	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	太陽光発電	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロック・クリーク・ハイドロ・エルエルシー(Rock Creek Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・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・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	持株会社	エネル・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	持株会社	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	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・プリファード・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	持株会社	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	再生資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	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	再生可能エネルギー	エネル・カンザス・エルエルシー	20.00%	20.00%
ロッキー・キャニー・ウインド・エルエルシー(Rocky Caney Wind LLC)	アルバニー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	20.00%	20.00%

前へ　次へ

ロッキー・リッジ・ウインド・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	再生可能資源からの発電	ロッキー・キャニー・ウインド・エルエルシー	100.00%	20.00%
ロドニコヴスカヤ・ダブリューピーエス(Rodnikovskaya WPS)	モスクワ	ロシア共和国	6,010,000.00	ロシアルーブル	再生可能エネルキー	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティー・カンパニー	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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
アールエスエル・テレコム(パナマ)エスエー(RSL Telecom (Panama)SA)	パナマシティ	パナマ	10,000.00	米ドル	-	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%%
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	電力取引	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	電力販売	ルスエネルゴスビト・エルエルシー	50.00%	24.75%
ラストラー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rustler Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米国	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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%
サブロイ・エスエー(Saburoy SA)	モンテヴィデオ	ウルグアイ	400,000.00	ウルグアイペソ	-	アイエフエックス・ネットワークス・エルエルシー	100.00%	20.60%
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	電力システムのモニタリング	エンプレサ・ディストリビュイドラ・スール・エスエー―エデスルグ	50.00%	20.65%
ソルモン・フォールズ・ハイドロ・エルエルシー(Salmon Falls Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	水力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.00%	35.05%
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	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	66.67%	46.73%
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	再生可能資源からの発電	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100.00%	100.00%
サナトリウム―プレベントリウム・エネルジェティック・エルエルシー(Sanatorium-preventorium Energetik LLC)	ネヴィンノムイスク	ロシア連邦	10,571,300.00	ロシアルーブル	コジェネレーション	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	100.00%	56.43%
サント・ロストロ・コジェネラシオン・エスエー(Santo Rostro Cogeneración SA)	セビリア	スペイン	207,340.00	ユーロ	サービス	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	45.00%	31.55%
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	再生可能エネルギー	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	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%
セグイドレス・ソラレス・プランタ・2・エスエル(単独株主会社)(Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,010.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
セルヴィシオ・デ・オペラシオン・イ・マンテニミエント・パラ・エネルジアス・レノバブルス・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables, S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	3,000.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・エスエー エネルジア・ヌエヴァ・エネルジア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	0.01% 99.99%	100.00%

セルヴィシオス・デ・インターネット・エニ・チリ・エルティーディーエー(Servicios de Internet Eni Chile Ltda)	サンティアゴ	チリ	2,768,688,228.00	チリペソ	-	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー アイエフエックス／エニ―エスピーシー・IV・インク	0.01% 99.90%	20.60%
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	電力販売	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	電力販売	ユーセイブ・エスピーエー	27.50%	27.50%
セブン・カウボーイ・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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	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・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	再生可能資源からの発電	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%
シエラ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Sierra Energy Storage LLC)	カムデン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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)	51.00%	51.00%
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	熱技術の分析、設計及び研究	エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	41.55%	41.55%
システマ・エレクトリコ・デ・コネクシオン・モンテス・オリエンタレス・エスエル(Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL)	グラナダ	スペイン	44,900.00	ユーロ	発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	16.70%	11.71%
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	発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	28.13%	19.72%
システマス・エネルジェティコス・アルコウハテ・エスエー(単独株主会社)(Sistemas Energéticos Alcohujate SA(Sociedad Unipersonal))	サラゴザ	スペイン	61,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電及び販売	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
システマス・エネルジェティコス・カンポリヴァ・エスエー(単独株主会社)(Sistemas Energéticos Campoliva SA (Sociedad Unipersonal))	サラゴサ	スペイン	61,000.00	ユーロ	風力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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)	ラ・コルーニャ	スペイン	2,007,750.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	96.00%	67.30%
システマス・エネルジェティコス・シエラ・デル・カラツォ・エスエル(単独株主会社)(Sistemas Energéticos Sierra del Carazo SL(Sociedad Unipersonal))	デリオ	スペイン	3,006.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
スレイト・クリーク・ハイドロ・アソシエーツ・エルピー(Slate Creek Hydro Associates LP)	ロサンゼルス	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	スレイト・クリーク・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー	95.00%	47.50%
スレイト・クリーク・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー(Slate Creek Hydro Company LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	持株会社	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	電力供給	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	電力販売	スロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイ	66.00%	66.00%
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 🅂eská Republika, SRO)	モラフスカー・オストラヴァ	チェコ共和国	295,819.00	チェココルナ	電力供給	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
スマート・ピー・アット・ピーイーアール・エスピーエー(Smart P@Per SpA)	ポテンツァ	イタリア	2,184,000.00	ユーロ	サービス	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	10.00%	10.00%
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	再生可能エネルギー	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	再生可能資源からの発電	テクスカン・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
スモーキー・ヒルズ・ウインド・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	再生可能資源からの発電	ネヴカン・リニューアブルズ・エルエルシー	100.00%	100.00%
スナイダー・ウインド・ファーム・エルエルシー(Snyder Wind Farm LLC)	ハームリー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	テクスカン・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
ソシーペ・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	発電及び電力販売	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	100.00%	100.00%
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	チリ	5,738,046,495.00	チリペソ	金融投資	エネル・チリ・エスエー	57.50%	35.61%
ソシエダッド・ビルバオ・ガス・ハブ・エスエー(Sociedad Bilbao Gas Hub SA)	ビルバオ	スペイン	999,270.48	ユーロ	ガス市場オペレーター	エンデサ・エスエー	1.66%	1.16%
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	電力販売	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	64.75%	45.39%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.00%	35.05%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	60.00%	42.06%
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	地域開発	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	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	港湾建設及び管理	エムゲサ・エスエー・イーエスピーインヴェルソラ・コデンサ・エスエーエス 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	94.94% 5.05% 0.00%	27.75%
ソシエタ・ディ・スヴィルポ・レアリザツィオーネ・エ・ジェスティオーネ・デル・ガスドット・アルジェリアーイタリア・ヴィア・サルデーニャ・エスピーエー(ガルシ・エスピーエー)(Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA (Galsi SpA))	ミラノ	イタリア	37,419,179.00	ユーロ	エネルギー及びインフラストラクチャーエンジニアリング	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	17.65%	17.65%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	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)	ハウテン	南アフリカ共和国	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電及び販売	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	60.00%	60.00%
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	再生可能資源からの発電	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%
サマーズワース・ハイドロ・カンパニー・インク(Somersworth Hydro Company Inc)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	36.00%	25.24%
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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	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	再生可能資源からの発電	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%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能エネルギー	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	再生可能エネルギー	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	再生可能資源からの発電	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%
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	南アフリカ共和国	13,750,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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	57.00%	57.00%
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	配電及び電力販売	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	33.50%	23.48%
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	配電	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル	60.00%	42.06%
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	再生可能資源からの発電	エネル・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	再生可能資源からの発電	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%
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	再生可能エネルギー	エネル・カンザス・インク	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	53,207,936.90	米ドル	電力販売	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1.13%	1.13%
タウステ・ソーラー・エスアールエル(Tauste Energía Distribuida SL)	ザラゴザ	スペイン	60,508.00	ユーロ	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	51.00%	35.75%
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	電力販売及びサービス	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	45.00%	31.55%

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	グアテマラケツァル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	75.00%	75.00%
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	発電、送電及び配電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	43.75%	30.67%
テネドラ・デ・エネルジア・レノヴァブル・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	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	32.89 %	32.90%
テプロプレグレス・ジェイエスシー(Teploprogress JSC)	スレドネウラリスク	ロシア連邦	128,000,000.00	ロシアルーブル	電力販売	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	60.00%	33.86%
テルモエレクトリカ・ホセ・デ・サン・マルティン・エスエー(Termoeléctrica José de San Martín SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	500,006.00	アルゼンチンペソ	プラント建設及び運営	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	1.42% 5.33% 18.85%	9.73 %
テルモエレクトリカ・マニュエル・ベルグラノ・エスエー(Termoeléctrica Manuel Belgrano SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	500,006.00	アルゼンチンペソ	プラント建設及び運営	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	1.42% 5.33% 18.85%	9.73%
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	コジェネレーション	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	45.00%	31.55%
テスティング・スタンド・オブ・イワノフスカヤ・グレス・ジェイエスシー(Testing Stand of Ivanovskaya GRES JSC)	コムソモルスク	ロシア連邦	118,213,473.45	ロシアルーブル	調査、企画及び研究	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	1.65%	0.93%
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	再生可能資源からの発電	エネル・テクスカン・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・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	持株会社	エネル・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	再生可能エネルギー	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	再生可能資源からの発電	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%
ティーケーオー・パワー・エルエルシー(TKO Power LLC)	ロサンゼルス	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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)	ハウテン	南アフリカ共和国	10,000,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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	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	太陽光発電システム	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	33.33%	23.36%
トレパルマ・エナジー・1・エスエルユー(Torrepalma Energy 1 SLU)	セビリア	スペイン	3,100.00	ユーロ	太陽光発電システム	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	再生可能資源からの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	グアテマラケツァル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーンパワー・グアテマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー ジェネラドラ・モンテクリスト・エスエー	0.00% 100.00% 0.00%	100.00%

トランスミソラ・エレクトリカ・デ・キリョータ・エルティーディーエー(Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda)	サンティアゴ	チリ	4,404,446,151.00	チリペソ	配電及び送電	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	50.00%	28.97%
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	100,000.00	アルゼンチンペソ	発電、送電及び配電	エネル・アルジェンチーナ・エスエー エネル・シーアイイーエヌ・エスエー	0.00% 100.00%	57.26%
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(Transportes y Distribuciones Eléctricas SA)	ジローナ	スペイン	72,121.45	ユーロ	送電	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(単独株主会社)	73.33%	51.41%
トリトン・パワー・カンパニー(Triton Power Company)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク ハイフォールズ・ハイドロ・カンパニー・インク	2.00% 98.00%	100.00%
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	再生可能資源からの発電	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%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ツイン・フォールズ・ハイドロ・アソシエーツ・エルピー(Twin Falls Hydro Associates LP)	シアトル	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	ツイン・フォールズ・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー	99.51%	49.76%
ツイン・フォールズ・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー(Twin Falls Hydro Company LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	エネル・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	電力販売	ユーセイブ・エスピーエー	50.00%	50.00%
タインマウス・エナジー・ストレージ・リミテッド(Tynemouth Energy Storage Limited)	ロンドン	英国	2.00	英国ポンド	サービス	エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	-	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%	20.60%
ユフィネット・ブラジル・アドミニストラション・エルティーディーエー(Ufinet Brasil Administração Ltda)	サンパウロ州、サント・アンドレ市	ブラジル	45,784,638.00	ブラジルレアル	持株会社・エネルギーサービス	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 ユフィネット・ラタム・エスエルユー	99.99% 0.01%	20.60%
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)	サンパウロ州、サント・アンドレ市	ブラジル	45,784,638.00	ブラジルレアル	持株会社	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%	20.60%
ユフィネット・チリ・エスピーエー(Ufinet Chile SpA)	サンティアゴ	チリ	233,750,000.00	チリペソ	-	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
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	-	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%	18.54%
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	15,000.00	米ドル	-	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
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	1,050,800.00	米ドル	-	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%	20.60%
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	-	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%	20.60%

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	7,500,000.00	グアテマラゲツァル	-	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%	20.60%
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	-	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%	20.60%
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	15,906,312.31	ユーロ	-	ザカパ・エスエーアールエル	100.00%	20.60%
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	10,032,150.00	メキシコペソ	-	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%	20.60%
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	-	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%	20.60%
ユフィネット・パナマ・エスエー(Ufinet Panama SA)	パナマシティ	パナマ共和国	3,500,000.00	米ドル	-	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
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	13,960,000.00	米ドル	-	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	75.00%	15.45%
ユフィネット・ペルー・エスエーシー(Ufinet Peru SAC)	リマ	ペルー	3,104,923.00	ヌエボソル	-	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%	20.60%
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	-	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
ウクカラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Ukuqala Solar (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ共和国	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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%	100.00%
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	電力販売	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	100.00%	70.10%
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)	ハウテン	南アフリカ共和国	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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%	100.00%
ユーエスビー４・ウィンド・テンプレート(USB4 Wind Template)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
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	チェコ共和国	524,139,000.00	チェココルナ	研究開発	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	27.77%	9.17%
ヴァルデカバレロ・ソーラー・エスエル(Valdecaballero Solar SL)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	プラント建設、再生可能資源からの発電	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)	ニテロイ	ブラジル	7,315,000.00	ブラジルレアル	電力販売	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	100.00%	100.00%
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)	ニテロイ	ブラジル	4,727,414.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
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)	マラカナウ	ブラジル	9,988,722.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	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	100.00%	100.00%
ヴィエントス・デル・アルティプラーノ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Vientos del Altiplano S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,455,854,094.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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・コンポステーラ	スペイン	160,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	67.00%	46.97%
ウォールデン・ハイドロ・エルエルシー(Walden Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	再生可能資源からの発電及び販売	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	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
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	再生可能資源からの発電	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	エネルギーサービス	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)	ウィエルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
ウェスト・ホプキントン・ハイドロ・エルエルシー(West Hopkinton Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ウェスト・ワコニア・ソーラー・エルエルシー(West Waconia Solar LLC)	ミネソタ	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
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	再生可能資源からの発電	エネル・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	再生可能資源からの発電及び販売	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・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	再生可能資源からの発電及び販売	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・エルエルシー(Whitney Hill Wind Power LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ワイルド・プレインズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Wild Plains Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	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	持株会社	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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ウィリマンティック・パワー・コーポレーション(Willimantic Power Corporation)	ハートフォード	米国	100.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ノース・アメリカ・インク	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	再生可能資源からの発電及び販売	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・アナトリス―プリニアス・エスエー(Wind Parks Anatolis - Prinias SA)	マルーシ	ギリシャ	1,208,188.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	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・エスエー	100.00%	100.00%

ウィンド・パークス・ボリバス・エスエー(Wind Parks Bolibas SA)	マルーシ	ギリシャ	551,500.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
ウィンド・パークス・ディストモス・エスエー(Wind Parks Distomos SA)	マルーシ	ギリシャ	556,500.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
ウィンド・パークス・フォーリア・エスエー(Wind Parks Folia SA)	マルーシ	ギリシャ	424,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
ウィンド・パークス・ガガリ・エスエー(Wind Parks Gagari SA)	マルーシ	ギリシャ	389,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
ウィンド・パークス・ゴラキ・エスエー(Wind Parks Goraki SA)	マルーシ	ギリシャ	551,500.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
ウィンド・パークス・ゴーレ・エスエー(Wind Parks Gourles SA)	マルーシ	ギリシャ	555,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
ウインド・パークス・カフーチ・エスエー(Wind Parks Kafoutsi SA)	マルーシ	ギリシャ	551,500.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
ウィンド・パークス・カサラス・エスエー(Wind Parks Katharas SA)	マルーシ	ギリシャ	768,648.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	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・エスエー	100.00% 100.00%
ウィンド・パークス・ケラシアス・エスエー(Wind Parks Kerasias SA)	マルーシ	ギリシャ	935,990.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	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・エスエー	100.00% 100.00%
ウィンド・パークス・ミリアス・エスエー(Wind Parks Milias SA)	マルーシ	ギリシャ	1,024,774.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	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・エスエー	100.00% 100.00%
ウィンド・パークス・ミティカス・エスエー(Wind Parks Mitikas SA)	マルーシ	ギリシャ	772,639.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	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・エスエー	100.00% 100.00%
ウィンド・パークス・ペタロ・エスエー(Wind Parks Petalo SA)	マルーシ	ギリシャ	575,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
ウィンド・パークス・プラタノス・エスエー(Wind Parks Platanos SA)	マルーシ	ギリシャ	625,467.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	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・エスエー	100.00% 100.00%
ウィンド・パークス・スクービ・エスエー(Wind Parks Skoubi SA)	マルーシ	ギリシャ	472,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
ウィンド・パークス・スピリアス・エスエー(Wind Parks Spilias SA)	マルーシ	ギリシャ	847,490.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	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・エスエー	100.00% 100.00%
ウィンド・パークス・ストロブーラス・エスエー(Wind Parks Strouboulas SA)	マルーシ	ギリシャ	576,500.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
ウィンド・パークス・ヴィタリオ・エスエー(Wind Parks Vitalio SA)	マルーシ	ギリシャ	361,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
ウィンド・パークス・ヴーラス・エスエー(Wind Parks Vourlas SA)	マルーシ	ギリシャ	554,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00% 30.00%
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	再生可能資源からの発電	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	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	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	再生可能エネルギー	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%
ダブリューピー・ブルガリア・1・イーオーオーディー(WP Bulgaria 1 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00% 100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・10・イーオーオーディー(WP Bulgaria 10 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00% 100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・11・イーオーオーディー(WP Bulgaria 11 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00% 100.00%

ダブリューピー・ブルガリア・12・イーオーオーディー(WP Bulgaria 12 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・13・イーオーオーディー(WP Bulgaria 13 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・14・イーオーオーディー(WP Bulgaria 14 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・15・イーオーオーディー(WP Bulgaria 15 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・19・イーオーオーディー(WP Bulgaria 19 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・21・イーオーオーディー(WP Bulgaria 21 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・26・イーオーオーディー(WP Bulgaria 26 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・３・イーオーオーディー(WP Bulgaria 3 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・６・イーオーオーディー(WP Bulgaria 6 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・８・イーオーオーディー(WP Bulgaria 8 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・９・イーオーオーディー(WP Bulgaria 9 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	プラント建設、運営及びメンテナンス	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	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	太陽光発電システム	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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	送電	エネル・アメリカス・エスエー	33.33%	19.09%
イェデサ－コジェネラシオン・エスエー(Yedesa-cogeneración SA)	アルメリア	スペイン	234,394.72	ユーロ	コジェネレーション	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
ユーセイブ・エスピーエー(Yousave SpA)	ベルガモ	イタリア	500,000.00	ユーロ	試験、検査及び認証サービス、エンジニアリング及びコンサルティングサービス	エネルX・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
ザカパ・ホールドコ・エスエーアールルクセンブルグエル(Zacapa HoldCoSàrl)	ルクセンブルグ	ルクセンブルグ	300,000.00	米ドル	-	ザカパ・トプコ・エスエーアールエル	100.00%	20.60%
ザカパ・エルエルシー(Zacapa LLC)	ウィルミントン	米国	1,000.00	米ドル	-	ザカパ・エスエーアールエル	100.00%	20.60%
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	300,000.00	米ドル	-	ザカパ・ホールドコ・エスエーアールエル	100.00%	20.60%
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	250,000.00	米ドル	-	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	20.60%	20.60%
ズー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Zoo Solar Project LLC)		米国	-	米ドル	再生資源からの発電	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】

2019年12月31日現在、エネルグループの従業員数は68,253人（2018年12月31日から1,019人の減少）であった。当グループ内のかかる減少は、当年度中の新規雇用と退職のネット・バランス（1,094人の減少）及び連結範囲の変更（全体で75人の増加）を反映しており、これは、イタリアにおいてエネル・プロデュツィオーネがメルキューレプラントを売却したこと、米国のトレードウィンドを３月に買収したこと、ロシアのレフティンスカヤ・グレスプラントを売却したこと並びにイタリアのペイティッパー・ネットワーク・エスアールエル、フラッグペイ・エスアールエル及びペイティッパーを買収したことを反映している。

従業員数

	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
火力発電及び取引	9,432	10,286
エネル・グリーン・パワー	7,957	7,478
インフラストラクチャー及びネットワーク	34,822	35,740
エンドユーザー市場	6,336	6,492
エネルX	2,808	2,733
サービス	6,013	5,646
その他	885	897
合計	**68,253**	**69,272**

従業員の変動

2018年12月31日現在	**69,272**
雇用	3,726
退職	(4,820)
連結範囲の変更	75
2019年12月31日現在	**68,253**

従業員の変動の内訳

		2019	2018	変動	
雇用割合		**5.5%**	**4.9%**	**0.6**	**11.6%**
新規雇用　性別		**3,726**	**3,414**	**312**	**9.1%**
- 男性	人数	2,702	2,410	292	12.1%
	%	72.5%	70.6%	1.9	2.7%
- 女性	人数	1,024	1,004	20	2.0%
	%	27.5%	29.4%	-1.9	-6.6%
新規雇用　年齢別		**3,726**	**3,414**	**312**	**9.1%**
<30	人数	1,865	1,622	243	15.0%
	%	50.1%	47.5%	2.6	5.4%
30-50	人数	1,698	1,628	70	4.3%
	%	45.6%	47.7%	-2.1	-4.5%
>50	人数	163	164	(1)	-0.6%
	%	4.4%	4.8%	-0.4	-9.2%
新規雇用　地域別		**3,726**	**3,414**	**312**	**9.1%**
イタリア	人数	1,042	796	246	30.9%
	%	28.0%	23.3%	4.7	20.0%
イベリア	人数	430	425	5	1.1%
	%	11.5%	12.5%	-0.9	-7.4%
ラテンアメリカ	人数	1,098	1,182	(84)	-7.1%
	%	29.5%	34.6%	-5.1	-14.9%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	人数	528	345	183	53.0%
	%	14.2%	10.1%	4.1	40.2%
北米	人数	435	594	(159)	-26.8%
	%	11.7%	17.4%	-5.7	-32.9%
アフリカ、アジア及びオセアニア	人数	193	72	121	-
	%	5.2%	2.1%	3.1	-
離職割合		**7.1%**	**6.9%**	**0.02**	**3.1%**
退職　性別		**4,820**	**4,746**	**74**	**1.6%**
- 男性	人数	3,766	3,846	(80)	-2.1%
	%	78.1%	79.8%	-1.7	-2.1%
- 女性	人数	1,054	900	154	17.1%
	%	21.9%	18.7%	3.2	17.1%
退職　年齢別		**4,820**	**4,746**	**74**	**1.6%**
<30	人数	626	499	127	25.5%
	%	13.0%	10.4%	2.6	25.5%
30-50	人数	1,867	1,532	335	21.9%
	%	38.7%	31.8%	7.0	21.9%
>50	人数	2,327	2,715	(388)	-14.3%
	%	48.3%	56.3%	-8.1	-14.3%
退職　地域別		**4,820**	**4,746**		
イタリア	人数	1,607	1,668	(61)	-3.7%
	%	33.3%	34.6%	-1.3	-3.7%
イベリア	人数	254	425	(171)	-40.3%
	%	5.3%	8.8%	-3.5	-40.3%
ラテンアメリカ	人数	2,103	1,862	241	12.9%
	%	43.6%	38.6%	5.0	12.9%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	人数	369	384	(15)	-3.9%
	%	7.7%	8.0%	-0.3	-3.9%
北米	人数	392	374	18	4.8%
	%	8.1%	7.8%	0.4	4.8%
アフリカ、アジア及びオセアニア	人数	95	33	62	-
	%	2.0%	0.7%	1.3	-

多様性及び包摂

		2019	2018	変動	
従業員　性別		**68,253**	**69,272**	**(1,019)**	**-1.5%**
- 男性	人数	53,933	54,972	(1,039)	-1.9%
	%	79%	81%	-2	-1.9%
- 女性	人数	14,320	14,300	20	0.1%
	%	21%	21%	-	0.1%
従業員　年齢別		**68,253**	**69,272**	**(1,019)**	**-1.5%**
- <30	%	11.6%	11.8%	-0.2	-1.9%
- 30-50	%	33.8%	57.0%	-2.4	-4.2%
- >50	%	54.6%	31.2%	2.6	8.4%
従業員　職種別		**68,253**	**69,272**	**(1,019)**	**-1%**
- マネージャー（%）		2.0%	1.9%	0.1	2.8%
- ミドルマネージャー（%）		16.6%	15.9%	0.7	4.6%
- ホワイトカラー（%）		53.1%	50.1%	3.0	6.1%
- ブルーカラー（%）		28.3%	32.1%	-3.8	-11.9%
障害者又は特定求職者（%）		**3.3%**	**3.2%**	**0.1**	**3.2%**
女性管理職（人数）		285	265	**20**	**7.5%**

「第一部－第３－１(3) 対処すべき課題」も参照のこと。

第３【事業の状況】

１【経営方針、経営環境及び対処すべき課題等】

(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

2019年11月に発表された当グループの2020-2022年度戦略計画は、当グループが2015年以降採用してきた持続可能かつ十分に統合されたビジネスモデルに基づいて作成された。エネルギーの転換により生じる機会を獲得することが可能とするよう策定され、脱炭素化及び電気化といったエネルギー業界を一掃するグローバルトレンドにリンクしている。配電網のデジタル化及び全ての顧客に関係する活動のためのプラットフォームの採用は、火力発電量の減少を相殺する再生可能エネルギーの成長を促進することを目指す当グループの戦略を可能とするものとなるだろう。より具体的には、当グループの2020-2022年度投資計画は、以下のとおり予測している。

・脱炭素化への投資は、約14.4十億ユーロ（資本支出合計の50%）となる見込みであり、新たな再生可能エネルギー容量を開発すること及び従来の発電資産を段階的に置き換えていくことを目指している。脱炭素化のEBITDA成長への貢献は、計画期間中に1.4十億ユーロに相当する見込みである。再生可能エネルギーの容量は、３年間の総容量の60%に達する見込みであり、プラント資産の収益性を高め、2022年に二酸化炭素排出量ゼロの発電を全体の68%に増加させる見込みである。再生可能エネルギーの成長の著しい加速は、発電ミックスの全脱炭素化を2050年までに達成するという当グループの目標の追求を支えるものとなる。
・約1.2十億ユーロの投資がエネルギー消費の電気化に集中し、リテール顧客基盤の成長及び多様化並びに業務のプラットフォームへの移行に関連した効率性を促進させる。当グループのEBITDA成長へのこれらの投資の貢献見込額は0.4十億ユーロである。
・約13十億ユーロが、エネルギー移行を実現させる要素、デジタル化を通じて配電網のクオリティ及び耐久性を改善するインフラ、エコシステム及びプラットフォーム並びに脱炭素化及び電気化を支えるサービス及びインフラの創設に投資される予定である。EBITDA成長への貢献見込額は約1.1十億ユーロである。

全体として、当グループは、計画過程で28.7十億ユーロの投資を見込んでおり、それにより2022年にEBTDA予測20.1十億ユーロが生み出される見込みである。投資の90%超が３つの主要なSDG（SDG7（エネルギーをみんなに、そしてクリーンに）、SDG9（産業と技術革新の基盤をつくろう）並びにSDG11（住み続けられるまちづくりを））に直接影響を及ぼす予定で、それによりのSDG13（気候変動に具体的な対策を）に寄与する。

当グループの配当方針に基づき、計画期間中、エネルは、連結純経常利益の70%超に相当する配当及び１株当たり最低保証配当を引き続き支払う予定であり、計算上のDPSは8.6%、最低DPSは7.7%の年平均成長率となる予定である。

2020年には、我々は以下を予測している。

・特にラテンアメリカ及び北米の再生可能エネルギーにおいて脱炭素を促進する産業の成長を支えるための投資が加速されること
・サービスクオリティの改善並びに配電網の柔軟性及び回復力の向上を目指して、主にイタリア及びラテンアメリカにおける配電網のデジタル化がより一層成長すること
・顧客基盤の拡張を促進させるためエネルギー消費の電気化並びにグローバルビジネスプラットフォームの創設による継続的な効率性の強化に向けた投資が増加すること

戦略計画の実現要素及び基本原則のそれぞれにおいて進展が達成されることにより、我々は2020年の財務目標を確認することができる。さらに、上述の主要な要素に基づくと、当グループの2020-2022年度戦略計画を支える財務目標は、以下に要約されている。

財務目標

	2019年	2020年	2021年	2022年	CAGR(%) 2019～2022年
経常EBITDA（十億ユーロ）	17.9	18.6	19.4	20.1	+3.9%
純経常利益（十億ユーロ）	4.8	5.4	5.8	6.1	+8.3%
配当性向	70%	70%	70%	70%	-
潜在的DPS（１株当たりユーロ）	0.328	0.37	0.40	0.42	+8.6%
１株当たりの最低配当額（ユーロ）	0.32	0.35	0.37	0.40	+7.7%

「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

エネルグループは、イタリア、スペイン、ルーマニア及び南米における主要な総合ユーティリティ企業として、主導的地位を維持している。グループの戦略及びポジショニングは、外的環境の変化への弾力性及び適応性並びにミティゲーション機能を保証する。また、それらは、ユーティリティ事業の持続性及び柔軟な成長を軸として展開する戦略、ビジネスモデル及び主導的地位によるものである。エネルの再生可能エネルギーの設備容量（正味効率容量約42GW）において、民間事業者で世界首位であり、また顧客数（約73百万）において配電ネットワークの民間事業者で世界首位であり、そして電力及びガスの個人顧客数（約70百万）において民間事業者で世界首位である。さらに、エネルは世界中で6.3GWの需要に対応している。

地理の多様性及び発電形態の融合という独自の組み合わせに、73百万のエンドユーザー顧客のポートフォリオを活用するダウンストリームセグメントにおける強力なポジションが相まって、エネルは同業他社に対して競争優位性を有している。

エネルグループは、パリ協定（COP21）の目標（すなわち、世界の平均気温の上昇を産業革命以前に比べて２℃未満に抑える（できれば1.5℃に抑える）こと）に沿ったビジネスモデルを展開することを確約している。2019年にエネルは公式にこの確約を更新し、世界の気温の上昇を1.5℃に抑えるために措置を講じること及び2050年までに排出量ゼロを達成することについての確約に署名することにより国連の行動要求に応えた。

エネルグループの戦略は、持続可能性や気候変動問題への注視といった課題を統合し、同時に収益性の安定した向上を確保しながら、持続可能な長期的な価値を創出する能力を証明してきた。当グループは、電力発電の脱炭素化及びエネルギー消費の電化を通じたエネルギー移行の主導者であり、価値創造を増加させ、また2030アジェンダで国連により定められた持続可能な開発目標（SDGs）のより急速な達成にプラスとなる貢献をする好機が示されている。

新たな2020-2022年戦略計画は、我々の財務戦略にSDGを明示的に統合するアプローチを組み込んでいる。

持続可能なビジネスモデルと行動を促進することにより、エネルは、SDG全てを達成することに貢献することを掲げており、今日世界が直面する多くの課題に取り組むためのグローバルなパートナーシップを強化するため、SDG17（持続可能な開発に向けて実施手段を強化し、グローバル・パートナーシップを活性化する）に取り組んでいる。

より具体的には、投資計画は以下の４つの主なSDGを直接目指しており、その投資額は、当グループの2020-2022年の投資合計額の90%超（28.7十億ユーロに相当する。）と計算される。

・エネルギーをみんなに、そしてクリーンに（SDG7）
・産業と技術革新の基盤をつくろう（SDG9）
・住み続けられるまちづくりを（SDG11）
・気候変動に具体的な対策を（SDG13）

これに関連して、当グループは、主な産業の傾向並びにエネルギー移行及びSDGの達成に関連する実現要素を表す新計画につき目的を重視した戦略目標を以下のとおり定めた。

1. 脱炭素化：計画の主要な目的である脱炭素化は、再生可能エネルギーの開発の促進及び石炭発電所の段階的廃止により達成される予定である。目標は、石炭発電を2022年には74%減に、2030年までにほぼゼロにすることを達成することである。再生可能エネルギー容量の増加目標は、2020-2022年に14.1GW増加を見込んでおり、いくつかの開発戦略ラインを通じて達成する予定である。
2. 電化：電化とは、エネルギー消費において他の商品を電力で代用することをいい、エネルグループの戦略の中心的な役割を担うものとなる。このトレンドから派生した機会は、分散型電源から建物及び電気ビークルインフラのアップグレードによるエネルギー効率化に及ぶ、広い範囲の業務に関わるものとなる。エネルの計画は、欧州諸国の自由市場において安定した市場シェアを達成することを追求しており、2022年に顧客数は65%増加、自由市場の販売量は21%成長する見込みである。
3. 実現要素となるインフラ：これらの２つのマクロトレンドからの価値創造を十分に支えるために、計画は、配電グリッドを主な実現要素の一つと特定した。エネルの目標は、グリッドをより回復力があり柔軟なものとすること及びサービスの質を向上させることである。平均システム中断頻度は、３年間で７%減少する見込みであり、同時効率駆動は同期間にopex顧客１人当たり17%減少する見込みである。かかる計画には、スマート2.0メーターの数を２倍超に、13.1百万から28.8百万に増加させることが記載されている。
4. エコシステム及びプラットフォーム：当グループは、３年間に約2.5十億ユーロを、主にグリッド、マーケット及びエネルXの進化にリンクしたプラットフォームに投資する予定である。当グループの戦略は、事業運営又は新たな事業モデルのプラットフォーム化の恩恵を受ける機会に基づいている。グリッドについては、グローバル・プラットフォームとは、運転及び整備、顧客管理プロセス、資源及びシステムの割り当ての規格化を行うものであり、新たなグリッドが実現されれば輸出することも可能となるプラグアンドプレイモデルの大域最適化及び集束を可能とする。リテールエンドにおいて、エネルは、地域市場よりも商品及びサービスを中心に業務モデルを組み立てる予定である。グローバル・プラットフォームは、バックエンドとフロントエンドのプロセス及びシステムの規格化並びにグローバルな商品の開発を可能とするものとなる。エネルXは、革新的な商品とサービスが当グループの世界中の顧客に対して開発提供される場として設計されたプラットフォームとして構想された事業モデルである。これは、急速なスケーラビリティにとっての好機を表す。

さらに、エネルは、株主に対して魅力的な利益を引き続き提供する予定である。当グループは、当グループの株主に対して、2020年において１株当たり0.35ユーロ、2021年において0.37ユーロ、2022年において0.40ユーロを最低DPSとする、短期から中期にかけて最低限の利益を実現することというエネルの掲げた目標の達成は固いものである。

2015年に新たな戦略の実現要素として、エネルの取締役会は、事業ラインと地理的地域の基盤に基づく新たな組織構造変更を検討し、承認した。2019年、エネルグループの構造は以下から構成される基盤に組織される。

・国際事業ライン（国際インフラストラクチャー及びネットワーク、国際発電、国際取引及びエネルX）：当グループが事業を行う様々な地理的地域において用いられる資産の管理及び開発、パフォーマンスの最適化及び投下資本のリターンについて責任を負う。かかる事業ラインは、管理するプロセスの効率を改善し、国際的なレベルでベストプラクティスを共有することについて責任を負う。当グループは、投資委員会の取り組みにも描かれているとおり、様々な事業ラインにおけるプロジェクトの産業的ビジョンの集中化から利益を得る。各プロジェクトは、その財務リターンに基づいてのみでなく、当グループレベルで利用可能な最高のテクノロジーに関して評価され、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にSDG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する。さらに、各事業ラインは、エネルのエネルギー移行及び地球温暖化対策における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適性分野における機会を管理する。

2019年に、国際発電は、エネルギー移行におけるエネルグループの主導的な役割を確かにするため、エネル・グリーン・パワーと国際火力発電との統合により設置され、脱炭素化プロセスの統合及び再生可能エネルギー容量の持続可能な発展を追求していく。

それに加えて、グリッド・ブルー・スカイ計画が開始された。その目的は、エネルがプラットフォームをベースとしたグループへの革新的な変換を遂げたことを受けて、インフラ及びネットワークを地球温暖化対策目標を達成するための実現要素となるよう革新し、デジタル化することである。

・地域及び国（イタリア、イベリア、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）：当グループが事業を展開している国々において、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、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。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。2019年に、当グループの北米及び中南米における地域組織は、メキシコを含む北米地区の創設並びにコスタリカ、グアテマラ及びパナマのラテンアメリカ地区への統合により修正された。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業務並びにプロキュアメントの管理について責任を負う。国際サービス機能はまた、エネルギー移行及び気候変動問題のための実現技術の開発をサポートする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展開において、持続可能性基準の採用（気候変動問題を含む。）にも責任を負っている。

・持株会社機能はグループレベルでガバナンスプロセスを管理することについて責任を負う。事務管理、財務及び統制機能はまた、気候変動問題において重要な取り組みであるエネルギーミックスの脱炭素化の促進及びエネルギー需要の電化を目指した、シナリオ分析の集約並びに戦略及び財務計画プロセスの管理についても責任を負っている。

国際インフラストラクチャー及びネットワーク事業ラインは、以下について当グループレベルで責任を負う。

・エネルギー移行を実現するインフラを開発運用すること、エネルギー供給の信頼性、そして回復力と柔軟性のあるネットワークを通じた地域へのサービスの質のレベルを確保すること、効率性、技術及びデジタルソリューションをレベレッジすること、並びに適切な投資リターン及び現金創出を確保すること。

国際発電事業ラインは、以下について当グループレベルで責任を負う。

・エネルギー移行を促進させること、新たな再生可能エネルギー容量への投資を引き続き増加させること、発電ミックスの脱炭素化を管理すること並びに業務を展開する国々において電力システムの安全性及び容量を確保することを常に目指すこと。

国際取引事業ラインは、以下について当グループレベルで責任を負う。

・金利市場において、また一定のリスク制限内で、総エネルギーマージンを最大化すること。

・国際ポートフォリオのヘッジ戦略及び商品リスクエクスポージャーを最適化すること。

・卸売市場におけるガス（LNGを含む。）及び電力並びにその他のエネルギー商品、エネルギーデリバティブ及び構造的エネルギー製品を取引し、関連する組織活動を行うこと。

・アップストリームガス資産の段階的廃棄プロセスを管理すること。

エネルX事業ラインは、以下について当グループレベルで責任を負う。

・革新的なサービスの提供を通してエネルグループの資産を活用してエネルギーをより効率的に利用することを手助けすることで顧客に電化及び脱炭素化を促進させることによりエネルギー移行を実現させること。

国及び各地域はそれぞれ、適切なビジネス環境及び顧客との親和を確保すること、EBITDA、キャッシュ・フロー及び収益目標に対する責任を国際事業ラインと共有すること、そして以下の関係するペリメーターを管理することに責任を負う。

・当グループの利益に影響を及ぼす機関、規制当局、メディア及びその他のステークホルダーとの関係。

・商品プロセス及び関係経済圏に対する責任とともに、関係ポートフォリオの商業化を通じた、地域の顧客基盤の開発。

・費用に対する責任とともに、効率性及び質を最大化する、国レベルで存在する事業ラインに対するスタッフ業務及びサービス。

・エネルギー管理への統合アプローチに特に重点を置いた、国内に存在する事業ライン間の統合。

２【事業等のリスク】

事業の性質上、当グループは特に、金融リスク、産業及び環境リスク、市場の変化に関連した戦略的リスク並びに持続可能性及び気候変動に関連したリスクといった多様なリスクにさらされている。

これらのリスクに効果的に対処するために、エネルでは、内部統制及びリスク管理システム（ICRMS）を採用している。このシステムは、当グループに該当する主要なリスクの特定、測定、監視及び管理を目的とした一連の規制、手続及び組織構造である。

取締役会は、政策決定の役割を担い、当グループのすべてのレベルで行われる決定が関連リスク（気候変動に関するリスクを含む。）と整合する情報に基づく方法で行われるよう、指針の策定に取り組んでいる。このため取締役会は、ICRMSの指針を含め、様々な事柄に関して事前に意見を述べる統制・リスク委員会の専門知識を活用している。

また当グループには、リスクの管理、監視及び制御の統制及び監督に責任を負う上級管理職で構成される特別内部委員会がある。

以下に、当グループが直面する主要な種類のリスク及び機会について述べる。

市場及び競争環境に関連する戦略リスク

当グループが事業を展開している市場及び業界は、技術及び規制両方の観点から着実に激しくなる競争及び変化にさらされており、その展開のタイミングは国ごとに異なっている。

こうした経緯により、エネルは、競争圧力の激化にさらされ、電気は今世紀のエネルギーの志向するところであるから、近接部門に牽引される競争も増している（ただし、このことは公共サービスが新規事業に参入する好機となっている。）。

当グループは、戦略的開発をこの変化に合わせるため、競争環境及び市場の動きを常に監視している。

規制リスク

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、持株会社の業務及び業績に影響を及ぼす。

規制要因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、規制の枠組みを不安定にする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。

カントリーリスク

現在、当グループの収入のうち約50%を海外事業からの各種通貨建ての収入が占めるようになっており、当グループの国際社会における存在感は大きい。世界のマクロ経済及び財務状態の変化に加え、キャッシュ・フロー及び企業資産は、エネルが事業を展開している各国における為替レートのボラティリティ、並びに経済、政治、社会及び財務状態の変化といった特有のリスク要因にもさらされている。原料若しくは商品の供給の継続性、移民の流れ又は経済活動に影響する可能性のあるパンデミック又はその他の危機に関連する世界的なリスクも、その影響が各国の経済、社会及びエネルギー状況に大きく左右されることを踏まえた上で、検討されている。

このリスク・クラスの詳細な分析は、「第一部－第２－３ 事業の内容」を参照のこと。

金融リスク

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金融リスクにさらされている。これには、商品リスク、為替リスク、金利リスク、信用リスク及び流動性リスクが含まれる。

エネルが採用した金融リスクのガバナンス・アレンジメントは、方針の設定及びリスク管理の監視、並びに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確立する当グループ及び各地域、国及びグローバル・ビジネスラインレベルでの特別な方針の策定及び実施に責任を負う特別な内部委員会（エネル・エスピーエーを含む関係企業の上級経営陣で構成され、最高経営責任者が委員長を務めている。）を設置している。

金融リスク・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、国及びグローバル・ビジネスライン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。

金融リスクの管理に関する更なる情報は、連結財務書類注記44を参照のこと。

商品リスク

エネルはエネルギー市場で業務を行っており、そのため、燃料及び電力の価格変動にさらされており、これ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供給及び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できると同時に、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。

燃料供給中断のリスクを軽減するために、当グループは供給源を多様化する戦略を展開し、異なる地理的地域に所在する供給業者を利用している。

為替リスク

当グループの地理的多様性、債券発行及び商品取引の国際市場の利用を考慮すると、当グループの企業は、会計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、為替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

当グループの連結財務書類もまた、ユーロ以外の通貨で会計を行っている会社への投資に関する項目をユーロに換算する際に発生する為替リスクにさらされている（換算リスク）。

為替リスク管理方針は、当グループの会社がさらされている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。

専用のプロセス及び指標を使用してリスクを制御することで、財務に対する潜在的な悪影響を限定すると同時に、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。

金利リスク

当グループは、金利水準の変動により純財務費用又は公正価値で測定される資産及び負債の価値が予期せぬ変化を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、当グループの財務負債のポートフォリオの最適化及びOTC市場での金融デリバティブの利用によって財務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。

特別なプロセス及び指標を使用してリスクを管理することで、当グループは、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十分な柔軟性を確保できる。

信用リスク

当グループは、商業上の商品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、相手方の信用力が悪化し、想定される債権者としての価値に悪影響が及ぶ、また売上債権に限って言えば、平均回収期間が増加するという可能性である。

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給、並びに商品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金融商品の取引（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、金融商品の取引（金融ポートフォリオ）

商業活動及び商品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を使用し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、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される。

また、当グループは、償還請求権の伴わない債権を譲渡する取引を行っている。かかる取引によって、当該譲渡に係る資産は完全に認識外となる。

なお、金融及び商品取引に関しては、（信用状況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。

流動性リスク

流動性リスクとは、当グループが、支払能力があるにもかかわらず、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又は好ましくない条件でしか履行できないリスクである。

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、当グループの業績及び財務状態に悪影響が及ぶ。

2019年、フィッチはエネルの格付けを「BBB+」から「A-」に引き上げた。ムーディーズも、当年中、エネルの格付け見通しを安定的からポジティブに引き上げた。その結果、当年末現在のエネルの格付けは、(ⅰ)スタンダード・アンド・プアーズが安定的見通しの「BBB+」、(ⅱ)フィッチが安定的見通しの「A-」、そして(ⅲ)ムーディーズがポジティブ見通しの「Baa2」、となっている。

エネルの流動性リスク管理方針は、追加の資金源に頼らずに一定の計画対象期間に債務を履行するために十分な流動性レベルを維持すること、及び想定外の債務の履行に十分健全な流動性バッファーを維持することを目的として設定されている。また、当グループがその中期及び長期のコミットメントを遂行できるよう確保するため、エネルは、頼ることのできる資金源の多様な構造及びバランスのとれた満期日構成を定めた借入戦略を追求する。

人的資源に関連するリスク

劇的な技術的進歩を経験しているエネルギー部門においては、大規模な変革により、業界の企業は新たな経験及び専門スキルを有する人材を採用することが求められ、かつ、主要な文化の変化及び組織の改編も必要となっている。組織は、機敏かつ柔軟な新しいビジネスモデルに移行しなければならない。多様性を強化し、人材を管理し昇進させる方針は、移行を管理し、幅広い地理的プレゼンスを有する企業にとっては重要な要素となっている。

エネルは、このために働く人員をビジネスモデルの中心に置いている。かかるビジネスモデルは、人的資源の管理が優先事項であり、このために特別な目標を設定している。主な目標は、第４次産業革命によって必要となったデジタル能力及びスキルの開発、並びにエネルギー移行をサポートするための従業員向け再教育及びスキルアップ・プログラムの促進、企業目的の追求において従業員を効果的に関与させ、それによって業績向上を保証すると同時に従業員の満足度を上げること、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すべ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、並びに誰でも効果的な貢献ができるように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。またエネルは、業務プロセスにおいて機敏な作業方法の普及を促進する特別な取り組みを行っている。

デジタル・テクノロジーに関連するリスク

サイバー攻撃

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）のすべ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、すべ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管理を担当するユニットを基準としている。最先端のテクノロジーの利用、特別な業務プロセスの策定、従業員のIT意識強化、及びITセキュリティの規制要件の実施に努めるものである。

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、これによってすべての戦略的決定に事業リスクの分析を組み込んでいる。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、ITの脅威を軽減するため、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を展開し、業務プロセスをデジタル化している。このデジタル変革の結果、当グループは、当社全体で実施されているITシステムの機能に関して、サービスの中断又はデータの損失につながるおそれのある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、当グループのデジタル変革の指導に責任を負うグローバル・デジタル・ソリューションズ（GDS）ユニット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制御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取れなかったり、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。グローバル・デジタル・ソリューションズ・ユニットの内部制御システムは、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。

個人情報の保護に関連するリスク

個人情報の収集及び処理は、市場のデジタル化及びグローバル化の時代における最大の課題の一つである。当グループは、デジタル変革プロセスを加速させると同時に、世界規模で急速に顧客数を増やし業務地域の範囲を広げることで、この課題に取り組んでいる。このため、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である、個人情報の保護に関連するリスクに対する当グループのエクスポージャーは、当然高まっている。これらの規制を適切に実施できなければ、財務上の損失を被り、評判が損なわれるおそれがある。

このリスクを管理及び軽減するため、エネルは、当グループが関わるすべての個人の個人情報を完全に保護するための構造を採用している。この取組みは、個人情報の保護がイニシアチブ又は業務プロセスの設計の重要な要素である「プライバシーバイデザイン」アプローチの採用において、事業分野のサポートに責任を負うデータ保護オフィサーによって続けられている。

環境リスク

昨年は、環境に影響をもたらし希少な天然資源（多くの原料及び水を含む。）を利用する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た。

これらのニーズに応えて、各国政府は、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など、環境規制における制限を強化している。

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。

ISO14001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。

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い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エネルギー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。

最後に、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。

気候変動に関連する戦略リスク及び機会

気候変動に関連するリスクの特定及び管理

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。

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。

そして、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。

二酸化炭素排出量の段階的削減を特徴とする、より持続可能なモデルへのエネルギー移行には、規制及び法律の状況の変化と、技術開発の傾向、電化、及びその結果としての市場の変化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沿って、顧客の行動、すべての経済部門において採用されている産業戦略、及び規制方針に関連して、移行関連の主要な現象が起こり始めている。2020年から2030年の間に、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、移行を促進することを決定しているため、かかる移行の加速によって生じる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%超を充てている。）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。

慢性的及び急性的な物理現象：当グループの事業、リスク及び機会に対する影響

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、IPCC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

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年の間に変化が起こり始める可能性はある。

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する予定である。

シナリオを分析すると、物理的変数の傾向の慢性的な構造変化は、2030年以降に起こり始めることが分かる。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。当然、かかるストレス・テストが想定する要因が発生する確率は、歴史的事象及び地理的多様化に基づくと極めて低い。調査された変数は電力需要（年間+/-１%）であり、この変数の変化は、潜在的に発電及び小売事業に影響を与え得る。これは、当グループが事業を展開するすべての国についてストレス・テストが行われた。再生可能エネルギー発電所の潜在的発電量についてもストレス・テストが行われた（年間+/-10%）。この変数の変化は、潜在的に発電事業に影響を与え得る。この点については、世界中の個々のテクノロジー・レベルで個別にストレス・テストが行われた。報告されたデータは、単一の発電技術について１年間に生じる影響を示し、発電量と価格の両方に対する効果を含む。

リスク及び機会の原因となる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、極端な物理現象の発生率及び発生頻度により、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。

異常気象のリスクの規模を評価するため、シナリオの結果は、主要な現象の頻度及び強度、並びに発電資産に関する技術情報の観点から、異なるレベルの回復力を考慮し、営業活動の中断によって生じる潜在的損失及び外部性を計測する基準を特定した上で、検討される予定である。

気候変動の影響の深刻化は、適応行動を取ることが不可欠であることを意味する。大災害はいずれもエネルが学んだ教訓となり、当グループはそこから、資産ポートフォリオの回復力を確保するために設計技術及び防止措置を強化する着想を得る。

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。

発電

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。

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

＞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。
＞発電の喪失等によって生じる資産の損害及び負の外部性を補償する保険契約。
＞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セーフルーム。

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すべ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すべ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。

インフラストラクチャー及びネットワーク

エネル・グループのインフラストラクチャー及びネットワーク・グローバル・ビジネスラインは、送電線網を改修及び改良するため既に構想している措置に加えて、「４Ｒ」と呼ばれる異常気象に対処するため、より複雑かつ画期的なアプローチを採用している。この新しいアプローチは、損害が発生した場合の送電線網の緊急事態に備えて取るべき措置を規定する文書管理機関において、ここ数年かけて策定された。４Ｒ戦略は、具体的には以下のとおり構成される。

４Ｒ－リスクの防止

＞最初の「リスクの防止」フェーズ。事象により送電線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ためのすべての行動を含む。これは、異常気象時における送配電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を通じて行われる。送電線網の強化措置は、通常のサービスの質を高めるためだけでなく、確率論的アプローチを用いて故障時に長期又は広範囲にわたって停電するリスクを下げるために実施されている。このアプローチは主として、重要な施設（一次変電所）又は特定の送電線網構造（代替的な電力供給ルートのないもの）における停電リスクを下げるために用いられている。
イタリアにおいて、降雪により架空送電線が破損してサービスが中断するのを防ぐため、かかる中断のリスクは、送電線網の一部を失う確率に基づき、その上で停電した顧客の観点から相対的影響、及び電力が供給されないことによる損失を計算することで、評価されている。これらのリスクに対処するため、絶縁されていない電線を対象として絶縁導体と交換し、電力を復旧させるための代替ルートの数を増やし、送電線網のうち障害の影響を受けた部分を可能な限り速やかに絶縁するため遠隔制御システムの使用を増やすなどの投資を行った。
同じくイタリアにおいて、回復力を高める措置がe-distribuzioneの３年投資計画に含まれ、e-distribuzioneの中電圧送電線網に影響を与えるおそれのある重要な要因によりサービスが中断されるリスクを制限するよう設計されている。2017年から2021年にかけての期間に計画されている措置は、約４百万人の顧客と、7,000㎞を超える中電圧線に関わるものである。

４Ｒ－準備

＞続く「準備」フェーズ。市民保護局及び現地当局者と協力しながら、潜在的にリスクを伴う事象を特定する適時性を向上させ、障害が発生した場合の介入策を準備するためのあらゆる措置を含む。かかる措置の例としては、気象事象及びその送電線網に対する影響を予測するシステム、仮設発電所又は非常用送電線網を建設する適切な設備の提供、作業計画の策定並びに作業の組織が挙げられる。最も重要な措置の一つは、間違いなく、緊急事態に対処するために指定特別資金を投入することに関する合意の定義である。これには内部資金と、同じ国の他の地域及び／又は他の国において業務を行う契約企業の資金の両方が含まれる。

４Ｒ－対応

＞第３のフェーズは「対応」フェーズである。個別の異常気象に対する業務上の対応能力を意味し、現場で経営資源を動員する能力並びに送電線網のバックアップの利用可能性及び冗長性と直接に相関する。

４Ｒ－復旧

＞最後のフェーズは「復旧」フェーズである。最短時間で、条件を満たした安全なサービスを復旧することを目指す。

対応及び復旧は相補うものである。これら２フェーズへの介入の指針となるのは、例外的な資源は例外的な事象の対応に使用されなければならず、したがって準備フェーズで準備した利用可能な資源はすべて動員しなければならない、という法則である。送電線網に生じた損害の評価は、最初に取るべき行動である。エネルは、即座に専門技術者のタスクフォースを始動させ、営業を再開するために特別装備（ヘリコプター及び発電機）を配置し、他の地域又は国の従業員を動員する。これらのフェーズにおいては、すべての関係者との意思疎通、並びに送電線の修理及び顧客サービスの復旧を最も効果的に管理する戦略の決定に、細心の注意を払う。

この点に関して、イタリアのエネル・グループは、国家市民保護局の業務委員会（Operations Committee）の恒常的ゲストであり、非常事態における通信、共同訓練、及び市民保護システムとの協力をより効果的かつ迅速にするその他のイニシアチブを促進するため、国家市民保護局及び地方市民保護局の両方と協定を締結している。

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

ETS（排出権取引制度）対象外部門における炭素税又は他の部門におけるETSの対象拡大等、（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の制定。

＞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、また採用され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グループ戦略と比較した、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。

エネルギー移行インセンティブ

エネルギー移行を目的とした開発インセンティブと機会。結果としてエネルギー・システムを、各国のエネルギー構成の主流として低炭素エネルギー資源の使用に誘導し、エネルギー消費の電化を促進し、エネルギー効率及び電力システムの柔軟性を上げ、インフラをアップグレードし、よって投資利益率及び新規事業機会にプラスの影響を与える。

＞機会：電化戦略、脱炭素化及びこれらを実現するインフラのアップグレードに沿った、電力産業に対する追加投資による発電量の増加及びマージンの拡大。

＞リスク：エネルギー移行を効果的にサポートしない規制制度（許可の遅延、送電線網の未改修等）による、エネルギー移行目標達成の障害。

回復力に関する規制

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：コミュニティのサービス品質リスク及び継続性リスク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

適切な政策及び金融商品を通じたエネルギー移行インセンティブ。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又は当グループが事業を展開する地域における適用の違いにより、エネルギー移行に合わせた全体的なポジショニングと一致するインセンティブを提供する上で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

市場力学

商品価格の変動、エネルギー移行及び再生可能エネルギーの浸透による電力消費量の増加等に関する市場力学は、ビジネス推進要因に対して影響力を有し、マージン並びに発電量及び販売量に影響する。

＞機会：電力需要の増加に伴うプラスの影響、並びに再生可能エネルギー及びあらゆる柔軟なエネルギー源の余地が大きくなる。

＞リスク：短期的に残存火力発電技術の市場が小さくなる。しかしながら、電力構成における再生可能エネルギーの浸透が進むにつれて、電力システムには、規制ガス火力発電を含め、より大きな柔軟性が求められるおそれがある。

テクノロジー

新たなテクノロジーの浸透

貯蔵及び需要反応等、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手段。

＞機会：テクノロジー・ソリューション開発に対する投資。

商品及びサービス

住宅用エネルギー消費の電化

最終利用の電化が徐々に進むにつれ、低コスト商品が浸透し、住宅の排出量に関する影響はより小さくなるだろう（ヒートポンプ式冷暖房等）。

＞機会：電力消費量の増加。

＞リスク：この市場セグメントにおけるさらなる競争。

工業エネルギー消費の電気モビリティ及び電化

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、大規模な工業エネルギー消費者の電化。

＞機会：電力需要の増加及び電気輸送の浸透に伴うマージン拡大によるプラスの影響。

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。

慢性的な気候の影響とは異なり、移行シナリオの変化は、短期的及び中期的（2030年まで）に影響を与えるおそれがある。

気候変数と同様、当グループは、特に二酸化炭素価格（ETS）に関して、移行シナリオから潜在的に影響を受ける要因に対する現行の事業計画（2020年-2022年）の感応度をテストすることができる。主要な移行変数を調査したところ、二酸化炭素価格は、移行プロセスを加速させる可能性のある規制措置を、特に確実に推進する要因とみられる。

この要因において想定される変動の影響を評価する際、イタリア及びスペインの二酸化炭素価格に+/-10%の潜在的変動の効果が測定される。この価格変動は、両国の卸売市場の均衡価格を修正するもので、グローバル・パワー・ジェネレーションの火力発電所及び再生可能エネルギー発電所の両方のマージンに影響する。

エネルギー移行が中期的にもたらすリスク及び機会を定量化するため、イタリア及びスペインについては２通りのシナリオが検討されている。

「現行の方針」シナリオ

RCP8.5とRCP2.6との中間気候シナリオに整合すると推定される、イタリア及びスペインの現行のエネルギー移行方針（PNIEC）に基づく。両国について検討され、より意欲的ではないRCP2.6シナリオの一つである「現行の方針」シナリオは、承認済みで今後も無視されることはないと思われる方針に由来している点において、妥当な見通しと言える。しかしながら、世界規模で見ると、世界の先進諸国が効果的な脱炭素化方針を採用せず、状況を変化させないどころか実際には悪化させるような方針を推進した場合、「現行の方針」アプローチは、SPC8.5に整合する気候シナリオにつながるおそれがある。

「加速された方針」シナリオ

RCP2.6シナリオに整合すると推定される二酸化炭素削減目標の達成を目指す、潜在的な急速移行方針に基づく。このシナリオは、エネルギー効率の向上及びエンドユーザーの電力消費の電化促進も組み込んでいる。

これらの移行シナリオ及びエネルギー・システム・モデルを考慮して、当グループは、電力需要、システム・エネルギー構成及び最終消費の電化による電力消費量の増加等、当グループの事業に非常に大きな影響を与える変数に対する影響を測定した。移行の中期的な効果としては、再生可能エネルギーの成長によって新たな機会が生まれ、また火力発電所の採算が取れなくなることに関連する潜在的なリスクがある。将来の規制の変化及び市場の傾向についての仮定に基づき、当グループは、当グループの電力市場（現時点ではイタリア及びスペインのみ）における生産量及びユニット・マージンの推移を予測することができる。これらの検討を基に、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（例えば、再生可能エネルギー市場における当グループのシェアの維持若しくは増加、又は陳腐化したテクノロジーの段階的廃止の加速等）を決定する。

2030年までに、エネルギー移行の力学は、小売り電力市場において大きな機会をもたらす可能性がある。特に輸送及び住宅部門における最終消費の漸進的な電化は、電力消費量の大幅な増加につながるだろう。

当グループがイタリア及びスペインについて策定した移行シナリオを考慮すると、国内セグメントにおける電力消費量の増加により、2030年までに、EBITDAは2022年と比較して300百万ユーロを超える増加となる可能性がある。より楽観的な移行シナリオ、すなわち輸送及び冷暖房の電化率の高いものを考慮すると、その効果はさらに大きくなる可能性があり、計画に記載されるマージン及び市場シェアの仮定は変わらない。

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

当社の産業モデルは、持続可能性を当社の事業戦略に完全に織り込んでいる。このことが、2019年度における当社の成長の持続を可能にし、エネルギー変革の重要局面における当社の指導的立場は確固たるものとなった。

当社は、民間では世界最大の電力会社であり、エンドユーザー数は世界中の様々な大都市圏において73百万にのぼる。また、当社は民間では世界有数の再生可能エネルギー事業者であり、管理容量（設置容量に加えて、関連会社及びジョイント・ベンチャーが管理する容量（約3.7GW）を含む。）は46GWに達する。

当社は、顧客数が約70百万、小売セクターにおいても民間会社では世界最大の顧客基盤を有し、電化の趨勢により創出される機会をとらえる体制を整えている。近年における当社の堅実な実績は、市場の当社に対する信頼を高めた。当年度中、エネルの株価は40%の上昇を記録し、７ユーロを超え、イタリアの指標（FTSE-MIB指数は28%増）及びセクターの指標（ユーロSTOXXユーティリティ指数は22%増）を上回る成績を収め、欧州における大規模会社の上位50社の集計であるSTOXXヨーロッパ50指数の構成銘柄にもなっている。

マクロ経済環境

2019年度の世界経済の成長は、既に2018年度下期に始まっていた減速が続き、停滞気味であった。米国と中国との間の通商面の緊迫、並びに地政学的な緊張及び英国のEU離脱交渉に係るきりのない先行き不安は、当年度終盤に至るまで投資判断には打撃となった。世界的な環境の悪化を受けて、各国の中央銀行は金融政策のスタンスを変更し、米国連邦準備制度理事会（Fed）及び欧州中央銀行（ECB）は積極的な金利の引下げを行うとともに、量的緩和政策を再開した。

2019年度は、中国経済の減速が一段と進行したことも特筆すべき点であったが、一方、米国の経済は、個人消費が依然堅調なことから、内需の回復力に引き続き支えられた。

ユーロ圏の成長は緩慢であり、平均してプラス1.2%であった。この実績は、主に、欧州以外の需要の弱さに由来する生産高の減少を反映したものであるが、圏内市場が比較的活発なことにより一部相殺された。

ラテンアメリカでは、2019年度の経済状況は2018年度よりも弱体化したものの、実情はまちまちであり、コロンビア等の堅固な基礎を証明した国もあれば、アルゼンチンを含めてマクロ経済及び政治に関連した脆弱さを露呈した国もあった。ブラジルは、2019年度の後半２四半期において、経済活動の力強い回復を示したが、中国経済の減速及び商品価格への圧力により、GDPの成長は抑制された。

2019年度中、原油価格は、ブレント原油価格の乱高下等、変動に見舞われた。価格は概して前年度よりも低下し、国際需要の構造的欠陥を示した。

ガス市場は、LNG需要の世界的な過剰で特徴付けられ、これによりフローがヨーロッパに方向転換し、株価の記録的な水準への上昇及び価格の急落を引き起こした。

ガス価格の低下は、2019年度において特に不安定であった二酸化炭素価格の緊張と相まって、特に火力発電セクターにおける石炭の競争力の低下をもたらし、燃料の需要及び価格の低下となって反映された。

2019年度末において、コロナウイルスのパンデミック（COVID-19）の初期の症例が中国の武漢で記録され、世界中の多数の国の社会及び経済の体制に多大の緊張をもたらした。

業績

従来型発電の競争力の低下にもかかわらず、エネル・グループは2019年度において成長を継続し、あらかじめ設定していた目標を全て達成した。この状況に鑑みて、当グループの石炭火力発電設備のほとんど全てに評価損を計上し、不安定な状態の続く一部のラテンアメリカの国の経済に貢献した。

具体的には、当グループの当年度終了時の経常EBITDAは、2018年度の16.2十億ユーロから10.8%増加して17.9十億ユーロとなり、投資家に提示していた目安を上回った。配当金の計算に用いられる経常純利益は、4.8十億ユーロに達し、前年度と比べて17%増加した。2019年度の配当金は１株当たり約0.33ユーロで、2018年度に支払われた0.28ユーロから17%増加し、株主に保証されていた最低配当額となった。当グループの財務的健全性の指標となる純債務に対するFFOの比率は、2019年度の設定目標を上回り、当年度末において26%に達した。純債務は45.2十億ユーロで、市場に公表していた予想よりは少なかったものの、新しい会計基準の適用、当期中に完了した非経常的取引、及び成長のための投資が増加したことにより、前年度より増加した。

重要な事業展開

エネルは2019年、世代の先頭に立ち、世界中で3,029MWの新規の再生可能発電容量を建設、という新記録をうち立てた。これは、プロジェクト・パイプラインが堅牢であり、多角化が進み、拡大を続けていることによるものである。設置済みの再生可能発電容量は連結ベースで42GWとなり、39GWに減少した火力発電容量を逆転した。これは、よりクリーンかつ持続可能なエネルギー構成を目指す当グループの重要な一歩であり、特定の二酸化炭素排出量を296g/kWh$_{eq}$まで急速に削減した（2018年度と比べて20%減少）こともこの方向性を明確に示している。2015年に定めた、直接排出量を350g/kWh$_{eq}$未満に抑えるという目標は、こうして１年早く達成された。

当グループは、送電網のデジタル化に引き続き取り組み、第２世代のスマートメーター設置数は5.9百万台増加し（合計13.1百万台）、プーリア・アクティブ・ネットワーク（イタリア）及びアーバン・フューチュラビィティ（ブラジル・サンパウロ州）等の革新的なプロジェクトを引き続き展開した。これらのプロジェクトは、送電網の質及び強靭性の向上を意図しており、分散センサー、人工知能及び３次元モデルといった技術の利用をよりどころとしている。当年度中、電気自動車用の公共充電インフラストラクチャーの設置がイタリア、スペイン及びルーマニアにおいて続けられ、、エネルXの顧客に79,565ヶ所の充電拠点ネットワークへのアクセスを付与する相互運用契約が締結された。当グループはまた、エネルギー移行におけるリーダー的立場を確認し、チリ及びコロンビアにおいては電気バス用の充電ステーションの供給により公共交通機関の電化を支援した。また当グループは、顧客がエネルギーをより効率的に利用できるよう支援する当社の能力を確認し、アクティブ需要の管理サービス容量は6.3GWに達し、産業顧客に設置し又は送配電グリッドに直接接続されたバッテリーの容量は合計110MWにのぼる。

2019年４月、当グループのデータ及びアプリケーションのクラウドへの移動が完了したことは、デジタル変革の画期となった。エネルはこの目標を達成した世界で最初の主要な公益事業会社であり、柔軟性、速度、安全性、強靭性及び効率において大きく優位に立った。この一歩はまた、プラットフォーム・モデルのような新しい事業アプローチを技術的に可能にした点で非常に重要であり、エネルの近未来においてその価値は高まる。

非経常的取引として、子会社のエネル・ロシアによるロシア所在のレフティンスカヤ石炭火力発電所（3.8GW）のシベリアン・ジェネレーティング・カンパニーの子会社JSCクズバセネルゴに対する売却が完了した。

エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカは、米国におけるゼネラル・エレクトリックとのジョイント・ベンチャーの組織再編を行い、このために地熱、風力及び太陽光による合計650MWの７件の発電所を100%取得するとともに、米国の風力発電所785MWのポートフォリオの80%をカルパース（CalPERS（カリフォルニア州職員退職年金基金））に売却した。

ブラジルにおいて当グループは、子会社のエネル・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行為し、合計容量540MWで完全操業中の再生可能発電施設３件を100%、中国企業のCGNエナジー・インターナショナル・ホールディングス・コー・リミテッドに売却することを確定した。

イタリアにおいては、メルキューレのバイオマス発電所がF2i SGRに売却された。この取引は、イタリア所在のバイオマス発電所からなるポートフォリオ全体の売却に関するエネル・グループとF2i SGRとの間の契約の一環である。

最後に、当グループは2019年度上半期において、エネル・アメリカス株式に関するトータル・リターン・スワップ（TRS）取引を利用して同社に対する持分を５%増加させ、現在保有する持分は約60%となった。

財務面では、１月に３回目のグリーンボンド１十億ユーロの発行を行い、年度最大の実績がSDGリンク債を２回発行したことであった。第１回債は全世界で、国連が2030アジェンダにおいて設定した持続可能な開発目標（SDGs）に直接リンクした。２回の発行による資金調達額は、国際金融界の多大な関心を集めたことにより、アメリカ大陸及びヨーロッパの市場における合計で3.9十億ユーロとなった。募集額の平均3.6倍の申込みがあり、費用は従来型の金融商品と比較して最大20%の割引率となったこの取引により、エネルはインターナショナル・ファイナンシング・レビュー誌による「年間最優秀ESG発行体」に選ばれるに至った。

戦略及び2020－2022年度の見通し

公益事業会社の世界は、エネルギー部門の脱炭素化の課題が主な要因となり、重大な転換期を迎えている。化石燃料発電から再生可能原料による発電への漸進的な転換、及び最終消費における電化の加速が、エネルギー変革における主な潮流となる。この変革を可能にし、国連の持続可能な開発目標を達成する上で鍵となる要素は、エネルギー・インフラ及びデジタル・プラットフォームである。近年において開発された持続可能戦略及び統合的ビジネス・モデルにより、当グループは常に価値を創出することができており、また将来、こうした変革から生じる機会の利益を享受する一方で、関連するリスクを抑えることができる。

再生可能発電資産の有機的な構築に基づく開発モデルにより、資本の利用に多大の柔軟性を得ている当グループは、これをよりどころとして、最近の数ヶ月間世界中に広がるパンデミックがいかなる予想外のシナリオの変化を引き起こそうとも、迅速に対応することができる。

2019年11月、エネルは2020－2022年度戦略計画を発表した。この計画は、これまでに設定された戦略的方向性を確認しつつ、SDGを明確に当グループの財務戦略に組み込んでいる。

この計画に概略の示された成長の経路は、当グループの経常EBITDAを2019年度の17.9十億ユーロから2022年度に20.1十億ユーロに引き上げる（12%増）ことを目標とし、業績が着実に加速していくことを示している。

今後３年間にわたって、当グループは、総額で約28.7十億ユーロ（前回計画と比較して11%増）の有機的な資本支出を見込んでおり、うち90%超は、戦略の基礎となる４つのSDG、すなわちSGD7（エネルギーをみんなに、そしてクリーンに）、SDG9（産業と技術革新の基盤をつくろう）、SDG11（住み続けられるまちづくりを）並びにSDG13（気候変動に具体的な対策を）に帰属する。

有機的な資本支出のうち、約12.5十億ユーロが再生可能発電施設の建設及び維持管理に充当され、再生可能発電容量は2022年までに60GWに達する。同時に、当グループは徐々に石炭火力発電からの脱却を継続し、早ければ2022年には石炭火力由来の電力を74%削減する。

この戦略は、気候変動に正面から対処する、というエネルの確約に沿ったものであり、エネルの確約は、2019年９月、１kWh当たりの直接的な二酸化炭素排出量を2030年までに2017年の水準から70%削減する、という新たな目標を設定したことにより強化された。この目標は、ゼロ・エミッション経済への移行を支援する企業を奨励し、科学に基づく目標の定義を支援する、世界で最も権威あるイニシアティブであるサイエンス・ベースド・ターゲッツ・イニシアティブの認定を受けており、パリ協定の目的に合致している。並行して、エネルは別の新たな目標を定めた。これは、エネルのエンドユーザーによるガスの消費に関連した間接排出量を2030年までに16%削減するという内容で、この目標もまたサイエンス・ベースド・ターゲッツ・イニシアティブにより認定された。

グリッドに関しては、約11.8十億ユーロの投資を予定しており、グリッドの強靭性、質及び効率性をさらに向上させることを目指している。これを可能にするのが、１つには、2022年にほぼ29百万台になろうとする新世代のスマートメーターの利用であり、また１つには、当グループが事業を展開する全ての国において業務の有効性を高めることが期待されるプラットフォーム・ビジネス・モデルの採用である。

最後に、当グループは、エネルギー消費における電化の進展を背景に、優位な立場を目指し、顧客の中心的役割を強化するため、小売セクター及びエネルXに合計2.3十億ユーロを投資する予定である。世界的なプラットフォーム及びエコシステムの展開により、当グループは顧客に新しいサービスを提供できるようになり、当グループに関するさらなる価値の創出が可能となる。2022年までには、自由市場における顧客数は約35百万、アクティブ需要の管理容量は10.1GW、そして電力貯蔵容量は736MWになると見込まれる。

当グループのビジネス・モデルの健全性及び有機的投資におけるキャッシュ・フローの利用に際しての上述した柔軟性により、当グループは、純経常利益の70%を支払の基礎とするという配当方針を確認することができ、また、2020－2022年度の全期間について、１株当たりの最低配当金額を設定することが可能である。したがって、エネルは、2020-2022年度の利益から、a)70%の支払率に基づいた１株当たりの配当金額か、b)各年度につきそれぞれ１株当たり0.35ユーロ、0.37ユーロ及び0.40ユーロという最低配当金額か、のいずれか大きい方の金額を支払う予定である。

世界的なシナリオが非常に不安定な時期にあって、当グループは、これまで築き上げたもの及び当グループの人材という価値から力を引き出し、未来に立ち向かう自信を有している。

「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」も参照のこと。

(2) 生産、受注及び販売の状況

「第一部－第３－３－(1) 業績等の概要」及び「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、当グループが採用するIFRS-EUの下で構想され連結財務書類に掲載される表とは異なる、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、連結財務書類から直接に得られるものとは異なる業績指標を含んでいる。経営陣は、それらの指標が、当グループの業績を監視する上で有効であり、事業の財務成績を反映するものであると確信している。

それらの指標に関して、2015年12月３日、CONSOBは通信第92543/15号を発行した。かかる通信は、欧州証券市場監督局（ESMA）により2015年10月５日に発行された、2016年７月３日以降に開示される規制対象情報又は発行される目論見書における代替業績評価基準の提示に関するガイドラインに、効力を生じさせるものである。以前のCESR（欧州証券規制当局委員会）勧告（CESR/05-178b）を更新す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評価基準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

「減価償却費、償却費及び減損損失」を加えた「営業利益」として算出される営業成績指標をいう。

経常売上総利益

売上総利益を、事業の買収又は売却のような経常外取引によって発生する全ての項目（例えば、キャピタルゲイン及びキャピタル・ロス）に関して調整することにより算出される。ただし、2016年第４四半期に発足した新たな「建設、売却及び運営（Build, Sell and Operate）」のビジネスモデルに関連して再生可能エネルギー部門において実行された取引は除く（当該取引においては、プロジェクトの売却（又は買戻し）からの利益は当グループの通常業務を表す。）。

経常営業利益

「営業利益」を、売上総利益に関連して言及された経常外取引の影響、並びに減損テスト又は「売却目的の資産」への分類に従う資産の大幅な減損損失に関して調整することにより算出される。

グループ経常純利益

エネルの中核事業により生み出される「グループ純利益」として定義され、「経常営業利益」で述べた項目の影響（そして、純粋な税制の影響及び非支配持分）を除いた「グループ純利益」に等しい。

低炭素経常EBITDA

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経常売上総利益である。

継続事業による総グローバル付加価値

ステークホルダーのために創出された価値として定義され、「収益」の額に等しいが、外部費用（「燃料費」、「電力購入費用」、「原料費」、「内部プロジェクトの資本化費用」、「その他の費用」、並びに「分水に係る固定費用」及び「公有地の利用に係る費用」を差し引いた「サービス、レンタル及びリース費」の代数和と定義される。）を差し引いた「商品管理からの純利益／（費用）」を含む。

固定純資産

「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「その他の金融債権」
・「長期借入金」

・「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」

流動純資産

「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。

・「長期金融債権の流動部分」、「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「その他の金融債権」
・「現金及び現金同等物」
・「短期借入金」及び「長期借入金の流動部分」
・「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「その他の金融債務」

売却目的の純資産

「売却目的の資産」及び「売却目的の負債」の代数和として算出される。

純投下資本

「固定純資産」及び「流動純資産」、「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。

・「その他の流動負債」に含まれる「短期金融債務」を考慮した、「長期借入金」並びに「短期借入金及び長期借入金の流動部分」から、
・「現金及び現金同等物」、
・「長期金融債権の流動部分」、「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「その他の金融債権」、並びに
・「有価証券」及び「その他の固定金融資産」に含まれる「その他の金融債権」を差し引いたもの。

より一般的には、エネル・グループの純金融負債は、規制（EC）第809/2004号を実施する勧告CESR/05-054bの第127項に沿って、2006年７月28日のCONSOB指令に従い算出され、金融債権及び長期有価証券は差し引かれる。

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の範囲は変更された。詳細については、連結財務書類の注記６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、環境パフォーマンス及び財務成績を示している。

業務

SDG		2019年	2018年	増減
	総発電量(TWh)	229.1	250.3	(21.2)
	うち			
7	*－再生可能エネルギー(TWh)*	*99.4*	*98.9*	*0.5*
	純有効発電容量合計(GW)	84.3	85.6	(1.3)
7	純有効再生可能発電設備容量(GW)	42.1	39.2	2.9
7	純有効再生可能発電設備容量(%)	50%	46%	4%
7	純有効再生可能発電設備追加容量(GW)	3.58	2.68	0.90
9	エネル配電網による送電量(TWh)(1)	504.0	484.4	19.6
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)	44,668,538	43,770,085	898,453
9	配電及び送電網(km)	2,230,029	2,226,097	3,932
	エンドユーザー(数)	73,258,840	72,945,664	313,176
	エネルの電力販売量(TWh)	301.7	295.4	6.3
	エンドユーザーに対するガス販売量(十億立方メートル)	10.5	11.2	(0.7)
	個人顧客(数)	69,914,992	71,117,743	(1,202,751)
	－うち自由市場	*22,780,590*	*21,478,721*	*1,301,869*
11	需要反応容量(MW)	6,297	6,215	82
11	充電ステーション(数)	79,565	48,967	30,598
11	貯蔵(MW)	110	70	40

(1)2018年の数値は、より正確に測定された送電量を反映している。

主な気候変動及び環境の持続可能性指標

	2019年	2018年	増減	
温室効果ガス直接排出量－スコープ１(百万/t_{eq})(1)	70.0	95.2	(25.2)	-26.5%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ２(百万/t_{eq})、グリッドからの電力購入(位置ベース)(2)	1.55	1.40	0.2	10.7%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ２(百万/t_{eq})、グリッドからの電力購入(市場ベース)(2)	2.30	2.11	0.2	9.0%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ２(百万/t_{eq})、配電グリッド損失(位置ベース)(1)	3.82	3.68	0.1	3.8%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ３(百万/t_{eq})(1)	56.92	59.5	(2.64)	-4.4%
－うちガス販売に関連する排出(百万/t_{eq})	*23.9*	*25.4*	*(1.5)*	*-5.9%*
総発電量からの二酸化炭素実質排出量(g/kWh_{eq})(3)	296	369	(73.0)	-19.8%
二酸化硫黄実質排出量(g/kWh_{eq})(3)	0.59	0.75	(0.2)	-21.3%
窒素酸化物実質排出量(g/kWh_{eq})(3)	0.60	0.72	(0.1)	-16.7%
微粒子実質排出量(g/kWh_{eq})(3)	0.12	0.17	(0.1)	-29.4%
直接燃料消費量合計(Mtoe)	30.1	37.0	(6.9)	-18.6%
二酸化炭素の参照価格(ユーロ)	24.8	15.9	8.9	56.0%
火力発電所の平均効率性(%)(4)	42.0	40.1	1.9	4.7%
ゼロ・エミッション発電(全体に対する割合(%))	54.85	49.14	5.71	11.6%
低炭素製品、サービス及び技術に係るEBITDA(百万ユーロ)	16,211	14,645	1,566.0	10.7%
低炭素製品、サービス及び技術に係るCAPEX(百万ユーロ)	9,131	7,773	1,358.0	17.5%
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(%)	92%	91%	0.0	1.1%
水源確保が困難な地域における取水(%)	14.1	11.6	2.5	21.6%
総発電量に対する実質必要水量(l/kWh_{eq})	0.33	0.38	(0.1)	-13.2%

(1)2018年のスコープ値は、2019年に導入された新たな計算項目を追加したことにより修正された。
(2)グリッドから購入された電力に係るスコープ２の排出量は、計算基準の拡大を考慮して再計算された。
(3)実質排出量は、再生可能資源発電、原子力発電及び火力発電（熱の寄与を含む。）の合計に対する割合として、火力発電からの合計排出量を考慮して計算されている。
(4)この計算では、イタリアのオーアンドジー発電所が閉鎖されていること又はその微々たる影響については考慮していない。加えて、この数値は、ロシアの火力発電所に関連する共同発電に係る消費量及び発電量を考慮していない。平均効率性は、発電所のフリートに基づいて計算され、発電量により加重される。

気候変動との闘いにおいてリーダーシップを発揮していこうとする当グループの熱意は、2019年においてさらに強化された。すなわち、2015年に設定された、2020年までの発電からの直接排出量の削減目標（2007年と比べて25%の削減により二酸化炭素350g/kWh_{eq}）は、１年早く達成された。実際、2019年は、基準年と比べて20%の削減となり、二酸化炭素296g/kWh_{eq}の排出であった。加えて、2019年の二酸化炭素換算の直接排出量（スコープ１）は、2018年から27%の減少となり、約70百万トン相当となった。この減少は、火力発電の減少及びこれに伴う再生可能エネルギー発電の増加に起因し、これにより、2019年にはゼロ・エミッションで調達される発電量の割合が合計の連結発電量の54.9%に上昇した（2018年に記録された49.1%からの大幅な増加）。

粒子状物質の排出量により確認されたことであるが、二酸化硫黄及び窒素酸化物の大気への実質排出量も、2018年と比べてそれぞれ約21%及び17%減少し、2019年において石炭からの発電が減少したことにより一層減少した。

責任をもった水資源の管理

水は、発電において必須の要素であり、そのため、エネルは、水資源の利用可能性が将来のエネルギー政策の決定的な要素になると確信している。当グループは、水不足に脅かされている地域に所在する全ての発電所を継続的に監視することを通して、使用する水を常に効率的に管理してきた。エネルは、以下の分析レベルを採用している。

・水不足のリスクがある地域、すなわち、１人当たりの水資源の平均利用可能性がFAOにより設定された基準レベルを下回る地域における発電用地のマッピング（このマッピングは、持続可能な開発のための世界経済人会議のグローバル・ウォーター・ツールを用いて行われる。）

・「危機的な」発電用地、すなわち、真水が枯渇している水不足の地域における用地の特定
・排水及び海水の利用を最大化するための水資源のより効率的な管理

エネル・グループの全発電量の約８%は、水資源の確保が困難な地域における真水を使用したものである。2019年において、総必要水量は77.3百万立方メートルであったが、前年と比べて火力発電が減少したことを反映して、2018年より約20%減少した。2019年の実質必要量は0.33l/kWh$_{eq}$であったが、2018年より13%減少した。

生物多様性の保全

生物多様性の保全は、エネルの環境方針における戦略的目標のひとつである。当グループは、在来種、その自然の生息環境、及び各地の生態系全般を保護するために、当社が業務を行う様々な地域において具体的なプロジェクトを推進している。これらのプロジェクトは、調査及び監視、特定種を保護するためのプログラム、方法論的調査及びその他の研究、再増殖及び森林再生、並びに様々な動植物の生息及び活動を促進するためのインフラストラクチャー支援（例えば、鳥のための配電線に沿った人工の巣、水力発電所における魚梯）の構築を含めて、広範な分野をカバーしている。

当グループの業績

(単位：百万ユーロ)

	2019年	2018年	増減	
収益	80,327	75,575	4,752	6.3%
費用	61,890	59,756	2,134	3.6%
商品リスク管理からの純利益/(費用)	(733)	532	(1,265)	-
売上総利益	**17,704**	**16,351**	**1,353**	**8.3%**
減価償却費、償却費及び減損損失	10,826	6,451	4,375	67.8%
営業利益	**6,878**	**9,900**	**(3,022)**	**-30.5%**
財務利益	3,953	4,361	(408)	-9.4%
財務費用	6,397	6,409	(12)	-0.2%
純財務利益/(費用)合計	**(2,444)**	**(2,048)**	**(396)**	**-19.3%**
持分法による投資持分利益(損失)	**(122)**	**349**	**(471)**	**-**
法人税控除前利益	**4,312**	**8,201**	**(3,889)**	**-47.4%**
法人税	836	1,851	(1,015)	-54.8%
継続事業からの純利益	**3,476**	**6,350**	**(2,874)**	**-45.3%**
廃止事業からの純利益	**-**	**-**	**-**	**-**
純利益(当グループ及び非支配持分)	**3,476**	**6,350**	**(2,874)**	**-45.3%**
親会社の株主に属する純利益	2,174	4,789	(2,615)	-54.6%
非支配持分に属する純利益	1,302	1,561	(259)	-16.6%

収益

(単位：百万ユーロ)

	2019年	2018年	増減	
電力販売	40,045	39,278	767	2.0%
送電	10,470	10,101	369	3.7%
ネットワーク事業者からの手数料	866	1,012	(146)	-14.4%
機関市場オペレーターからの繰入金	1,625	1,711	(86)	-5.0%
ガス販売	3,294	4,401	(1,107)	-25.2%
ガス輸送	617	576	41	7.1%
燃料販売	914	919	(5)	-0.5%
配電網及びガス配給網への接続手数料	785	714	71	9.9%
建設契約からの収益	749	735	14	1.9%
現物引渡し契約に基づく商品の販売(IFRS第９号)	16,294	11,833	4,461	37.7%
その他の収益	4,668	4,295	373	8.7%
合計	**80,327**	**75,575**	**4,752**	**6.3%**

収益の増加は、利益率に影響のない組替えの結果として、「現物引渡し契約に基づく商品の販売」の項目に主に起因している。この組替えは、IFRS第９号に従い公正価値で評価された現物引渡しを伴う非金融取引に対する2019年３月のIFRICのアジェンダ決定の適用に関連して行われた。

収益の追加的な増加は、主に、ブラジルにおけるエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの貢献及びアルゼンチンにおける未解決の規制事項の合意を理由とした、特にラテンアメリカでの**インフラストラクチャー及びネットワーク**の好調な業績、並びに特に貿易活動の増加を反映したイタリアにおける**火力発電及びトレーディング**に起因している。これらの影響は、スペイン及びイタリアにおける**エンドユーザー市場**からの収益の減少並びに不利な為替動向によって、僅かに部分的に相殺された。

2019年に認識されたその他の収益には、以下のものが含まれる。

・エネル・プロデュツィオーネが以前にヴァレ・デル・メルキューレのバイオマス・プラントを移転した先の特別目的事業体であるメルキューレ・エスアールエルの売却益（108百万ユーロ）
・（ｉ）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・エルエルシーが売却した多数の会社（106百万ユーロ）及び（ii）関連会社から完全子会社となったトレードウィンド（負ののれん75百万ユーロ）、の購入価格の最終的な配分に起因する負ののれん（181百万ユーロ）
・トレードウィンドが開発した２つの再生可能エネルギーのプロジェクトであるグラティオット及びアウトローの売却に伴う42百万ユーロの利益
・2006年から2016年までの期間に生じた相互の紛争を解決するエデスールと地方当局の間の合意に伴うアルゼンチンにおける収益の増加（233百万ユーロ）
・エネル・ジェネラシオン・チリによる電力供給に関する主要な産業顧客の離脱権の行使により想定される払戻し（160百万ユーロ）（そのうちの80百万ユーロは火力発電に関するもの、残りの80百万ユーロは再生可能エネルギー発電に関するもの）
・多数の契約条項の適用に伴う2017年におけるイーモーターワークスの取得価格の調整（98百万ユーロ）
・2009年にイー・ディストリブッツィオーネが保有していたエネル・レーテ・ガスの持分を売却したことに関連する２回目の補償の早期包括的和解のために、イー・ディストリブッツィオーネがF2i及び2iレーテ・ガスとの間で締結した契約に基づく50百万ユーロの費用

2018年、この項目は主に以下から構成されていた。

・2018年９月末におけるメキシコのキノ・プロジェクトに関与する８つの会社の売却に関連した、合計190百万ユーロの利益及び公正価値での再評価
・2009年のエネル・レーテ・ガスの売却に係るイー・ディストリブッツィオーネの契約に関連して受領した128百万ユーロの補償金
・イーエフ・ソラーレ・イタリアの売却による65百万ユーロの利益
・ウルグアイの多数の再生可能エネルギー会社の売却による18百万ユーロの利益

費用

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
電力購入	20,449	19,802	647	3.3%
発電のための燃料消費	4,228	4,920	(692)	-14.1%
取引用燃料及びエンドユーザー向け販売用ガス	9,284	12,783	(3,499)	-27.4%
原料	2,110	1,911	199	10.4%
人件費	4,634	4,581	53	1.2%
サービス、リース及びレンタル (1)	16,264	16,254	10	0.1%
その他の営業費用	7,276	1,769	5,507	-
資本化費用	(2,355)	(2,264)	(91)	-4.0%
合計	**61,890**	**59,756**	**2,134**	**3.6%**

(1)このうち、分水に係る固定費用は2019年において171百万ユーロ（2018年は167百万ユーロ）、公有地の利用に係る費用は2019年において26百万ユーロ（2018年は24百万ユーロ）。

費用の増加は、主に、IFRS第９号に従い公正価値で測定された現物引渡しを伴う非金融取引に対する2019年３月のIFRICのアジェンダ決定の適用に起因しており、これには利益率に影響のない損益計算書の項目の組替えが含まれる。

当年度の費用の詳細については、連結財務書類の注記を参照のこと。

売上総利益

以下の表は、事業分野別の売上総利益の推移を報告するものである。

(単位：百万ユーロ)

	2019年	2018年	増減	
火力発電及び取引	1,395	1,117	278	24.9%
エネル・グリーン・パワー	4,604	4,608	(4)	-0.1%
インフラストラクチャー及びネットワーク	8,278	7,539	739	9.8%
エンドユーザー市場	3,287	3,079	208	6.8%
エネルX	158	124	34	27.4%
サービス	126	85	41	48.2%
その他、除去及び調整	(144)	(201)	57	28.4%
合計	**17,704**	**16,351**	**1,353**	**8.3%**

（特にラテンアメリカにおいて）不利な為替動向にもかかわらず売上総利益が上昇したことは、主に以下の要因を反映している。

・ラテンアメリカにおける**インフラストラクチャー及びネットワーク**事業（496百万ユーロ）については、主に、エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収に伴う連結範囲の変更、2006年から2016年までの期間のイタリアにおける相互の紛争を解決するエデスールとアルゼンチン政府の間の合意による収益（227百万ユーロ）、並びにエネルギー効率化証書の購入に関連するコンプライアンス費用の減少に起因する。加えて、2019年、イー・ディストリブッツィオーネは、エネル・レーテ・ガスのF2iへの売却に関連した50百万ユーロの追加補償を計上した。2018年には、かかる補償は128百万ユーロであった。

・スペイン（165百万ユーロ）及びラテンアメリカ（173百万ユーロ）における**火力発電及び取引**については、それぞれ、（ｉ）2019年に悪化した水条件を原因とする水力発電量の大幅な減少により生じた不足を補うための、火力発電及び原子力発電への課税の停止並びに原子力発電所の利益率の増加、並びに（ii）主に供給コストの減少及びエネル・ジェネラシオン・チリとその顧客であるアングロ・アメリカンの間の供給契約の再交渉の影響（80百万ユーロの補償金の支払）を反映して、ブラジルのフォルタレザ発電所により示された利益率の改善に起因する。加えて、イタリア及びスペインの石炭火力発電所が保有する予備部品及び燃料の棚卸資産に関して合計308百万ユーロの簿価引下げが認識され、減損損失が計上された。これは、エネル・プロデュツィオーネによるメルキューレ・エスアールエルの売却益（取引費用を控除して94百万ユーロ）により、イタリアにおいて部分的に相殺された。

・**エンドユーザー市場**については、ラテンアメリカ（85百万ユーロ）では、主にエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収の影響に起因し、イタリア（81百万ユーロ）では、特に電力供給コストの削減に結び付けられた運営効率性の向上に起因し、それは販売数量の減少を相殺するにとどまらなかった。

・**エネルX**については、2017年のイーモーターワークスの買収価格の調整により、収益（98百万ユーロ）が計上された。

エネル・グリーン・パワーの事業ラインは、前年と同様の売上総利益を示した。これは、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）及びトレードウィンドの多数の企業買収に伴う負ののれん、グラティオット及びアウトローの売却によるキャピタルゲイン、並びにイタリアでの電力販売に適用された平均価格の上昇のために北米で計上された利益が、多数のメキシコ企業の売却（キノ・プロジェクト）及びイーエフ・ソラーレ・イタリアの売却に関して2018年に計上された利益によって、実質的に相殺されたためである。

経常売上総利益

(単位：百万ユーロ)

	2019年							
	火力発電及びトレーディング	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	その他、消去及び調整	合計
売上総利益	**1,395**	**4,604**	**8,278**	**3,287**	**158**	**126**	**(144)**	**17,704**
エネル・レーテ・ガスの持分の売却からの補償金	-	-	(50)	-	-	-	-	(50)
多くのギリシャの会社の取得価格の公正価値への調整	-	30	-	-	-	-	-	30
イタリア及びスペインの多くの石炭火力発電所の燃料及び予備部品の棚卸資産の簿価引下げ(1)	308	-	-	-	-	-	-	308
ロシアのレフティンスカヤ石炭火力発電所の簿価引下げ	7	-	-	-	-	-	-	7
メルキューレ・エスアールエルエルにおける持分の売却	(94)	-	-	-	-	-	-	(94)
経常売上総利益	**1,616**	**4,634**	**8,228**	**3,287**	**158**	**126**	**(144)**	**17,905**

(1)燃料及び材料／予備部品の棚卸資産の簿価引下げは、イタリア及びスペインの多くの石炭火力発電所について認識された減損に関連していたため、経常とみなされない。

(単位：百万ユーロ)

	2018年							
	火力発電及びトレーディング	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	その他、消去及び調整	合計
売上総利益	**1,117**	**4,608**	**7,539**	**3,079**	**124**	**85**	**(201)**	**16,351**
エネル・レーテ・ガスの持分の売却からの補償金	-	-	(128)	-	-	-	-	(128)
EFソラーレ・イタリアの売却益	-	(65)	-	-	-	-	-	(65)
経常売上総利益	**1,117**	**4,543**	**7,411**	**3,079**	**124**	**85**	**(201)**	**16,158**

営業利益

(単位：百万ユーロ)

	2019年	2018年	増減	
火力発電及びトレーディング	(3,494)	(118)	(3,376)	-
エネル・グリーン・パワー	3,276	3,505	(229)	-6.5%
インフラストラクチャー及びネットワーク	5,277	4,787	490	10.2%
エンドユーザー市場	2,163	1,958	205	10.5%
エネルX	(98)	19	(117)	-
サービス	(75)	(38)	(37)	-97.4%
その他、消去及び調整	(171)	(213)	42	19.7%
合計	**6,878**	**9,900**	**(3,022)**	**-30.5%**

営業利益の減少は、売上総利益の改善にもかかわらず、減価償却費、償却費及び減損損失の4,375百万ユーロの増加を反映したものである。この減価償却費、償却費及び減損損失の増加は、2019年におけるイタリア、スペイン、チリ及びロシアの多くの石炭火力発電所の簿価引下げを反映したものであり、合計で4,010百万ユーロの減損損失が認識されることとなった。

より具体的には、2019年上半期に、チリの２つの発電所について、それらの早期閉鎖に関するチリ政府との合意の効果を部分的に反映し、356百万ユーロの簿価引下げが生じた。その一方、ロシアにおいて、簿価引下げは、2019年６月30日に売却目的保有に分類され、売却価格を考慮してその価値が調整（127百万ユーロ）された、レフティンスカヤ石炭火力発電所の売却を反映したものである。2019年第３四半期には、商品価格の悪化及び二酸化炭素排出市場の運営に関連したスペインの情勢の不利な展開により、石炭火力発電所の競争性が損なわれた。イタリアにおいては、市場情勢の悪化に加えて、発電容量の利用可能性に報酬を与える新たなシステム（容量市場）の導入により、二酸化炭素の排出が高い水準にある発電所の利用に対する将来の展望が狭まり、電力市場からの石炭火力発電所の排除が方向付けられた。これらの理由により、イタリア及びスペインの多くの石炭火力発電所の帳簿価額は、解体費用も含めて、合計で3,527百万ユーロ減額された。

営業利益の変動も、リース資産の使用権に係る減価償却費（IFRS第16号の適用により2019年１月１日からリース有形固定資産として認識され、関連するリース期間にわたり償却される。）（203百万ユーロ）、及びブラジルの発電会社であるエネル・ディストリビューソォン・ゴイアスによるファナックに対する96百万ユーロの売掛金の簿価引下げが含まれている。

これらの要因は、減損テストに伴いイタリアのガス火力発電所に関して認識された265百万ユーロの戻入により、部分的に相殺された。

経常営業利益

(単位：百万ユーロ)

	2019年							
	火力発電及びトレーディング	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	その他、消去及び調整	合計
営業利益	**(3,494)**	**3,276**	**5,277**	**2,163**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6,878**
エネル・レーテ・ガスの持分の売却からの補償金	-	-	(50)	-	-	-	-	(50)
メルキューレ・エスアールエルの持分の売却	(94)	-	-	-	-	-	-	(94)
イタリア及びスペインの多くの石炭火力発電所の燃料及び予備部品の棚卸資産の簿価引下げ(1)	308	-	-	-	-	-	-	308
イタリアの多くの石炭火力発電所の簿価引下げ	1,936	-	-	-	-	-	-	1,936
スペインの多くの石炭火力発電所の簿価引下げ	1,591	-	-	-	-	-	-	1,591
イタリアの多くのガス火力発電所の再評価	(265)	-	-	-	-	-	-	(265)
チリの多くの石炭火力発電所の簿価引下げ	356	-	-	-	-	-	-	356
ロシアのレフティンスカヤ石炭火力発電所の簿価引下げ	134	-	-	-	-	-	-	134
イタリア及び北米の多くの再生可能エネルギープロジェクトの簿価引下げ	-	70	-	-	-	-	-	70
エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスのファナック売掛金の簿価引下げ	-	-	96	-	-	-	-	96
エネルX・ノース・アメリカの一定の無形資産の簿価引下げ	-	-	-	-	77	-	-	77
エネル・イタリアの一定の資産の簿価引下げ	-	-	-	-	-	29	-	29
多くのギリシャの会社の取得価格の調整	-	30	-	-	-	-	-	30
経常営業利益	**472**	**3,376**	**5,323**	**2,163**	**(21)**	**(46)**	**(171)**	**11,096**

(1)燃料及び材料／予備部品の棚卸資産の簿価引下げは、イタリア及びスペインの多くの石炭火力発電所について認識された減損に関連していたため、経常とみなされない。

(単位：百万ユーロ)

	2018							
	火力発電及びトレーディング	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	その他、消去及び調整	合計
営業利益	**(118)**	**3,505**	**4,787**	**1,958**	**19**	**(38)**	**(213)**	**9,900**
エネル・レーテ・ガスの売却からの補償金	-	-	(128)	-	-	-	-	(128)
EFソラーレ・イタリアの売却益	-	(65)	-	-	-	-	-	(65)
アルクディア発電所（スペイン）の簿価引下げ	82	-	-	-	-	-	-	82
EGPヘラスCGUの減損及び風力発電プロジェクト（キクラデス諸島）の減損の戻入	-	(117)	-	-	-	-	-	(117)
ヌオヴェ・エネルジーCGUの簿価引下げ	27	-	-	-	-	-	-	27
イタリアのバイオマス及び太陽光発電所の純簿価引下げ	-	94	-	-	-	-	-	94
経常営業利益	**(9)**	**3,417**	**4,659**	**1,958**	**19**	**(38)**	**(213)**	**9,793**

グループ純利益

2019年の**グループ純利益**は、前年の4,789百万ユーロと比べて、2,174百万ユーロとなった。上述した営業利益の減少は、以下に伴うものであった。

・2019年３月にEGPNA REPから13の会社の支配権を買い戻したことに伴う影響であり、それにより、連結範囲の変更とEGPNA REPによるキャピタル・ロスの計上が生じた。
・2018年における（ｉ）スロヴァク・パワー・ホールディングの持分50%を186百万ユーロで売却したことに伴い生じた金融債権の減損の戻入及び（ii）当該債権の公正価値のプラス調整による134百万ユーロの認識。
・減損テストを受けたリトラル石炭火力発電所に関連したスペインにおける金融債権の21百万ユーロの簿価引下げ。
・2018年におけるスロヴァク・パワー・ホールディングに対する持分法を使用して測定された株式投資資産の362百万ユーロの再評価及び2019年における同株式投資の34百万ユーロの簿価引下げ。
・エネル・ディストリビューソォン・ゴイアス（274百万ユーロ）及び3Sunとの合併のためエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（85百万ユーロ）による前年度の損失に係る2018年における前払税の認識。
・特に完全子会社であるエネル・プロデュツィオーネで認識された減損を反映して、検討対象の２年間における税引前利益の割合として純利益の改善から利益が生じた、非支配持分。

これらの効果は、エネル・ブラジル・インヴェスティメントス・スデステ・エスエー（エネル・スデステ）との合併に伴う494百万ユーロのエネル・ディストリビューソォン・サン・パウロの繰延税金負債の戻入により、部分的に相殺された。

2019年の**グループ経常純利益**は、2018年と比べて707百万ユーロ増加し、4,767百万ユーロ（2018年は4,060百万ユーロ）となった。以下の表は、グループ純利益のグループ経常純利益との調整を示しており、関連税効果及び非支配持分を差し引いた、経常外項目及び業績に対するそれらの個別の影響を指し示している。

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年
グループ純利益	**2,174**	**4,789**
エネル・レーテ・ガスの持分の売却からの補償金	(49)	(128)
メルキューレ・エスアールエルの持分の売却	(97)	-
スロヴァク・パワー・ホールディングが保有する一定の資産の簿価引下げ	38	(646)
イタリア及びスペインの多くの石炭火力発電所の燃料及び予備部品の棚卸資産の簿価引下げ	203	-
イタリアの多くの石炭火力発電所の簿価引下げ	1,400	-
スペインの多くの石炭火力発電所の簿価引下げ	849	-
イタリアの多くのガス火力発電所の再評価	(188)	-
チリの多くの石炭火力発電所の簿価引下げ	151	-
ロシアのレフティンスカヤ石炭火力発電所の簿価引下げ	60	-
エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスのファナック売掛金の簿価引下げ	38	-
エネルX・ノース・アメリカの一定の無形資産の簿価引下げ	77	-
エネル・イタリア及びエネル・グリーン・パワーの一定の資産の簿価引下げ	50	-
北米の多くの風力発電及び水力発電プロジェクトの資産の簿価引下げ	31	-
多くのギリシャの会社の取得価格の調整	30	-
アルクディア発電所（スペイン）の簿価引下げ	-	43
EGPヘラスCGUの減損及び風力発電プロジェクト（キクラデス諸島）の減損の戻入	-	(39)
EFソラーレ・イタリアの売却益	-	(64)
ヌオヴェ・エネルジーCGUの簿価引下げ	-	20
イタリアのバイオマス及び太陽光発電所の簿価引下げ	-	85
グループ経常純利益(1)	**4,767**	**4,060**

(1)税効果及び非支配持分を考慮。

当グループの財務状態及び財務構造の分析

当グループの財務状態の分析

(単位：百万ユーロ)

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減	
固定純資産				
‐有形固定資産及び無形固定資産	99,010	95,780	3,230	3.4%
‐のれん	14,241	14,273	(32)	-0.2%
‐持分法の使用による株式投資	1,682	2,099	(417)	-19.9%
‐その他の固定純資産/(負債)	(5,022)	(5,696)	674	11.8%
固定純資産合計	**109,911**	**106,456**	**3,455**	**3.2%**
流動純資産				
‐売掛金	13,083	13,587	(504)	-3.7%
‐棚卸資産	2,531	2,818	(287)	-10.2%
‐機関市場事業者からの純売掛金	(3,775)	(3,200)	(575)	-18.0%
‐その他の流動純資産/(負債)	(7,282)	(7,589)	307	4.0%
‐買掛金	(12,960)	(13,387)	427	3.2%
流動純資産合計	**(8,403)**	**(7,771)**	**(632)**	**-8.1%**
総投下資本	**101,508**	**98,685**	**2,823**	**2.9%**
引当金				
‐従業員給付	(3,771)	(3,187)	(584)	-18.3%
‐リスク及び費用に対する引当金並びに純繰延税金	(5,722)	(6,838)	1,116	16.3%
引当金合計	**(9,493)**	**(10,025)**	**532**	**5.3%**
売却目的の純資産	**98**	**281**	**(183)**	**-65.1%**
純投下資本	**92,113**	**88,941**	**3,172**	**3.6%**
株主資本合計	**46,938**	**47,852**	**(914)**	**-1.9%**
純金融負債	**45,175**	**41,089**	**4,086**	**9.9%**

*有形固定資産及び無形固定資産*は、実質的に、当期の投資（9,255百万ユーロ）及び連結範囲の変更（1,192百万ユーロ）を反映して増加した。これは主に、以前は持分法を使用して計算されていたEGPNA REPの多くの会社の支配権の取得、トレードウィンド・エナジーの連結及びユーセイブの買収によるものである。その他の要素は、チリのボカミナI及びタラピカ発電所並びにイタリア及びスペインの多くの発電所に係る簿価（解体費用を含む。）の調整（762百万ユーロ）、並びにハイパーインフレーションのための会計の影響を含む。これらの要素は、主に南米における為替の不利な変動（607百万ユーロ）、当年度の9,535百万ユーロの減価償却費、償却費及び減損損失、並びにレフティンスカヤ・グレスの石炭火力発電所をジェーエスシー・クズバセネルゴに売却したことにより、部分的に相殺された。

*のれん*における変化は、プロジェクトが中止されたことによる、北米のプロジェクト会社に係る確実性資産の評価損を主に反映している。

売却目的の純資産は、主に、EGPNA（現在はエネル・ノース・アメリカ）が保有する持分法を使用して計算された多くの水力発電会社の価値、及びコロンビアのリオネグロ発電所に関連している。一方で、上述のとおり、レフティンスカヤ・グレスの石炭火力発電所は、2019年第４四半期中に売却された。

2019年12月31日時点の**純投下資本**は、92,113百万ユーロとなり、親会社の株主に帰属する株主資本、非支配持分46,938百万ユーロ、及び純金融負債45,175百万ユーロにより調達された。2019年12月31日時点で、負債資本比率は0.96（2018年12月31日時点では0.86）であった。

当グループの財務構造の分析

純金融負債

純金融負債及び当期の変動は、以下の表のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減	
長期債務				
-銀行借入	8,407	8,819	(412)	-4.7%
-社債	43,294	38,633	4,661	12.1%
-その他の借入	2,473	1,531	942	61.5%
長期債務	*54,174*	*48,983*	*5,191*	*10.6%*
長期金融債権及び有価証券	(3,185)	(3,272)	87	2.7%
純長期債務	**50,989**	**45,711**	**5,278**	**11.5%**
短期債務				
銀行借入				
-長期銀行借入の短期部分	1,121	1,830	(709)	-38.7%
-その他の短期銀行借入	579	512	67	13.1%
短期銀行借入	*1,700*	*2,342*	*(642)*	*-27.4%*
社債(短期部分)	1,906	1,341	565	42.1%
その他の借入(短期部分)	382	196	186	94.9%
コマーシャル・ペーパー	2,284	2,393	(109)	-4.6%
デリバティブに対する現金担保及びその他の資金調達	750	301	449	-
その他の短期金融債務(1)	351	438	(87)	-19.9%
その他の短期債務	*5,673*	*4,669*	*1,004*	*21.5%*
長期金融債権(短期部分)	(1,585)	(1,522)	(63)	-4.1%
金融債権－現金担保	(2,153)	(2,559)	406	15.9%
その他の短期金融債権	(369)	(859)	490	57.0%
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	(9,080)	(6,693)	(2,387)	-35.7%
現金及び現金同等物並びに短期金融債権	*(13,187)*	*(11,633)*	*(1,554)*	*-13.4%*
純短期負債	**(5,814)**	**(4,622)**	**(1,192)**	**-25.8%**
純金融負債	**45,175**	**41,089**	**4,086**	**9.9%**
「売却目的の資産」の純金融負債	**-**	**362**	**(362)**	**-**

(1)「その他の流動金融負債」に含まれる流動金融債務を含む。

純金融負債は、2019年12月31日時点で45,175百万ユーロになり、2018年12月31日と比べて4,086百万ユーロの増加であった。これは主に社債発行及びその他の借入の増加によるが、現金保有及び金融債権の変動によって部分的にのみ相殺された。

2019年12月31日時点で、**総金融負債**は61,547百万ユーロとなり、前年から5,553百万ユーロの増加であった。

総金融負債

(単位：百万ユーロ)

	2019年12月31日			2018年12月31日		
	総長期債務	総短期債務	総負債	総長期債務	総短期債務	総負債
総金融負債	57,583	3,964	61,547	52,350	3,644	55,994
うち、						
‐持続可能な開発目標（SDGs）の達成に関連した負債	13,758	-	13,758	8,535	-	8,535
‐持続可能な開発目標（SDGs）の達成に関連した負債／総金融負債合計（%）			22%			15%

より具体的には、**総長期債務**（短期部分を含む。）は57,583百万ユーロとなった。そのうち13,758百万ユーロは、持続可能な開発目標（SDGs）の達成に関連した資金調達に関するものであった。その内訳は以下のとおりである。

・社債は45,200百万ユーロで、そのうち7,260百万ユーロは持続可能な社債に関するものである。より具体的には、社債は2018年12月31日と比べて合計で5,226百万ユーロ増加したが、これは主に、エネル・ファイナンス・インターナショナルの以下の持続可能な発行を反映したものである。
－2019年１月に発行され2025年に満期となる固定金利グリーン社債に関して、1,000百万ユーロ。
－設定された再生可能エネルギー発電容量の一定の割合を2021年12月31日までに達成する（SDG7）ための当グループの能力に関連し、2019年９月に発行され2024年９月に満期となる社債に関して、1,500百万米ドル（1,336百万ユーロ相当）。
－設定された再生可能エネルギー発電容量の一定の割合を達成し（SDG7）、温室効果ガス排出を削減する（SDG13）ための当グループの能力に関連し、2019年10月に発行された、2024年、2027年及び2034年に満期となるマルチトランシェ債に関して、2,500百万ユーロ。
・銀行借入は9,528百万ユーロで、そのうち6,498百万ユーロは持続可能な債権に関するものである。その合計額は、主に当年中の返済を反映して、前年と比べて1,121百万ユーロ減少した。
以下の持続可能な信用供与は2019年に取得されたが、2019年12月31日時点で残高のある引出しはない。
－国連の持続可能な開発目標の達成に関連して、エネル・エスピーエーが2019年10月２日に取得した信用供与1,000百万ユーロ。
－国連の持続可能な開発目標の達成に関連して、エネル・ファイナンス・アメリカが2019年11月20日に取得した与信限度額220百万米ドル（196百万ユーロ相当）及びローン340百万米ドル（303百万ユーロ相当）。
・その他の借入は2,855百万ユーロで、リースに関するIFRS第16号の適用により1,128百万ユーロ増加した。

総短期金融負債は、2018年12月31日と比べて320百万ユーロ減少し、3,964百万ユーロとなった。これは主に、コマーシャル・ペーパー2,284百万ユーロ並びにデリバティブに対する現金担保及びその他の資金調達の合計750百万ユーロから構成される。

現金及び現金同等物並びに短期金融債権及び長期金融債権は、2018年末と比べて1,467百万ユーロ増加し、16,372百万ユーロとなった。かかる増加は主に、銀行に預託された現金及び短期有価証券の2,387百万ユーロの増加によるものであり、取引相手に支払われた現金担保406百万ユーロの減少及びその他の短期金融債権489百万ユーロの減少により、部分的にのみ相殺された。

キャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)

	2019年	2018年	増減
期首における現金及び現金同等物(1)	**6,714**	**7,121**	**(407)**
営業活動からのキャッシュ・フロー	11,251	11,075	176
投資／ディスインベストメントからのキャッシュ・フロー	(9,115)	(9,661)	546
財務活動からのキャッシュ・フロー	306	(1,636)	1,942
現金及び現金同等物に対する為替レートの変動による影響	(76)	(185)	109
期末における現金及び現金同等物(2)	**9,080**	**6,714**	**2,366**

(1)うち現金及び現金同等物は2019年１月１日時点で6,630百万ユーロ（2018年１月１日時点で7,021百万ユーロ）、短期有価証券は2019年１月１日時点で63百万ユーロ（2018年１月１日時点で69百万ユーロ）、売却目的の資産に関する現金及び現金同等物は2019年１月１日時点で21百万ユーロ（2018年１月１日時点で31百万ユーロ）。

(2)うち現金及び現金同等物は2019年12月31日時点で9,029百万ユーロ（2018年12月31日時点で6,630百万ユーロ）、短期有価証券は2019年12月31日時点で51百万ユーロ（2018年12月31日時点で63百万ユーロ）、売却目的の資産に関する現金及び現金同等物は2018年12月31日時点で21百万ユーロ。

2019年における**営業活動からのキャッシュ・フロー**は、前年と比べて176百万ユーロ増加し、プラスの11,251百万ユーロとなった。これは主に、売上総利益の改善を反映しており、純流動資産の変動に関連する現金需要の増加によって部分的に相殺された。

投資／ディスインベストメントからのキャッシュ・フローは、2018年には合計9,661百万ユーロの流動性を吸収した一方で、2019年においては9,115百万ユーロの資金を吸収した。事業ライン別の資本支出は次項で示される。

取得された現金及び現金同等物を控除した事業体（又は事業ユニット）への投資額は692百万ユーロとなり、主に、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EGPNA。現在はエネル・ノース・アメリカに改称。）を通じて、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）（EGPNA及びジェネラル・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・サービシズが同じ割合で保有する合弁会社）が以前に保有していた７つの再生可能エネルギー施設の100%を買収したことによって評価された。

事業体及び事業ユニットの処分は、売却された現金及び現金同等物を控除して、320百万ユーロのキャッシュ・フローを生み出した。これらは主に、ブラジルにおける３つの太陽光発電所の100%を売却したこと、メルキューレのバイオマス発電所から構成される事業ユニットを処分したこと、及びEGPNA（現在はエネル・ノース・アメリカ）がEGPNA REP合弁会社（多くの再生可能エネルギープロジェクト開発会社（アテナ・オペレーション）を保有する。）の持分の30%を処分したこと、に関連していた。

財務活動からのキャッシュ・フローは、2018年には1,636百万ユーロのキャッシュの吸収を示した一方で、2019年においては流動性306百万ユーロの増加を生み出した。2019年のフローは、基本的には以下に関連している。

・純金融負債（再支払及び新たな借入の正味収支）の増加3,743百万ユーロ。
・配当金の支払合計3,957百万ユーロ。
・非支配持分の取引合計530百万ユーロ。これは主に、金融機関との多くの株式交換契約に基づくエネル・アメリカスの持分の増加（持分を51.8%から59.97%に増加させた。）、及び当該子会社における非比例的な増資に関連している。

2019年において、営業活動からのキャッシュ・フロー11,251百万ユーロは、投資活動によるキャッシュ需要合計9,115百万ユーロを相殺して余りあった。

当グループは、また、好ましい市況から利益を得るため、外部の資金源に対し一層強く償還請求を行い、将来の事業において使用するための十分な流動性バッファーを創出した。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2019年	2018年	増減	
火力発電及びトレーディング	851	839	12	1.4%
エネル・グリーン・パワー	4,293(1)	2,784(2)	1,509	54.2%
インフラストラクチャー及びネットワーク	3,905	3,830	75	2.0%
エンドユーザー市場	449	374	75	20.1%
エネルX	270	183	87	47.5%
サービス	134	106	28	26.4%
その他、消去及び調整	45	36	9	25.0%
合計	**9,947**	**8,152**	**1,795**	**22.0%**

(1)この数値は、「売却目的」に分類されるユニットに関する４百万ユーロを含まない。
(2)この数値は、「売却目的」に分類されるユニットに関する378百万ユーロを含まない。

資本支出は、主に、スペイン、米国、カナダ、南アフリカ及びブラジルにおける風力発電所及び太陽光発電所に対する投資を反映して、2018年と比べて1,795百万ユーロ増加した。

事業分野別の業績

本書に記載の事業分野別の業績は、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、当該２期間における当グループの業績を監視するために経営陣が実施する手法に基づいて示されている。

2019年９月30日の決算終了と同時に開始される事業セグメントの開示に関して、エネルグループは、IFRS第８号の規定に従い、同社の第１次及び第２次の報告セグメントを変更した。具体的には、当グループは、経営陣が2019年に事業分野別に業績の報告を開始したことを踏まえ、その結果として以下の報告部門を採用した。

・第１次部門：事業分野
・第２次部門：地理的地域

したがって、事業分野は、エネルグループの経営陣による分析及び決定における主要な判別子であり、業績は各事業分野を最優先して測定及び評価され、その後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完全に一貫している。

特に、新たな組織は、事業ライン（火力発電及びトレーディング、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、サービス並びに持株会社／その他）、及び地理的地域（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／持株会社）を引き続き基盤としている。

最後に、2019年９月以降、エネル・グリーン・パワーの事業ラインと接続されたラテンアメリカ地域には、従前北米及び中米地理的地域（現在は北米に変更され、以下の国で構成される：米国、カナダ及びメキシコ）において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留意されたい。

IFRS第８号の目的における第１次及び第２次の報告部門の新たな分類、並びにエネル・グリーン・パワーのセグメントにおける国の再配置に照らし、本書に記載の数値の完全な比較可能性を確保するために、2018年の比較数値は適切に修正再表示されている。

2019年及び2018年の事業分野別の業績

2019年の業績[1]

（単位：百万ユーロ）	火力発電及びトレーディング	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	その他、消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他の収益	30,519	7,360	20,092	19,482	967	1,901	6	80,327
その他の部門との取引からの収益及びその他の収益	1,532	373	1,697	13,062	163	80	(16,907)	-
収益合計及びその他の収入	**32,051**	**7,733**	**21,789**	**32,544**	**1,130**	**1,981**	**(16,901)**	**80,327**
商品リスク管理からの純利益/（費用）	(676)	14	-	(71)	-	-	-	(733)
売上総利益	**1,395**	**4,604**	**8,278**	**3,287**	**158**	**126**	**(144)**	**17,704**
減価償却費、償却費及び減損損失	4,889	1,328	3,001	1,124	256	201	27	10,826
営業利益	**(3,494)**	**3,276**	**5,277**	**2,163**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6,878**
資本支出	**851**	**4,293**[2]	**3,905**	**449**	**270**	**134**	**45**	**9,947**

(1)セグメント収益は、第三者からの収益とセグメント間の収益の両方を含んでいる。当期間のその他の収益及び費用については同様の方法が採用された。

(2)「売却目的」に分類されるユニットについての４百万ユーロを含まない。

2018年の業績[1][2]

（単位：百万ユーロ）	火力発電及びトレーディング	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	その他、消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他の収益	26,630	7,613	18,250	20,340	849	1,878	15	75,575
その他の部門との取引からの収益及びその他の収益	977	443	1,718	13,431	157	60	(16,786)	-
収益合計及びその他の収入	**27,607**	**8,056**	**19,968**	**33,771**	**1,006**	**1,938**	**(16,771)**	**75,575**
商品リスク管理からの純利益/（費用）	640	(162)	-	(11)	-	65	-	532
売上総利益	**1,117**	**4,608**	**7,539**	**3,079**	**124**	**85**	**(201)**	**16,351**
減価償却費、償却費及び減損損失	1,235	1,103	2,752	1,121	105	123	12	6,451
営業利益	**(118)**	**3,505**	**4,787**	**1,958**	**19**	**(38)**	**(213)**	**9,900**
資本支出	**839**	**2,784**[3]	**3,830**	**374**	**183**	**106**	**36**	**8,152**

(1)セグメント収益は、第三者からの収益とセグメント間の収益の両方を含んでいる。当年度のその他の収益及び費用については同様の方法が採用された。

(2)数値は、2019年の業績との比較可能性を確保するために修正再表示されており、第１次報告部門としての事業分野を用いて報告される。

(3)「売却目的」に分類されるユニットについての378百万ユーロを含まない。

次へ

上記に加えて、当グループは、地域／国別に分類して地理的地域別に業績を監視する。以下の表は、調査対象とされる２期間についての売上総利益を示しており、事業ライン別だけでなく地域／国別での業績の見通しを示すことを目指している。

売上総利益

（単位：百万ユーロ）	火力発電及びトレーディング			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			その他			合計		
	2019年	2018年	増減	**2019年**	2018年	増減	**2019年**	2018年	増減	**2019年**	2018年	増減	**2019年**	2018年	増減	**2019年**	2018年	増減	**2019年**	2018年	増減	**2019年**	2018年	増減
イタリア	**(14)**	**22**	**(36)**	**1,240**	**1,220**	**20**	**3,906**	**3,679**	**227**	**2,314**	**2,233**	**81**	**13**	**31**	**(18)**	**169**	**119**	**50**	**-**	**-**	**-**	**7,628**	**7,304**	**324**
イベリア半島	**590**	**425**	**165**	**358**	**361**	**(3)**	**2,025**	**1,965**	**60**	**715**	**676**	**39**	**38**	**51**	**(13)**	**66**	**80**	**(14)**	**-**	**-**	**-**	**3,792**	**3,558**	**234**
ラテンアメリカ	**642**	**469**	**173**	**2,218**	**2,201**	**17**	**2,259**	**1,763**	**496**	**243**	**158**	**85**	**64**	**56**	**8**	**(123)**	**(104)**	**(19)**	**-**	**-**	**-**	**5,303**	**4,543**	**760**
アルゼンチン	*165*	*142*	*23*	*51*	*46*	*5*	*271*	*173*	*98*	*2*	*(16)*	*18*	*-*	*-*	*-*	*(1)*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*488*	*344*	*144*
ブラジル	*107*	*7*	*100*	*335*	*395*	*(60)*	*1,144*	*815*	*329*	*149*	*100*	*49*	*(1)*	*-*	*(1)*	*(49)*	*(42)*	*(7)*	*-*	*-*	*-*	*1,685*	*1,275*	*410*
チリ	*211*	*124*	*87*	*899*	*877*	*22*	*222*	*228*	*(6)*	*17*	*19*	*(2)*	*26*	*19*	*7*	*(72)*	*(61)*	*(11)*	*-*	*-*	*-*	*1,303*	*1,206*	*97*
コロンビア	*14*	*51*	*(37)*	*620*	*544*	*76*	*399*	*364*	*35*	*60*	*42*	*18*	*38*	*37*	*1*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*1,131*	*1,038*	*93*
ペルー	*145*	*145*	*-*	*162*	*156*	*6*	*223*	*183*	*40*	*15*	*13*	*2*	*1*	*-*	*1*	*(1)*	*-*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*545*	*497*	*48*
パナマ	*-*	*-*	*-*	*112*	*113*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*112*	*113*	*(1)*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*39*	*70*	*(31)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*39*	*70*	*(31)*
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	**209**	**233**	**(24)**	**112**	**115**	**(3)**	**107**	**152**	**(45)**	**15**	**12**	**3**	**-**	**3**	**(3)**	**5**	**1**	**4**	**-**	**-**	**-**	**448**	**516**	**(68)**
ルーマニア	*(2)*	*-*	*(2)*	*75*	*62*	*13*	***107***	*152*	*(45)*	*15*	*12*	*3*	*6*	*3*	*3*	*5*	*1*	*4*	*-*	*-*	*-*	*206*	*230*	*(24)*
ロシア	*209*	*233*	*(24)*	*(1)*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(2)*	*-*	*(2)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*206*	*232*	*(26)*
その他の国	*2*	*-*	*2*	*38*	*54*	*(16)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(4)*	*-*	*(4)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*36*	*54*	*(18)*
北米	**(18)**	**(6)**	**(12)**	**737**	**538**	**199**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**80**	**3**	**77**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**799**	**535**	**264**
米国及びカナダ	*(16)*	*(6)*	*(10)*	*658*	*398*	*260*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*80*	*3*	*77*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*722*	*395*	*327*
メキシコ	*(2)*	*-*	*(2)*	*79*	*140*	*(61)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*77*	*140*	*(63)*
アフリカ、アジア及びオセアニア	**-**	**-**	**-**	**62**	**58**	**4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**(4)**	**3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**61**	**54**	**7**
南アフリカ	*-*	*-*	*-*	*58*	*54*	***4***	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(4)*	*4*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*58*	*50*	*8*
インド	*-*	*-*	*-*	*8*	*9*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*8*	*9*	*(1)*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*(4)*	*(5)*	*1*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(1)*	*-*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(5)*	*(5)*	*-*
その他	**(14)**	**(26)**	**12**	**(123)**	**115**	**(238)**	**(19)**	**(20)**	**1**	**-**	**-**	**-**	**(36)**	**(16)**	**(20)**	**9**	**(11)**	**20**	**(144)**	**(201)**	**57**	**(327)**	**(159)**	**(168)**
合計	**1,395**	**1,117**	**278**	**4,604**	**4,608**	**(4)**	**8,278**	**7,539**	**739**	**3,287**	**3,079**	**208**	**158**	**124**	**34**	**126**	**85**	**41**	**(144)**	**(201)**	**57**	**17,704**	**16,351**	**1,353**

次へ

火力発電及びトレーディング

事業

純発電量

（単位：百万kWh）

	2019年	2018年	増減	
石炭燃料発電	37,592	64,366	(26,774)	-41.6%
燃料油及びターボガス発電	20,887	24,832	(3,945)	-15.9%
複合サイクル発電	44,980	38,134	6,846	18.0%
原子力発電	26,279	24,067	2,212	9.2%
純発電量合計	**129,738**	**151,399**	**(21,661)**	**-14.3%**
－うちイタリア	*22,604*	*27,757*	*(5,153)*	*-18.6%*
－うちイベリア半島	*51,312*	*62,020*	*(10,708)*	*-17.3%*
－うちラテンアメリカ	*23,388*	*22,441*	*947*	*4.2%*
－うちヨーロッパ及び欧州地中海業務	*32,434*	*39,181*	*(6,747)*	*-17.2%*

純発電量の減少は基本的に、競争力が低下した結果としてのイベリア半島（14,673百万kWh）、イタリア（7,941百万kWh）及びロシア（5,239百万kWh）を含む、石炭燃料発電の26,774百万kWhの急激な減少による。かかる減少は、主にイタリア（3,013百万kWh）、イベリア半島（2,731百万kWh）及びラテンアメリカ（1,092百万kWh）における複合サイクル発電の6,846百万kWhの増加により、部分的に相殺された。原子力発電の増加は、水資源の利用可能性の不足により、イベリア半島において原子力エネルギーの利用が増加したことに起因する。

純有効発電容量

（単位：MW）

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減	
石炭燃料発電所	11,695	15,828	(4,133)	-26.1%
燃料油及びターボガス発電所	12,211	12,250	(39)	-0.3%
複合サイクル発電所	14,991	15,021	(30)	-0.2%
原子力発電所	3,318	3,318	-	-
合計	**42,215**	**46,417**	**(4,202)**	**-9.1%**
－うちイタリア	*13,480*	*13,613*	*(133)*	*-1.0%*
－うちイベリア半島	*15,957*	*16,192*	*(235)*	*-1.5%*
－うちラテンアメリカ	*7,523*	*7,734*	*(211)*	*-2.7%*
－うちヨーロッパ及び欧州地中海業務	*5,255*	*8,878*	*(3,623)*	*-40.8%*

純有効発電容量の減少は、特にロシア（3,623MW）において、上述のレフチンスカヤ・プラントの処分に伴い石炭燃料発電の利用が減少したことを反映している。

より一般的には、火力収益及び石炭収益、すなわちそれぞれ火力発電所及び石炭燃料発電所からのものは、気候変動への取組みの目的及び脱炭素化の達成を追求する持続可能な事業モデルに影響を受けた企業の戦略的選択の結果、着実に減少し、以下の表に示される（合計に対する割合を含む。）。

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年
火力収益	10,322	10,894
石炭収益	2,827	4,043
原子力収益	1,296	1,080
合計に対する火力収益の割合	**12.8%**	**14.4%**
合計に対する石炭収益の割合	**3.5%**	**5.3%**
合計に対する原子力収益の割合	**1.6%**	**1.4%**

業績

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
収益	32,051	27,607	4,444	16.1%
売上総利益	1,395	1,117	278	24.9%
営業利益	(3,494)	(118)	(3,376)	-
資本支出	851	839	12	1.4%

以下の表は、2019年の地域／国別の業績の内訳を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	23,688	18,954	4,734	25.0%
イベリア半島	6,261	6,329	(68)	-1.1%
ラテンアメリカ	1,915	1,726	189	11.0%
－うちアルゼンチン	*323*	*227*	*96*	*42.3%*
－うちブラジル	*289*	*270*	*19*	*7.0%*
－うちチリ	*828*	*739*	*89*	*12.0%*
－うちコロンビア	*110*	*126*	*(16)*	*-12.7%*
－うちペルー	*365*	*364*	*1*	*0.3%*
北米	29	3	26	-
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	956	1,054	(98)	-9.3%
－うちルーマニア	*42*	*55*	*(13)*	*-23.6%*
－うちロシア	*911*	*999*	*(88)*	*-8.8%*
－うちその他の国	*3*	-	*3*	-
その他	54	81	(27)	-33.3%
部門間消去及び調整	(852)	(540)	(312)	-57.8%
合計	**32,051**	**27,607**	**4,444**	**16.1%**

収益の変動は、主に「現物引渡し契約における商品の売上」の項に起因し、IFRS第９号に従い公正価値で測定される現物引渡しを伴う非金融取引に対する2019年３月のIFRICアジェンダ決定の適用に関連する、利益に影響のない再分類を反映する。詳細については、連結財務書類注記4.3を参照のこと。

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	(14)	22	(36)	-
イベリア半島	590	425	165	38.8%
ラテンアメリカ	642	469	173	36.9%
－うちアルゼンチン	*165*	*142*	*23*	*16.2%*
－うちブラジル	*107*	*7*	*100*	-
－うちチリ	*211*	*124*	*87*	*70.2%*
－うちコロンビア	*14*	*51*	*(37)*	*-72.5%*
－うちペルー	*145*	*145*	-	-
北米	(18)	(6)	(12)	-
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	209	233	(24)	-10.3%
－うちルーマニア	*(2)*	-	*(2)*	-
－うちロシア	*209*	*233*	*(24)*	*-10.3%*
－うちその他の国	*2*	-	*2*	-
その他	(14)	(26)	12	46.2%
合計	**1,395**	**1,117**	**278**	**24.9%**

2019年の**売上総利益**の増加は、主に以下に起因する。

・ラテンアメリカにおける利益が173百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、早期離脱のオプションを行使したことで主要顧客から受領した80百万ユーロの補償金、及び供給費用の減少によるフォルタレサ・プラントの利益の改善（108百万ユーロ）に起因する。

・基本的に以下の要因に起因して、イベリア半島において165百万ユーロ増加したこと。

－原子力発電からの利益が279百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、発電量及び価格の増加、また原子力発電に課される税の引下げ（43百万ユーロ）に起因する。

－火力発電に係る租税公課が63百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、とりわけ2018年10月５日付け勅令法第15/2018号に従い、発電及び発電に使用した炭化水素の消費に対する課税が停止されたことに起因する。

－減損テストを受けた複数の石炭燃料発電所における燃料、消耗部品及びスペア部品の棚卸資産の簿価引下げが、総額103百万ユーロ増加したこと。これは、業務を通じてその価値を回収することが不可能であるとみなされたためであった。

－公正価値で測定される商品契約の結果において90百万ユーロ低下したこと。

・イタリアにおける利益が36百万ユーロ減少したこと。これは主に以下に起因する。

－複数の石炭燃料発電所における燃料、消耗部品及びスペア部品の棚卸資産の簿価引下げが、総額205百万ユーロ増加したこと。これは、業務を通じてその価値を回収することが不可能であるとみなされたためであった。

－メルキュール電力プラントの処分につき、エネル・プロデュツィオーネにより108百万ユーロの利益が認識されたこと。かかる利益は、契約に従った環境費用に対する引当金及び工業用地に関連する引当金の増加により、部分的にのみ相殺された。

－火力発電における環境コンプライアンス費用が65百万ユーロ減少したこと。

・ヨーロッパ及び欧州地中海業務における利益が24百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、主にロシアで認識された。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	(1,908)	(248)	(1,660)	-
イベリア半島	(1,650)	(274)	(1,376)	-
ラテンアメリカ	68	266	(198)	-74.4%
－うちアルゼンチン	*100*	*89*	*11*	*12.4%*
－うちブラジル	*94*	*(1)*	*95*	-
－うちチリ	*(233)*	*30*	*(263)*	-
－うちコロンビア	*(2)*	*37*	*(39)*	-
－うちペルー	*109*	*111*	*(2)*	*-1.8%*
北米	(19)	(6)	(13)	-
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	30	170	(140)	-82.4%
－うちルーマニア	*(1)*	-	*(1)*	-
－うちロシア	*31*	*170*	*(139)*	*-81.8%*
－うちその他の国	-	-	-	-
その他	(15)	(26)	11	42.3%
部門間消去及び調整	-	-	-	-
合計	**(3,494)**	**(118)**	**(3,376)**	**-**

営業利益の減少は、売上総利益の改善にもかかわらず、減価償却費、償却費及び減損が3,654百万ユーロ増加したことに起因する。より具体的には、減価償却費、償却費及び減損の増加は、主に以下に関連している。

・石炭燃料発電所に係る、イタリア、スペイン、チリ及びロシアにおける、総額4,010百万ユーロの減損。かかる減損の詳細は、本「(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」の上記「当グループの業績」の「営業利益」に記載される。

・IFRS第16号の適用により減価償却費及び償却費が増加したこと（34百万ユーロ）。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	189	172	17	9.9%
イベリア半島	388	345	43	12.5%
ラテンアメリカ	193	251	(58)	-23.1%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	79	70	9	12.9%
その他	2	1	1	-
合計	**851**	**839**	**12**	**1.4%**

資本支出の増加は、主にイタリア（17百万ユーロ）及びイベリア半島（43百万ユーロ）に起因し、とりわけ発電所の維持管理及び安全性の向上に関連する。これらの影響は、石炭燃料発電所及び複合サイクル発電所に関して、ラテンアメリカ、特にアルゼンチン及びチリにおける資本支出が58百万ユーロ減少したことにより、部分的に相殺された。

エネル・グリーン・パワー

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2019年	2018年	増減	
水力発電	62,580	65,893	(3,313)	-5.0%
地熱発電	6,148	5,881	267	4.5%
風力発電	26,668	22,161	4,507	20.3%
太陽光発電	3,974	4,897	(923)	-18.8%
その他の資源	21	108	(87)	-80.6%
純発電量合計	**99,391**	**98,940**	**451**	**0.5%**
－うちイタリア	*24,308*	*25,476*	*(1,168)*	*-4.6%*
－うちイベリア半島	*10,090*	*12,172*	*(2,082)*	*-17.1%*
－うちラテンアメリカ	*48,448*	*48,137*	*311*	*0.6%*
－うちヨーロッパ及び欧州地中海業務	*2,005*	*1,895*	*110*	*5.8%*
－うち北米	*12,969*	*9,752*	*3,217*	*33.0%*
－うちアフリカ、アジア及びオセアニア	*1,571*	*1,508*	*63*	*4.2%*

2019年の純発電量は、2018年からわずかに増加した。かかる増加は風力発電及び地熱発電の増加によるものであり、水力発電及び太陽光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米国及びイベリア半島において生じ、発電量はそれぞれ4,496百万kWh及び439百万kWh増加した。かかる増加は、2018年９月に複数の会社を売却したことに部分的に起因する、メキシコにおける風力発電の減少（759百万kWh減少）により部分的に相殺された。

地熱発電の増加は主に米国において生じた（285百万kWh増加）。

水力発電の減少は、主にイタリア及びイベリア半島における水資源の利用可能性の低下によるものであり、ラテンアメリカにおける増加（458百万kWh増加）により部分的にのみ相殺されたが、発電量は地域によって異なっていた。ブラジル（940百万kWh増加）、コロンビア（857百万kWh増加）及びペルー（462百万kWh増加）における増加が顕著であり、かかる増加はアルゼンチン（350百万kWh減少）、チリ（899百万kWh減少）及びパナマ（308百万kWh減少）の減少により相殺された。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2019年12月31日	2018年12月31日	**増減**	
水力発電	27,830	27,844	(14)	-0.1%
地熱発電	878	804	74	9.2%
風力発電	10,327	8,190	2,137	26.1%
太陽光発電	3,094	2,322	772	33.2%
その他の資源	5	43	(38)	-88.4%
純有効発電容量合計	**42,134**	**39,203**	**2,931**	**7.5%**
－うちイタリア	*13,972*	*14,011*	*(39)*	*-0.3%*
－うちイベリア半島	*7,391*	*6,525*	*866*	*13.3%*
－うちラテンアメリカ	*13,676*	*13,869*	*(193)*	*-1.4%*
－うちヨーロッパ及び欧州地中海業務	*1,037*	*883*	*154*	*17.4%*
－うち北米	*5,282*	*3,220*	*2,062*	*64.0%*
－うちアフリカ、アジア及びオセアニア	*776*	*695*	*81*	*11.7%*

2019年の純有効発電容量は、主に米国において2018年から増加した。かかる増加は、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EPGNA、現在はエネル・ノース・アメリカと称される。）による風力、地熱及び太陽光発電所を所有する13社の取得、また、ハイ・ロンサム及びロードランナー・プラントの発電容量の増加に起因する。風力発電容量及び太陽光発電容量は、イベリア半島においても増加した。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	**増減**	
収益	7,733	8,056	(323)	-4.0%
売上総利益	4,604	4,608	(4)	-0.1%
営業利益	3,276	3,505	(229)	-6.5%
資本支出	4,293(1)	2,784(2)	1,509	54.2%

(1)「売却目的」に分類されるユニットについての４百万ユーロを含まない。
(2)「売却目的」に分類されるユニットについての378百万ユーロを含まない。

以下の表は、2019年の国別の業績の内訳を示している。

収益(1)

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	1,918	2,084	(166)	-8.0%
イベリア半島	653	716	(63)	-8.8%
ラテンアメリカ	3,692	3,843	(151)	-3.9%
－うちアルゼンチン	*64*	*59*	*5*	*8.5%*
－うちブラジル	*694*	*676*	*18*	*2.7%*
－うちチリ	*1,489*	*1,584*	*(95)*	*-6.0%*
－うちコロンビア	*1,007*	*941*	*66*	*7.0%*
－うちペルー	*201*	*334*	*(133)*	*-39.8%*
－うちパナマ	*169*	*151*	*18*	*11.9%*
－うちその他の国	*68*	*98*	*(30)*	*-30.6%*
北米	1,115	860	255	29.7%
－うち米国	*956*	*564*	*392*	*69.5%*
－うちメキシコ	*159*	*296*	*(137)*	*-46.3%*
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	271	255	16	6.3%
－うちルーマニア	*175*	*173*	*2*	*1.2%*
－うちギリシャ	*86*	*73*	*13*	*17.8%*
－うちブルガリア	*8*	*9*	*(1)*	*-11.1%*
－うちその他の国	*2*	-	*2*	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	107	101	6	5.9%
その他	105	316	(211)	-66.8%
部門間消去及び調整	(128)	(119)	(9)	-7.6%
合計	**7,733**	**8,056**	**(323)**	**-4.0%**

(1)数値は、2019年12月の数値との比較を目的として調整されており、従前北米及び中米地理的地域に含まれていたパナマ、コスタリカ、グアテマラ、エルサルバドル及びニカラグアが、現在はラテンアメリカに含まれていることを考慮に入れている。

売上総利益[(1)]

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	1,240	1,220	20	1.6%
イベリア半島	358	361	(3)	-0.8%
ラテンアメリカ	2,218	2,201	17	0.8%
－うちアルゼンチン	*51*	*46*	*5*	*10.9%*
－うちブラジル	*335*	*395*	*(60)*	*-15.2%*
－うちチリ	*899*	*877*	*22*	*2.5%*
－うちコロンビア	*620*	*544*	*76*	*14.0%*
－うちペルー	*162*	*156*	*6*	*3.8%*
－うちパナマ	*112*	*113*	*(1)*	*-0.9%*
－うちその他の国	*39*	*70*	*(31)*	*-44.3%*
北米	737	538	199	37.0%
－うち米国	*658*	*398*	*260*	*65.3%*
－うちメキシコ	*79*	*140*	*(61)*	*-43.6%*
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	112	115	(3)	-2.6%
－うちルーマニア	*75*	*62*	*13*	*21.0%*
－うちロシア	*(1)*	*(1)*	-	-
－うちギリシャ	*35*	*49*	*(14)*	*-28.6%*
－うちブルガリア	*6*	*6*	-	-
－うちその他の国	*(3)*	*(1)*	*(2)*	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	62	58	4	6.9%
その他	(123)	115	(238)	-
合計	**4,604**	**4,608**	**(4)**	**-0.1%**

(1)数値は、2019年12月の数値との比較を目的として調整されており、従前北米及び中米地理的地域に含まれていたパナマ、コスタリカ、グアテマラ、エルサルバドル及びニカラグアが、現在はラテンアメリカに含まれていることを考慮に入れている。

売上総利益は、2018年から４百万ユーロ減少した。これは、基本的に以下に起因する。

・北米における利益が199百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に以下に起因する。

－米国における利益が260百万ユーロ増加したこと。かかる増加は基本的に、エネル・ノース・アメリカ（旧エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ）が、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・エルエルシー（EGPNA REP）により売却された13社を取得したことに伴う連結範囲の変更に関連する増加（92百万ユーロ）及び当該取引に係る負ののれん（106百万ユーロ）、トレードウィンド・エナジーの取得に関連する負ののれん（75百万ユーロ）（同社の負のマージン（マイナス53百万ユーロ）により部分的に相殺された。）、アウトロー・プロジェクト（22百万ユーロ）及びグラティオット・プロジェクト（20百万ユーロ）の処分に係る利益、ハイ・ロンサム・ウィンド・パワー（87百万ユーロ）及びロードランナー・ソーラー・プロジェクト（67百万ユーロ）に関連するタックス・パートナーシップ収益の増加（ダイヤモンド・ヴィスタ（40百万ユーロ減少）及びラットルスネイク・クリーク（39百万ユーロ減少）からの当該収益の減少により部分的に相殺された。）によるものである。

－メキシコにおける利益が61百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に、2018年９月末のプロジェクト・キノによる８社の売却に伴う連結範囲の変更によるものである。

・ラテンアメリカにおける利益が17百万ユーロ増加したこと。これは主に以下に起因する。

－コロンビアにおける利益が76百万ユーロ増加したこと。かかる増加は基本的に、電力取引上の取引平均価格及び量の増加、並びに購入量の減少に関連する電力購入及び輸送に係る費用の減少（78百万ユーロ）の結果、電力販売に係る収益が増加したこと（73百万ユーロ）、また、燃料消費量の減少（15百万ユーロ）（電力事業関連の補助サービスに係る費用の増加（82百万ユーロ）により部分的に相殺された。）によるものである。

－チリにおける利益が22百万ユーロ増加したこと。かかる増加は基本的に、主要産業顧客が長期電力供給契約からの早期離脱の権利を行使したことに起因する、エネル・ジェネラシオン・チリによる80百万ユーロの違約金収入の認識によるものであり、発電量の減少の結果生じた電力マージンに係る損失（62百万ユーロ）により部分的に相殺された。

－ブラジルにおける利益が60百万ユーロ減少したこと。発電量が増加したことによる電力販売からの収益の増加（スポット価格の減少により部分的に減殺された。）が、電力購入費用の増加及び３つの発電所の処分に関連する連結範囲の変更により十二分に相殺された。

－その他の国における利益が31百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に、発電量の減少及び2018年12月にウルグアイで行われた連結範囲の変更の結果、コスタリカ及びグアテマラにおける電力販売からの収益が減少したことによるものである。

・イタリアにおける利益が20百万ユーロ増加したこと。かかる増加は基本的に、水力発電量の減少にもかかわらず電力の販売価格が上昇したことによるものであり、前年度に認識したEFソラーレ・イタリアの売却益（65百万ユーロ）の影響により部分的に相殺された。

・利益が238百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に、2018年９月末のメキシコにおけるプロジェクト・キノの８社の売却益を前年度に認識したこと、また、同社に対する当グループの20%の持分に係る公正価値測定（190百万ユーロ）及びウルグアイにおける複数の会社の売却益（18百万ユーロ）を反映している。

営業利益(1)

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	909	828	81	9.8%
イベリア半島	183	208	(25)	-12.0%
ラテンアメリカ	1,809	1,776	33	1.9%
－うちアルゼンチン	*38*	*39*	*(1)*	*-2.6%*
－うちブラジル	*250*	*309*	*(59)*	*-19.1%*
－うちチリ	*728*	*699*	*29*	*4.1%*
－うちコロンビア	*560*	*488*	*72*	*14.8%*
－うちペルー	*123*	*107*	*16*	*15.0%*
－うちパナマ	*96*	*98*	*(2)*	*-2.0%*
－うちその他の国	*14*	*36*	*(22)*	*-61.1%*
北米	418	364	54	14.8%
－うち米国	*367*	*270*	*97*	*35.9%*
－うちメキシコ	*51*	*94*	*(43)*	*-45.7%*
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	58	195	(137)	-70.3%
－うちルーマニア	*49*	*40*	*9*	*22.5%*
－うちロシア	-	*(1)*	*1*	-
－うちギリシャ	*10*	*154*	*(144)*	*-93.5%*
－うちブルガリア	*3*	*3*	-	-
－うちその他の国	*(4)*	*(1)*	*(3)*	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	24	19	5	26.3%
その他	(125)	115	(240)	-
部門間消去及び調整	-	-	-	-
合計	**3,276**	**3,505**	**(229)**	**-6.5%**

(1)数値は、2019年12月の数値との比較を目的として調整されており、従前北米及び中米地理的地域に含まれていたパナマ、コスタリカ、グアテマラ、エルサルバドル及びニカラグアが、現在はラテンアメリカに含まれていることを考慮に入れている。

2019年、**営業利益**は、減価償却費、償却費及び減損損失1,328百万ユーロ（2018年は1,103百万ユーロ）を考慮し、2018年と比べて229百万ユーロ減少した。かかる減少は、主に上述の連結範囲の変更並びにラットルスネイク・プラント、ヒルトッパー・プラント及びダイヤモンド・ヴィスタ・プラントの運営の開始、実行不能となった複数のウィンド・プロジェクトに係る減損損失、売却目的に分類された水力発電プロジェクトの公正価値調整（36百万ユーロ）、並びにヘラスCGUの減損の戻入れの前年度における認識（117百万ユーロ）に関連する、米国における減価償却費及び償却費の増加（116百万ユーロ）による。

資本支出[1]

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	240	252[3]	(12)	-4.8%
イベリア半島	765	246	519	-
ラテンアメリカ	1,055[2]	654	401	61.3%
北米	1,744	1,322[4]	422	31.9%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	189	139	50	36.0%
アフリカ、アジア及びオセアニア	274	142	132	93.0%
その他	26	29	(3)	-10.3%
合計	**4,293**	**2,784**	**1,509**	**54.2%**

(1)数値は、2019年12月の数値との比較を目的として調整されており、従前北米及び中米地理的地域に含まれていたパナマ、コスタリカ、グアテマラ、エルサルバドル及びニカラグアが、現在はラテンアメリカに含まれていることを考慮に入れている。
(2)「売却目的」に分類されるユニットについての４百万ユーロを含まない。
(3)「売却目的」に分類されるユニットについての３百万ユーロを含まない。
(4)「売却目的」に分類されるユニットについての375百万ユーロを含まない。

資本支出は、前年比で1,509百万ユーロ増加した。より具体的には、かかる変化は以下に起因する。
・イベリア半島における資本支出が519百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、風力ファーム（364百万ユーロ）及び太陽光発電所（153百万ユーロ）に起因する。
・北米における資本支出が422百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、太陽光発電所に係る米国の237百万ユーロ及びメキシコの74百万ユーロの増加、並びに風力ファームについて、メキシコにおける急増（224百万ユーロ）を受けて資本支出が増加（112百万ユーロ）したことに起因し、米国の資本支出の減少（198百万ユーロ）により部分的に相殺された。
・ラテンアメリカにおける資本支出が401百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、風力ファーム（274百万ユーロ）及び太陽光発電所（170百万ユーロ）に起因し、水力発電所に係る資本支出の減少（90百万ユーロ）により部分的に相殺された。資本支出の増加は、ブラジルに集中していた。
・アフリカ、アジア及びオセアニアにおける資本支出が132百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、南アフリカにおける増加（101百万ユーロ）を受けた風力ファーム（82百万ユーロ）に関連するものであり、インド（19百万ユーロ）及び主にオーストラリア（38百万ユーロ）における太陽光発電所（50百万ユーロ）の資本支出の減少により部分的に相殺された。
・ヨーロッパ及び欧州地中海業務における資本支出が50百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、ロシア及びギリシャの風力ファームに関するものであった。

インフラストラクチャー及びネットワーク

事業

配電及び送電ネットワーク

(単位：百万kWh)

	2019年	2018年	増減	
エネルのネットワークで送られた電力[1]	504,027	484,377	19,650	4.1%
－うちイタリア	*224,587*	*226,460*	*(1,873)*	*-0.8%*
－うちイベリア半島	*126,454*	*124,865*	*1,589*	*1.3%*
－うちラテンアメリカ	*137,295*	*117,412*	*19,883*	*16.9%*
－うちヨーロッパ及び欧州地中海業務	*15,691*	*15,640*	*51*	*0.3%*
エンドユーザー（人）	73,258,840	72,945,664	313,176	0.4%
有効なスマートメーターを有するエンドユーザー（人）	44,668,538	43,770,085	898,453	2.1%

(1)2018年の数値は、より正確な送電量の測定値を反映している。

ネットワークで送られた電力の増加は、主に以下に起因する。

・2018年６月７日の、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・サンパウロの取得後のラテンアメリカ（16.9%増加）。
・ルーマニア（0.3%増加）。かかる増加は主に事業者顧客の新規接続（21.4GWh増加）に起因し、居住顧客に係る減少（21.1GWh減少）により部分的に相殺された。
・イタリア（0.8%減少）。エンドユーザーに配電された電力は合計224.58TWhで、前年の数値の226.46TWhからわずかに減少した。かかる減少は、中電圧顧客（1.2TWh減少）及び高電圧顧客（１TWh減少）間での需要の低下を反映している。低電圧顧客間での需要は安定していた。
・イベリア半島（1.3%増加）。かかる増加は基本的にイー・ディストリビュシオン・レデス・デジタルス・エスエルにより送られた電力の増加によるものである。

顧客毎の平均停電回数

SAIFI（平均回数）	2019年	2018年	増減	
イタリア	*1.9*	*1.8*	*0.1*	*5.6%*
イベリア半島	*1.4*	*1.6*	*(0.2)*	*-12.5%*
アルゼンチン	*6.0*	*6.7*	*(0.7)*	*-10.4%*
ブラジル	*5.8*	*6.2*	*(0.4)*	*-6.5%*
チリ	*1.6*	*1.5*	*0.1*	*6.7%*
コロンビア	*6.8*	*9.0*	*(2.2)*	*-24.4%*
ペルー	*2.8*	*2.8*	-	-
ルーマニア	*4.1*	*3.8*	*0.3*	*7.9%*

顧客毎の平均停電継続時間

SAIDI（平均分数）	2019年	2018年	増減	
イタリア	*48.5*	*47.2*	*1.3*	*2.8%*
イベリア半島	*75.8*	*79.5*	*(3.7)*	*-4.7%*
アルゼンチン	*1,214.1*	*1,485.4*	*(271.3)*	*-18.3%*
ブラジル	*728.8*	*716.8*	*12.0*	*1.7%*
チリ	*184.1*	*178.0*	*6.1*	*3.4%*
コロンビア	*666.6*	*710.0*	*(43.4)*	*-6.1%*
ペルー	*418.9*	*436.0*	*(17.1)*	*-3.9%*
ルーマニア	*169.6*	*173.8*	*(4.2)*	*-2.4%*

表で示されるとおり、最も大規模な停電はアルゼンチンで発生しており、これは特に当グループにより運営されていない高電圧送電システムの障害によるものである。

ネットワーク損失（平均%）	2019年	2018年	増減	
イタリア	*4.7*	*4.7*	-	-
イベリア半島	*7.5*	*7.5*	-	-
アルゼンチン	*15.5*	*14.9*	*0.6*	*4.0%*
ブラジル	*12.8*	*12.4*	*0.4*	*3.2%*
チリ	*5.0*	*5.0*	-	-
コロンビア	*7.7*	*7.7*	-	-
ペルー	*8.2*	*7.9*	*0.3*	*3.8%*
ルーマニア	*9.7*	*9.8*	*(0.1)*	*-1.0%*

業績

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
収益	21,789	19,968	1,821	9.1%
売上総利益	8,278	7,539	739	9.8%
営業利益	5,277	4,787	490	10.2%
資本支出	3,905	3,830	75	2.0%

以下の表は、2019年の国別の業績の内訳を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	7,647	7,672	(25)	-0.3%
イベリア半島	2,724	2,671	53	2.0%
ラテンアメリカ	11,033	9,275	1,758	19.0%
－うちアルゼンチン	*1,166*	*1,033*	*133*	*12.9%*
－うちブラジル	*6,946*	*5,629*	*1,317*	*23.4%*
－うちチリ	*1,467*	*1,348*	*119*	*8.8%*
－うちコロンビア	*641*	*533*	*108*	*20.3%*
－うちペルー	*813*	*732*	*81*	*11.1%*
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	386	385	1	0.3%
その他	60	43	17	39.5%
部門間消去及び調整	(61)	(78)	17	21.8%
合計	**21,789**	**19,968**	**1,821**	**9.1%**

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	3,906	3,679	227	6.2%
イベリア半島	2,025	1,965	60	3.1%
ラテンアメリカ	2,259	1,763	496	28.1%
－うちアルゼンチン	*271*	*173*	*98*	*56.6%*
－うちブラジル	*1,144*	*815*	*329*	*40.4%*
－うちチリ	*222*	*228*	*(6)*	*-2.6%*
－うちコロンビア	*399*	*364*	*35*	*9.6%*
－うちペルー	*223*	*183*	*40*	*21.9%*
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	107	152	(45)	-29.6%
その他	(19)	(20)	1	5.0%
合計	**8,278**	**7,539**	**739**	**9.8%**

売上総利益は、主に以下により増加した。

・133百万ユーロの為替相場の不利な推移による影響にもかかわらず、ラテンアメリカにおける利益が496百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、主に以下に起因する。
－ブラジルにおいては、エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの連結（313百万ユーロ）。
－アルゼンチンにおいては、エデスル及び政府間の合意であって2006年から2016年までの間に生じた相互の未解決の紛争を解決するもの（209百万ユーロ）。かかる増加は、送電量の減少に伴う売上収益の縮小により部分的に相殺された。

・エネルギー効率化証書の購入費用の削減を受けて、イタリアにおける売上総利益が増加したこと。かかる費用の削減は、購入価格及び購入量の減少（191百万ユーロ）、並びに、主に法律第92/2012号第４条の適用に係る保険数理上の利益による、人件費の減少（31百万ユーロ）によるものであった。また、2019年に、イー・ディストリビュツィオーネがエネル・レーテ・ガスのF2iへの売却に関連して、2018年に認識した補償金128百万ユーロに続いて、追加の補償金50百万ユーロを認識したことにも留意されたい。

・イベリア半島における利益が増加したこと。かかる増加は主に、送電による収益の増加（56百万ユーロ）及び光ファイバー・ネットワークの使用権の売却益（24百万ユーロ）によるものである。これらの影響は、第三者エンドユーザーに提供されるサービスからの収益の減少により部分的に相殺された。
・ヨーロッパ及び欧州地中海業務における売上総利益が減少したこと。かかる減少は、主に人件費（12百万ユーロ）、サービス（12百万ユーロ）及び電力購入（16百万ユーロ）について、ルーマニアにおける費用が増加したことによるものである。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	2,647	2,508	139	5.5%
イベリア半島	1,288	1,220	68	5.6%
ラテンアメリカ	1,349	1,025	324	31.6%
－うちアルゼンチン	*240*	*98*	*142*	-
－うちブラジル	*487*	*362*	*125*	*34.5%*
－うちチリ	*173*	*178*	*(5)*	*-2.8%*
－うちコロンビア	*292*	*261*	*31*	*11.9%*
－うちペルー	*157*	*126*	*31*	*24.6%*
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	13	54	(41)	-75.9%
その他	(20)	(20)	-	-
合計	**5,277**	**4,787**	**490**	**10.2%**

2019年の**営業利益**の増加は、売上総利益の増加によるものであり、減価償却費、償却費及び減損損失の249百万ユーロの増加により部分的にのみ相殺された。より具体的には、減価償却費、償却費及び減損損失の増加は、主に以下に関連している。
・ラテンアメリカにおける減価償却費、償却費及び減損が172百万ユーロ増加したこと。かかる増加は基本的に、エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの連結に伴う連結範囲の変更、及びブラジルにおいてファナック・ファンドの96百万ユーロの簿価の引下げを認識したことによるものであった。かかる簿価の引下げは、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスの行政及び司法紛争の結果、ゴイアス州による負債計上義務の放棄の後に、認識はされなくとも要求された。
・イタリアにおける減価償却費、償却費及び減損が88百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、資本支出の増加及びIFRS第16号の適用によるものである（38百万ユーロ）。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	1,753	1,685	68	4.0%
イベリア半島	647	668	(21)	-3.1%
ラテンアメリカ	1,335	1,315	20	1.5%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	169	159	10	6.3%
その他	1	3	(2)	-66.7%
合計	**3,905**	**3,830**	**75**	**2.0%**

資本支出の増加は、主に以下に起因する。
・イタリア及び低電圧発電所に係る資本支出。
・イベリア半島並びに配電ネットワーク及びソフトウェア・アプリケーションに係る資本支出の削減。かかる影響は、変電所、変圧器及びメーター装置の交換に係る資本支出の増加により部分的に相殺された。
・ラテンアメリカ、特にアルゼンチンにおける、低電圧、中電圧及び高電圧ネットワークの強化を目的とした作業を通じてユーザーに提供するサービスの質向上のためのもの。

エンドユーザー市場

事業

電力販売

（単位：百万kWh）

	2019年	2018年	増減	
自由市場	152,588	152,619	(31)	-
規制市場	149,088	142,813	6,275	4.4%
合計	**301,676**	**295,432**	**6,244**	**2.1%**
－うちイタリア	*97,539*	*104,318*	*(6,779)*	*-6.5%*
－うちイベリア半島	*89,441*	*89,639*	*(198)*	*-0.2%*
－うちラテンアメリカ	*104,962*	*91,075*	*13,887*	*15.2%*
－うちヨーロッパ及び欧州地中海業務	*9,734*	*10,400*	*(666)*	*-6.4%*

2019年における電力販売のプラスの業績は、基本的にラテンアメリカにおける販売量の増加を反映しており、これは主にエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの取得に伴う、ブラジルにおけるものである。この変動は、1.8百万の顧客の自由市場への移行を受け、規制市場における販売の減少によりイタリアでの電力販売量が減少したことで、部分的にのみ相殺された。この要因は、ルーマニアにおける販売量の減少の原因としてもみられる。スペインでは、変動は基本的に消費量の減少によるものであった。当グループの個人顧客は合計69,914,992名であり、うち22,780,590名は自由市場における顧客である。2018年12月31日現在、これらの数値はそれぞれ71,117,743名及び21,478,721名であった。

天然ガス販売

（単位：百万立方メートル）

	2019年	2018年	増減	
事業から顧客への販売	3,698	3,704	(6)	-0.2%
事業から事業への販売	6,802	7,474	(672)	-9.0%
合計	**10,500**	**11,178**	**(678)**	**-6.1%**
－うちイタリア	*4,736*	*4,761*	*(25)*	*-0.5%*
－うちイベリア半島	*5,750*	*6,409*	*(659)*	*-10.3%*
－うちヨーロッパ及び欧州地中海業務	*14*	*8*	*6*	*75.0%*

天然ガス販売の減少は、主に上述のスペインにおける消費量の減少によるものであった。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
収益	32,544	33,771	(1,227)	-3.6%
売上総利益	3,287	3,079	208	6.8%
営業利益	2,163	1,958	205	10.5%
資本支出	449	374	75	20.1%

以下の表は、2019年の国別の業績の内訳を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	16,042	16,367	(325)	-2.0%
イベリア半島	13,867	14,920	(1,053)	-7.1%
ラテンアメリカ	1,504	1,443	61	4.2%
－うちアルゼンチン	*30*	*6*	*24*	-
－うちブラジル	*398*	*299*	*99*	*33.1%*
－うちチリ	*268*	*255*	*13*	*5.1%*
－うちコロンビア	*769*	*848*	*(79)*	*-9.3%*
－うちペルー	*39*	*35*	*4*	*11.4%*
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	1,131	1,040	91	8.8%
部門間消去及び調整	-	1	(1)	-
合計	**32,544**	**33,771**	**(1,227)**	**-3.6%**

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	2,314	2,233	81	3.6%
イベリア半島	715	676	39	5.8%
ラテンアメリカ	243	158	85	53.8%
－うちアルゼンチン	*2*	*(16)*	*18*	-
－うちブラジル	*149*	*100*	*49*	*49.0%*
－うちチリ	*17*	*19*	*(2)*	*-10.5%*
－うちコロンビア	*60*	*42*	*18*	*42.9%*
－うちペルー	*15*	*13*	*2*	*15.4%*
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	15	12	3	25.0%
合計	**3,287**	**3,079**	**208**	**6.8%**

売上総利益の増加は、主に以下に起因する。

・ラテンアメリカにおける利益が以下により増加したこと。
　－昨年６月に開始したエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの連結（51百万ユーロ）。
　－エデスル及び政府間の、2006年から2016年までの間に生じた相互の未解決の紛争を解決する和解合意を受けた、アルゼンチンにおける収益の増加（24百万ユーロ）。
・イタリアにおける自由市場の利益の108百万ユーロの増加。かかる増加は、規制市場の27百万ユーロの減少により部分的にのみ相殺された。
・イベリア半島における費用比率の低下。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	1,609	1,379	230	16.7%
イベリア半島	491	494	(3)	-0.6%
ラテンアメリカ	77	87	(10)	-11.5%
－うちアルゼンチン	*(35)*	*(16)*	*(19)*	-
－うちブラジル	*44*	*52*	*(8)*	*-15.4%*
－うちチリ	*6*	*16*	*(10)*	*-62.5%*
－うちコロンビア	*52*	*29*	*23*	*79.3%*
－うちペルー	*10*	*6*	*4*	*66.7%*
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	(14)	(2)	(12)	-
部門間消去及び調整	-	-	-	-
合計	**2,163**	**1,958**	**205**	**10.5%**

2019年、減価償却費、償却費及び減損の1,124百万ユーロを含み、**営業利益**は増加した。かかる増加はとりわけ、主に上述の利益の改善に伴うエネル・エネルジアに係るイタリアにおける業績の改善、及び減価償却費、償却費及び減損の149百万ユーロの減少によるものであり、基本的に貸倒引当金の減少に関連するものであった。

このプラスの業績は、その他の国で認識した損失による影響を受けた。ルーマニアでは、14百万ユーロの損失により、2018年と比較して売掛金の減損が増加していることが示されている。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	324	248	76	30.6%
イベリア半島	110	107	3	2.8%
ラテンアメリカ	-	1	(1)	-
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	15	18	(3)	-16.7%
合計	**449**	**374**	**75**	**20.1%**

資本支出の変動は、主にイタリア、特にエネル・エネルギアに関する増加に起因する。かかる増加は、新規顧客契約の獲得に関連する費用の資産計上によるものであった。

エネルX

事業

	2019年	2018年	増減	
需要反応（MW）	6,297	6,215	82	1.3%
照明ポイント（設置数）	2,424	2,467	(43)	-1.7%
容量（MW）(1)	12	3	9	-
充電ポイント（設置数）	79,565	48,967	30,598	62.5%

(1)その他のセクターからの容量を除く。

2019年、当グループは、特にイタリアにおいて電気自動車の充電インフラストラクチャーを一層拡充させた。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
収益	1,130	1,006	124	12.3%
売上総利益	158	124	34	27.4%
営業利益	(98)	19	(117)	-
資本支出	270	183	87	47.5%

以下の表は、2019年の国別の財務業績を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	282	247	35	14.2%
イベリア半島	261	247	14	5.7%
ラテンアメリカ	186	161	25	15.5%
－うちアルゼンチン	*4*	-	*4*	-
－うちブラジル	*17*	*15*	*2*	*13.3%*
－うちチリ	*81*	*70*	*11*	*15.7%*
－うちコロンビア	*77*	*70*	*7*	*10.0%*
－うちペルー	*7*	*6*	*1*	*16.7%*
北米	328	338	(10)	-3.0%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	35	7	28	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	52	-	52	-
その他	66	50	16	32.0%
部門間消去及び調整	(80)	(44)	(36)	-81.8%
合計	**1,130**	**1,006**	**124**	**12.3%**

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	13	31	(18)	-58.1%
イベリア半島	38	51	(13)	-25.5%
ラテンアメリカ	64	56	8	14.3%
－うちブラジル	*(1)*	-	*(1)*	-
－うちチリ	*26*	*19*	*7*	*36.8%*
－うちコロンビア	*38*	*37*	*1*	*2.7%*
－うちペルー	*1*	-	*1*	-
北米	80	3	77	-
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	-	3	(3)	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	(1)	(4)	3	75.0%
その他	(36)	(16)	(20)	-
合計	**158**	**124**	**34**	**27.4%**

売上総利益の増加は、主に北米に表れており、これは関連契約の条項の適用に係るイーモーターワークスの取得額に対する調整（98百万ユーロ）によるものであった。これらの影響は、イタリア、スペイン及びラテンアメリカにおける構造成長に関連する営業費用の増加により部分的にのみ相殺された。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	(45)	(9)	(36)	-
イベリア半島	(13)	37	(50)	-
ラテンアメリカ	58	54	4	7.4%
－うちブラジル	*(4)*	*(1)*	*(3)*	-
－うちチリ	*24*	*19*	*5*	*26.3%*
－うちコロンビア	*37*	*36*	*1*	*2.8%*
－うちペルー	*1*	-	*1*	-
北米	(50)	(31)	(19)	-61.3%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	(3)	2	(5)	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	(5)	(8)	3	37.5%
その他	(40)	(26)	(14)	-53.8%
合計	**(98)**	**19**	**(117)**	**-**

2019年、**営業利益**は、売上総利益の改善にもかかわらず減少した。これは基本的に、減価償却費、償却費及び減損損失の151百万ユーロの増加によるものである。かかる増加は主に、使用されていない陳腐化した技術に係る無形資産の減損（83百万ユーロ）に関連している。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	52	54	(2)	-3.7%
イベリア半島	64	39	25	64.1%
ラテンアメリカ	40	29	11	37.9%
北米	61	38	23	60.5%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	4	3	1	33.3%
アフリカ、アジア及びオセアニア	1	-	1	-
その他	48	20	28	-
合計	**270**	**183**	**87**	**47.5%**

資本支出は、スペイン、米国及びイタリアにおいて増加した。かかる増加は、ビジネス・イニシアチブ（需要反応、充電システム、e-モビリティ、公共照明）を支援するための新規のソフトウェア・ライセンスの購入によるものであった。

サービス及びその他

業績

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
収益	2,229	2,140	89	4.2%
売上総利益	(18)	(116)	98	84.5%
営業利益	(246)	(251)	5	2.0%
資本支出	179	142	37	26.1%

以下の表は、2019年の地理的地域別の業績の内訳を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	1,359	1,389	(30)	-2.2%
イベリア半島	597	514	83	16.1%
ラテンアメリカ	27	35	(8)	-22.9%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	28	22	6	27.3%
その他	291	231	60	26.0%
部門間消去及び調整	(73)	(51)	(22)	-43.1%
合計	**2,229**	**2,140**	**89**	**4.2%**

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	169	119	50	42.0%
イベリア半島	66	80	(14)	-17.5%
ラテンアメリカ	(123)	(104)	(19)	-18.3%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	5	1	4	-
その他	(135)	(212)	77	36.3%
合計	**(18)**	**(116)**	**98**	**-84.5%**

2019年の**売上総利益**の増加は、以下に起因する。

・イタリアにおける利益が50百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、IFRS第16号の適用によりリース及びレンタルに係る費用が減少したこと、並びにそれらが結果的に使用権資産の価値に含まれたことによるものである。

・「その他」セグメントの収益が増加したこと。かかる増加は、持株会社から当グループの他の事業部門に提供されたサービスにおける増加、及びルーマニアでのエネル・エスピーエーの仲裁のクロージングに関する引当金の戻し入れに係る費用の減少（13百万ユーロ）に関連している。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	17	39	(22)	-56.4%
イベリア半島	19	39	(20)	-51.3%
ラテンアメリカ	(122)	(105)	(17)	-16.2%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	3	-	3	-
その他	(163)	(224)	61	27.2%
合計	**(246)**	**(251)**	**5**	**-2.0%**

2019年における**営業損失**は、５百万ユーロ改善した。かかる改善は、主に新しいIFRS第16号の適用に伴う使用権資産の減価償却を反映する減価償却費、償却費及び減損損失の93百万ユーロの増加を受けたものである。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2019年	2018年	増減	
イタリア	78	68	10	14.7%
イベリア半島	46	28	18	64.3%
ラテンアメリカ	9	9	-	-
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	1	1	-	-
その他	45	36	9	25.0%
合計	**179**	**142**	**37**	**26.1%**

2019年の**資本支出**の増加は、イタリア及びスペインの増加に起因する。

前へ

４【経営上の重要な契約等】

欧州における新たな１十億ユーロのグリーンボンドの発行

2019年１月14日、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィは、３回目のグリーンボンドを欧州市場で発行した。当該発行は総額1,000百万ユーロに達し、2025年７月21日の満期時の一括償還を定めている。

ファナック

2019年２月５日の法律第20.416号により、ゴイアス州は、ファナック・ファンドの運用期間、並びにセルグ・ディストリビューソォン・エスエー－セルグ・ディー（現エネル・ディストリビューソォン・ゴイアス）に、ICMS（付加価値税に類似した、商品及びサービスの流通に係る税金）を、グリッドを開発し維持するための同社の投資に関する税額控除により相殺することを認める税制上の優遇制度の期間を、2015年１月27日から2012年４月24日に短縮した。2019年２月25日、セルグ・ディーは、ゴイアス州の裁判所に対して予防的に、2019年２月５日の法律第20.416号の規定を不服とする申立てをしたが（職務執行令状）、裁判所は、2019年２月26日に申立てを却下した。セルグ・ディーはこの決定を不服とする申立てを行い、ゴイアス州の裁判所は2019年６月11日に当該申立てを認めた。2019年10月１日、ゴイアス州の裁判所は、その前にセルグ・ディーを支持して認められていた予防措置を取り消す決定を下した。セルグ・ディーは当該決定に対する異議の申立てを行い、税額控除を保証する権利には法律上及び契約上の根拠があり、そのため、これらの法律の適用を完全に停止するためにゴイアス州が講じた対応には明らかに根拠がないと主張した。2019年４月26日には、法律第20.468号が公布された。同法により、ゴイアス州は、上記の税制上の優遇策を全て取り消した。2019年５月５日、セルグ・ディーは異議を申し立て、この法律に反対してゴイアス州に対し予防的な停止を求めた。2019年９月16日、ゴイアス州の裁判所は、ICMSの税制優遇策の取消しを支持し、予防的な救済の申立てを却下した。2019年９月26日、セルグ・ディーは、予防的な停止を否定する決定に対する異議の申立てを行い、税額控除の法律の撤回は、これらの控除が適用ある法律に従って策定され既得権を構成する限りにおいて違憲であると主張した。

水力発電事業権に対する規制枠組みの改正

2019年２月に承認された2018年12月14日政令第135号（以下「簡素化令」という。）により導入された変更には、事業権の再配分及び拡大並びに退出事業権所有者への可能な補償に関する基準の改正が含まれていた。これらの規則は、地域及び管轄当局により制定される規定を実施することによって完成する。

メルキュール・エスアールエルの100%の処分

2019年３月１日、メルキュール・エスアールエルの100%の売却は、暫定的な162百万ユーロ（その後、2018年１月１日の基準日における事業ユニットの評価に対応させて、168百万ユーロに調整された。）の受領をもって完了した。

北米の合弁会社EGPNA REPからの再生可能エネルギー容量650MWの取得

2019年３月14日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インクは、平等に出資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・エルエルシーから、総容量650MWの７つの再生可能エネルギー発電所の100%の買収を完了した。取引に対して支払われる総額は256百万米ドルで、企業価値は900百万米ドルに相当する。

米国の再生可能エネルギー開発会社であるトレードウィンドの買収

2019年３月26日、エネル・グリーン・パワーは、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、米国における13GWの風力、太陽光及び貯蔵プロジェクトも含めて買収した。この契約では、トレードウィンドの子会社であるサルヴォンをグリーン・インベストメント・グループに対して売却することも構想されている。

エネル・アメリカスの持分の増加

2019年４月、エネル・エスピーエーは、チリの子会社であるエネル・アメリカスの持分を51.8%から56.8%に増加させた。これは、エネル・アメリカスの株式資本の最大５%を取得するために金融機関との間で2018年10月に締結した２つの株式交換取引に関する合意に基づくものである。

2019年６月28日、エネル・エスピーエーは、チリの上場子会社であるエネル・アメリカス・エスエーの持分を当時の56.8%から株式資本の最大５%まで増加させるため、金融機関との間で２つの株式交換契約を締結した。

2019年９月３日、エネル・エスピーエーは、チリの子会社であるエネル・アメリカス・エスエーに対する総額３十億米ドルの増資を無事に完了させた。エネルは、エネル・アメリカスの持分を、以前に保有していた56.8%から57.89%に増加させた。

2019年12月31日時点で、エネルは、エネル・アメリカスの持分を合計59.97%保有する。

エネルによるハイブリッド債券の借換え

2019年５月15日、エネルは、欧州市場において、満期約６年の劣後ハイブリッド債の形式で、合計300百万ユーロのユーロ建非転換債券を無事に発行した。

アルゼンチンで未解決であった規制問題が解決したことに伴うエネル・グループへのプラスの影響

2019年５月17日、エデスルは、アルゼンチン政府との間で、多くの留保されていた規制問題の解決を可能にする２つの契約を締結した。これにより、エネル・グループは、安定的で十分に定義された枠組みの中で事業を行うことができるようになり、EBITDAに顕著なプラスの影響を与えることとなる。

ブラジルにおける再生可能エネルギー容量540MWの売却

2019年５月31日、エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パティシパソエス・エルティーディーエーは、合計540MWの３つの稼働中の再生可能エネルギー発電所の100%を、中国企業であるシージーエヌ・エネジー・インターナショナル・ホールディングス・コー・リミテッドに対し、約660百万ユーロに相当する2.9十億ブラジルレアルで売却した。

チリの石炭火力発電所の段階的停止

2019年６月４日、エネル・チリ・グループのメンバーであるエネル・ジェネラシオン・チリ及びガスアタカマ・チリは、エネルギー省との間で、タラパカ、ボカミナⅠ及びボカミナⅡの石炭火力発電所における発電の段階的な停止を定める契約を締結した。

世界初の「一般目的SDGリンクボンド」の発行

2019年９月６日、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィは、米国市場及び国際市場において、米国の機関投資家向けにシングルトランシェの「持続可能」債券を発行した。当該債券は、総額で約1.4十億ユーロに相当する1.5十億米ドルとなった。

ブリンディジ・プラント－灰に関する紛争

セメント業界における飛散灰の使用に関して2017年にレッチェ裁判所の検察庁が主導した犯罪調査に関し、2018年８月１日、レッチェ検察庁はプラントの差押えを解除し、施設の司法に基づく保管/管理を終了させ、約523百万ユーロをエネル・プロデュツィオーネに返還した。もっとも、予備的な調査は、法令第231/2001号に従い、告訴された個人及び会社の双方に対して継続している。2018年10月10日、最終技術報告書が提出された。2018年12月６日、レッチェ裁判所の治安判事は、検察庁の要請で、報告書に関して専門家から証言を聴取するため、2019年１月22日に公聴会を開催することとした。治安判事は、その後、公聴会を2019年４月15日に延期した。この公聴会の後、専門家は、評価の正確性、火力発電所で生成される灰の無害性、及びその灰のセメント生産における使用可能性を、改めて表明した。

2019年６月７日の通知により、レッチェ検察庁は、問題となっている刑事手続に関して、（刑事訴訟法第415条の２に従い）予備的な調査の完了を発表した。2019年７月１日、民事訴訟法第415条の２に基づく書面が全ての被告から共同で提出されたが、当該書面は、ブリンディジ・プラントで採用されている灰の管理プロセスの適切性を十分に裏付ける専門家証言の明確な結論を踏まえて、被告及び会社に対する訴訟が棄却されることを求めるものであった。

2020年１月９日には、2020年１月29日に予定された予備公聴会に関する最初の通知が受領された。当該通知には多数の不備があったため、公聴会は2020年４月８日に延期された。

イベリアの石炭火力発電所における発電の停止

2019年９月27日、エンデサ・エスエーは、適用ある規則に定められた手続を遵守し、エンデサが所有するイベリアの石炭火力発電所による発電の停止を促進して関連用地に関する将来的な選択肢を評価することを決定した。

ロシアのレフティンスカヤ・グレス石炭火力発電所の売却

2019年10月１日、エネル・エスピーエーは、エネル・ロシアが、レフティンスカヤ・グレス石炭火力発電所の所有権を、シベリアン・ジェネレーティング・カンパニーが所有するジェーエスシー・クズバセネルゴに譲渡したことを発表した。

欧州市場での初の「一般目的SDGリンクボンド」の発行

2019年10月10日、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィは、欧州市場において、総額2.5十億ユーロの機関投資家向けマルチトランシェ「持続可能」債券を発行した。当該債券は、国際連合の持続可能な開発目標（SDGs）の達成と関連しており、欧州市場で発行されたエネル・グループ初の「一般目的SDGリンクボンド」である。

ペイティッパーの55%の取得に関する合意

2019年11月14日、エネルＸは、広範な販路ネットワークとの契約により、決済機関であるペイティッパーの55%を取得する旨の合意に至った。

エネル・チリの持分の最大３%までの増加

2019年12月５日、エネル・エスピーエーは、チリの上場子会社であるエネル・チリ・エスエーの持分を、現在保有する61.9%から最大３%まで増加させるため、金融機関との間で２つの株式交換契約を締結した。

ハイブリッド債券の早期償還

2019年12月５日、エネル・エスピーエーは、2014年１月15日にアイルランド証券取引所において額面1,000百万ユーロで発行された上場ハイブリッド債券に関し、2014年１月10日付け目論見書において想定された条件に従い、早期コール・オプションを行使した。

エンデサの労使関係

2017年10月に開始され2018年を通じて続けられた第５回エンデサ労働協約交渉委員会（交渉委員会）の一連の会議の後、合意到達が不可能であることに鑑み、エンデサは、自社の労働者及び労働組合の代表者に対し、2019年１月１日をもって、同日から一般労働法の規定及び当該問題において確立した法基準を適用することにより、「枠組保証契約」及び「2013年-2018年の期間における雇用契約の任意停止又は解消に関する合意」と同様に、第４回エンデサ労働協約は終了したものとみなされることを通知した。

2019年12月、エンデサの最も代表的な労働組合は、第５回エンデサ労働協約に関する主な争点を解決することを目指して全国調停・仲介サービス（SIMA）による仲裁手続に任意に参加するため、最高裁判所で係争中の訴訟の取り下げることを決定した。

したがって、最高裁判所に係属する手続は、より大規模な労働組合とともに最初に訴訟を主導した３つの少数組合との間で続いている。

並行して、多くの個別の訴訟が、退職インセンティブ契約（AVS）に参加していた退職者及び元従業員により提起されており、第４回エンデサ労働協約の終了が当該契約には影響しないことが司法的に主張されている。現在、これらの手続の大部分は、それらが依拠することとなる最高裁判所に係属する労使紛争に関する判断が出るまでの間、停止され又は停止の手続がとられている。

５【研究開発活動】

イノベーション・エコシステム

エネルにとって、イノベーション及びデジタル化は、高い安全性基準、事業の継続性及び業務効率を確保する中で急速に変化する環境において成長戦略の重要な柱であり、それによりエネルギーの新しい用途及びエネルギーの新しい管理方法の開発を可能とし、より多くの人々にとってその利用が可能となる。

エネルは、当社のあらゆる分野と新規事業者、産業パートナー、中小企業、研究所及び大学とを、クラウドソーシングのプラットフォームやイノベーション・ハブのネットワークといった多様なシステムを通じて結びつけることを可能とする、コンセンサスに基づくエコシステムである、オープン・イノバビリティのモデルを通じて業務を行っている。エネルは、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、再生可能資源や従来型発電といったエネルの従来からの事業ラインに加えて、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IoT（モノのインターネット）のための新たなソリューションの展開を促進してきた。2019年に、エネルは、イノベーションエコシステムにおいて主導的なプレゼンスを世界に向けて広げるため、ボストンに１か所新たなハブを開設し、現在、イノベーション・ハブは７か所（シリコンバレー、ボストン、テルアビブ、マドリッド、モスクワ、サンチアゴ・デ・チリ及びリオデジャネイロ）、またイノベーション・ハブ＆ラボは３か所（カターニア、ピサ及びミラノ）設けられている。イノベーション・エコシステムにおける当グループのプレゼンス及び当グループにとって興味深い具体的な技術のためのイニシアチブを発掘するための「新技術検討会（bootcamp）」の設置により、2019年にエネルは約2,500の新規企業と関係を築いた。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「0peninnovability.com」は、プロジェクトのアイデアを中心として、応募を促す呼びかけに応じて様々な取組みが提唱されるデジタルフォーラムである。当グループ内のイノベーションのカルチャー及び起業家精神を促進し発展させる活動はまた、イノベーション・アカデミー及びイノベーション・アンバサダーズ・プロジェクトを通じて引き続き行われる。

さらに、2019年には、当社内の様々な分野やスキルが関与して、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。エネルギー貯蔵、ブロックチェーン、ドローン、拡張現実や仮想現実、３Ｄプリンティング、人口知能、ウエアラブル機器、ロボティックス及びグリーン水素といった分野や技術がイノベーション・コミュニティで扱われた。近年、エネルでは、業務及びメンテナンスプロセスの効率性の向上、そして何よりも作業員の一層の危険回避を目的として、資産の監視及びメンテナンス、ソーラー発電フィールド、風力発電所、ダムや水力発電用貯水池、従来型プラントの閉鎖されたコンポーネント及び配電線の検査作業にドローンを利用することが増えている。さらに、現在の業務活動に対する継続的サポートを保証することに加えて、貯蔵システムによって持続可能な事業の新しいフロンティアにつながる道が開かれている。最後に、2019年に、再生可能電力による電気分解により生成されたグリーン水素を応用することを目的とするコミュニティが生まれた。当グループは、その方法は、温室効果ガス排出量ゼロという特徴があり、再生可能エネルギー資源により生成されるものであるため、長期的にみて持続可能な水素生成の唯一の方法であると考えている。2019年現在、84百万ユーロ超が技術イノベーションに投資されている。

顧客管理

当グループが顧客を常に重視していること及び高品質のプロダクトとサービスを提供することを約束していることは、当グループが事業を展開する多様な国々における当グループの顧客との関係においてエネルが優位性を示す重要な要素となっている。配電が信頼でき安全でありかつ中断されないことは、電力販売のクオリティ、効率性及び透明性とともに、当グループの顧客との関係のあらゆるフェーズでの信用保証である。

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してきたものであり、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が含まれる。家庭用及び企業の両方の市場のための当グループのプロダクトを通して、当社は、近年、環境に対する影響を抑えることへの特化及び社会的に最も脆弱な住民層に対する集中的な取り組みに力を入れている。実際に、当グループが業務を展開する全ての国々は、全ての人々が平等に電力を利用できるよう社会的に脆弱な住民層を電気及びガス料金の支払の面で支援する、様々なサポート（しばしば政府のイニシアチブに連動する。）を提供している。

エネルはまた、顧客がハイレベルのサービスを受けることを確保するための多くのプロセスを設定した。イタリアにおいては、適用ある法令の遵守並びに当グループの顧客のプライバシー、自由及び尊厳を確保するため、当グループの全てのコンタクトチャネル（顧客サービスコール、エネルポインツ及び店舗、公共料金請求、アプリ、Ｅメール、ソーシャルメディア、アカウントマネージャー、ファックス）の商業的品質が、販売及び管理プロセスのシステマティックな監視により確保されている。

エネルはまた、デジタル化、電子請求及び新たなサービスにおける利益を強固なものにしている。エネルＸを通じて、我々は、革新的なソリューションを、住宅用顧客（スマートホーム、ホームオートメーション、太陽光電池及び太陽光発電システム、ボイラー、メンテナンスサービス、ライティング等への技術的ソリューション）、政府関係顧客（公共照明、スマートシティのためのモニタリングサービス、監視システム等）並びに大規模顧客（需要対応サービス、コンサルティング及びエネルギー効率化ソリューション）に対して提供する。我々はまた、公的又は民間の研究インフラの展開を通じて電気自動車を促進している。

持続可能なサプライチェーン

エネルは、相互に誠実であること、透明性及び協力関係を軸とした契約締結前又は契約上の行為による調達プロセスを基盤としている。一定のクオリティ基準を満たすことに加えて、当グループのベンダーのサービスは、人権及び労働条件、健康及び安全並びに環境及び倫理的責任の条件において最善のプラクティスを採用することにより協力して行っていかなければならない。当グループの調達手順は、経済、有効性、適時性、公正さ及び透明性の原則を十分に尊重してサービス品質を保証するよう策定されている。その調達プロセスは、対外及び当社の組織の様々な部門とのこれまで以上の相互作用及び統合の結果、多様な側面（安全性、省エネ、適時性、品質、売上、収益、柔軟性）において価値創出の中心的な役割を担っている。2019年に、我々は、合計30,000超のベンダーと契約を締結した。

ベンダー管理は、社会、環境及びガバナンスの問題を統合する３つの不可欠なステージが関わっており、その認定システムとは、評価プロセスにおける契約の一般条件の明確化及びサプライヤーパフォーマンスマネジメント（SPM）システムである。エネルのグローバルなベンダー認定システム（約8,200の認定が2019年12月31日現在有効である。）は、入札プロセスに参加することを目的とするビジネスを我々が正確に評価することを可能とし、また、SPMシステムがベンダーサービスをクオリティ、契約締結の適時性及び持続可能性の条件で監視することに努めている中、当社の保証となっている。さらに、我々は、サプライチェーン戦略における環境、社会及びガバナンスの問題のより一層の統合を可能とするこれらの活動において引き続き取り組み、循環経済のビジョンにおいてベンダーとの共有価値を創出していく。

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】

2019年12月31日現在、当グループは、1,160の再生可能エネルギー発電所及び319の熱電施設を保有しており、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2019年12月31日現在で合計2,230,029キロメートルの電圧線（そのほとんどがイタリア、スペイン及びルーマニアにおける中電圧線及び低電圧線である。）から構成される。2019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112百万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】

（2020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】

（2020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	メルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオ	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】

（2020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ユーロ増	10,166,679,946ユーロ	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、エネルの定時株主総会において支配的影響力を行使するのに十分な議決権を有している。

以下の表は、当社の記録に基づき、エネルの株式資本を１%以上保有する株主を示したものである。

（2020年５月15日現在）

氏名又は名称	住　　所	所有株式数	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株	23.585%
ブラックロック・インク	米国、ニューヨーク州、ニューヨーク、55 イースト 52 ストリート	513,899,023株	5.055%
ノルウェー政府	ノルウェー、オスロ、バンクプラッセン２、私書箱 1179 セントラム	242,491,304株	2.385%
ザ・インカム・ファンド・オブ・アメリカ・インク	米国、カリフォルニア、アーヴァイン、6455 アーヴァイン・センター・ドライブ	196,520,535株	1.933%
ヴァンガード・トータル・インターナショナル・ストック・インデックスファンド	米国、ペンシルベニア、マルバーン、100　ヴァンガード通り	135,366,654株	1.331%
キャピタル・ワールド・グロース・アンド・インカム・ファンド・インク	米国、カリフォルニア、アーヴァイン、6455 アーヴァイン・センター・ドライブ	118,070,795株	1.161%
ユーロパシフィック・グロース・ファンド	米国、カリフォルニア、アーヴァイン、6455 アーヴァイン・センター・ドライブ	104,040,486株	1.023%

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）
2017年度	1,830	0.18
2018年度	2,410	0.24
2019年度	2,847	0.28

2020年５月14日に開催された定時株主総会において、エネルの株主は、2019年12月31日に終了した事業年度について、総額約3,334百万ユーロ、すなわち普通株式１株当たり0.328ユーロの配当を支払うことを決議した（うち１株当たり0.16ユーロ、総額で1,627百万ユーロは、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0.16ユーロの中間配当は、2020年１月21日の営業終了時現在の登録株主に対して、2020年１月22日に支払われた。残りの普通株式１株当たり0.168ユーロの年間配当は、2020年７月21日の営業終了時現在の登録株主に対して、2020年７月22日に支払われる予定である。

支払準備金

当社による年間配当の支払は、取締役会により提案され、定時株主総会において株主の承認を得ることが必要とされる。いずれの年度においても、当社の非連結ベースでの純利益から配当が支払われる前に、当社の法定準備金が少なくとも当社の発行済株式の額面価額の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

株主配当については、計画期間中、エネルは、正味連結経常利益の70%超に相当する配当、計算DPS8.6%、最低DPS7.7%の年平均成長率（CAGR）の最低保証DPSを支払う予定である。

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多国籍グループの親会社である。当グループは、30超の国（５大陸に渡る。）において業務を展開しており、正味設備容量約84GWからエネルギーを生産し、約2.2百万kmのネットワークにより配電する。当グループは、ヨーロッパの事業者で最大の顧客基盤を有しており、世界中に約73百万のエンドユーザーを有する。

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・エスピーエーにより組織運営されている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に上場しており、現在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700,000）。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、2019年末現在、エネルグループは、他に13の上場会社（その株式はアルゼンチン、ブラジル、チリ、ペルー、ロシア、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、当社が採用した上場会社のためのコーポレート・ガバナンス・コード(*)（2018年７月に改定されている。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、また国際的なベストプラクティスからも影響を受けている。エネル及び当グループが採用したコーポレート・ガバナンス制度は、当グループの事業活動の社会的重要性及びかかる活動を行う上で関係する全ての利益を十分に検討するという当然の必要性を考慮に入れて、株主のために長期的な価値を創造することを本質的に目指している。

(*) 同コードは、ボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）のウェブサイト上で閲覧可能である。

イタリアにおいて上場会社に適用される現行の法的枠組みを遵守するため、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う取締役会
・（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など）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

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。2019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に上場されている。

1.2 主要な株主及び株主間の合意

エネルの株主名簿への登録、CONSOBに対してなされ当社が受領した報告及びその他の入手可能な情報に基づくと、本書提出日現在、当社の株式資本の３%を超える持分を保有する当社株主は、以下のとおりである。

当社主要株主	株式資本保有割合
経済財務省（MEF）	23.59%
キャピタル・リサーチ・アンド・マネジメント・カンパニー	5.03%
ブラックロック・インク	4.99%

当社の知る限り、エネルの株式に関して、1998年２月24日付け政令第58号（以下「統一財務法」という。）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で支配的な影響力を行使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号に改正されている。）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

2019年末現在、2014年３月25日の大統領令第85号及び第86号の規定に基づき、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（2012年３月15日付け法令第21号（2012年５月11日付け法律第56号による修正をもって法律に改正された。）に規定される。）は、エネル及びそのグループ会社が当該大統領令の下で戦略的であるとの基準を満たす資産を現在所有していないため、エネルには適用されない。

そのため、2014年、当社の定款第6.2条に規定された条項が効力を停止した（そして削除された。）。それまでは、当該条項は、生産活動大臣との合意に基づき、経済財務大臣に対して、民営化に関する法的枠組みの下で規定された一定の特別権限を委ねていた。

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・ディペンデンティ・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「②－1．取締役会－1.2 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。

2019年については、2019年５月16日に開催された定時株主総会において、2018年５月24日の定時株主総会で付与された権限（かかる権限は行使されなかった。）を事前に取り消したうえで、取締役会は、当社株式500百万株（当社の株式資本の約4.92%に相当する。）及び２十億ユーロを上限として、自己株式の取得及びその後の処分につき授権された。自己株式の取得は、株主総会の日から18ヶ月間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売却の目的、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2019年９月19日に採択された取締役会決議を実施するに当たって、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2019年長期インセンティブ制度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2019年９月23日から同年12月２日までの期間に実施した買取りにより、2019年末現在、エネルは株式資本の0.015%に相当する1,549,152株を保有している。

2020年５月14日に開催された定時株主総会において、2019年５月16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うえで、最大500百万株（当社の株式資本の約4.92%に相当する。）及び２十億ユーロを上限とする自己株式の取得及びその後の処分についての当社取締役会への授権が再認された。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売却の目的、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。

1.8 支配権の変更に関する条項

A）リボルビング・ファシリティ契約

2017年12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・エヌブイは、銀行団との間で、2013年２月に締結したフォワード・スタート・ファシリティ契約を解約すると同時に最高10十億ユーロの与信枠契約を締結した。この与信枠契約は2022年12月に期間満了となるものであるが、2019年12月の時点では、未使用であった。

この契約は、(ⅰ)エネルの支配権がイタリア政府以外の単独又は複数の当事者に取得された場合、又は(ⅱ)エネル又はその子会社が当グループの資産の大部分を当グループには属していない当事者に出資し（合併による場合を含む。）、その結果当グループの信用力が大幅に損なわれたと前述の銀行団が考える場合、の支配権の変更に関して、具体的規定を設けている。つまり、かかる支配権の変更と想定される事由が生じた場合について、以下のとおり規定されている。

- **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。**
- **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・エヌブイは、(ⅰ)与信契約の条項の再交渉が成立しなかった銀行、又は(ⅱ)契約からの撤退の意向を通告してきた銀行については、受け取った融資金を期限前に返済して、銀行団に属する各銀行のうち当該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。**
- **銀行団に属する銀行のうち（ⅱ）に該当する各銀行は、提供した融資金の期限前の返済及び当該銀行が引き受けた融資コミットメントの取消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、リボルビング・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効力及び効果を維持するものとする。**

B）ユニクレジット・エスピーエーとの間の与信枠契約

2017年６月に、エネルはユニクレジット・エスピーエーとの間で、２つの現金による与信枠契約を締結した。１つは、2021年６月を満期とする200百万ユーロの中長期契約で、もう１つは、2021年６月を満期とする350百万ユーロのリボルビング・ファシリティ契約で、2014年４月に両当事者間で締結された550百万ユーロの与信枠契約が同時に解約された。2019年12月の時点では、合計200百万ユーロの信用枠が使用されており、350百万ユーロ分の与信枠は未使用である。

2019年10月、エネルはユニクレジット・エスピーエーとの間で、2015年７月に締結した総額450百万ユーロのリボルビング与信枠契約の解約及び2016年７月に締結した総額500百万ユーロの現金与信枠契約に基づく債務の返済と当時に、2024年10月満期の総額最高１十億ユーロの新しい「リボルビングSDG連動」与信枠契約を締結した。2019年12月の時点では、新しい与信枠は未使用である。

これらの契約はすべて、エネルの支配権がイタリア政府以外の単独又は複数の当事者に取得された場合、支配権の変更について、ユニクレジット・エスピーエーに適時に通知しなければならないと定めている。ユニクレジット・エスピーエーは、かかる支配権の変更によってリボルビング・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、ファシリティ契約によって提供される資金をエネルが使用することを妨げ、また、既に引き出された融資金を返済するよう要求する権利を有している。

C）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・エスピーエーは、欧州投資銀行（以下「EIB」という。）との間で、2027年７月満期の最高450百万ユーロ（この金額は後日両当事者間の合意をもって400百万ユーロに引き下げられた。）の融資契約を締結した。2019年12月の時点で、一定の返済を行った後の融資残高は213百万ユーロ相当であった。

この契約では、エネル・プロデュッツィオーネ・エスピーエー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ている。EIBは、かかる変更によってエネル・プロデュッツィオーネ・エスピーエー又はエネルの信用力に悪影響が生じると考える場合は、追加保証の差入れ、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。エネル・プロデュッツィオーネ・エスピーエー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権利を有するものとされている。

D）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・エスピーエーは電気グリッド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600百万ユーロの融資契約を締結した。この契約は2026年12月に満期となる。2019年12月の時点で、一定の返済を行った後の融資残高は280百万ユーロ相当であった。

この契約にはEIBとエネルの間で締結された保証契約が付いている。この保証契約では、エネルが上述の融資の保証人として、自社の支配構造に変更があった場合にはEIBに通知する義務を負っている。EIBは、かかる通知を受けた場合は、新たな状況を検討して、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーへの融資に関する条件を変更すべきかを判断する。

さらに、イタリア国内の先進的な電力測定システムに総額１十億ユーロの資金を供給するためのる融資取引として、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーは、EIBとの間で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、2032年９月を満期とする500百万ユーロの融資契約を締結した。この契約は2019年12月の時点で全額使用されていた。
- 2018年７月に、250百万ユーロの15年融資契約を締結した。この契約は2019年12月の時点で全額使用されていた。
- 2019年11月に、250百万ユーロの15年融資契約を締結した。この契約は2019年12月の時点で未使用であった。

これらの契約にはすべてエネルの保証が付けれており、また、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーに対し、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づけている。EIBは、かかる変更によってイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーの債務履行能力に悪影響が生じると考える場合は、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。これらの措置によってかかる変更の影響を軽減することができない場合は、EIBは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。

E）イー・ディストリブッツィオーネに対するイタリア預託貸付公庫の融資

2009年４月、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーはイタリア預託貸付公庫、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2028年12月を満期とする800百万ユーロの包括融資契約を締結した。この契約は、当該子会社の送電網の効率性を改善するプロセスを開発することも目指している。2011年、両当事者は包括融資契約について、総額540百万ユーロの２つの延長契約を締結した。2019年12月の時点で、一定の返済を行った後の融資残高は804百万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・エスピーエー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・エスピーエー及び／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・エスピーエーにおいては、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。

Ｆ）エネル・グリーン・パワー・アールエスエー２に対するABSAバンク・リミテッド及びネドバンク・リミテッドの融資

2018年７月、エネルグループの南アフリカの子会社として再生可能エネルギー部門で業務を行っているエネル・グリーン・パワー・アールエスエー２・プロパライエタリー・リミテッド（以下「EGP RSA2」という。）はいずれも南アフリカの銀行であるネドバンク・リミテッド及びABSAバンク・リミテッドとの間で、総額最大約15十億南アフリカ・ランド（約950百万ユーロ相当）のプロジェクト・ファイナンスのためのノンリコース融資契約を締結した。当該融資契約は、親会社であるエネル・グリーン・パワー・アールエスエー・プロパライエタリー・リミテッド（以下「EGP RSA」という。）が落札した５件の風力発電プロジェクトに関連する21年契約で、それぞれが各プロジェクトへの融資に対応する５つのトランシュに分かれている。

2019年12月の時点で、総額5.7十億南アフリカ・ランド相当（約361百万ユーロ相当）の融資が行われていた。

この契約では、EGP RSA2、親会社であるEGP RSA、個々のプロジェクト会社及び親会社であるエネルの支配構造に変化が生じる場合は、事前に融資の「ファシリティ代理人」たるABSAバンク・リミテッドに通知しなければならないことが定められている。資本構造の変化が歓迎できないものである場合、ファシリティ代理人は、支配権の変更が特定のプロジェクト会社にかかわるものであるときは特定の１つのトランシェの既融資金額の、また、支配権の変更がEGP RSA2、親会社のEGP RSA又はエネルにかかわるものであるときは、融資金額全額の期限前返済を求めることができる。

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。

かかる支払いに関する詳細は、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報酬方針及び支払報酬に関する報告書に記載されている。

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

2019年度について担当する取締役会は、2017年５月４日付け株主総会において選任された以下の取締役から構成される。

・パトリツィア・グリエコ、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
・アルフレド・アントニオッツィ
・アルベルト・ビアンチ
・チェザーレ・カラリ
・パオラ・ジルディニオ
・アルベルト・ペラ
・アンナ・チアラ・スヴェルト
・アンジェロ・タラボレリ

上記の取締役会は、2019年度の年次財務書類の承認時をもって任期満了した。2020年５月14日付けで開催された株主総会で、以下の取締役が新たに任命された。

・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・ジョージ・フリードリヒ・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

ミケーレ・クリストモ、フランチェスコ・ストラーチェ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ、アルベルト・マルキ、マリアンナ・マッツカート及びミレッラ・ペレグリニは、株主である経済財務省（当時、当社株式資本の23.59%を保有）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47.76%）の票を得ており、一方で、チェザーレ・カラリ、サミュエル・ジョージ・フリードリヒ・ロイポルド及びアンナ・チアラ・スヴェルトは、26の機関投資家のグループ（当時、合計で当社株式資本の2.23%を保有）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51.10%）の票を得た。

現在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。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、2019年末現在、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、2019年末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。

エネルグループは、メリットの適切な評価及び効果的な経営の継続性を確保するために、管理役職のポジションの承継に際して求められる経歴の特定及び差別化を促進することをめざした人材開発計画を管理するのためのシステムも取り入れている。

このプロセスは、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て、組織的セーフガードを確保し、最も戦略的なポジションを特定し、また、その各々について後継者候補のリスト及びそれぞれの経営者としての成長をサポートするために必要となる発展措置を提供することを目指している。

かかるプロセスの有効性を確実にするために、当グループのすべての管理役職について、国際的なベストプラクティスに沿った方法に沿った主要な変数を考慮にいれ、また、その各々について、特に若年者、女性並びに機能間的及び国際的経験の安定性の確保に注意を払いながら短期的には「準備のできている」候補者を、また中期的には「補給路上の」候補者を特定して提示するように検討が行われている。

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」プロセスと並行して実施される。

1.3 役割及び機能

取締役会は、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。

2019年度については、とりわけ、法的枠組み及び取締役会自体の特定の決議（特に、2017年５月に採択された決議）に従い、取締役会は、以下のことを行う。

・当社及び当グループのためのコーポレート・ガバナンス制度を構築する。この観点において、まず2015年７月に、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13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承認したこと（及び2019年２月にさらに統合した）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方針、特に、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実施原則を定めた特別ガイドラインを承認した。
・取締役会の内部委員会（助言及び提案の権限を有する。）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。2017年５月４日開催の株主総会後、取締役会が、2017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「2．委員会」に記載されている。）。
・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。権限に従い、2017年５月に、そして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、又は以下に記載するように、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、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する。この点に関して、2020年４月に、取締役会が、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報酬方針及びインセンティブ・プランを承認したことに留意されたい。

・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2019年３月に実施され、直近では2020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。2014年７月に取締役会が新しい当グループの組織構造を検討して承認し、直近では2018年10月に一定の修正について合意したことに留意されたい。
・当社及び当グループの戦略、事業及び財政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2020-2024年戦略計画が、2019年11月に承認されたことに留意されたい(1)。この点に関し、当社内の権限分配では、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。

(1) 2020-2024年戦略計画は発電所の脱炭素化、消費の電化並びにネットワークのデジタル化及び自動化を中心とした投資について定めている。その最初の３年間の目的については、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。

・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、特にそれらが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に、事前の検討し承認する。
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（当社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（2020年５月、取締役会は、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（中長期的な持続可能性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、その内容が2015年７月になされたコーポレート・ガバナンス・コードの改正に一致していることを確保するため、直近では2016年２月に更新された。）。さらに、2019年11月、取締役会は、2020-2024年戦略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。2020年２月、取締役会がこの点で2019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、2019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。

－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）及び監査の過程で発生した重要な論点に関する報告書（法定監査に関する新たな関連規制の枠組みの観点で、EU規制第537/2014号の第11条に従った追加の報告書を意図したもの）において記載した結果を評価すること。監査法人は2018年の財務書類（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、2019年５月に取締役会が、2018年に財務書類（法定及び連結の両方）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た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。2020年５月、取締役会は、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。

2019年及び2020年の最初の数ヶ月の間に実施された追加の活動のうち、取締役会が以下の事項を行ったことに留意されたい。

－2019年３月、及び直近では2020年２月、指名・報酬委員会並びにコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会との協議に基づいて、エネルの取締役が重要な規模の他の会社で取締役及び／又は法定監査役（又はこれらと同等の職位）として務めることのできる役職の最大数に関する特別な当社の方針を更新した。この修正は、かかる方針を主なプロキシーアドバイザー及び主要な機関投資家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ることを目的としている。

－2019事業年度に関するボード・レビューの結果を踏まえ、また、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告に従って、2020年２月、指名・報酬委員会並びにコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会との協議に基づいて、エネルの株主に対して取締役会の最適な規模及び構成についての指針を提示した。この指針の概要を示した文書が、新しい取締役会を選出する目的で招集される株主総会を考慮して、適時に当社のウェブサイト上で公表された。

－2020年２月、2020年１月31日に公表された新しいイタリア・コーポレート・ガバナンス・コードを分析した。新しいコーポレート・ガバナンス・コードは、2021事業年度の開始時から適用される。

－2020年３月、コーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第７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、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指摘した。

1.4 取締役会

以下の表は、2019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	1	2	1	0	1	1	1	2	1

合計	14回
平均開催時間	２時間45分
2020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を代表する裁判官も出席した。

2019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出した。

1.5 会長

2019年度については、2017年５月４日に開催された株主総会により任命されたパトリツィア・グリエコが、エネルの取締役会長を務めた。2020年５月14日に開催された株主総会において、ミケーレ・クリストモがエネルの取締役会長に新たに任命された。

取締役会の活動の調整役としての任務を遂行し、取締役会の機能に関する積極的な指導を提供しつつ、会長は、取締役会を招集し、議題を設定し、議長を務め、各議題に関連した資料が各会議の開催日に先立ち取締役及び法定監査役に回覧されることを確実にするよう努める。この点に関して、取締役会は、一般的なルールとして、関連する取締役会の資料を送付するには３日前の事前通知が適合的であるという方針を採用し、しかしながら、かかる期間は、資料が特に重要及び／又は複雑であるか、緊急の取引若しくは進行中の取引である場合には、それぞれ延長又は短縮され得るということも認識されたことに留意されたい。2019年、かかる期間は通常は遵守されたが、臨時の業務が行われていたことに関連してそれが不可能であったケースもわずかながら発生し、その場合でも、会長は、十分かつ正確な徹底した分析が取締役会で行われることを確保した。

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及び定款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。

1.6 最高経営責任者

2017年５月、また2020年５月に再び、取締役会は、フランチェスコ・ストラーチェをエネルの最高経営責任者として任命し、当社の経営のためのあらゆる権限を付与したが、法律若しくは規制の規定、当社の定款又は2019年度において有効であり、直近では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「1. 取締役会－1.3 役割及び機能」に記載されている。）。

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。）。

最高経営責任者は、取締役会及び法定監査役会に対して、少なくとも四半期ごとに、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。

1.7 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、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（又は戦略的な関連を有する子会社）の最高経営責任者（会長は、個別の経営権限が付与されている場合、又は事業戦決定において特別な役割を担う場合には、これに含まれる。）
・当社（又は戦略的な関連を有する子会社）において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、支配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。

2017年５月、2018年１月、2019年１月、そして直近では2020年１月に2019年度について担当する取締役会が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（パトリツィア・グリエコ、アルフレド・アントニオッツィ、アルベルト・ビアンチ、チェザーレ・カラリ、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラ、アンナ・チアラ・スヴェルト及びアンジェロ・タラボレリ）は、非業務執行取締役である。

2020年５月14日付けで任命された新たな取締役会に関しては、2020年５月15日に取締役会が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・ジョージ・フリードリヒ・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る。

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でなされる決定に重大な影響を及ぼし得ることを確保するのに十分なものである。

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する。

1.8 独立取締役

2017年５月、2018年１月、2019年１月、そして直近では2020年１月に、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、2019年度を担当する取締役会は、取締役であるアルフレド・アントニオッツィ、アルベルト・ビアンチ、チェザーレ・カラリ、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラ、アンナ・チアラ・スヴェルト及びアンジェロ・タラボレリが、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。パトリツィア・グリエコについては、コーポレート・ガバナンス・コードでは取締役会会長は独立取締役であると考えられていないため、かかるコードの下で構想される独立性要件は満たされず、当社の「重要な代表者」であることに留意されたい。

2020年５月14日付けで任命された新たな取締役会に関しては、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、取締役会は、取締役であるチェザーレ・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・ジョージ・フリードリヒ・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ることを検証し、認証した。ミケーレ・クリストモについては、コーポレート・ガバナンス・コードでは取締役会会長は独立取締役であると考えられていないため、かかるコードの下で構想される独立性要件は満たされず、当社の「重要な代表者」であることに留意されたい。

具体的には、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、当該取締役は独立取締役であるとみなされる。

通常どおり、取締役会が行った手続は、それぞれの独立性を評価するために関連するとみなされ得る、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当たり、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードに従い独立性要件が欠けているとみなされる場合を考慮し、これに関して、かかるコードで推奨される、形式よりも実質を優先するという原則を適用した。

取締役の独立性を評価するために、取締役会は、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に適用される特定の定量的なパラメーターに言及し続けてきた。かかるパラメーターを超えると、ケース・バイ・ケースで評価されるべき特定の状況下でない限り、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、上記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、取締役会は、非業務執行取締役の全員（すなわち、(ⅰ)2019年度を担当する取締役会については、パトリツィア・グリエコ、アルフレド・アントニオッツィ、アルベルト・ビアンチ、チェザーレ・カラリ、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラ、アンナ・チアラ・スヴェルト及びアンジェロ・タラボレリ、(ⅱ)2020年５月に任命された取締役会については、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・ジョージ・フリードリヒ・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も満たしているということも確認した。

2017年６月、2018年３月、2019年３月、そして直近では2020年２月の間、2019年度の法定監査役会は、前述の評価を実施する中で、取締役会が、独立性評価のために潜在的に関連し得る関係について取締役会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。

全ての業務執行取締役及び非業務執行取締役の活動は、判断の独立性によって特徴付けられるものではあるが、上記の定義に従い独立取締役とみなされ得る取締役が（人数及びスキルの両方に関して）十分に存在し、取締役会及び委員会において重要な役割を担うことにより、全ての株主の利益の適切なバランスが確保される。

2019年度について担当する独立取締役は、2019年12月に、他の取締役が出席しない特別会議を開催した。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この会議の間、独立取締役は、書類の整理、準備及び配付の時期に関する限り、取締役会及び委員会が最適な機能を有すること、また、主に関連する戦略上及び経営上の事項において取締役会が自ら十分に関与することを、満場一致で確認した。同会議の間、独立取締役は、経営陣が指名・報酬委員会の責任範囲に属する事項に関して機関投資家及びプロキシーアドバイザーと共に生産的な関与活動を実施したことへの評価も表明した。また、グループ全体のレベルで重要な経済的及び財務的目標を達成したことによって金融市場でエネルの株式が好成績を実現したことについても満足感が表明され、経営陣が権限及びリーダーシップをもって、とりわけエネルギー転換及びデジタル化といった重要な課題に取り組んでいく能力があることが強調された。最後に、当社がこれから取り組まなければならない主な問題及び課題に関する議論のための重要なイベントであり、戦略的計画の展開方向を取締役と経営陣との間で共有する機会としてもみなされている年次戦略サミットについて、満場一致の承認が示された。

1.9 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）として務める役職の最大数に関する方針を承認した。

かかる方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能。）は、直近では2020年２月に、その内容を主なプロキシーアドバイザー及び主要な機関投資家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ることを目的として更新された。

コーポレート・ガバナンス・コードの提言に従い、かかる方針は、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

コーポレート・ガバナンス・コードの提言に従い、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（「兼任重役制」と称される。）。

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2019年度について担当する取締役及び2020年５月に任命された取締役が提供する情報、並びに直近で2020年１月の取締役会で行われた2019年度について担当する取締役に関する照会を参照すると、エネルの取締役が現在、重要な規模の他の会社における取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めている役職の数は、当該方針で設定された制限に適合している。

1.10 取締役会及びその委員会の機能の評価

2019事業年度末及び2020年の最初の２ヶ月間、2019年度について担当する取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードに基づき採用されている、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、この分野の専門コンサルティング会社であるコーン・フェリー・インターナショナル・エスアールエル（Korn Ferry International S.r.l.）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（ボード・レビュー）を実施した。（コーン・フェリー・インターナショナル・エスアールエルが属するネットワークは、2019年において、エネルとの間でこの他にも限定的な重要性の職務関係を有していたが、同社の独立性を具体的が損なうものではなかった。）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。

2019事業年度に関して、2018年同様、ボード・レビューは担当する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「3. 法定監査役会－3.5 法定監査役会の機能評価」に記載されている。）。さらに、やはり前年同様に、ボード・レビューは、「同僚同士のレビュー」方法に従って、すなわち、取締役会の全体としての機能だけでなく、各取締役によりもたらされた貢献の仕方及び内容も評価することによって、実行された。

取締役会に関するボード・レビューは、それゆえに、各取締役により記入された２つの質問表（１つは取締役会の全体としての機能に焦点を当てた質問表、もう１つは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に関する質問表）を用いて行われた。最も重要な問題の徹底的な分析を行うために、質問表の記入の後、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。コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会は、取締役会の全体的なボード・レビューの過程を参照し、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)専門知識及び経験のみならず専門的な経歴及び管理職の経歴の有無も参照した取締役会の構成、(ⅱ)取締役会自体の役割及び責任の理解、(iii)とりわけ情報フローの完全性及び迅速性、取締役会の議論の展開並びに採用した意思決定プロセスに関する、取締役会会議の組織及び運営、(iv)（上記の「同僚同士のレビュー」視点に基づく）取締役の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、(ⅴ）誘導活動の頻度、内容及び認識されている実用性、(vi)会長により果たされる役割並びに取締役会、最高経営責任者及び経営陣トップとの関係、(vii)企業戦略の決定における取締役会の参加度合い、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取締役会自体の認識、(viii)委員会の構成及び機能並びにその取締役会を補佐する活動の有効性、並びに(ix)当社及び当グループの事業戦略及び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、に関するものであった。

ボード・レビュー手続において、コンサルティング会社は、ボード・レビューが行われる手順と、市場への関連する業績の開示における透明性のレベルの両方、並びに取締役会及び委員会の構成及び機能に関して、エネルを、他の主要なイタリア及び海外の上場会社と比較する評価分析も行った。

2019年度のボード・レビューの結果では、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・ガバナンス問題における国内及び海外のベストプラクティスを厳しく遵守して効率的かつ透明性をもって運営していることを実証することで、エネルの取締役会及び委員会の運営について極めて前向きな総合的評価が確認されている。

とりわけ、2019年度のボード・レビューの結果では、以下の強みが強調される。(ⅰ)担当する取締役会の構成が、能力及び経験並びに十分な専門的経歴及び管理職の経歴の多様性の確かな混合に基づいており、これにより取締役会が招集される理由となった問題について十分に綿密な分析を行うことができる。このことは、「同僚同士のレビュー」により、貢献の仕方及び内容という観点で、各取締役の参加度合いに関して非常に高い平均値が示されたという事実により確認される。(ⅱ)取締役会は、自己の役割について明確なビジョンを有し、取締役会の会議に主要な管理職者が継続的に関与しており、それが高く評価されていることから推測されるように、最高経営責任者及び経営陣トップとの間で相互に効果的に作用しあっていること。(ⅲ)取締役会が全取締役間の議論への有効な参加と、それゆえの有効な議論を促進するよう、会議の機能を組織していること。この点に関して、取締役会の仕事を秩序正しく組織して取締役会の中で議論及び討論を促進する会長の能力について、満場一致の評価があること。(ⅳ)相互の尊重、包摂の精神及び卓越した現状への帰属意識によって取締役が落ち着いた雰囲気のなかで業務を行えていること。(ⅴ)頻度という観点で、誘導活動が有効かつ適切とみなされてきたこと。(ⅵ)委員会活動の質並びに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。(ⅶ)取締役会及び委員会に提出される書類(かかる書類は取締役により完全かつ高品質なものとして判断されている。)を作成する際の協力、提出の迅速性並びに議事録の正確性に関する様々な側面で、「総務」部門の支援が非常に積極的に評価されていること。

同時に、エネルグループが業務を行う部門及び国際的マーケットは加速的に進化しており、そのため、スキル及びノウハウの継続的な発展に常に注意を払うことが必要であることが認識された。とりわけ、持続可能性及びデジタル化への移行は、最も大きなダイナミズム、発展の予測不能性及び影響の広播性を示す分野とされ、そのため、この分野に関しては、来るべき任期満了に伴う取締役会の変更も視野にいれて、取締役の研修及び誘導に関して引き続き投資を行うことが推奨された。

さらに、2019事業年度のボード・レビューの結果を踏まえ、また、コーポレート・ガバナンス・コードの提言に沿って、取締役会は、2020年２月、指名・報酬委員会並びにコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会との協議に基づいて、取締役会は、次の変更に際しての、取締役会の最適な規模及び構成についての指針をエネルの株主に対し提示することとした点にも留意されたい。この指針の概要を示した文書は、当社のウェブサイト上で公表された。

この指針では、取締役会自身が承認した多様性方針に規定された基準を検討して、取締役会内の異なる役割について、それに最も適していると考えられる経営的及び専門的特質が特定された(その内容については、下記「1. 取締役会－1.12 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。)。

最後に、以前のボード・レビュー及び2016年に実行された同様のイニシアチブで挙げられた提案を受けて、2018年に社内環境についての個別調査が実施されたが、それは当社及び当グループ全体の従業員を対象としたものであり、回答率はとても高かった(86%超)ことを再認識されたい。この調査は、当社の戦略のいくつかの本質的な側面がどれほど従業員に共有されているか、そして、労働条件の個別の関連指標がどのように認識されるか、を測定することが目的とされた。調査への回答は、社内環境調査のいくつかの側面に関する社内での重要な同意があり、2016年と比較して指標が改善したことが示された。2019年中、グループ全体のレベルの行動計画、並びに持株会社機能、事業ライン及び地理的エリアごとの具体的行動計画が策定され、これらを通じて労働環境調査から洗い出された主要なニーズ(例えば能力主義、個人の能力開発及びワークライフバランス)への対応が行われた。

1.11 取締役会の就任及び変更

取締役は自発的に、また自らの意思をもって、長期的に株主の価値を創出することを主たる目的としてその職務を遂行する。また、自身の役割に関する責任を自覚し、法定監査役会のメンバー同様、当社及び自身の機能の行使にかかわる法律及び自主規制に関する主なニュースについて、関連する事業部門から常に情報を得ている。

具体的には、2019年においても、当社は、取締役が当グループが業務を行うエリア、企業のダイナミクスお及びその進化、市場の動向並びに基準となる法的枠組みに関して適切な知識を備えることを目指した特別の誘導プログラムを設け、それに法定監査人もかかわった。2019年を通して実施された誘導のためのイニシアチブは、とりわけ（エネルグループの2019-2021年持続可能性計画及び主要な持続可能性指数における当グループの会社のポジションなどに視点をおいた）持続可能な価値創出、国際業務ラインであるエネルXの活動及び戦略、さらにはラテンアメリカ地域に焦点を当てた綿密な会合及び適切なリスク管理のための原則などが扱われた。これらの会社としてのイニシアチブに加え、同様に2019年を通して、非業務執行取締役及び法定監査役に対して、イタリア株式会社協会（Assonime）及びイタリア資産運用業協会（Assogestioni）が催行する上場会社の取締役及び監査役としての役職に関連した業務及び責任についての研修コースに会社の費用負担で参加する機会も与えられた。

最初のボード・レビュー（2004年に実施）でのイニシアチブに続いて、2019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産業における中/長期的戦略の分析及び詳細な評価、並びに2020-2024年戦略計画案の説明が行われた。

1.12 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、30超の国で業務を行っているエネルグループのような多国籍的企業の事業文化の２つの基本的な要素である、との認識から進めた。特に、中／長期的な事業の持続可能性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も、任命に際しても、任期中についても、取締役の1/3以上が最も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継続的に確保することが重要である。

－当グループの国際的活動に関する姿勢を考慮し、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」の形成を防ぐうえでも重要であり、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限りにおいて、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。

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「2．委員会－2.2 指名・報酬委員会―任務」に記載されている。）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、かかる方針の規定についても考慮する。

前述の多様化方針の採用に当たって、当時担当した取締役会は、異なる多様化のタイプに関し、取締役会の現在の構成が方針自体によって定められた目的に完全に沿ったものとなっているかを検証した。

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平等な処遇と機会が提供されているか、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の確認に特別な注意を払ってきていることに留意されたい。

エネルは2015年から国連グローバル・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（Women Empowerment Principles）」に賛同し、女性の事業参加の促進に関する７つの主要原則を採用している。

また同じく2015年に、「多様性と包摂」に明確に焦点を当てた会社の方針を発表した。かかる方針は、現在もあらゆる種類の多様性に関し、差別の撤廃、機会の平等及び尊厳の平等、包摂並びに私的生活と職務生活のバランスを基本原則とし、主に多様性の４つの側面（即ち、ジェンダー、年齢、国籍及び障害）及び包摂の文化に横断的に影響を与えることを目指した具体的イニシアチブを通じて「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、これまでに外部からの候補者のなかでの女性の割合が着実に増加しており、採用面でもその影響が現れている。

－大学との間で、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ことを目指した共同プログラムを設計及び実施することを目的とした関係を構築する。この点に関しては、エネルグループが業務を行っているすべての国でプロジェクトが進行中で、世界的レベルでこれにかかわる女性の学生の数が増加してきている。

－エネルグループが業務を行っているすべての国において女性社員数が増加していくなかで、「ペアレント・プログラム」プロジェクトを通じて女性職員が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、女性の管理役職への登用をサポートし報酬の平等を促進するための具体的イニシアチブが実施されている。

さらに、プライベートの生活と職場での生活の間の柔軟性及びバランスのお確保を促進することを目的として、エネルグループが業務を行うほぼすべての国でスマート・ワーキングが実施されており、17,000名を超える社員がこれに参加しており、そのうち約60%はイタリアの従業員である。

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イベントを通じて、あらゆるレベル及び組織で「多様性と包摂」の文化を普及し強化するための啓蒙活動が強力に展開されている。特に、2019年においては、包摂的行動によって創出される価値に焦点を当てたイニシアチブが実施された。

「多様性及び包摂」に関して達成された結果は、様々な種類の「主要パフォーマンス指数」に基づいて測定され、エネルグルーグが業務を行うすべての国を対象とした報告書が四半期ごとに作成されている。

さらに、2019年に、グローバル・ワークプレイス・ハラスメント・ポリシーを発表した。この方針は、企業が個人の尊厳の保護及び組織の健全性に対する関心を高めているなかで、機会の均等及び差別の撤廃の原則に、心身の健康の尊重、全体性及び個人性といった視点を追加するものである。

さらに、2016年からは、「福祉及び多様性管理」という名称のユニットをエネルの「人事・組織」部門内に設置し、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監督の機能の確立が図っている。

1.13 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。

2019事業年度についての上記の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、報酬方針及び支払った報酬額に関する報告書に記載されている。

2．委員会

2.1 組織及び業務規則

2019年度について担当する取締役会は以下の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、また効果的かつ効率的な方法で関連する任務が適正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。

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(2)。

(2) 2019年度について担当する指名・報酬委員会及び統制・リスク委員会は、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・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。

2.2 指名・報酬委員会

構成

2019年度について、指名・報酬委員会は、アルベルト・ビアンチ（2019年12月24日まで委員長）、チェザーレ・カラリ、パオラ・ジルディニオ及びアルベルト・ペラから構成され、全員が独立取締役としての資格を備えていた。その後2020年１月16日以降、アルベルト・ペラが委員長を務めている。取締役会は、チェザーレ・カラリ及びアルベルト・ペラが、十分な経験と財務事項における専門知識を有していることを確認した。

任務

指名・報酬委員会は、取締役会自体の規模及び構成並びに業務執行取締役及び戦略的責任を負う役員の報酬に関する取締役会の適正な質問、その評価及び決定を通じて、取締役会を補佐する責任を有している。

特に、2016年３月に最後に改正された組織の規則に準拠し、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。

- **取締役会の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。**
- **イタリア民法第2390条に基づいて取締役に課せられる競業の制限につき、株主総会が組織上の理由によりかかる制限を一般的に前もって適用除外とすることを承認した場合における、かかる制限の適用に関連した議論になりうる問題について、取締役会に提言を行うこと。**
- **以下の場合につき、株主から受領する可能性のある報告を考慮の上、取締役候補者を取締役会に提示すること。**
  - **－独立取締役を交代させる必要がある場合で、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協働し、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管理されるよう、とられるべき手順が規定される、非常事態計画の草案作成にあたり取締役会を補助すること。**
- **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、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。**

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の提案を取締役会に提出し、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についての年次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。

2019年度の当委員会の活動

以下の表は、2019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
0	2	2	1	0	0	0	0	1	0	1	1

合計　　8回
平均開催時間　　1時間20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会長、及び、多くの場合、その他の通常のメンバー）が出席したが、指名・報酬委員会は、（当社の費用で）外部の独立コンサルタントの助力を得て、以下の主な活動を行った。

同委員会は、報酬委員会としての権限により、以下を行った。

- **2018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の評価**
- **2019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の提案の確定（報酬報告書草案とともに）**
- **2019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短期インセンティブ・プラン（MBO）、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長期インセンティブ・プラン（LTI）について、並びに受益者に対する基準額の支払いに関連する方法及び時期についての提案の策定**
- **既存のインセンティブ・プランに基づく業績目標の達成の確認**
- **2019年度の報酬報告書並びに2019年に関する最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する長期インセンティブ・プラン（LTI）についての株主総会の投票の結果の分析、及びその分析に基づく(ⅰ)2020年の取締役及び戦略的責任を負う業務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短期インセンティブ・プラン（MBO）、及び2020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**
- **報酬に関する規定について、(ⅰ)指令（EU）2017/828（いわゆる「株主の権利Ⅱ」）を実施する2019年５月10日付け法令第49号によって導入された上場会社の株主の長期間の関与の推奨に関する統一財務法の修正、並びに（ⅱ）CONSOBの発行体規則について今後行われる可能性のある修正に関する関連CONSOB協議書の検討**

同委員会は、指名委員会としての権限により、以下の事項を行った。

- **2019年３月及び直近では2020年２月、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、取締役会に、エネルの取締役が重要な規模の他の会社における取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の役職）として務めることのできる役職数の上限に関する方針に対して、一定の修正を提案した。かかる修正は、前述の方針の内容を、主なプロキシーアドバイザー及び主要な機関投資家による議題で展開したベストプラクティスに合わせることを目的としている（上記「1. 取締役会－1.9 取締役の役職就任数制限」の項を参照のこと。）。**
- **2020年２月、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会と共に、取締役会の変更を考慮して、エネルの株主に対して提示する取締役会にとって必要と考えらえる管理職の経験及び専門的な経歴についての指針を取締役会が策定する際の支援をした。**

2.3 統制・リスク委員会

構成

2019年、統制・リスク委員会は、アンジェロ・タラボレリ（委員長）、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラ及びアンナ・チアラ・スヴェルトから構成されており、全委員が独立性要件を満たしている。取締役会は、取締役のアンジェロ・タラボレリが、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。

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の承認に関する取締役会の評価及び決定を、十分な精査プロセスによって補佐する役割を有している。

特に、直近では2019年３月に改正された組織規定に従い、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「1. 取締役会－1.3 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とともに、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。
・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。
・特に以下の事項について、取締役会が委員会に割り当てた追加任務を遂行すること。
　－持続可能性報告書の内容及び法令第254/2016号により規定された非財務書類を内部統制及びリスク管理制度の目的との関連で精査し、この観点からの意見書を同書類の承認のために招集される取締役会に事前に提出すること。
　－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について、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精査すること。この際、すなわち、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を参照の上、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。
・取締役会が認識済みの損害を与える可能性のある事象から発生するリスクの管理に関する、取締役会による評価及び決定を支持する準備活動を実施すること。

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、法定監査役会会長に通知するが、ただしこの者の仕事が要請した検査の対象に特に関連した業務であった場合は、取締役会会長、内部統制及びリスク管理担当取締役に通知する。

2019年度の当委員会の活動

以下の表は、2019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	1	0	1	0	2	1

合計　　12回
平均開催時間　　２時間

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。

－2019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。

－2018年中に実施された監査活動の報告を分析し、その関連する結果に基づき、その任務の範囲内において、内部統制及びリスク管理制度の適切性及び有効性につき、好意的な意見を表明した。最終的には、2020年２月、委員会は、2019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。

－2020-2024年戦略計画の承認のために主な事業リスクの適合性をかかる計画に基づく戦略的目標に則して当社の経営陣とともに評価した。

－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2018年及び2019年の最初の６ヶ月間に実行された2019年事業計画並びに監視及び監督業務を検証するために、エネルの監督機関（以下「SB」という。）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。SBとの会議中に、当委員会は、上記の組織モデルの更新を目的としたいくつかの提案について、検証及び承認も行った。

－主な会計上の決定、最も重要な会計基準、並びに2019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、2018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。

－2018事業年度のエネルの財務書類及びエネルグループの連結財務書類並びに2019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、エネルグループの財務報告の過程に関する内部統制制度のライン監視及び検査の実施の結果を検討した。

－2018年持続可能性報告書及び2018事業年度についての法令第254/2016号により規定された非財務書類を検討した（その職責の範囲において、内部監査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。）。

－「監査」部門の独立性、適切性、有効性、効率性を非公開に監視した。

－倫理規定に基づき前事業年度及び2019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子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当グループ内で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)「イタリア」という国、(ⅱ)国際事業ラインである「火力発電、インフラストラクチャー及びネットワーク」、及び「トレーディング」、並びに(ⅲ)「人事及び組織」、「世界的デジタル・ソリューション」、及び「総務、財務及び管理」部門、のマネージャーと、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。

－「イタリア」という国における独占禁止関連規定の遵守、エネルグループにとって最も重要な諸国における経済及び金融政策に関連したリスク、サイバーセキュリティ、重要な訴訟、並びに協調的コンプライアンス体制の下での税務分野でのリスクを管理及びコントロールするシステム、に関して、具体的に詳細な分析を行った。

2.4 関連当事者委員会

構成

2019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）、アルフレド・アントニオッツィ、アルベルト・ビアンチ及びチェザーレ・カラリから構成されており、全委員が独立取締役としてその要件を満たしている。

任務

関連当事者委員会は、2010年11月に取締役会が採択した、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「9.1 関連当事者取引」に記載されている。

2019年度の当委員会の活動

以下の表は、2019年度に開催された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	0	0	0	0	0	0	1

合計　　1回
平均開催時間　　1時間30分

関連当事者委員会の会議には、全ての委員が出席し（法定監査役会の会長及び他の通常のメンバーも出席した。）、以下の主な業務が行われた。

－当委員会が以前にその実行に関して好意的な意見を表明した子会社を通じて実行された関連当事者取引の進展、並びに当該取引関係の利便性及び実質的な公平性についての報告を分析した。
－CONSOBが上場会社の株主の長期間の関与の推奨に関する指令(EU)2017/828（いわゆる「株主の権利Ⅱ」）を実施する2019年５月10日付け法令第49号に鑑み公表した関連当事者取引に関するCONSOB規定について行われる可能性のある修正に関するCONSOB協議書を検討した。
－定期的に開示する財務書類に基づき作成された情報を分析した。当グループに属する会社により実行された関連当事者取引に関しては、特定の会社手続の適用を除外した。市場平均条件又は標準条件で実施された。

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

2019年中、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会は、パトリツィア・グリエコボ（委員長）、アルフレド・アントニオッツィ及びアンジェロ・タラボレリで構成され、全員が統一財務法に基づく独立取締役としての資格を有している。アルフレド・アントニオッツィ及びアンジェロ・タラボレリは、コーポレート・ガバナンス・コードに基づく独立取締役としての資格も有している。

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・ガバナンスに係る評価及び決定並びに持続可能性(3)の問題に関して、取締役会を補佐する。この点に関して、2019年３月に最後に改正された組織の規則に準拠し、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。

(3) 持続可能性は、とりわけ、気候変動に関連する問題、二酸化炭素の排出、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。
・このセクターに特化する法人への権能付与についての取締役会に対する提案を当委員会が策定するためのボード・レビュー手続を準備し、評価事項を明確にしてその点について従うべき手順及び日程を定めること。
・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（いわゆる「危機管理」事例）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。
・持続可能性報告書及び法令第254/2016号により規定された非財務書類の全体の構成並びに内容の構成、当該書類による開示の網羅性及び透明性について検討し、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。
・株主にとり重要な関連性が高そうな主要な企業の規則及び手続を検証すること（かかる規則及び手続が内部統制及びリスク管理制度に関連する場合にはいつでも、統制・リスク委員会とともに検証する。）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。

2019年度の当委員会の活動

以下の表は、2019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	2	2	1	0	0	0	0	1	0	1	1

合計　　8回
平均開催時間　　1時間35分

全委員（法定監査役会の会長及び多くの場合他の通常のメンバーも出席した。）が適正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。
－ボード・レビューの過程を準備し、2019事業年度に関する自己評価手続において取締役会及びその委員会をサポートしてボード・レビューの全過程を監督するためのコンサルティング会社を選定した。
－コーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第６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、2018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。
－主なグループ会社によるエネルグループのコーポレート・ガバナンスの基礎となる原則を特定し、とりわけ取締役の利益相反及び2017年12月にエネルの取締役会で承認された関連当事者取引に関する共通業務原則を定めるガイドラインの実施状況を検討した。
－2015年７月に取締役会で承認され、国際的ベストプラクティス及びその実施過程で出現したその他の問題を勘案するための修正を提案する、当グループの上場会社のコーポレート・ガバナンスに関する推奨事項の実施状況を検討した。

－2020-2022年持続可能性計画のガイドラインを検討した。
－2018年持続可能性報告書及び法令第254/2016号により規定された2018事業年度についての非財務書類を検討し、一般構造、関連内容の構成並びにかかる文書に記載された情報の完全性及び透明性について、その責任の範囲において、肯定的な意見を表明した。
－2019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を実施する措置を検討した。
－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更新する一定の提案について検証するためにエネルの監督機関と会合を持った。
－会社法及びコーポレート・ガバナンスに関する国内及びEUの法的枠組みの展開を分析した。これに関連して、委員会は特に、上場会社の株主の長期間の関与の推奨に関する指令（EU）2017/828（いわゆる「株主の権利Ⅱ」）を実施する2019年５月10日付け法令第49号に注目した。
－主要な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ベンチマーク分析を検討した。
－2020年２月、上場会社のコーポレート・ガバナンス・コードの再検討プロセスの結果を検討した。
－2020年２月、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会と共に、取締役会の変更を考慮して、エネルの株主に対して提示する取締役会にとって必要と考えらえる経営的経験及び専門的経歴についての指針を取締役会が策定する際の支援をした。
－2019年３月及び直近では2020年２月、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、エネルの取締役が重要な規模の他の会社における取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の役職）として務めることのできる最大役職数に関する方針について、取締役会に一定の修正を提案した。かかる修正は、前述の方針の内容を主なプロキシーアドバイザー及び主要な機関投資家がこの点について策定したベストプラクティスに合わせることを目的としている（この点に関しては、上記「1. 取締役会－1.9 取締役の役職就任数制限」の項を参照のこと。）。

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、2019年５月16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る。
・バルバラ・タドリーニ　法定監査役会会長
・ロミナ・ググリエルメッティ
・クラウディオ・ソットリーヴァ
バルバラ・タドリーニは、19の投資運用会社及びその他の機関投資家（その時点では当社の株式資本を合計1.73%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9.70%）により投票されたが、その一方で、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89.77%）により投票された。
上記の正規の法定監査役の簡潔な職務経歴は、下記「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等－(2)役員の状況」に記載されている。
現在の法定監査役会の任期は、2021年度の年次財務書類の承認をもって満了する予定である。

3.2 選任及び交代

法律及び当社の定款の規定に従い、法定監査役会は、３名の正規の法定監査役及び３名の補欠の法定監査役から構成される。３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、2019年末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。

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。

2019年５月（すなわち、2019年５月16日の定時株主総会により選任されたメンバーが就任した時）から直近の2020年２月を通じて、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（後者により取締役について規定されている要件と同じ）を満たしていることを確認した。いかなる場合でも、法定監査役は、自身を選任した株主に関しても、自発的にかつ独立して行動している。

3.3 任務及び権限

法律により課せられる任務の一環として、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、以下の権限を有する。

・当社の「監査」部門に、特定の企業の事業分野又は取引に関する検査を実施するよう要求する権限（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・リスク委員会との間で迅速に交換する権限

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「内部統制及び監査委員会」としても行動する。

3.4 会議

以下の表は、2019年度に開催された法定監査役会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1	2	3	3	2	1	1	0	1	0	2	1

合計　　17回
平均開催時間　　２時間45分

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

2019事業年度末及び2020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、コーン・フェリー・インターナショナル・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、2019年には、エネルとの間で限定された重要性のあるさらに専門的な関係を持ち、いずれにしてもその独立性を具体的に損なうことの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（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「1. 取締役会－1.10 取締役会及びその委員会の機能の評価」に記載されている。）。

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２つの質問表の記入を通して行われた。質問表の１つは法定監査役会の全体としての機能に関するもの、もう１つは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に関するものである。質問表の記入の後には、最も関連する側面を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。

特に、質問表及び面接は、(ⅰ)職歴、専門知識及び経験の観点での法定監査役会の構成、(ⅱ)法定監査役会自体の役割及び責任に関する理解、(iii)特に情報フローの完全性及び迅速性、議論の活発さ及び採用された意思決定プロセスに関して、法定監査役会の会議の組織及び運営、(iv)（上記のとおり「同僚同士のレビュー」の視点で分析される）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、(ⅴ)会長により果たされる役割並びに法定監査役会が取締役会及び経営陣トップと相互に作用する方法、(vi)誘導活動の頻度、内容及び認識されている有用性、に関するものであった。

2019年のボード・レビューの結果は、エネルの法定監査役会の機能が良好であることを示し、また、2019年５月16日の定時株主総会における改選後にその構成が大幅に変更されたにもかかわらず、コンサルティング会社が証明したように、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たその能力を強調するものである。

特に、2019事業年度のボード・レビューの結果では、以下の強みが強調されている。(ⅰ)法定監査役会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。(ⅱ)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。(iii)法定監査役が、事業上の問題を徹底的に検討し、エネルグループが事業を行う分野に関する自らの知識を広げようとする意思と意欲を有していること。(iv)法定監査役が、会議のために準備するお互いの勤勉さと、建設的な精神でその職務を遂行しようとする各自の意欲を認識していること。(ⅴ)誘導活動が有効で適切な頻度であると考えられること。(vi)特に（法定監査役により明確で完全であることが判断される）法定監査役会に提出される書類の作成に係る協力、及びその提出の迅速性に関して、「総務」部門の支援が特に評価されていること。

改善に向けた出発点として、法定監査役会が任期の最初の年にあることを考慮すれば、取締役会との相互作用のメカニズムを強化するため、そして会社の事業の進化を考慮に入れて、誘導活動を通して追求されるべき、エネルギー及びユーティリティのセクター並びにデジタル移行に係る事項に関するスキルを洗練することが有用であり得ることが強調されてきた。

3.6 法定監査役会の多様性方針

法定監査役会の構成に関して、エネルは、ジェンダー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「1. 取締役会－1.12 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」に記載されている。）。

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もはや有効でなくなったときは、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。

－経営陣の継続性と刷新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。

2020年２月、法定監査役会は、その現在の構成が、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満たしていることを確認した。

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、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、2019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。

・全ての事業レベルでの統制活動を定め、SCIGR自体に関与する主要な者の間で作業の重複を避けて協力を確保するため、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（商品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。エネルグループの主要な会社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2019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2019年に行われた活動の詳細は、上記「1．取締役会－1.3 役割及び機能」及び「2.委員会－2.3 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

2019年において、エネルの企業会計書類の作成を担当する役員の役割は、「事務管理、財務及び統制」機能の責任者（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（www.enel.com）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、財務情報の開示に重点を置いた特別の内部統制及びリスク管理制度（以下「ICFR制度」という。）を実施した。ICFR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。ICFR制度の目的は、欧州連合において採用された国際監査基準に合致した開示とするため、財務開示の信頼性、及び上述の財務書類を作成するプロセスの適切性を確保することである。

ICFR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、ICFR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、当社の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。

ICFR制度は、COSO報告書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一部の南米の企業に適用されている。

ICFR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、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（「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。）

・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（当社の「監査」機能の独立した監視を受ける情報技術一般統制を除く。）
・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、ICFR制度の結果の統合及び総合評価
・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。

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ICFR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、手作業の又は自動化された一連の活動として、代わりに、特定の又は監視的な統制を提供する。

ICFR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ICFE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、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（主要な重要統制と呼ばれる。）を特定して評価した。

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ヶ月ごと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、（当社の「監査」機能の一部による独立の監視を受けるIT統制（情報技術一般統制）を除いて、）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（「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、ICFR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、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。

そうして、事務及び会計手続は、企業会計書類の作成を担当する役員により公表され、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。

さらに、注目すべきこととして、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年を通じて、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定のイタリアの会社に、「租税協調的コンプライアンス」体制への参加を推進した。そのため、エネルグループは、そのイタリアの会社に代わって、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報告、管理、統制及び認識の漸進的な実施を誓約した。

かかるTCF制度は、広義のICFR制度に含まれ、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。2018年７月、イタリアの税務当局は、エネル及びその子会社であるイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーに、2017事業年度から開始した「租税協調的コンプライアンス」体制の実施を認める旨の命令を発した。

2019年の間、「租税協調的コンプライアンス」体制に参加するプロセスが、当グループの３社以上のイタリアの会社（すなわち、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・エスピーエー及びエネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー）に関して開始された。

6. 外部統制

6.1 監査法人

エネルの年次財務書類及び当グループの連結財務書類の法定監査は、監査法人のアーンスト・アンド・ヤング・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、2011年４月29日の定時株主総会によって、2011から2019事業年度について行われた。

エネルの2011年から2016年の法定及び連結財務書類の監査を担当したパートナーはマッシモ・デリ・パオリ氏であった。2017年からは、マッシモ・アントネッリ氏が担当している。

なお、2019年５月16日の定時株主総会において、法定監査役会の提案に基づいて、KPMGエスピーエーをエネルの財務書類及びエネルグループの2020事業年度から2028事業年度の連結財務書類を監査する外部監査機関に任命することが決議されたことに留意されたい。

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、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日付けの法令第39号の19条に従い、2018年１月１日付けをもって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、エネルの監査及び総務機能は、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2019年中、受託裁判官であるカルロ・アルベルト・マンフレーディ・サルウェッジが担っていた。

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. 機関投資家及び株主一般との関係

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一般と各役割の相互理解に基づく継続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、投資家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。

特にエネルは、上場以来、通常の株主と同様に、機関投資家との対話を専門とする部署を設けることが適切であると考えてきた。したがって当社は、(ⅰ)現在「管理、財務及び統制」部門の一部である投資家関係部、及び(ⅱ)「法務及び総務」部門の一部である総務部内のエリアを創設した。投資家関係部は、とりわけ以下を取り扱う。

－キャピタルマーケット・デーの文脈における、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、機関投資家及び金融アナリスト間の会議の主催並びにかかる会議に提出する書類（財務情報の市場への定期的な開示時及び当グループの事業計画の更新時のもの）の作成
－格付機関及び債券投資家との関係管理
－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及び「エネル・インベスター・リレーション」と呼ばれる特別なアプリの開発及び更新に関し、総務部と連携したコミュニケーション機能の支援
－イノバビリティ部門の支援の下、環境、社会及びガバナンス（ESG）／社会的責任投資家（SRI）である投資家との関係管理
－上場子会社の株式資本を保有している機関投資家との関係管理につき、かかる子会社の所轄部署による調整

－総務部との連携による、株主総会も考慮に入れた、特定のコーポレート・ガバナンスの問題に関する機関投資家及びプロキシーアドバイザーとの関係の管理。この点に関して、2018年12月から2019年２月の間に、エネルの株式資本における主要なプロキシーアドバイザー及び機関投資家とともに、これを所轄する本社部門は、コーポレート・ガバナンスの問題に関する明確な関与活動を実行したことに留意されたい。かかる活動の結果は、当社及び当グループの経営陣トップの2019年長期インセンティブ・プランに対してなされた一定の刷新のきっかけとなり、2019年５月16日の株主総会でこの点に関する機関投資家からの高い支持を確保した。

最終的に、投資家関係部は、エネルの株価の市場動向に関する市場分析及び報告を作成し、財務アナリストのコンセンサスを監視する。

さらに、エネルは、投資家との有益で効果的な対話を確保するため、必要に応じて、対象となる特定の事項を考慮して、機関投資家との交流に様々な方法を利用している。これらの方法には、以下が含まれる。

－「エネル・インベスター・リレーション」と呼ばれる特別なアプリを適切に設定し、かつ当社のウェブサイト（「投資家」欄）に機関投資家（一般株主も含む。）に向けた特別な欄を適切に設け、関連性が高いとみなされる全ての書類及び情報を集め、経済／財務情報（財務書類、半期及び四半期報告書、金融界への発表、アナリストの予測、並びにエネル及びその主要な上場子会社が発行する株式の取引に関する情報、信用調査機関がこれらに与えた格付けをいう。）並びに株主及び社債権者一般の利益に関する最新のデータ及び書類（株価に影響を与えるプレス・リリース、未償還の債券、債券発行プログラム、エネルの法人の構成員、当社の定款及び株主総会の規則、株主総会に関する情報及び書類、当社のコーポレート・ガバナンスに関する手続及びその他の書類、倫理規定並びに法令第231/2001号に基づき規定された組織及び管理モデルをいう。）を提供する。

－当社が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ため、金融アナリスト及び機関投資家との特別な電話会議を開催している。各電話会議が開始すると同時に、各関係書類を当社ウェブサイト上（上記「投資家」欄）に掲載する。当グループの戦略上、重要性が高い臨時の取引が市場に開示された時には、臨時の電話会議を開催することがある。

－主要経営陣が最も関連性の高い機関投資家（と会い、当グループの戦略計画、最新の財政及び経済データ並びに継続している臨時取引（もしあれば）について説明する「ロードショー」を定期的に設定する。かかる機会は、主要経営陣が市場の要請に応えることを可能にする討論の機会である。

－主要経営陣が当グループの最新の戦略計画を機関投資家に説明する、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」である。）を開催する。かかる会議は、利害関係のある全ての機関投資家に対して開かれており、直接又は当社のウェブサイト及び「エネル・インベスター・リレーションズ」アプリを通して参加できる。

8. 株主総会

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すコーポレート・ガバナンス・コードに含まれる提言は、当社によって入念に検討され、完全に承認された。その提言は、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いうものであり、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、上記「①－1. 所有構造－1.5 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、株主のいくつか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。

2019年末現在適用ある法律に従い、株主総会に出席し議決権を行使する権利は、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。

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。

2020年５月14日に開催された株主総会に関しては、新型コロナウイルス感染症による健康上の緊急事態を考慮して、また2020年３月17日付けの法令第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の規定（2020年４月24日付け法律第27号に法制化された。）を考慮して、株主総会に出席し議決権を行使する権利を有する株主の参加は、物理的な出席なく、当社により任命された代表者を通して専ら行われた。

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、当グループにおいて、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。

この手続に従い、エネル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。なお、この手続は2020年中に、関連するCONSOB規則の変更（2019年末現在、検討中である。）の内容に合わせるように見直される可能性がある。

・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有利性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、手続の規定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に従わないことが適切とみなされる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「重要な」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。

当社の取締役又はかかる人物に関係のある当事者と関係がある場合、利害関係のある取締役は、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るものとする。また一方、当社の最高経営責任者又はその関連当事者と関係がある場合、上記に加えて、最高経営責任者は当該取引の実行を差し控え、取引の実行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とつながりのある関連当事者と関係がある場合、利害関係のある監査役は、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監査役及び取締役会会長に届け出るものとする。

さらに、本手続は、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ごとに「重要な」取引及び「重要でない」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。かかる場合において、当社の取締役会又は資格ある代表機関がその時々において有効な権限構造に基づき、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

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その時々において有効な適用ある権限構造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を無視する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。

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また緊急の場合に備えて定められており、その場合には、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と理解されている。

また、2015年１月に、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・ガイドラインを承認した。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／又はガスの供給に関する通常の関係を除く。）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

当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。

かかる規則（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。）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。

2019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。

－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。

－当社の主要株主、代表者／利益代理人及び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当グループに対して適用した。特に、2019年中、内部取引に関する法的枠組みは、関連するEU法により特定された取引種別（その取引が、エネルにより発行された株式若しくは債券、デリバティブ又はその他関連金融商品に関係する限りにおいて）に適用され、また「関係人物」により実行された。これには、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。

倫理規定（数回にわたり改正され、直近では2019年12月に改正された。当社のウェブサイトにて閲覧可能）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。具体的には倫理規定は、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導く基本価値を決める。かかる原則の中で、誠実性、公平性、機密性、株主の価値創造、人材尊重、情報の透明性及び完全性、サービスの質、環境の保全については、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。

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。2019年を通じて、当グループの主要な外国会社（当グループが最近新たに取得した会社を含む。）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機関（以下「監督機関」又は単に「SB」という。）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。2019年中、SB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（マッテオ・グイリアーノ・カロリ（委員長も務める。）、ニコラ・ニコレッティ及びクラウディオ・サルトレリ）から構成されている。規則として、SBの会議にはエネルの「監査」部門の責任者も出席する。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、2019年の財務書類が承認された日において任期は終了する。

2019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、当社の主要な事業分野（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。
・具体的な法改正及び組織構造において生じた変更を考慮するため、組織及び管理モデルの更新を奨励した。かかる更新は、具体的には「総論」並びに各論「A」（「行政機関に対する犯罪、司法当局に対して供述を行わず、又は虚偽の供述を行うことを誘導する犯罪」）、「C」（「テロ犯罪又は既存の民主的秩序の転覆の犯罪」）、「E」（「市場濫用犯罪及び行政犯罪」）、「F」（「重過失による致死並びに職場での健康及び安全の保護に関する規定に違反してなされた重大又は極めて重大な傷害」）、「L」（「環境犯罪」）及び「M」（「個人的な腐敗及び個人的な腐敗の教唆」）に関してさらなる更新が承認された。
・受け手（対面及びオンラインの両方）に応じて区別され、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。

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ISO37001:2016（「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一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。

2019年中、当社は、すで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に加えて、当グループに属する他の重要な会社がISO37001:2016の認証を取得するための活動を実行した。

組織的な観点から、当社は、2018年以降、ISO37001:2016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・総務」、「監査」及び「人事・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、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ZTC（「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し追及した。

(2)【役員の状況】

(a) 取締役

当社の現在の取締役会の構成員９名（その選任は2020年５月14日に効力が生じ、任期は2022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、2020年６月５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）	ミケーレ・アルベルト・ファビアーノ・クリストモ（1972年１月20日）	1972年にレッチェ県で生まれ、1994年にバーリ大学の法学部を優秀な成績で卒業し、1997年に弁護士となった。1995年にクリフォード・チャンス法律事務所に入所し、1997年にイタリア証券取引所に入所し、そこで１年間、仲介部門で勤務した。その後クリフォード・チャンスに戻り、ミラノ及びロンドンのオフィスでの勤務後、2003年にパートナーに就任した。2009年にRCCD法律事務所の創設メンバーとなり、ミラノ、ローマ及びロンドンにオフィスを構え、現在もそこでパートナーを務めている。専門活動として、国内外の複数の銀行、保険会社、金融仲介業者に対して資本市場取引（株式、債券及び転換金融商品の発行、パッケージ型リテール投資商品並びに負債管理取引を含む。）に関する助言を行っている。金融仲介業者の自己資本の適切性に影響を与える法規制について深い知識を有しており、ハイブリッド証券及び劣後証券の発行を含む、株式連結を目的とした取引についての豊富な経験を有している。また専門活動として、上場企業分野の市場濫用、所有構造の透明性及びコーポレート・ガバナンスに対する助言を行った。弁護士としての活動においては、信頼できる国際的な法律調査によりいくつかの表彰（チャンバーズ・アンド・パートナーズによる「band 1」、IFLR 1000による「高評価」及びLegal 500による「殿堂」）を受けている。複数の記事を著しており、銀行及び金融市場問題に関するカンファレンス及びセミナーのスピーカーを務めた。2017年及び2018年にアンサルドSTSの取締役を務めた。2020年５月より、エネルの取締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
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）	フランチェスコ・ストラーチェ（1955年９月22日）	2014年５月よりエネル・エスピーエーの最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーを務めている。 2000年にエネルグループに入社し、ビジネス・パワーの責任者（2002年７月から2005年10月）、市場部門のマネージング・ディレクター（2005年11月から2008年９月）を含む、いくつかの主要な管理職を務めた。2008年から2014年まで、当グループの再生可能エネルギー発電の子会社であり、世界的な再生可能エネルギー産業の主導的なプレイヤーであるエネル・グリーン・パワーの最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーを務めた。2010年11月に、同社の新規株式公開、並びにミラノ及びマドリードの証券取引市場における時価総額８十億ユーロでの上場を監督した。発電所の建設管理においてキャリアを開始し、最初はジェネラル・エレクトリック・グループ、そしてABBグループ、その後は全世界でのガスタービン販売の責任者となったアルストム・パワー・コーポレーションにおいて、職務を務めた。エジプト、サウジアラビア、スイス及び米国での勤務により、確かな国際的な専門職務経歴も得た。 2014年６月より、国連の万人のための持続可能なエネルギー（Sustainable Energy 4 All）イニシアチブの諮問委員会のメンバーを務めている。2015年５月、国連グローバル・コンパクトのボードメンバーに就任した。2016年１月から2018年１月まで、世界経済フォーラムのエネルギー公益事業及びエネルギー技術コミュニティの共同議長を務めた。2016年10月、B20の気候・資源の効率性タスクフォース（B20 Climate & Resource Efficiency Task Force）の共同議長に指名された。2017年６月から2019年５月まで、ヨーロッパの電力産業協会であるユーレレクトリックのプレジデントを務めた。2017年９月、欧州委員会により、「EUにおける持続可能な開発目標の実施に関するマルチステークホルダー・プラットフォーム」の委員に任命された。2019年９月より、ロックフェラー財団の招致により、エネルギー貧困対策世界委員会のメンバーに就任した。	586,601(1) (1)このうち219,620株は同人の配偶者が保有している。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（機関投資家により提示された候補者名簿において指名）	チェザーレ・カラリ（1954年５月10日）	1954年にボローニャで生まれ、1977年にボローニャ大学法学部を卒業し、1979年にジョンズ・ホプキンズ大学（ワシントンDC）の高等国際関係論大学院の修士号を取得した。イタリア銀行での短期間の勤務（1980年から1981年）の後、1981年に世界銀行グループに入社し、1982年から2001年まで、世界銀行グループの関連機関であり発展途上国の民間セクター支援を目的とする国際金融公社において次々に責任ある地位に就いた。国際金融公社で就任した地位の中でも、特筆すべきは、サブサハラ・アフリカ部門の責任者（1997年から2000年）及び国際金融市場グループの責任者（2000年から2001年）である。2001年から2006年まで、世界銀行の副総裁を務め、金融部門における同行の運営及び戦略、国際金融アーキテクチャへの取組み並びにマネーロンダリング防止の責任を担った。この間、金融安定化委員会（旧金融安定化フォーラム）の委員及び小規模金融促進のための信託基金であるCGAP（貧困層支援諮問機関）の理事も務めた。2006年10月より、高度に社会や環境に影響を与える民間資本投資を運営する米国企業であるエンカレッジ・キャピタル（旧ウォルフェンソン・ファンド・マネジメント）のパートナー及び代表取締役を務めており、現在では、ウォルフェンソン・キャピタル・パートナーズのパートナー及び新興市場に特化した民間資本ファンドであるエンカリジ・ソーラー・ファイナンスの投資委員会の委員長を務めている。このような役職を務める中で、金融サービス分野における幅広い経営的及び戦略的経験を積み、また、コーポレート・ファイナンス及びプロジェクト・ファイナンス、コーポレート・ガバナンスに関する問題並びに世界的な金融セクターの規制に関する幅広い知識を得た。チェコのジヴノステンスカ銀行（1992年から1995年）、チリのモネダ・アセット・マネジメント（2001年から2005年）、イタリアのゼネラリ保険会社（2010年から2013年）及びテルナ（2014年から2017年）、ポーランドの国際銀行（1991年から1994年）及びメリトゥム銀行（2011年から2013年）、トルコのグローバル・ポーツ・ホールディング（2013年から2016年）、並びにハンガリーのノムラ・マジャール（1991年から1994年）といった、様々な事業を行う企業の取締役を務めてきた。加えて、ワシントンのジョンズ・ホプキンズ大学高等国際研究大学院（SAIS）で国際金融学の非常勤講師として講義を行った。2017年５月より、エネルの取締役を務めている。	4,104

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）	コスタンツァ・エスクラポン・ヴィルヌーヴ （1965年９月28日）	1965年にフィレンツェで生まれ、1989年にフィレンツェ大学の政治学科を卒業した。フォンディアリアのプレスオフィスのコミュニケーション部門でキャリアを開始し、そこで1990年から1994年まで勤務し、1994年から1997年までは製薬会社であるメナリーニの対外関係マネージャーを務めた。その後、1997年から2002年までエネルのプレスオフィスに勤務し、2000年からはメディア関連マネージャーを務めた。その後、2002年から2008年までインテサ・サンパウロのメディア関連マネージャーを務め、2008年から2012年までウィンド・テレコミュニカッツィオーニの対外関係ディレクターを務めた。アリタリアにおいてコーポレート・コミュニケーション・ディレクターとして短期間勤務（2012年）した後、2012年から2016年までライにおいてコミュニケーション及び対外関係ディレクターを務めた。 2016年に通信及びマーケティング分野で事業を行い、会社、組織、デジタル及び金融通信並びに戦略的ポジショニング、ブランド・アイデンティティ及び危機コミュニケーションに重点を置いたコンサルティング会社であるエスクラポン＆コーを設立し、現在もそこで取締役会会長を務めている。FERPI（イタリアPR連合）及びイタリア広告自主規制機関の運営委員であり、ローマのラ・サピエンツァ大学及びミラノのカトリカ大学においてビジネス・コミュニケーション学の講義を行った。2012年には、「ベリサリオ賞」を受賞した。ライコムの取締役会会長並びにライシネマ及びパブリシタ・プログレッソの取締役を務め、現在はメディアセット、プレリオスSGR及びFAI（イタリア環境基金）の取締役を務めている。2020年５月より、エネルの取締役を務めている。	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）	サミュエル・ジョージ・フリードリヒ・ロイポルド （1970年４月12日）	1970年にバーゼル（スイス）で生まれ、1995年にスイス連邦工科大学チューリッヒ校のエネルギー技術の資格を得る機械工学を卒業した。ABBパワー・ジェネレーションでキャリアを開始し、そこで1996年から2000年まで最初はガスタービン及びコンバインドサイクル発電所の委託業務に従事し、その後、これらの資産のセールス・プロジェクト・マネージャーとなった。2000年から2001年の間にインシアード（フォンテーヌブロー）でMBAを取得した後、2001年にマッキンゼー＆カンパニーのチューリッヒ支店に入社し、公益事業、電気通信、航空宇宙の部門において欧州の顧客のために勤務した。2003年にスイスの多国籍企業であるブーラーで勤務し、初めはCEO秘書、その後は「研磨及び分散（grinding and dispersion）」事業部門でセールスディレクターを務めた。2006年にエネルギー産業に戻り、スイスの電力会社であるBKWにおいて「スイス／ドイツの発電」事業部門の責任者として入社し、その後2008年に同社の執行役員に就任し、「エネルギー・インターナショナル＆トレーディング」部門の責任者を務め、特に商品取引や商品リスク管理の責任を担った。2013年にデンマークの多国籍企業であるエルステッド・ウィンド・パワー（Ørsted Wind Power）のCEOとなり、洋上風力発電事業の重要な開発を先導し、親会社であるエルステッド（Ørsted）の執行役員を務めた。2018年にエルステッドを退職し、ロイポルド・アドバイザリーを設立し、エネルギー及びインフラの分野で独立したアドバイザリー・サービスを提供している。2020年５月より、エネルの取締役を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
取締役（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	アルベルト・マルキ（1966年５月３日）	1966年にフォルリで生まれ、ミラノのボッコーニ大学でビジネス及びファイナンスを卒業し、その後、公認会計士の資格を取得した。モンテディゾン（1990年から1992年）、ING銀行（1992年から1993年）及びバリュー・パートナーズ・マネジメント・コンサルティング（1993年から1996年）で勤務した後、1996年にマッキンゼー＆カンパニーに入社し、2002年にパートナーとなり、2020年５月に取締役名誉職を授与されるまで勤務した。マッキンゼーでは、いくつかのイタリア及び国外の主導的な事業会社を、戦略、組織、デジタル、規制及びリスクマネジメントといった問題に関してサポートした。国内及び国際的にも、エネルギー、インフラ、基礎商品及び物流の部門において、主導的な専門家として認められている。また、マッキンゼーでは、ブラジル、イタリア、マレーシア及びトルコで、民営化及び自由化、関税及び公共利権、エネルギー戦略及び二酸化炭素排出量削減といった問題に関して、政府及び政府組織をサポートしている。マッキンゼーでは、EMEA諸国の持続可能性プラクティスの責任者（2009年から2013年）、ブリュッセルのマッキンゼー・レギュラトリー・センターの責任者（2013年から2018年）、南欧のグローバル・エナジー及び基礎商品部門の責任者（2014年から2020年）を務めた。2010年から2014年まで、イタリアにある米国商工会議所のサステナビリティ委員会のメンバーであり、イタリア内外の雑誌において、エネルギー及び規制部門の複数の記事を著している。2020年５月より、エネルの取締役を務めている。	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）	マリアンナ・マッツカート（1968年６月16日）	1968年、ローマに生まれ、間もなく米国に移った。同国ボストンのタフツ大学で歴史及び国際関係を専攻して1990年に卒業後、ニューヨークの大学院ニュー・スクール・フォー・ソーシャル・リサーチで1994年に経済学の修士号及び1999年に経済学の博士号を取得した。デンバー大学で教鞭を執り（1997年から1999年）、その後ロンドン・ビジネス・スクールにおいてECマリー・キュリー・ポストドクトラル・フェローシップを得た。その後、オープン大学の経済学部において1999年、講師となり、2005年に正教授となり、「イノベーション・知識及び開発」リサーチ・センターを設立し、所長を務めた。ミラノのボッコーニ大学の客員教授（2008年から2010年）及びサセックス大学のイノベーション経済RMフィリップス寄付講座教授（2011年から2017年）に任じられた。2017年より、ユニバーシティ・カレッジ・ロンドンでイノベーション経済及びパブリックバリューの教授を務め、そこでイノベーション・公共目的研究所を設立して所長を務めている。 経済学のフロンティアを開拓した功績により2018年にレオンチェフ賞、文化の価値に関して2019年度の全欧州アカデミー連合によるマダム・ド・スタール賞ほか多数の受賞歴を持つ。最も有名な２冊の著書が「企業家としての国家－官対民にまつわる神話を論破する」（ペンギン刊、2013年）及び「あらゆる物の価値－グローバル・エコノミーの創出及び受容」（ペンギン刊、2018年）である。著作においてイノベーション、経済成長及び金融市場の間の関係について様々な観点から検討を加え、より包摂的かつ持続可能な成長を促進するため、国家による目標を定めた経済への介入が重要であることを強調している。 2017年に英国の社会科学アカデミー、また2018年にイタリアの科学アカデミー（Lincei）の会員に選ばれている。 イノベーションが先導する包摂的かつ持続可能な成長に関して、世界中の政策立案者に助言を行っている。現在、スコットランド政府の経済諮問会議、南アフリカ大統領の経済諮問会議、OECD事務局長の新しい成長戦略に関する顧問グループ、国連の開発政策委員会、スウェーデンのイノベーションシステム開発庁（Vinnova）の諮問機関、及びノルウェー総合研究審議会などにおいて委員を務める。 イタリア首相の特別経済顧問を務め（2020年）、またEC委員長の学術研究、科学及びイノベーションに関する特別顧問（2017年～2019年）の職務を通じて、大きな影響を与えた報告書「欧州連合における目的志向型の研究及びイノベーション」を著し、欧州委員会の「Horizon」イノベーション・プログラムにおいて「目的」を新たに不可欠の手段に変えた。2020年５月からエネルの取締役を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
取締役（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	ミレッラ・ペレグリニ（1964年10月30日）	1964年にヴィアレッジョで生まれ、1990年にピサ大学法学部を優秀な成績で卒業し、その後、弁護士となった。1997年にピサ大学で金融市場法の博士号を取得後、2005年にボローニャ大学で経済法研究者となり、ローマのLUISSグイド・カルリ大学の経済学部の経済法及び規制の准教授（2005年から2011年）、その後は教授（2011年より）となり、そこで2019年から企業経営学部の経済及び経営の学士号課程の主任を務めるなど、アカデミックなキャリアを積んできた。同LUISS大学で現在、公共経済法（2009年より）並びに金融市場及び仲介機関法（2004年より）を教え、金融規制及びデジタル・イノベーション（2018年より）を共同で教えている。国内外の学術誌において複数の科学的出版物を著しており、欧州中央銀行の制度的及び機能的役割、金融紛争の様々な側面の定義、銀行部門における代替的な紛争解決システムの分析など、経済法の様々な側面を取り扱っている。研究活動は、イタリア及び国際金融システムの当局間の関係並びに銀行政策の責任を国内レベルからEUレベルに移すことに関してEUレベルで採択された手法に焦点を当てている。また、前述の問題を扱う主要な学術誌の諮問委員会のメンバーでもある。フィディ・トスカーナの取締役（2012年から2014年）を務め、現在は、ジェネラリ・リアル・エステートSGR（2016年より）及びスリーシクスティー・インベストメントSGR（2020年より）の独立取締役及び関連する諮問委員会の独立委員を務めている。2020年５月より、エネルの取締役を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
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）	アンナ・チアラ・スヴェルト（1968年10月29日）	1968年にミラノで生まれ、1992年にミラノ大学の法学部を卒業し、1995年に弁護士となった。1996年３月から1998年２月まで、エディソンの法務部に勤務し、その後1998年３月から2000年９月まで、シェル・イタリアの法務及びコーポレート事業部の主任を務めた。そして、ピレリ・グループに入社し、親会社でいくつかの管理職を務め、同グループでは2016年５月まで勤務した。具体的には、コーポレート事業部及びコンプライアンス業務部の主任や、取締役会秘書役、取締役会内部に設置された諮問委員会の秘書役も務めた。2016年６月から2018年12月まで、UBI銀行の主席顧問を務めた。長期にわたってガバナンスの問題に取り組み、多くの会議にスピーカーとして出席し、現在はICGN（国際コーポレート・ガバナンス・ネットワーク）の「倫理及びシステミック・リスク委員会」の委員である。さらに、長年にわたり、上場会社の取締役会において次々に重要な地位に就いた。特に、2013年４月から2014年２月まで、プレリオスの取締役並びにリスク統制及びコーポレート・ガバナンス委員会の委員を務めた。現在は、ブルネロ・クチネリ（2020年５月より）及びテクエッジ（2018年12月より）の独立取締役及び関連する諮問委員会の独立委員を務め、ASTM（2016年４月から2019年５月）及びバンカ・インターモビリアレ・ディ・インベスティメンティ・エ・ジェスティオニ（2019年４月から７月）でも同様の任務を務めた。2014年５月より、エネルの取締役を務めている。	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（2019年５月16日開催の株主総会により選任され、任期は３年間で、2021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、2020年６月５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）	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年より自らの事務所を設立し経営した。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活動を行う会計事務所「ティエル」のパートナーを務めている。公認会計士の大学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、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・サイの独立取締役を務めた。現在は、ティスカリの法定監査役会会長、ルックソティカ・グループ及びパルマラットの正規法定監査役に加えて、ウニポルサイ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）	ロミナ・ググリエルメッティ（1973年３月18日）	パルマ大学の法学部を卒業後、弁護士となり、2001年に法曹の実務を開始した。ボネリ・エレード法律事務所のシニア・アソシエイトとなり、マルチェッティ公証人役場のオブ・カウンセルとなった。2007年から2013年まで、サンタマリア法律事務所（同事務所のパートナーも務めた。）と協力し、現在は、スタークレックス－ググリエルメッティ共同法律事務所の設立パートナーである。職務活動においては、特に、コーポレート・ガバナンス、会社法及び金融仲介の分野を深めた。長年、とりわけ上場会社のコーポレート・ガバナンス、具体的には内部統制の在り方、ジェンダーの多様性及び承継プランを専門としている。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）のアソシエイトであり、機会平等省の顧問である。現在は、上場有力企業の取締役を務めており、特に、トッズ、セルヴィッツィ・イタリア、コンパス・バンカ、ピニンファリーナ及びエムビーファクタの取締役を務めている（そして、通常は、同じ管理組織内に設置された諮問提案機能を備えた委員会のメンバーでもある。）。ネッドコミュニティの運営委員会の委員であり、講義やセミナーも行っている。ローマのLUISSグイド・カルリ大学での講義を行っている。2016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名簿において指名）	クラウディオ・ソットリーヴァ（1973年10月３日）	ミラノのサクロ・クオーレ・カトリック大学で経済学及び経営学の学位を取得した。現在は、ミラノのサクロ・クオーレ・カトリック大学で財務会計の統括教授を務めている。主に国内外の会計原則の適用、事業評価及び特別な企業間取引に関する豊富な科学的成果について執筆している。公認会計士の資格を有しており、欧州会計学会及び欧州コーポレート・ガバナンス協会のメンバーである。ミラノ裁判所の技術顧問及び刑事顧問として登録されている。金融セクター及び産業セクターで事業を営む主要なイタリア企業の法定監査役会において役職に就いている。具体的には、現在は、セラ・パーソナル・クレジット、セラ・リーシング及びスマーティカの法定監査役会会長並びにバンカ・セラ、ネフィス、ピーエルシー、IPGフォトニクス・イタリア及びアルケーミアの正規法定監査役を務めている。さらに、複数の財団（カーサ・ヴェルディ・ディ・ミラノ、カーサ・ディ・ミュジシスティ、ルイジ・クレリッチ、ドン・カルロ・ニョッキ）の唯一の監査役又は監査役会のメンバーである。2019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－1.5 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－1.6 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。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EY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、５名である。
かかる監査法人への委任は、2011年４月29日の定時株主総会により、法定監査役会の提案に基づき、2011年度から2019年度に関して、承認された。
2011年度から2016年度の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、マッシモ・デリ・パオリであった。2017年度から、当該地位はマッシモ・アントネッリが担当している。
2019年５月16日の定時株主総会において、法定監査役会の提案に基づき、2020年度から2028年度のエネルの財務書類及び連結財務書類に係る監査についての外部監査機関として、KPMGエスピーエーを任命することが決議された。
「第一部－第５－３－(1)－②－6．外部統制」を参照のこと。
「第一部－第５－３－(1)－②」の「3．法定監査役会」及び「6．外部統制」の記載に加えて、2019年度連結年次報告書の、エネル・エスピーエーの株主総会への法定監査役会の報告に関する項目を参照のこと。

(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	2018年		2019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	0.6	0.8	1.0	1.1
連結子会社	13.1	3.9	13.1	4.0
計	13.7	4.7	14.1	5.1

②その他の重要な報酬の内容

監査及び監査関連業務に関するその他の重要な報酬はない。

③外国監査公認会計士等による非監査業務の内容

非監査業務の報酬は、その他の予定された取引に関して履行された手続について請求され又は請求される予定の合計金額である。

④外国監査公認会計士等の監査報酬に関する決定方針

監査証明業務に基づく報酬は、法定監査役会の提案に基づき、定時株主総会により承認される。
非監査業務に基づく報酬は、法定監査役会との合意の上、内部統制委員会により承認される。

(4)【役員の報酬等】

該当なし。

(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」または「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。そして当社は、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、2019年12月31日現在および2018年12月31日現在並びに2019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和文翻訳を掲載している。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、様式およ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。

2019年12月31日現在および2018年12月31日現在並びに2019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は、独立登録会計事務所であるEY・エスピーエーの監査を受けており、かかる会計監査人の監査報告書およ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、本邦の公認会計士また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、2020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＝119.82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およ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（IFRS）

2019年および2018年12月31日に終了した年度

		2019年				2018年			
				うち関連当事者取引				*うち関連当事者取引*	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
収益									
販売およびサービスからの収益[(1)]	8.a	77,366	92,700	*4,804*	*5,756*	73,037	87,513	*5,387*	*6,455*
その他の収益	8.b	2,961	3,548	*16*	*19*	2,538	3,041	*38*	*46*
小計		**80,327**	96,248			**75,575**	90,554		
営業費用									
電力、ガスおよび燃料の購入[(1)]	9.a	33,755	40,445	*7,189*	*8,614*	37,264	44,650	*7,737*	*9,270*
サービスおよびその他原材料[(1)]	9.b	18,580	22,263	*2,617*	*3,136*	18,406	22,054	*2,644*	*3,168*
人件費	9.c	4,634	5,552			4,581	5,489		
売掛金およびその他の債権の正味減損／（戻入）	9.d	1,144	1,371			1,096	1,313		
減価償却費、償却費およびその他の減損損失	9.e	9,682	11,601			5,355	6,416		
その他の営業費用[(1)]	9.f	7,276	8,718	*235*	*282*	1,769	2,120	*272*	*326*
資産計上された費用	9.g	(2,355)	(2,822)			(2,264)	(2,713)		
小計		**72,716**	87,128			**66,207**	79,329		
商品リスク管理からの純収益/（費用）[(1)]	10	**(733)**	(878)	*11*	*13*	**532**	637	*10*	*12*
営業利益		**6,878**	**8,241**			**9,900**	11,862		
デリバティブから生じた金融収益	11	1,484	1,778			1,993	2,388		
その他の金融収益	12	1,637	1,961	*88*	*105*	1,715	2,055	*59*	*71*
デリバティブから生じた金融費用	11	1,142	1,368			1,532	1,836		
その他の金融費用	12	4,518	5,413	*46*	*55*	4,392	5,262	*55*	*66*
超インフレーションから生じた純利益／（費用）		95	114			168	201		
持分法による投資利益／（損失）	13	(122)	(146)			349	418		
税引前利益		**4,312**	**5,167**			**8,201**	9,826		
法人税等	14	836	1,002			1,851	2,218		
継続事業からの当期純利益		**3,476**	**4,165**			**6,350**	7,609		
非継続事業からの当期純利益		**-**	**-**			**-**	-		
当期純利益（親会社の株主および非支配持分に帰属する損益）		**3,476**	**416,494**			**6,350**	7,609		
親会社株主帰属分		2,174	260,489			4,789	5,738		
非支配持分帰属分		1,302	156,006			1,561	1,870		

親会社の普通株主に帰属する基本的1株当たり利益/（損失）（ユーロ/円）	*0.21*	25	*0.47*	1
親会社の普通株主に帰属する希薄化後1株当たり利益（損失）/（ユーロ/円）	*0.21*	25	*0.47*	1

親会社の普通株主に帰属する継続事業からの基本的1株当たり利益（損失）/（ユーロ/円）	*0.21*	25	*0.47*	1
親会社の普通株主に帰属する継続事業からの希薄化後1株当たりの利益（損失）（ユーロ/円）	*0.21*	25	*0.47*	1

(1) **2018年度の数値は、2019年3月のアジェンダ決定に定められている国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）の解釈指針を反映するように再表示されており、これには、マージンに対する影響はないが、損益を通じて公正価値で測定される商品に係る売買契約の影響の分類変更が含まれていた（詳細については、連結財務書類の注記4.3を参照すること）。**

連結包括利益計算書（IFRS）

	注記	2019年 百万ユーロ	2019年 億円	2018年 百万ユーロ	2018年 億円
当期純利益		**3,476**	**4,165**	**6,350**	**7,609**
純損益にリサイクル可能なその他の包括利益（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		39	**47**	(552)	**(661)**
ヘッジ・コストの公正価値変動額		120	144	83	99
持分法適用投資のその他の包括利益の持分		(57)	(68)	(57)	(68)
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		5	6	(3)	(4)
為替換算調整勘定変動額		(481)	(576)	(1,287)	(1,542)
純損益にリサイクル不可能なその他の包括利益（税引後）					
純従業員給付負債/（資産）の再測定		(502)	(601)	(120)	(144)
他社への株式投資の公正価値変動額		-	-	12	14
当期その他の包括利益（損失）合計	34	**(876)**	**(1,050)**	**(1,924)**	**(2,305)**
当期包括利益（損失）合計		**2,600**	**3,115**	**4,426**	**5,303**
帰属先：					
－親会社株主		1,745	2,091	3,667	4,394
－非支配持分		855	1,024	759	909

連結財政状態計算書（IFRS）

		2019年12月31日				2018年12月31日			
				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
資産									
非流動資産									
有形固定資産	16	79,809	95,627			76,631	91,819		
投資不動産	19	112	134			135	162		
無形資産	20	19,089	22,872			19,014	22,783		
のれん	21	14,241	17,064			14,273	17,102		
繰延税金資産	22	9,112	10,918			8,305	9,951		
持分法適用投資	23	1,682	2,015			2,099	2,515		
デリバティブ	24	1,383	1,657	*15*	18	1,005	1,204		
非流動契約資産	25	487	584			346	415		
その他の非流動金融資産	26	6,006	7,196			5,769	6,912		
その他の非流動資産	27	2,701	3,236			1,272	1,524		
合計		**134,622**	**161,304**			**128,849**	**154,387**		
流動資産									
棚卸資産	28	2,531	3,033			2,818	3,377		
売掛金	29	13,083	15,676	*896*	1,074	13,587	16,280	*1,085*	*1,300*
流動契約資産	25	166	199			135	162		
未収税金		409	490			660	791		
デリバティブ	24	4,065	4,871	*8*	10	3,914	4,690	*52*	*62*
その他の流動金融資産	30	4,305	5,158	*27*	32	5,160	6,183	*21*	*25*
その他の流動資産	31	3,115	3,732	*183*	219	2,983	3,574	*165*	*198*
現金および現金同等物	32	9,029	**10,819**			6,630	**7,944**		
合計		**36,703**	**43,978**			**35,887**	**43,000**		
売却目的資産	33	**101**	**121**			**688**	**824**		
資産合計		**171,426**	**205,403**			**165,424**	**198,211**		

	注記	2019年12月31日				2018年12月31日			
				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
負債および株主持分									
親会社株主帰属持分									
資本金		10,167	12,182			10,167	12,182		
自己株式準備金		(1)	-1			-	-		
その他の剰余金		1,130	1,354			1,700	2,037		
利益剰余金（繰越欠損金）		19,081	22,863			19,853	23,788		
合計		**30,377**	36,398			**31,720**	38,007		
非支配持分		**16,561**	**19,843**			**16,132**	19,329		
株主持分合計	34	**46,938**	**56,241**			**47,852**	57,336		
非流動負債									
長期借入金	35	54,174	64,911	*715*	857	48,983	58,691	*804*	963
従業員給付	36	3,771	4,518			3,187	3,819		
リスクおよび費用に対する引当金（非流動部分）	37	5,324	6,379			5,181	6,208		
繰延税金負債	22	8,314	9,962			8,650	10,364		
デリバティブ	24	2,407	2,884			2,609	3,126		
非流動契約負債	25	6,301	7,550	*151*	181	6,306	7,556		
その他の非流動負債	38	3,706	4,441			1,901	2,278	*86*	103
合計		**83,997**	100,645			**76,817**	92,042		
流動負債									
短期借入金	35	3,917	4,693			3,616	4,333		
1年以内返済予定の長期借入金	35	3,409	4,085	*89*	107	3,367	4,034	*89*	107
リスクおよび費用に対する引当金（流動部分）	37	1,196	1,433			1,312	1,572		
買掛金	39	12,960	15,529	*2,291*	2,745	13,387	16,040	*2,924*	3,504
未払法人税等		209	250			333	399		
デリバティブ	24	3,554	4,258	*8*	10	4,343	5,204	*35*	42
流動契約負債	25	1,328	1,591	*39*	47	1,095	1,312	*25*	30
その他の短期金融負債	40	754	903			788	944		
その他の流動負債	42	13,161	15,770	*30*	36	12,107	14,507	*69*	83
合計		**40,488**	48,513			**40,348**	48,345		
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債	33	**3**	4			**407**	488		
負債合計		**124,488**	149,162			**117,572**	140,875		
負債および株主持分合計		**171,426**	205,403			**165,424**	198,211		

次へ

連結持分変動計算書（IFRS）（注記34）

	親会社株主に帰属する資本金および剰余金																																			
	資本金		資本剰余金		自己株式準備金		法定準備金		その他の剰余金		ユーロ以外の通貨の財務書類の換算から生じた剰余金		キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金		FVOCIの金融商品のヘッジコストの測定による剰余金		FVOCIの金融商品の測定による剰余金		持分法適用株式投資による剰余金		純確定給付制度債務/（資産）の再測定による剰余金		支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金		非支配持分の取得による剰余金		利益剰余金（繰越欠損金）		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	百万ユーロ	億円	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
2017年12月31日現在	**10,167**	12,182	**7,489**	8,973	**-**	-	**2,034**	2,437	**2,262**	2,710	**(2,614)**	(3,132)	**(1,588)**	(1,903)	**-**	-	**(23)**	(28)	**(5)**	(6)	**(646)**	(774)	**(2,398)**	(2,873)	**(1,163)**	(1,394)	**21,280**	25,498	**34,795**	41,691	**17,366**	20,808	**52,161**	62,499
新たな会計基準（IFRS第9号およびIFRS第15号）の適用	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	348	417	(348)	(417)	3	4	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	(3,707)	(4,442)	(3,704)	(4,438)	**(576)**	(690)	**(4,280)**	(5,128)
貨幣的再評価（IAS第29号）	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	212	254	212	254	**362**	434	**574**	688
2018年1月1日現在（修正再表示）	**10,167**	12,182	**7,489**	8,973		-	**2,034**	2,437	**2,262**	2,710	**(2,614)**	(3,132)	**(1,240)**	(1,486)	**(348)**	(417)	**(20)**	(24)	**(5)**	(6)	**(646)**	(774)	**(2,398)**	(2,873)	**(1,163)**	(1,394)	**17,785**	21,310	**31,303**	37,507	**17,152**	20,552	**48,455**	58,059
配当金および中間配当金の支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,765)	(3,313)	**(2,765)**	(3,313)	**(1,137)**	(1,362)	**(3,902)**	(4,675)
貨幣的再評価（IAS第29号）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73	87	**73**	87	**143**	171	**216**	259
非支配持分の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	20	(460)	(551)			**(443)**	(531)	**(850)**	(1,018)	**(1,293)**	(1,549)
連結範囲の変更	-	-	-	-			-	-	-	-	(94)	(113)	(14)	(17)			27	32			(5)	(6)	-	-	-	-	(29)	(35)	**(115)**	(138)	**65**	78	**(50)**	(60)
当期包括利益	-	-	-	-	-		-	-	-	-	(609)	(730)	(491)	(588)	90	108	9	11	(58)	(69)	(63)	(75)	-	-	-	-	*4,789*	5,738	**3,667**	4,394	**759**	909	**4,426**	5,303
内訳		-			-																													
－その他の包括利益（損失）	-	-	-	-	-		-	-	-	-	*(609)*	(730)	*(491)*	(588)	*90*	108	*9*	11	*(58)*	(69)	*(63)*	(75)	-	-	-	-	-	-	***(1,122)***	(1,344)	***(802)***	(961)	***(1,924)***	(2,305)
－当期純利益/（損失）	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*4,789*	5,738	***4,789***	5,738	***1,561***	1,870	***6,350***	7,609
2018年12月31日現在	**10,167**	12,182	**7,489**	8,973	**-**	-	**2,034**	2,437	**2,262**	2,710	**(3,317)**	(3,974)	**(1,745)**	(2,091)	**(258)**	(309)	**16**	19	**(63)**	(75)	**(714)**	(856)	**(2,381)**	(2,853)	**(1,623)**	(1,945)	**19,853**	23,788	**31,720**	38,007	**16,132**	19,329	**47,852**	57,336
配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		(3,050)	(3,655)	**(3,050)**	(3,655)	**(1,190)**	(1,426)	**(4,240)**	(5,080)
自己株式の購入	-	-	(9)	(11)	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(10)**	(12)	**-**	-	**(10)**	(12)
組替	-	-	7	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(8)	-	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-
貨幣的再評価（IAS第29号）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			104	125	**104**	125	**170**	204	**274**	328
非支配持分の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61	73	-	-	**61**	73	**593**	711	**654**	784
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(220)	(264)	41	49							(11)	(13)			(3)	(4)	-	-	**(193)**	(231)	**1**	1	**(192)**	(230)
当期包括利益	-	-	-	-	-		-	-	-	-	(265)	(318)	94	113	111	133	5	6	(56)	(67)	(318)	(381)	-	-	-	-	2,174	2,605	**1,745**	2,091	**855**	1,024	**2,600**	3,115
内訳		-			-	-																												

| | | |

連結キャッシュ・フロー計算書（IFRS）

		2019年				2018年			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
税引前当期純利益		**4,312**	5,167			**8,201**	9,826		
調整額：									
売掛金およびその他の債権の正味減損／（戻入）	9.d	1,144	1,371			1,096	1,313		
減価償却費、償却費およびその他の減損損失	9.e	9,682	11,601			5,355	6,416		
金融（収益）/費用	11-12	2,443	2,927			2,048	2,454		
持分法適用による株式投資の純利益	13	123	147			(349)	(418)		
正味運転資本の変動		(273)	(327)			153	183		
－棚卸資産	28	318	381			(117)	(140)		
－売掛金	29	(877)	(1,051)	*189*	226	426	510	*(253)*	(303)
－買掛金	39	(51)	(61)	*(633)*	(758)	734	879	*559*	670
－その他の契約資産[1]	25	(31)	(37)			-	-		
－その他の契約負債[1]	25	154	185			750	899		
－その他の資産／負債		214	256	*18*	22	(1,640)	(1,965)	*71*	85
引当金繰入額		515	617			449	538		
引当金の取崩		(1,838)	(2,202)			(1,226)	(1,469)		
受取利息およびその他の金融収益受取額	11-12	1,582	1,896	*88*	105	1,768	2,118	*59*	71
支払利息およびその他の金融費用支払額	11-12	(4,235)	(5,074)	*(46)*	(55)	(4,342)	(5,203)	*(55)*	(66)
商品の測定による純（利益）／費用		(86)	(103)			(71)	(85)		
支払い法人税等	14	(1,850)	(2,217)			(1,721)	(2,062)		
キャピタル・（ゲイン）／ロス		(268)	(321)			(286)	(343)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(A)		**11,251**	13,481			**11,075**	13,270		
有形固定資産への投資額	16	(8,236)	(9,868)			(6,908)	(8,277)		
無形資産への投資額	20	(1,023)	(1,226)			(1,351)	(1,619)		
非流動契約資産への投資額		(692)	(829)			(271)	(325)		
企業（または事業）への投資額（現金および現金同等物取得額控除後）	6	(320)	(383)			(1,472)	(1,764)		
企業（または事業）の売却額（現金および現金同等物売却額控除後）	6	688	824			424	508		
その他の投資活動の（増加）/減少		468	561			(83)	(99)		
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー(B)		**(9,115)**	(10,922)			**(9,661)**	(11,576)		
金融負債（新規借入額）	43.3	8,899	10,663			13,424	16,085		
金融債務の返済[1]	43.3	(5,511)	(6,603)	*(89)*	(107)	(12,040)	(14,426)	*(89)*	(107)
純金融負債のその他の変動[1]		355	425			1,826	2,188		
支配の喪失を伴わない株式投資の処分による受取り[1]		-	-			2	2		
支配の変更を伴わない株式投資の取得および非支配持分とのその他の取引に係る支払い[1]		530	635			(1,404)	(1,682)		
自己株式の購入		(10)	(12)			-	-		
配当金および中間配当金支払額		(3,957)	(4,741)			(3,444)	(4,127)		
財務活動によるキャッシュ・フロー(C)		**306**	367			**(1,636)**	(1,960)		
為替変動による現金および現金同等物への影響(D)		**(76)**	(91)			**(185)**	(222)		
現金および現金同等物の増加/（減少）(A+B+C+D)		**2,366**	2,835			**(407)**	(488)		
現金および現金同等物期首残高[2]		6,714	8,045			7,121	8,532		
現金および現金同等物期末残高[3]		9,080	10,880			6,714	8,045		

(1) **これらの項目は、その表示を改善するために従来よりも詳細な内訳に分けられており、過年度とのデータの統一性および比較可能性を確保するために2018年度の数値を再分類することが必要となった。**

(2) **うち、2019年1月1日現在の現金および現金同等物は6,630百万ユーロ（2018年1月1日現在は7,021百万ユーロ）、2019年1月1日現在の短期有価証券は63百万ユーロ（2018年1月1日現在は69百万ユーロ）、ならびに、2019年1月1日現在の「売却目的資産」に係る現金および現金同等物は21百万ユーロ（2018年1月1日現在は31百万ユーロ）。**

(3) **うち、2019年12月31日現在の現金および現金同等物は9,029百万ユーロ（2018年12月31日現在は6,630百万ユーロ）、2019年12月31日現在の短期有価証券は51百万ユーロ（2018年12月31日現在は63百万ユーロ）、ならびに、2018年12月31日現在の「売却目的資産」に係る現金および現金同等物は21百万ユーロ。**

前へ　次へ

財務書類の注記

注記1 財務書類の形式と内容

エネル・エスピーエーは、イタリアのローマ、ヴィアレ レジーナ、マルゲリータ 137にその登録事務所を有し、1999年以来ミラノ証券取引所に上場している。エネルは、多国籍エネルギー企業であり、特にヨーロッパおよび南アメリカに重点を置いた、電力およびガス業界における世界でも大手の総合オペレーターである。

2019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、エネル・エスピーエーおよび子会社の財務書類ならびにグループの関連会社およびジョイント・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、費用および収益に対するグループの比例持分（以下、「当グループ」という）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、共同支配事業およびジョイント・ベンチャーのリストは添付されている。

これらの財務書類はアーンスト・アンド・ヤング・エスピーエーによる監査を受けている。

表示基準

2019年12月31日に終了した事業年度における当グループの連結財務書類は、規則(EC) 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）および国際財務報告基準（IFRS）、ならびにIFRS解釈指針委員会（IFRSIC）および解釈指針委員会（SIC）の解釈指針に準拠して作成されている。これら基準や解釈はすべて以下、「EU版IFRS」という。

財務書類は、2005年2月28日制定の政令第38号9条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、および関連する注記より構成されている。

連結財政状態計算書上の資産および負債は「流動/非流動基準」に基づいて分類され、売却目的資産および売却目的の処分グループに含まれる負債は独立表示されている。現金および現金同等物を含む流動資産は、当グループの通常の営業循環過程または財政状態計算書日後1年以内に現金化、売却または消費することを意図している資産であり、流動負債は、当グループの通常の営業循環過程または期末後1年以内に決済されると見込まれる負債である。

連結損益計算書は、費用性質法に基づいて区分されており、親会社株主および非支配持分に帰属する継続事業からの純利益（損失）および非継続事業からの純利益（損失）は、別個に報告されている。

連結キャッシュ・フロー計算書については間接法が使用され、非継続事業に伴う営業活動、投資活動および財務活動は、別個に報告されている。

特に、当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、以下のとおりとなっている。

- **営業活動によるキャッシュ・フローは、中核事業からのキャッシュ・フロー、貸付金および借入金の利息、ならびに、ジョイント・ベンチャーまたは関連会社から受領した配当を報告している。**

＞　投資/清算活動は、有形固定資産および無形資産への投資ならびに当該資産およびサービス委譲契約に関連した契約資産の処分によって構成される。当グループが会社の支配を取得または喪失した場合の企業結合の影響、およ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、親会社または他の連結対象会社が非支配持分に支払った配当、ならびに、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。

＞　現金およ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が使用され、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が消去されている。

キャッシュ・フロー計算書で報告されているキャッシュ・フローに関する詳細については、事業に関する報告の中の「キャッシュ・フロー」に関する注記を参照。

損益計算書、財政状態計算書およびキャッシュ・フロー計算書においては、次節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、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、ならびに、帳簿価額と公正価値から売却コストを控除した額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およ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、親会社エネル・エスピーエーの機能通貨であるユーロ建で表示されている。すべ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および連結キャッシュ・フロー計算書においては、「会計方針および測定基準」の項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、前年度について、比較情報を提供している。

注記2 会計方針および測定基準

2.1 見積りおよび経営者の判断の使用

EU版IFRSに基づく連結財務書類の作成にあたり、経営者は、財政状態計算書日現在で、収益、費用、資産および負債の価額、これに関連した科目に係る開示、ならびに偶発資産および負債に影響を及ぼす可能性のある判断、見積りおよび仮定を行うことが求められる。見積りおよび経営者の判断は、当該状況において合理的と考えられる過去の経験およびその他の要因に基づくものである。これらは、資産およ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。したがって、実際の結果は、これらの見積りとは異なる場合がある。
見積りおよ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。見直しが現在およ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および関連する将来の期間に認識される。
次項においては、財務書類への理解を向上させるために、見積りの使用の影響を受ける主な科目につき経営者の判断が重要な影響を与える場合について、これらの科目をEU版IFRSに準拠して測定するに当たり経営者が用いた主な仮定を明確にし、分析する。このような評価にあたり、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。
仮定と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。

見積りの使用

顧客との契約から生じる収益

エンドユーザー向けの電力およびガスの供給による収益は、電気およびガスが供給されたときに認識されるが、定期的（かつ当該年度に係る）検針または卸売業者および運送業者から通知された販売量に基づく請求金額に加えて、いまだ未請求だが期中に供給されたと見積もられる電力およびガスの見積金額を含めて認識している。この見積金額は電力とガスの供給ネットワークへの供給量に基づく金額と請求額の差額であり、供給ネットワークにおけるロスを考慮に入れたものである。最終のメーター検針日から年度末の間の収益は、消費記録をもとに主に決定され、気候要因やその他見積消費量に影響を及ぼす事項を考慮して調整された個別の顧客の1日当たりの見積消費量に基づいている。
この収益項目の詳細については、注記8.a「販売およびサービスからの収益」を参照すること。

非金融資産の減損

有形固定資産、投資不動産、無形資産、使用権資産およびのれんの帳簿価額がその回収可能価額、すなわち、処分コスト控除後の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。
このような資産の回収可能価額の評価は、以下の注記21にその詳細を記載するIAS第36号の規定に基づくものである。
回収可能価額を算定するために、通常、当グループは使用価値を採用している。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およ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現在価値に割り引かれた、当該資産がもたらす見積将来キャッシュ・フローに基づく。

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、営業費用およ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く。

これらの計画は、翌5年間を対象としている。このため、その後の期間に関連するキャッシュ・フローは長期成長率に基づいて算定されるが、当該成長率は特定のセクターおよび国についての平均長期成長率を上回らない。

回収可能価額は、キャッシュ・フローの計算に使用される見積りおよび仮定ならびに適用される割引率の影響を受ける。しかしながら、回収可能価額の計算の基礎となった見積りの要因に変動があれば、回収可能価額は異なる可能性がある。各非金融資産グループの分析は独自に行われ、経営者は、特定の状況で慎重かつ合理的とみなされる見積りおよび仮定の使用を求められる。

金融資産の予想信用損失

各報告日の終了時点において、当グループは、償却原価で測定される売掛金およ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、契約資産ならびに範疇に含まれるすべ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、デフォルト・リスクについての仮定および予想信用損失の測定に基づいている。経営者は、これらの仮定を行う際や減損の計算に用いるインプットを選択する際には、当グループの過去の履歴、既存の市況に加え、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く判断を使用している。

デフォルト確率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）およ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（すなわち、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（すなわち、不足分の全額）を当初の実効金利（EIR）で割引いた額である。

特に、売掛金、契約資産およびリース債権（重要な金融要素を含有するものを含む）については、当グループは簡便化アプローチを適用し、通常12ヵ月に等しい債権の全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。

特定の参照市場および当該セクターの規制上の状況に加えて、90日後の回収の見込みに基づき、当該債権については、エネル・グループは予想信用損失を決定する際には、信用リスクの著しい増大を効果的に示すと考えられている「支払期限の180日経過」をデフォルトとする定義を主に適用している。このため、支払期限を90日経過している金融資産は通常、一部の特定の規制市場を除いては、デフォルト状態にあるとはみなされない。

売掛金および契約資産については、当グループは債権を特定の規制上および事業上の状況を考慮した上で特定のクラスターに細分化したものに基づき、集合的アプローチを主に適用している。売掛金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。

個別評価の場合においては、PDは主に外部プロバイダーから取得する。

一方、集合的評価については、売掛金は、デフォルトに関する特定の定義を考慮して、共有する信用リスク特性および延滞情報に基づき細分化される。

事業別および各国における規制の枠組みに加えて、顧客のポートフォリオにはリスク、デフォルト率および回収の期待値の点でも差異があることに基づき、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売掛金と実質的に同一のリスク特性を有するとみなされる。

売掛金ならびに契約資産の予想信用損失を集合的に測定するため、当グループは予想信用損失のパラメーターに関連して以下の仮定を考慮に入れる。

- **＞ PDは、平均デフォルト率として仮定されており、最低24ヵ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、デフォルトした際の回収率の関数であり、EIR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、請求書が発行されたものの失効を迎えていない請求額および発行予定の請求額を含めた現金保証金を控除した額として見積もられる。**

経営者による特定の評価に基づき、ポートフォリオや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の可能性やマクロ経済的シナリオを反映するため定性的な情報およ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。
使用された主要な仮定およびインプットに関する詳細については、注記43「金融商品」を参照すること。

2012年法律第134号制定後のイタリア国内の水力発電所の一部の要素の減価償却対象額

2012年8月11日、**「成長のための緊急対策」を定める**2012年8月7日付法律第134号が官報（*Gazzetta Ufficiale*）**に掲載され、水力発電事業権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事業権が満了する5年前、および当該事業権の失効、放棄また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事業権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。**
同法は、事業の継続性を確保するために、撤退する事業権保有者と付与機関との間の交渉を通じ下記の各要素を十分に考慮して決定される代価の支払と引換えに、事業権に関連するすべての法的関係を含め、撤退する事業権保有者から新たな事業権保有者に対し事業権運用に必要な事業単位が譲渡される方法も定めている。

- **＞ 水路および発電所に適用される統合法（1933年12月11日付勅令第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、導水路および流水路について、通常損耗分を減額した後の再評価後原価から、当該施設の建設に関して事業権保有者が受領した政府補助金（同様に再評価後の金額）を控除した金額。**
- **＞ その他の有形固定資産について、市場価値すなわち通常損耗分による価値の減額後の再調達原価。**

この新たな規則は、水力発電事業権の運用に係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、既存事業権の終了時に回収可能な金額（残存価額）の信頼できる見積りを行うことが不確実性のために可能でないことを考えれば、これら原則の実務上の適用は難航する。
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。

この法令が新たな事業権保有者が撤退する事業権保有者に対する支払を行うことを要求している事実により、経営者は2012年法律第134号以前には無償で放棄されるものに分類していた資産の減価償却期間を見直し、（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ることを考慮し、減価償却期間は、事業権の期間と個別の資産の耐用年数終了時までの期間のうち、短い方の期間に相当していた）、個々の資産の経済的および技術的耐用年数が事業権の期間よりも長ければ、減価償却費を後者ではなく前者に基づいて算出した。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、観察可能な市場インプットの使用を最大化した特定の（主に現在価値に基づく）評価技法を使用して算定される。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十分に考慮し、インプットを見積もる。

IFRS第13号に従い、当グループは金融商品の公正価値をカウンターパーティー・リスクについて調整するために、注記47で説明されている方法を使用して、カウンターパーティー（信用評価調整－CVA ）と自社（債務評価調整－DVA ）の両方の信用リスク測定値を算入した。インプット日を見積もる際の仮定の変更は、これらの金融商品について認識された公正価値に影響を与える可能性がある。

開発費

開発費の回収可能性を決定するために、資産の使用または販売の準備が完了する前に発生すると予想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見積期間に関する仮定を行なって回収可能価額の見積りを行う。

年金およびその他の退職後給付

当グループの一部の従業員は、給与履歴や勤務年数に応じて給付される年金制度に加入している。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。

これらの制度の費用と負債は、年金数理人による見積りに基づいて計算されている。年金数理人は、過年度の費用と将来の予想費用の統計データを含む統計的な要素と年金数理的な要素を合わせて計算に使用している。考慮されるその他の見積りの要素には、割引率、昇給率、物価上昇率、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脱退率が含まれている。

これらの見積りは、実際の医療費の変化だけでなく、経済状況や市況の変化、脱退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、年金費用や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については、注記36を参照。

訴訟

エネル・グループは、通常従事する業務に関連し民事、行政および税務上の係争に関わっており、これらが多額の負債を発生させるおそれがある。これらの係争の結果を予測することは、必ずしも可能ではない。この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と負債のいずれに分類するかについて、たとえ当グループを支援する外部顧問の助言を考慮に入れる場合でも、その性質により、経営者が判断することが求められる。

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すべての重要な負債に対して引当金が認識されている。注記52に、当グループにとって重要性が最も高い偶発債務に関する情報が記載されている。

除却およ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。

このような介入には、発電所の除却および敷地の原状回復、また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、それらに対して使用さ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、その費用が廃炉ならびに使用済燃料およ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、将来の費用の見積もりが重要なプロセスとなる。

義務は、財務的および技術的仮定に基づき、当グループが引き受けた義務を満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・フローを割り引き計算される。

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リスクフリー・レートであり、発電所が所在する国の経済的パラメーターに基づいている。

当該負債は、測定日現在の技術に基づき経営者により数量化され、保管、除却および敷地の原状回復の技術の発展に加えて、衛生およ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される。

その後、義務の価額は時の経過および見積もりの変更を反映して調整される。

リース

事前にリースの計算利子率が容易に判定できない場合には、当グループは、支払リース料の現在価値を計算するために、リース開始日の追加借入利子率（IBR）を用いる。これは、借手が、同様の期間にわたり、同様の保証を付けて、使用権資産と同様の価値を有する資産を同様の経済環境において獲得するの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であろう利率である。観測可能なインプットを入手することができない場合には、当グループは、リースの条件および事業体固有の特定の見積りを反映する仮定を行ってIBRを見積もる。

IFRS第16号を採用するにあたり当グループにとり最も重要性がある判断のうちのひとつは、貸手に支払うことが要求される支払リース料の現在価値を計算するために必要なこのIBRを算定することであった。IBRを算定するための当グループのアプローチは、次の主な3つの構成要素の評価に基づく。

- **支払リース料の通貨フロー、リース契約の交渉が行われた経済環境およびリース期間を考慮したリスクフリー・レート**
- **基礎にある親会社からのまたはその他の保証を考慮してリース賃借人に特有のIBRを計算するためのクレジット・スプレッドの調整**
- **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、貸手にとってのデフォルトのリスクは軽減されている。**

法人税等

繰延税金資産の回収可能性

2019年12月31日現在の連結財務書類には、翌年以降に戻し入れられる繰越欠損金と将来減算一時差異に関する繰延税金資産が、回収がほぼ確実と経営者が判断する金額で計上されている。

繰延税金資産の回収可能性は、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十分な将来利益を達成できるかどうかに左右される。

肯定的および否定的なすべ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および水準、ならびに、将来のタックス・プランニング戦略およ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、当グループが認識済みの繰延税金資産の全額または一部を将来において回収できる見込みがないことが認められた場合には、その結果としての調整が当該状況の発生した年度の連結損益計算書に計上される。

認識されたまたは認識されなかった繰延税金の詳細については、注記22を参照。

経営者の判断

資金生成単位（CGU）の識別

減損テストのために個々の資産の回収可能価額を決定することができない場合には、当グループは、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。他の資産また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はCGUとなる。

これらのCGUの特定には、資産および関係する事業に固有の性質（地理的領域、事業分野、規制の枠組み等）、および、資産のグループのキャッシュ・インフローがその間で相互に密接に依存しており、他の資産（または資産のグループ）に関連するものから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含まれる。

経営者が採用したビジネス・モデルの範囲内でこれらの資産を管理および監視する方法も、それぞれのCGUの資産の特定の基礎となっている。

CGUの数および範囲は、当グループが実行する新たな企業結合および組織再編の影響を反映するため、および資産が独立したキャッシュ・インフローを生成する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、系統的に更新される。

特に、当グループが所有する特定された具体的資産のいずれかが、キャッシュ・フローの生成に寄与するその能力を損なうような経済上また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回収可能性が別途分析され、必要に応じて減損処理される可能性がある。
経営者が識別したCGUのうち、連結財務書類において認識されているのれんの配分を受けたものは、注記21に示すとおりである。

支配の存在の判定
IFRS第10号の規定の下では、当グループが投資先への関与からの変動リターンにさらされるかまた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こうした変動リターンに影響を及ぼす能力を持つ場合に、支配が実現する。パワーとは、既存の実質的な権利に基づいて、投資先の関連する活動を指図する現在の能力と定義される。
支配の存在は、過半数株式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。この結果、経営者は、具体的な状況において、リターンに影響を及ぼすために、投資先の関連する活動を指図するパワーを当グループに付与する実質的な権利が決定されるかどうかを評価するために、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および潜在的な議決権（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、すべての事実および状況を分析する。当グループが投資先に対して保有する議決権または類似した権利が過半数に満たない場合には、これらのその他の事実および環境は、かかる評価においては特に重要となる可能性がある。
当グループは、IFRS第10号の適用において支配の存在のかかる分析を行った上で、特定の企業（エムゲサおよびコデンサ）について、事実上の支配の要件が存在すると判断し、当グループがその議決権の過半数を保有していなかったにもかかわらず比例連結をしていた。
当グループは、事実および環境が、支配の存在の検証において考慮された1つ以上の要素に変化があることを示している場合に、当グループが投資先を支配しているか否かを再評価する。

共同支配の存在の判定およ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。
該当する活動に対する意思決定が、共同支配の取り決めの当事者である複数の当事者の全員一致による合意を必要とする場合に、共同支配が存在する。
共同支配の取決めは、ジョイント・ベンチャーまた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純資産に対する権利を有する共同支配の取り決めである。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および負債に対する義務を有する共同支配の取り決めである。
共同支配の存在および共同支配の取り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および義務を評価する。この目的のために、経営者は当該取決めの構造および法的形態、契約上の取決めにおいて当事者間で合意された条件ならびに、該当する場合は、その他の事実および状況を検討する。

当グループは、この分析の後、アソシアシオン・ヌークリア・アスコ・ヴァンデリョス・IIに対する当グループの持分が共同支配事業であると考えた。
当グループは、事実および状況が、共同支配の存在および共同支配の取り決めの種類の検証において考慮された1つ以上の要素に変化が発生したことを示している場合に、当グループ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、当グループが重要な影響力、すなわち、投資先の財務および業務上の方針の決定に参加するパワーを行使するが、こうした方針に対して支配も共同支配も有しない会社である。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、すべての事実および状況を検討しなければならない。
当グループは、事実および状況が、重要な影響力の存在の検証において考慮された1つ以上の要素に変化があることを示している場合に、当グループが重要な影響力を有しているか否かを再評価する。

IFRIC第12号「サービス委譲契約」の事業権への適用
「IFRIC第12号－サービス委譲契約」は、「公から民」へのサービス委譲契約に適用され、このサービス委譲契約は、委譲者が事業権者に対して、主要な公共施設へのアクセスを与えるサービスの提供に使用されるインフラストラクチャーを委譲者に代わって管理する権利を特定期間にわたって与える契約と定義できる。
より具体的には、IFRIC第12号は、次の各要件に該当する場合について、「公から民」へのサービス委譲契約の事業権者による会計処理に関するガイダンスを与えている。
- **営業者がインフラストラクチャーによって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について、委譲者が支配または規制をしている。**
- **契約期間の終了時点において委譲者が、所有権、受益権またはその他の権利を通じて、インフラストラクチャーに対する重要な残余持分を支配している。**

経営者は、事業権者としての当グループに関してこれらの要件が適用されるかどうかの評価に当たり、既存の事業権を慎重に分析した。
この分析によれば、ブラジル国内で事業を行う多数の会社のインフラストラクチャーの一部にIFRIC第12号の規定が適用される。
IFRIC第12号の適用範囲のサービス委譲契約において使用されるインフラストラクチャーに関する詳細は、注記17に記載されている。

顧客との契約から生じる収益（IFRS第15号の範囲内）
IFRS第15号の適用プロセスにおいて、当グループは、以下の判断を行った（当グループの収益に対する最も重要な影響に関する詳細は、注記8.a「販売およびサービスからの収益」に記載されている。）。

契約の識別

当グループは、契約が存在する時期およびその契約の強制可能性の条件を算定し、当該契約にのみIFRS第15号を適用するため、法域レベルごとに契約条件を慎重に分析する。

履行義務の識別と充足

契約が複数の約束した財またはサービスを含む場合、個別にまたは集合的に会計処理すべきかについて評価するため、当グループは財／サービスの個別の特性および契約の内容における約束の性質の両方を検討し、関連する法令上および規制上の枠組みにおける特定の契約の関連するすべての事実および環境の評価も行う。
履行義務の充足時期を評価するにあたり、当グループは、主に顧客の観点からの評価を行い、財またはサービスの支配が顧客へ移転された時点を評価する。

取引価格の算定

当グループは、契約が変動対価（すなわち、将来の事象が発生、または発生しないことにより変動または左右される対価）を含むかどうかについて判定する際にすべての関連する事実および状況を考慮する。変動対価を見積もる際には、当グループは、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適用する。同様の契約についても、すべての利用可能な情報を考慮し、不透明性が解消されるまでそうした見積もりを更新する。当グループは、不確実性が解消された際に、認識された累積収益の重大な戻入れが発生しない可能性が非常に高い範囲においてのみ、取引価格に変動対価の見積金額を含めている。

本人か代理人かの検討

当グループは、当グループが契約の履行に対する主たる責任を有しておらず、したがって財またはサービスが顧客に移転される前には、その財またはサービスを支配していない一部の契約において、当グループが代理人であるとみなしている。例えば、電力／ガスのネットワーク接続サービスやその他の関連事業の一部の契約においては、各国の法令上および規制上の枠組みによっては、当グループは代理人として行動している。

取引価格の配分

1つ以上の履行義務がある契約（例えば「一括」販売契約）については、当グループは一般的に各履行義務に対する取引価格を個別販売価格の割合に応じて配分する。当グループは、すべての情報を考慮し、観察可能な価格が市場において入手可能であればそれを用いて、入手不可能であれば観測可能なインプットの使用を最大化する見積方法を用い、同様の契約についてはそれを継続的に適用して、個別販売価格を決定する。
契約が重要な権利である追加的な財およびサービスに対するオプション（例えばカスタマー・ロイヤリティー・プログムラムや更新オプション）を含むと当グループが評価する場合、当該オプションは追加的な履行義務を発生させるため、当グループは取引価格を当該オプションに配分する。

契約費用

当グループは、契約ごとに、またはこれらの費用が契約群に関連している場合には契約群として、契約の獲得の増分費用に対する回収可能性の評価を行う。
当グループは、その他の同様の取引における経験に基づき、潜在的な更新、改訂および同一の顧客との継続契約を含めてさまざまな要因を評価して、こうした費用の回収可能性の裏付けを行う。
当グループは、こうした費用を平均的な契約期間にわたり償却する。契約による便益のこの見積期間を決定するため、当グループは過去の経験（例えば「チャーンレート（解約率）」）、同様の契約から得られる前兆となる証拠および市場に関して入手可能な情報を検討する。

金融資産の分類および測定

当初認識時において、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計上される金融資産、および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、経営者は商品の契約上のキャッシュ・フローの特性およびキャッシュ・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・モデルの両方を評価する。
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、金融商品の契約上の条項に対する特定の評価に加えて、必要な場合においては定量的分析を実施して、その条項により元本およ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・フローの回収によるもの、金融資産の売却によるもの、またはその両方によるものであるのかについて決定する。
詳細については、注記43の「金融商品」を参照。

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。
このため、取引開始時、当グループはヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係のほか、リスク管理目標と戦略について文書化する。また、当グループはヘッジ開始時および継続的に、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローの変動を相殺する上でヘッジ手段が高い有効性を持つかについて評価を行う。
経営者の判断に基づき、ヘッジ手段とヘッジ対象の間の経済的関係の存在、価値の変動およびヘッジ比率における信用リスクの支配のほか、非有効部分の測定に基づいた有効性判定は、特定の事実および状況ならびにヘッジ対象およびヘッジ手段の特性に応じ、定性的評価または定量的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・ヘッジについては、経営者は当該取引は可能性が非常に高く、かつ純損益に影響を及ぼすキャッシュ・フローの変動に対するエクスポージャーを表すことを評価し、文書化する。
ヘッジの有効性判定および非有効部分の測定についての主要な仮定に関する詳細については、注記46.1「デリバティブとヘッジ会計」を参照すること。

リース

リース契約の評価は、その複雑性および満了日が長期にわたることから、IFRS第16号の適用のための相当な専門家の判断を必要とする。この判断は、特に以下の事項に関係している。

＞　当グループが事業を行っているセクターにおいて典型的な事例へのリースの定義の適用。

＞　リース契約に含まれる非リース構成要素の識別。

＞　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、当該オプションの行使の可能性および原資産の重要な建物付属設備の改良も行ったうえで、契約のリース期間を決定するために、リース契約に含まれている更新および終了オプションを評価すること。

＞　利率の変動が将来の支払リース料および使用権資産の金額に影響を及ぼすかどうかを判断するための、指数または利率に左右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。この率に関する仮定の詳細は、「見積りの使用」の段落に記載されている。

法人所得税務処理に関する不確実性

当グループは、現地の税法を考慮に入れ、いずれのアプローチがそれぞれの不確実性のある税務処理の不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、それぞれの不確実のある法人所得税務処理を別々に考慮するか、1件また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、および、最も可能性が高い金額または期待値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。

2.2 重要な会計方針

関連当事者

関連当事者とは、主に、エネル・エスピーエーと同一の支配企業を有する者、すなわち、直接的にまたは1もしくは複数の仲介者を通して間接的にエネル・エスピーエーを支配しているか、エネル・エスピーエーに支配されているか、または、エネル・エスピーエーの共同支配の下にありエネル・エスピーエーが重要な影響力を行使することを可能にする持分を保有している企業をいう。関連当事者には、エネル・エスピーエーまた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、年金基金であるフォーペンおよびフォンデネル）、ならびに、エネル・エスピーエーおよびその子会社の法定監査役会の構成員（およびその近親者）および経営幹部（およびその近親者）も含まれる。経営幹部は、当社の事業活動の計画、管理、および統制についての権限および直接的・間接的な責任を有する経営層の人員で構成される。この中には、取締役が含まれる。

子会社

子会社とは、当グループが支配を有するすべての事業体である。当グループは、正式な関係の性質とは無関係に、ある事業体への関与から生じる変動リターンにさらされているまたは変動リターンに対して権利を有し、当該事業体に対する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、当該事業体を支配している。子会社の財務書類は、支配力を得た日から当該状況が中止するまで完全連結されている。

連結手続

連結財務書類を作成するために使用する子会社の財務書類は、親会社が適用する会計方針に基づき、2019年12月31日時点で作成されている。

子会社が、類似した環境における類似した取引および事実について、連結財務書類の作成のために採用された会計方針とは異なった会計方針を使用する場合、当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。

事業年度中に取得または処分された子会社の資産、負債、収益および費用は、それぞれ、当グループが支配を獲得した日から、または当グループが当該子会社の支配を喪失した日まで、連結財務書類に含められる。

損益およびその他の包括利益のその他の構成要素は、たとえ非支配持分にとっての損失となる場合においても、親会社の株主と非支配持分に帰属される。

当グループの事業体間の取引に関連したすべての連結会社間の資産および負債、資本、収益、費用ならびにキャッシュ・フローは、全額が消去される。

支配の喪失に至らない子会社の所有持分の変動は、資本取引として会計処理され、支配持分および非支配持分の帳簿価額は当該子会社におけるそれぞれの持分の変動を反映して、調整される。授受された対価の公正価値と、取得したまたは売却された対応する資本の部分との差額は、連結資本で認識される。

当グループが子会社に対す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され、当該支配の喪失の日に、損益を通じて認識され、利益または損失が損益を通じて認識される。加えて、当該旧子会社に関連して以前にその他の包括利益で認識された金額は、当グループが関連する資産または負債を直接的に処分したかのように会計処理される。

共同支配の取り決めおよび関連会社への投資

ジョイント・ベンチャーとは、当グループが共同支配を行使し、当該取決めの純資産に対する権利を有する事業体である。共同支配とは、取決めの支配の共有であり、該当する活動に対する意思決定は、支配を共有する当事者の全員一致の合意を必要とする。

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、すなわち、投資先の財務および営業の方針の意思決定に参加するパワーであるが、投資先に対しては支配も共同支配も持たないものをいう。

当グループのジョイント・ベンチャーおよび関連会社への投資は、持分法を用いて会計処理される。

持分法の下では、これらの投資は当初認識時に取得原価で認識され、取得日時点の当該投資の取得原価と、投資先の識別可能資産および負債の正味公正価値に対する当グループの持分との差額から生じるのれんは、当該投資の帳簿価額に含められる。のれんに対しては、個別には減損テストが行われない。

取得日以降、当該投資の帳簿価額は、当該関連会社またはジョイント・ベンチャーの損益に対する当グループの持分を認識して調整される。かかる投資先のOCIは、当グループの個別のOCI項目として表示される。

ジョイント・ベンチャーおよび関連会社から受け取った配当は、当該投資の帳簿価額を減額させる。

当グループと関連会社またはジョイント・ベンチャーとの間の取引による損益は、当該関連会社またはジョイント・ベンチャーにおける持分の範囲で消去される。

関連会社またはジョイント・ベンチャーの財務書類は、当グループと同一の報告期間について作成される。必要に応じて、会計方針を当グループの会計方針と一致させるための調整が行われる。

持分法適用後、当グループは関連会社またはジョイント・ベンチャーへの投資に関する減損損失の認識が必要か否かを判定する。減損の証拠がある場合は、当グループは減損金額を、当該関連会社またはジョイント・ベンチャーの回収可能価額とその帳簿価額との差額として算定する。

ジョイント・ベンチャーのスロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴィの場合、減損損失は、エネル・プロデュツィオーネからEPスロバキアにスロベンスケ・エレクトラーネの66%の持分を売却するという契約で定められた価格計算式により回収可能価値を求めることで評価される。この計算式は、SEの正味の財務状態、スロバキア市場のエネルギー価格の動向、契約で定められたベンチマークを基準に測定されたSEの運転効率、ならびにモホフツェ原子力発電所の3号機および4号機の企業価値を含む様々なパラメーターを考慮している。この価額は、取引の完了日である2017年7月28日時点で当該計算式の結果に基づいて測定され、投資の帳簿価額と比較された。

投資先が関連会社またはジョイント・ベンチャーではなくなった場合、当グループは残存する投資を、損益を通じて公正価値で認識する。当該旧関連会社またはジョイント・ベンチャーに関連して以前にその他の包括利益で認識された金額は、当グループが関連する資産または負債を直接的に処分したかのように会計処理される。

関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する当グループの所有持分が減少したものの、当グループが引き続き重要な影響力または共同支配を有する場合、当グループは持分法の適用を継続し、当該減少に関連する、以前にその他の包括利益で認識された利益または損失の持分は、当グループが関連する資産または負債を直接的に処分したかのように会計処理される。

関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する投資の一部が売却目的保有として分類される基準を満たした場合、当該関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する投資の、売却目的保有として分類されていない残存部分は、売却保有目的として分離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。

共同支配事業とは、共同支配を有する当グループが当該事業に関連する資産に対する権利および負債に対する義務を有する共同支配の取り決めである。それぞれの共同支配事業について、当グループは資産、負債、費用および収益を、保有する参加持分ではなく当該取決めの条項に基づいて認識した。

外貨換算

機能通貨以外の外貨建取引は、各取引日における実勢為替レートを用いて認識される。機能通貨以外の外貨建の貨幣性資産および負債は、後に期末の為替レート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および負債は、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および負債は、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。

関連する資産の当初認識、非貨幣資産の認識の中止に係る費用または収益（またはその一部）、または前渡・前受対価に関連する非貨幣負債に使用する直物為替レートを決定する際において、取引日とは前渡・前受対価に関連する非貨幣資産または非貨幣負債を当グループが当初認識した日付である。

前払または前受が複数回の場合、当グループは前払また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

連結財務書類における損益ならびに資産・負債はすべて、親会社であるエネル・エスピーエー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、資産および負債（のれんおよび連結調整を含む）については期末日の為替レートを用いてユーロに換算している。損益計算書項目は、それぞれの取引日の実勢為替レートの近似値である年間の平均為替レートにより換算している。

これらの換算により生じた差額は、株主持分の剰余金に直接計上される。これらの為替換算差額は、子会社の（一部または全部の）処分の際に損益計算書において比例的に認識される。

企業結合

2010年1月1日前に着手して当該年度中に完了した企業結合は、IFRS第3号（2004年）に基づいて認識されている。

これらの企業結合ではパーチェス法が用いられており、取得原価は企業結合日時点における被取得企業の資産、発生または引き受けた負債の公正価値に当該企業結合に直接関連するコストを加えて求められる。この取得原価は、被取得企業の資産、負債および識別可能な偶発債務をそれぞれの公正価値で認識することにより、計上された。取得原価と、純資産のうち親会社株主に関連して取得された純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。差額が負である場合には、当グループはすべての取得資産およびすべての引受負債を正確に識別したかどうかを再評価し、取得日に認識する金額の測定に使用される手続を見直す。再評価の結果、移転された対価合計に対する取得された純資産の公正価値の超過が依然として生じた場合には、もたらされた利益は割安な購入分となり、損益を通じて認識される。

非支配持分の価額は、純資産における少数株主持分の比率によって評価される。企業結合が段階的になされた場合、以前取得した純資産の公正価値に対する調整は支配の取得日において資本において認識され、各取引におけるのれんの金額は、各取引日における被取得企業の純資産の公正価値に基づいて別々に算定された。

2010年1月1日以降に行われた企業結合については、IFRS第3号（2008年）が適用されており、同基準を以下「IFRS第3号（改訂版）」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（移転された対価）は、企業結合日における被取得企業の資産、発生または引き受けた負債ならびに取得企業が発行した資本持分の取得日における公正価値に等しい。移転対価には、条件付対価の取決めによる資産または負債の公正価値が含まれる。

当該取得に直接関連するコストは損益を通して認識される。

移転対価は、被取得企業の資産、負債および識別可能な偶発債務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、計上される。取得日現在の公正価値により測定された移転対価に非支配持分を加えたものと、公正価値により測定された被取得企業の識別可能な資産および負債の正味価額との差額は、正の差額はのれんとして認識される。差額が負である場合には、当グループはすべての取得資産およびすべての引受負債を正確に識別したかどうかを検証し、取得日に認識する金額の決定に使用される手続を見直す。この評価の結果、取得された純資産の公正価値が依然として移転された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、損益を通じて認識される。

非支配持分の評価は、取得日において識別可能な資産および負債の差額の少数株主比率によるか、取得日における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、以前から所有していた被取得企業に対する持分については支配獲得日において公正価値に再評価され、正または負のあらゆる差異は損益を通して認識される。

条件付対価は、取得日時点の公正価値で認識される。資産もしくは負債、または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、損益において認識される。条件付対価がIFRS第9号の適用範囲に該当しない場合、その測定は、適切なEU版IFRSに基づいて行われる。資本として分類される条件付対価の再測定は行われず、その後の決済は資本取引として会計処理される。

資産、負債および偶発債務の公正価値が暫定的にしか算定できない場合、企業結合はその暫定的な価値で認識される。測定の完了により発生したすべての調整金額は比較情報を再修正して、取得日から12カ月以内に認識される。

公正価値測定

国際会計基準で義務付けまたは求められているすべての公正価値測定および公正価値の開示について、当グループはIFRS第13号を適用する。

公正価値は、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、また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。

公正価値測定では、資産の売却または負債の移転取引が、当該資産または負債の主要市場、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また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。

資産また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または負債の価格設定に使用すると考えられる仮定を用いて測定される。市場参加者は、当該資産または負債の取引を行うことができる独立し、かつ知識があり、取引を行う動機はあるが、取引を行うことを強制もされず、やむなく取引を行うわけではない売り手と買い手である。

公正価値を測定する際に、当グループは、資産または負債の特に以下の特徴を考慮に入れる。

- 非金融資産については、公正価値測定の際には、市場参加者が当該資産を最有効使用することによって、または当該資産を最有効使用する他の市場参加者に売却することによって、経済的便益を生み出す能力を考慮に入れる。
- 負債および自己資本調達手段については、公正価値は、とりわけ当グループ自身の信用リスクを含めた、不履行リスク、すなわち企業が義務を履行しないリスクの影響を反映する。

＞　市場リスクまた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企業の正味エクスポージャーで管理される金融資産およ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。

資産および負債の公正価値の測定の際に、当グループは、その状況に適合し、かつ十分なデータが利用可能な評価技法を、該当する観察可能なインプットの使用を最大化し、観察可能でないインプットの使用を最小化して使用する。

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および、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。かかる取得原価には、当該資産を意図した方法で必要な場所および状態に置くことに直接起因するコストが含まれる。

当該資産の除却および当該資産が所在する敷地の原状回復に関して法的または推定的な義務がある場合、その見積り費用の現在価値が当該資産の取得原価に追加される。それに対応する負債は、リスクおよび費用に対する引当金として計上される。これらの費用の見積りに関する変化、時の経過および割引率に関する会計処理は、「リスクおよび費用に対する引当金」に記載されている。

顧客を配電網に接続するため、および／また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。

意図した使用また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、建設または生産に直接起因する借入コストは、当該資産自体の取得原価の一部として資産計上される。この要件を充足しない資産の購入また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への移行日または過年度において再評価された有形固定資産の一部は、再評価額をもって認識される。再評価額は、再評価日におけるみなし取得原価と考えられている。

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、これらの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コストにつき、将来の経済的便益が当グループに流入する可能性が高く、さらに当該項目に係るコストが信頼性をもって測定可能な場合、当該取得後コストは、資産の帳簿価額の増加として認識される。他のすべてのコストは、発生時に損益で認識される。

資産の一部または全部を交換するために要したコストは、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。交換された部分の正味帳簿価額は、損益を通じて認識が中止される。

有形固定資産の残存価額控除後の額は、見積耐用年数にわたり定額法で減価償却され、当該年数は毎年見直され、適宜将来に向けて調整される。資産が使用可能となった時点で減価償却が開始される。

有形固定資産の主要項目の見積り耐用年数は、以下のとおりである。

民間の建物	10-70年
発電所に含まれる建物および土木工事	10-100年
水力発電所：	
－導水路	7-85年
－機構的および電気的機械	5-60年
－その他の固定水圧工事	5-100年
火力発電所：	
－ボイラーおよび補助機器	3-59年
－ガス・タービン機器	3-59年
－機構的および電気的機械	3-59年
－その他の固定水圧工事	3-62年
原子力発電所	50年
地熱発電所：	
－冷却塔	20-25年
－タービンおよび発電機	25-30年
－液体に接触しているタービン部品	10-25年
－機構的および電気的機械	20-40年
風力発電所：	
－塔	20-30年
－タービンおよび発電機	20-30年
－機構的および電気的機械	15-30年
太陽光発電所	
－機構的および電気的機械	20-30年
公共照明および芸術的照明	
－公共照明装置	10-20年
－芸術的照明装置	20年
輸送線	12-50年
変電所	20-55年
供給設備：	
－高圧線	10-60年
－主要変電所	5-55年
－低圧線、中圧線	5-50年
メーター：	
－電気機械メーター	3-34年
－電力バランス測定機器	3-30年
－電子メーター	6-35年

建物付属設備の耐用年数は、リース期間または、当該改良が生み出す便益の期間のいずれか短い期間に基づいて決定される。

土地は耐用年数が無期限であるため、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）またはその使用もしくは処分からの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または損失は、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正味帳簿価額の差額として計算される。

無償で放棄される資産

当グループの発電所には、事業権の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、火力発電所の運営に使用される用水路および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、流水路や他の資産は良好な状態で、無償で国へ返還されることとなっていた。このため、当該返還が予定される資産の減価償却費は、事業権の期間と資産の残存耐用年数のどちらか短い期間を用いて計算されていた。

2012年8月7日付法律第134号により導入された法令変更の結果、水力発電用水の用水路事業権に関連しており従来は「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号制定後のイタリア国内の水力発電所の一部の要素の減価償却対象額」の項で述べたように、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、当該資産の経済・技術的な耐用年数（事業権の期間を超える場合）にわたり減価償却される。詳細については同項を参照することを推奨する。

スペインの法律（29/1985および46/1999）によると、スペイン領内の水力発電所は行政によって管理された事業権に基づいて経営され、事業権失効時に発電所は良好な状態のまま政府に返還されることになる。これらの事業権の期間は、2067年までとなっている。

アルゼンチン、ブラジルやメキシコで活動する多くの発電企業は行政によって管理された事業権を有しており、スペインの事業権制度のもとで活動している企業と同等の条件下で活動している。これらの事業権は2088年までに終了する。

委譲契約に供されるインフラストラクチャー

配電については、当グループは、イタリアにおいてもこのサービスを対象とする事業権を有している。経済開発省の認可を受けた当該事業権は、費用はかからず、2030年の12月31日に失効することになっている。当該事業権の満了時にその期間が更新されない場合には、委譲者は賠償金を支払うことになっている。賠償金の金額は資産の財政状態計算書価額と収益性の両方に基づき、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。

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。事業権を執行するためのインフラは、事業権者により所有され、利用される。これは、有形固定資産として認識され、各資産の耐用年数にわたって減価償却される。

エネルは、その他の国（スペインおよびルーマニアを含む。）における配電に関しても、行政によって管理された事業権の下で事業を行っている。この事業権は、無期限で配電ネットワークの建設と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」の適用範囲のインフラストラクチャー

IFRIC第12号 -「サービス委譲契約」の適用範囲の「公から民」へのサービス委譲契約の下で、営業者はサービス・プロバイダーとしての役割を果たし、契約に規定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するインフラストラクチャーを建設／改修し、当該インフラストラクチャーを委譲期間にわたって運営し、維持管理する。

当グループは、営業者として、IFRIC第12号の適用範囲のインフラストラクチャー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ついてIFRS第15号に従って収益を認識し測定する。特に、当グループが建設または改修サービスを提供する場合において、サービス委譲契約の性質次第では、以下を認識する。

＞　当グループが委譲者から（または委譲者の指図で第三者から）現金または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、すなわち委譲者には支払を回避する裁量がほとんどない場合には、金融資産。この場合、委譲者は契約上で営業者に対して、特定のもしくは算定可能な金額、または公共サービスの利用者から受領した金額が特定のも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、かかる支払はインフラストラクチャーの使用状況には左右されない。および／または、

＞　当グループが、提供する公共サービスの利用者に対して課金する権利（免許）を受け取る場合には、無形資産。このような場合、金額は一般利用者がサービスを利用する範囲に左右されるため、営業者は無条件に現金を受け取る権利を持たない。

当グループが（営業者として）無形資産（公共サービスの利用者に課金する権利）を受け取る契約上の権利を有する場合、借入コストは、「有形固定資産」の項で詳細に記載した判断基準を使用して資産計上される。

しかしながら、建設／改修サービスに関しては、両方の種類の対価が通常、建設／改修期間において契約資産に分類される。

こうした対価の詳細については、注記8.a「販売およびサービスからの収益」を参照すること。

リース

当グループは、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。当グループは、契約の開始時に、契約がリースまた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日以降に締結または変更された契約については、当グループは、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対価と交換に移転する場合に満たされる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、当グループはIFRIC第4号に基づき契約がリースまたはリースを含むものであったかどうかを決定した。

リース賃借人としての当グループ

当グループは、リース構成要素および1つまたは複数の追加的なリース構成要素または非リース構成要素を含む契約の開始または変更の時点で、それぞれのリース構成要素の独立販売価格の比率に基づき当該構成要素に契約における対価を配分する。

リースの開始日（すなわち、原資産が使用可能となる日）に、当グループは使用権資産およ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リース賃借人の権利を表し、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、発生した当初の直接費ならびに原資産の解体・撤去および原資産またはそれが所在する場所の回復のための費用の見積りを加えた金額が含まれる。

その後、使用権資産は、リース期間およ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って定額法で減価償却される。

	平均残存期間（年）
建物	7
再生可能エネルギー発電所の地上権	31
車両およびその他の輸送手段	5

リース期間末にリースの原資産の所有権が当グループに移転する場合、または、使用権資産の取得原価に購入オプションの行使が反映されている場合には、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、使用権資産は減損およびリース負債の再測定に関する調整の対象となる。減損に関する詳細は、「非金融資産の減損」の項に記載されている。

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、当グループは、リース開始日のリース賃借人の追加借入利子率を用いる。

指数また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または条件が発生した期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。

当グループは、そのリース契約に、開始日から12ヵ月以内のリース期間を有する短期リースの認識の例外を適用している。当グループは、原資産の金額が重大であるとは見込まれない少額であるリース契約に対する少額資産の認識の例外も適用している。例えば、当グループはオフィス機器（すなわち、パーソナル・コンピュータ、印刷機器およびコピー機器）などの少額とみなされるリースを有している。短期リースおよ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。

当グループは、「投資不動産」の定義を満たさない使用権資産を「有形固定資産」において、および、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、および、使用権資産の減価償却費を「減価償却費、償却費および減損損失」の下で区分して表示している。

当グループは、従来は、IAS第17号に準拠して、関連する資産の所有に伴うリスクと経済価値の実質的にすべてがリース賃借人に移転するリースをファイナンス・リースに分類していた。この場合には、リース資産は、その公正価値と、購入オプションを行使するために必要な支払額を含めた最低支払リース料の現在価値のいずれか低い方の価額で認識された。当初の認識後、資産はその耐用年数に基づいて、または、リース期間終了後、当グループが資産を取得する合理的な確実性がない場合、リース期間と耐用年数のどちらか短い期間を用いて減価償却されていた。ファイナンス・リースの定義に適合しないリースは、オペレーティング・リースに分類され、オペレーティング・リースに基づく支払いは、リース期間にわたって定額法で費用認識されていた。

貸手としての当グループ

IFRS第16号における貸手の会計処理は、IAS第17号における会計処理から実質的に変更がない。

当グループは、貸手として行為する場合には、IAS第17号に基づくものと同様の分類原則を用いてそれぞれのリースがファイナンス・リースであるかオペレーティング・リースであるかをリース開始日に決定する。

契約がリース構成要素および非リース構成要素を含んでいる場合には、当グループはIFRS第15号を用いて契約における対価を配分する。

当グループは、オペレーティング・リースから発生する賃料収益をリース期間にわたって定額法で計上し、その他の収益として認識する。

投資不動産

投資不動産は、財およびサービスの生産または提供のために使われるものではなく、賃貸収入またはキャピタル・ゲイン、もしくはその両方を得ることを目的として所有している当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およ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。

減損損失は後に記載する基準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47「公正価値で測定した資産」に詳細が記載されている。

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）、またはその使用を恒久的に取り止め、その処分からの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差益または差損は、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正味帳簿価額の差額として計算される。

移転は、用途変更があった場合にのみ、投資不動産に対して（または投資不動産から）行われる。

無形資産

無形資産は、企業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、関連するコストを信頼性をもって決定することができる場合に、その取得原価または内部開発費によって測定される。

これらの費用には、当該資産を意図した利用のために準備するのに必要な、直接起因する費用も含まれる。

開発費は、当グループが無形資産の完成の技術上の実行可能性、当グループが開発を完了し、資産を使用または売却する当グループの意図と能力、ならびに資産を完成するための資源の利用可能性を合理的に立証できる場合にのみ、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ある無形資産は、償却累計額および減損損失累計額控除後の金額で計上される。

償却額は、当該項目の見積り耐用年数にわたり定額法で計算され、耐用年数については少なくとも年に一度は見直しが行われ、償却方針の変更は将来に向けて反映される。資産が使用可能となった時点で償却が開始される。このため、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1回行われる。

当グループの無形資産は、いくつかの事業認可およびのれんを除き、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、減損テストは年1回行われる。

耐用年数が確定できないかは毎年見直しが行われ、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が判定される。裏付けがない場合、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、その処分の時点（受領側が支配を取得した日）またはその使用もしくは処分からの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差益または差損は、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収入と認識が中止された資産の正味帳簿価額の差額として計算される。

自己創設資産と取得資産を区分した、主要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	**2-26年**
－取得資産	**3-26年**
工業特許および知的財産権：	
－自己創設資産	**3-10年**
－取得資産	**2-50年**
事業権、ライセンス、商標および類似の権利：	
－自己創設資産	**20年以上**
－取得資産	**1-40年**
サービス委譲契約による無形資産	
－自己創設資産	**-**
－取得資産	**5年**
その他：	
－自己創設資産	**2-28年**
－取得資産	**1-28年**

当グループは、IFRS第15号の適用範囲の顧客との契約を獲得するため当該項目に資産計上された費用も表示している。

当グループは、以下の場合にのみこうした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、当グループは、その契約が獲得されなければその費用を発生させていない場合。

＞　当グループが、払戻（直接的回収可能性）またはマージン（間接的回収可能性）を通じて費用の回収を見込む場合。

特に、当グループは通常、こうした契約に関して代理人に対して支払った取引手数料や手数料を、資産計上基準が満たされた場合に資産計上する。

資産計上された契約費用は、費用に関連する財またはサービスの移転のパターンと整合した形で規則的に償却され、認識した資産の帳簿価額が回収可能額を超える範囲において減損損失を特定するため減損テストの対象となる。

当グループは、資産計上された契約費用を契約による便益が見込まれる期間（すなわち、顧客との関係の平均期間）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。

当グループには、資産化に厳格な契約を履行する費用は発生しない。

のれん

のれんは、子会社の取得時に生じ、取得費用、非支配持分および以前から保有していた持分の価額が、被取得企業の資産、負債および識別可能な偶発債務の取得日現在の公正価値を超過する金額である。のれんについては、当初認識後の償却を行わないが、「非金融資産の減損」の項に記載される基準を用いて、回収可能性のテストが少なくとも年1回実施される。減損テストの目的上、取得日から、のれんは結合のシナジーの恩恵を受けることが予想される個々の資金生成単位に配分される。

なお、関連会社およびジョイント・ベンチャーに対する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、非金融資産は減損の兆候の有無を判定している。

のれん、耐用年数が確定できない無形資産、および未だ使用可能でない無形資産の回収可能性は、毎年、あるい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。

かかる兆候が存在する場合には、当グループの最新の事業計画に従った関係する資産の使用および将来の処分に基づいてその回収可能価額が見積もられる。回収可能価額の見積りについては、「見積りの使用」の段落を参照。

回収可能価額は、資産が他の資産または資産のグループから概ね独立したキャッシュ・インフローを生成しないため、当該資産が属する資金生成単位（CGU）に関して回収可能価額が決定される場合を除いて、個々の資産に関して決定される。

資産また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、連結損益計算書上の「減価償却費、償却費および減損損失」で減損損失が認識される。

CGUの減損損失は、まず関連するのれんの帳簿価額から減額され、次に各資産の帳簿価額の割合に応じて他の資産から減額されることになる。

以前に認識された減損損失の理由がもはや存在しなくなった場合には、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または償却控除後の帳簿価額を超えない範囲で、「減価償却費、償却費および減損損失」で損益を通じて戻入される。のれんの当初の価額は、翌期以降に減損の理由がもはや存在しなくなった場合であっても戻入されない。

当グループが所有する特定された具体的資産のいずれかが、キャッシュ・フローの生成に寄与するその能力を損なうような経済上また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回収可能性が別途分析され、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、損益を通して公正価値により測定される売買目的の棚卸資産を除き、取得原価と正味実現可能価額のいずれか低い方で測定される。取得原価は、関連付随費用を含む加重平均原価に基づいて算定される。見積正味実現可能価額は、通常の見積販売価格から見積販売コストを控除したものが用いられるが、適切と考えられる場合には再調達価額が用いられる。

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ついては、正味実現可能価額は当該販売契約に定められた金額に基づいて算定される。

棚卸資産には、報告期間においてコンプライアンス目的に使用されなかった環境関連証明書（グリーン証書、省エネルギー証書およびCO_2排出枠）が含まれる。CO_2排出枠については、棚卸資産は、トレーディング目的ポートフォリオと、温室効果ガス排出要件遵守に使用さ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。後者の中では、CO_2排出枠は割り当てられた遵守の年に基づいてそれぞれの下位ポートフォリオに配分される。

棚卸資産には貯蔵核燃料も含まれ、その消費は産出された電力を基礎に決定される。

生産活動に使用するために保有している材料およびその他の消耗品（エネルギー商品を含む。）は、それを組み込んだ完成品が既発生原価の回収を可能にするのに十分な価格で売却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、一方の企業に金融資産を生じさせ、もう一方の企業に金融負債または資本性金融商品を生じさせる契約であり、IAS第32号およびIFRS第9号に従って、認識・測定される。

金融資産または金融負債は、当グループが当該商品の契約上の条項の当事者となった際（取引日）にのみ、連結財務書類上で認識される。

IFRS第15号の適用範囲の顧客との契約から生じる売掛金は、当該売掛金が重要な金融要素を含有していない場合、または当グループがIFRS第15号で認められた実務的な方法を適用している場合には、（IFRS第15号の定義のとおり）取引価格で当初測定される。

一方、当グループは上述の債権以外の金融資産を公正価値で、損益を通じて公正価値で測定されない金融資産の場合には、公正価値に取引価格を加えた額で当初測定する。

金融資産は、当初認識時に、当グループのビジネス・モデルおよ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および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。

この目的上、その商品により元本およ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テストとよばれており、商品レベルで実施される。

金融資産を管理する当グループのビジネス・モデルとは、当グループがキャッシュ・フローを創出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、またはその両方によるものであるのかについて決定する。

事後の測定の目的上、金融資産は4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）

＞　累積損益のリサイクルのある、OCIを通じて公正価値で測定される金融資産（負債性金融商品）

＞　認識中止時の累積損益のリサイクルのない、OCIを通じた公正価値での測定が指定される金融資産（資本性金融商品）、および

＞　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

この区分は、主に売掛金、その他の債権および金融債権が含まれる。

償却原価で測定される金融資産は、その目的が契約上のキャッシュ・フローを回収するため金融資産を保有し、契約条件により、特定の日において、元本および元本残高に対する利息のみの支払にあたるキャッシュ・フローが生じるビジネス・モデル内で保有される。

こうした資産は、取引価格について調整された公正価値で当初認識され、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。

損益は、資産が認識中止、修正または減損された場合、利益または損失において認識される。

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

この区分は、主に当グループの再保険会社により売買目的保有として分類されていない上場負債性証券が含まれる。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産は、その目的が契約上のキャッシュ・フローの回収および金融資産売却の両方により達成され、その契約上のキャッシュ・フローにより、特定の日において、元本およ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・フローが生じるビジネス・モデル内で保有される資産である。

こうした金融資産の公正価値の変動は、その他の包括利益のほか、金融資産の帳簿価額を減じない損失引当金において認識される。

金融資産の認識が中止される際（例えば売却時）は、従来には資本において認識されていた累積損益（利益または損失において認識される減損および為替損益を除く）は損益計算書に戻し入れられる。

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

この区分は、当初認識時にこの区分に取消不能の指定をされた非上場事業体に対する株式投資が主に含まれる。

これらの金融資産の損益は、決して損益にリサイクルされることはない。当グループは、資本内の累積利益または累積損失を移転することができる。

OCIを通じた公正価値での測定が指定された資本性金融商品は、減損評価の対象とはならない。

これらの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、利益または損失において認識される。

損益を通じて公正価値で測定された金融資産

この区分には、有価証券、他社への株式投資、売買目的で保有されるファンドに対する金融投資および当初認識時に純損益を通じた公正価値での測定が指定された金融資産が主に含まれる。

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およ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**
- **主に短期での売却または再購入目的で取得または発生した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、また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された負債性金融商品**
- **売買目的で保有される、または有効なヘッジ手段として指定された区分されたデリバティブ（組込デリバティブを含む）**

こうした金融資産は公正価値で当初認識され、公正価値の変動からの事後の利得および損失は純損益に認識される。

この区分は、当グループがOCIを通じて公正価値で測定す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、支払の権利が決定された際に、損益計算書において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、損益を通じた公正価値で測定される。

金融資産の減損

各報告日の終了時点において、当グループは、償却原価で測定される売掛金およ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、契約資産ならびに範疇に含まれるすべ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号に従い、2018年1月1日付で、当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。本質的には、新たなモデルは以下のことを定めている。

- **すべての金融資産に単一の枠組みを適用する。**
- **継続的に予想信用損失を認識し、金融商品の信用リスクの変動を反映させるため、各報告期間の末日の当該損失額を見直す。**
- **過度の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き、予想損失を測定する。**

売掛金、契約資産およびリース債権（重要な金融要素を含有するものを含む）については、当グループは簡便化アプローチを採用し、通常12ヵ月に等しい債権の全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。

売掛金、契約資産およびリース債権以外のすべての金融資産については、当グループは、当初認識以降の信用リスクの著しい増大の評価に基づき、IFRS第9号の一般的アプローチを適用している。こうしたアプローチに基づき、金融資産に対する損失引当金は、それらの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、将来予測的なインプットも含めたすべ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。

報告日時点において、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、当グループは、今後12ヵ月の予想信用損失に等しい額でそれらの金融資産に対する損失引当金を測定する。

前回の報告日において全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ついては、信用リスク状態の著しい増大にあたらなくなった場合に、当グループは今後12ヵ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（または戻入）額を、減損利得または減損損失として、純損益において認識する。

当グループは、低い信用リスクに係る免除を適用し、OCIを通じて公正価値で測定される負債性商品に関して、そのカウンターパーティーが契約上のキャッシュ・フローを履行する十分な資力を備えている場合（例えば投資適格）、信用リスクの著しい増大による、全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。

現金および現金同等物

この区分には、要求払預金、またはごく短期のうちに換金可能な預金、ならびに容易に一定の金額の換金が可能であり、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。

さらに、連結キャッシュ・フロー計算書における現金および現金同等物には、期末日現在の当座借越残高は含まれない。

償却原価で計上される金融負債

この区分には、主に借入金、買掛金、ファイナンス・リースおよび負債性金融商品が含まれる。

デリバティブを除く金融負債は、当グループが金融商品の契約条項当事者となる時点で認識され、直接帰属する取引費用に関する調整を加えた後の公正価値により当初測定される。その後、金融負債は実効金利法を用いた償却原価で測定される。

損益を通じて公正価値で測定された金融負債

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および当初認識時に損益を通じた公正価値での測定が指定された金融負債を含む。

金融負債は、短期間において再購入する目的で発生した場合に売買目的保有と分類される。この区分には、当グループが締結したデリバティブ金融商品で、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、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の損益は、純損益を通じて認識される。

当初認識時に損益を通じた公正価値での測定が指定される金融負債は、IFRS第9号の基準が満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、公正価値変動額のうち自己の信用リスクに起因する部分はその他の包括利益において認識される。

当グループが、当初認識時に損益を通じて公正価値で測定す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、損益を通じて公正価値で測定される。

金融資産およ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。

- **資産に伴うキャッシュ・フローを受領する契約上の権利が消滅すること。**
- **当グループが、資産に伴うリスクおよび経済価値の実質的全部を譲渡すること、資産のキャッシュ・フローを受領する権利を譲渡すること、または、IFRS第9号の下で定められた要件を満たす契約に基づいて1もしく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を負うこと（「パス・スルー契約」）。**
- **当グループが資産に伴うリスクおよび経済価値の実質的全部を譲渡したものではなくまたはこれを保持したものであるが、資産に対する支配を移転したものであること。**

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た、免除されたまた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による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、また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し新たな負債を認識するものとして取り扱われる。それぞれの帳簿価額の差額は、利益または損失において認識される。

デリバティブ金融商品

デリバティブは、次のような金融商品またはその他の契約である。

- **その価値が、金利、商品もしくは有価証券の価格、為替レート、価格もしくはレートの指数、債権の格付、またはその他の変数等の基礎となる変数の変動に対応して変動する。**
- **当初の純投資を必要としないか、また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。**
- **将来日に決済される。**

デリバティブ商品は、公正価値が正か負かに応じて金融資産また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、損益を通じて公正価値で測定される。

ヘッジ会計の詳細については、注記46「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

すべての売買目的保有デリバティブは、流動資産または流動負債に計上される。

売買目的保有ではないが、ヘッジ会計および有効なヘッジ手段の要件を満たさないことから損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日および当該金融商品を満期まで保有するか否かの当グループの意図に基づいて、流動または非流動に分類される。

組込デリバティブ

組込デリバティブは、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であり、複合契約のキャッシュ・フローの一部または全部を生じさせる。

組込デリバティブが含まれる可能性のある当グループの主な契約は、契約価格、取引量または満期に影響を与える条項また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有するハイブリッド契約に組み込まれるデリバティブは、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、全体として、損益を通じた公正価値で測定する金融資産としての分類が必要である。

公正価値で測定される金融商品ではない契約は、組込デリバティブを識別するために分析され、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。こうした分析は、当グループが契約の当事者になった時点、または当初の関連するキャッシュ・フローを大きく変化させるような形で契約の再交渉が行われた場合に実施される。

組込デリバティブは、以下の場合に主契約から分離されてデリバティブとして会計処理される。

＞　主契約が損益を通じて公正価値で測定される金融商品ではない。

＞　組込デリバティブの経済的リスクおよび性格が、主契約の経済的リスクおよび性格とは密接に関連していない。

＞　組込デリバティブと同一条件の独立した契約が、デリバティブの定義を満たす。

主契約から分離される組込デリバティブは、連結財務書類において公正価値で認識され、公正価値の変動は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）。

非金融項目の売買契約

概して、当グループにおいて通常見込まれる購入要件、販売要件または使用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項目の売買契約は、IFRS第9号の適用範囲には該当せず、そのため「自己使用の例外」に従って未履行契約として認識される。

このような契約は、以下の場合にはデリバティブとして認識され、その結果、損益を通じて公正価値で認識される。

＞　現金での純額決済が可能であり、かつ、

＞　当グループが見込む購入、販売または使用の必要に応じて締結されたものではない。

非金融項目の売買契約は、以下の条件を満たす場合、「通常の購入または販売」として分類される。

＞　物理的な配給を目的として締結された。

＞　事業体が見込む購入、販売または使用の必要に応じて締結された。

当グループでは、電力や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に関するすべての契約を分析し、IFRS第9号に準拠した分類と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の相殺

当グループは、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺する。

＞　認識された当該金額を相殺する法的効力がある権利を有し、かつ

＞　純額で決済する意図、また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

超インフレーション下の経済においては、当グループは非貨幣性項目、株主持分および指数に連動した契約から生じる項目を、一般購買力の変動を反映した物価指数を使用して、回収可能価額を上限として調整する。

初度適用の影響は、税効果を控除して資本において認識される。一方、超インフレーションの期間において（解消されるまで）、調整の結果（損益）は損益において認識され、金融収益および金融費用において区分して開示される。

2018年度を初年度として、当該基準は、2018年7月1日からその経済について超インフレーションが宣言されているアルゼンチンにおける当グループの取引に対して適用される。

売却目的に分類された非流動資産（または処分グループ）および非継続事業

非流動資産（または処分グループ）の帳簿価額が、継続的な使用よりもむしろ主に売却取引を通じて回収される場合は、売却目的で保有される資産に分類される。

この分類基準は、当該非流動資産（または処分グループ）を現状のまま直ちに売却でき、売却の可能性が非常に高い場合に限って適用される。

当グループが、子会社に対する支配の喪失を伴う売却計画を約定し、IFRS第5号で規定されている要件を満たした場合、当グループが売却後に当該子会社に非支配持分を留保するか否かとは無関係に、分類の基準が満たされた時点で当該子会社のすべての資産および負債は売却目的保有に分類される。

当グループはこの分類基準を、IFRS第5号で想定しているように、関連会社またはジョイント・ベンチャーへの投資または投資の一部に適用している。関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する投資の、売却目的保有として分類されていない残存部分は、売却保有目的として分離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（または処分グループ）および処分グループの負債は、財政状態計算書上、他の資産および負債からは独立して表示される。

売却目的保有に分類された非流動資産または処分グループの資産および負債について表示される金額は、表示されている過去の期間について、組替表示も再表示も行われない。

非流動資産（または処分グループ）を初めて売却目的保有として分類の直前に、このような資産（または処分グループ）の帳簿価額は、具体的な資産または負債に適用されるIFRS/IAS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（または処分グループ）は、帳簿価額また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。当初または分類変更後の資産（または処分グループ）の売却費用控除後の公正価値への評価減による減損損失、およびその戻入による利益は、継続事業からの損益に含まれる。

非流動資産は、売却目的保有に分類されている間、または売却目的保有に分類される処分グループに含まれている間、減価償却はなされない。

分類基準を満たさなくなった場合には、当グループは非流動資産（または処分グループ）の売却目的保有としての分類を中止する。その場合、当該非流動資産（または処分グループ）は、以下のうち、低い金額で測定される。

＞　売却目的保有に分類された時点前の当該資産（または処分グループ）の帳簿価額に、当該資産（または処分グループ）が売却目的保有に分類されなかったとすれば認識されたはずの減価償却費、償却費または再評価に係る調整を加えた価額。

＞　売却しない旨のその後の決定が行われた日現在で計算される、処分コスト控除後の公正価値または使用価値のうちいずれか高い方に一致する回収可能金額。

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へのあらゆる調整は、継続事業からの損益に含められる。

非継続事業は、処分されたまたは売却目的保有に分類された当グループの構成要素であって、

＞　独立の主要な事業分野または営業地域であり、

＞　独立の主要な事業分野または営業地域を処分する統一された計画の一部であるか、

＞　または、転売のみを目的として取得した子会社である。

当グループは、損益計算書の独立科目で以下の合計から成る単一の金額を表示する。

＞　非継続事業の税引後利益または損失

＞　非継続事業を構成する資産または処分グループの、売却費用控除後の公正価値での測定または処分に関して認識された税引後利益または損失

過年度の損益計算書における対応する金額は再表示され、その結果、開示は最新の報告期間末までに非継続となったすべての事業に関連する。当グループが一構成部分の売却目的保有としての分類を中止した場合、以前に非継続事業の中で表示されていた当該構成部分の業績は、表示されているすべての期間について、継続事業からの利益に含められる。

環境関連証書

一部のグループ会社は、グリーン証書および省エネルギー証書（いわゆるホワイト証書）について定めた国内規制、ならびに欧州の「排出量取引システム」の影響を受ける。

グリーン証書は現在イタリア国外でのみ存在しているが、再生可能エネルギー発電所における発電に比例して発生したグリーン証書、ならびに達成され所轄当局の認証を受けたエネルギー節減に比例して発生した省エネルギー証書は、非貨幣性の政府営業補助金として扱われ、公正価値でその他の営業利益に計上され、証書が資本の部にまだ計上されていない場合には資産が非金融資産として認識され、証書が資本の部に計上されている場合には棚卸資産として認識される。

証書が資本の部に計上された時点で、証書はその他の資産から棚卸資産に組み替えられる。

かかる証書の売却による収益は、顧客との契約から生じる収益で認識され、対応する棚卸資産が減額される。

グリーン証書、省エネルギー証書およびCO_2排出枠に関連する規制要件から生じる費用の会計処理上、当グループは「純負債アプローチ」を使用する。

この会計方針では、無償で取得し、または当グループの業務上の成果により自家製作し、コンプライアンス目的で使用される環境証書は、名目価値（ゼロ）で認識される。加えて、コンプライアンス要件を満たすために不足している証書を取得する（市場でのまたは対価と引き換えの他の何らかの取引において）際に発生した報告期間の費用は、規制要件の遵守の結果である「システム費用」を表すため、発生主義に基づき営業費用として損益に認識される。

従業員給付

確定給付制度または雇用期間中に発生したその他の長期給付に関連して退職時または雇用終了後に支払われる従業員給付に関する負債は、財政状態計算書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。当該通貨でみて優良社債の取引高が少ない場合、対応する国債利回りを利用する。

当該負債は、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。これらの評価は独立の年金数理人によって実施されている。

制度資産の価値が関連する確定給付債務の現在価値を上回った場合、超過額は資産として認識される（適用される上限額まで）。

確定給付制度の負債（資産）に関しては、負債の測定に係る数理計算上の差異、制度資産の運用益（関連する利息収益控除後）および資産上限の影響（関連する利息収益控除後）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差異は、純損益を通じて認識される。

現行の確定給付制度の変更または新制度の導入の場合には、過去勤務費用は直ちに損益に認識される。

従業員はまた、確定拠出制度にも加入しており、当グループはこの制度の下で、別個の事業体（基金）に固定拠出金を支払い、基金がすべての従業員に当年度およ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十分な資産を保有していない場合でも、当グループはこれ以上の拠出金を支払う法的義務も推定的義務も負わない。このような制度は、通常、従業員退職後の年金給付を補完することを目的としている。関連する費用は、期間中に支払った拠出金の額に基づいて、損益計算書上で認識される。

解雇給付

雇用関係の早期解消に対して従業員に支払うべき給付金に係る負債は、当グループの決定またはこうした給付金と引換えに任意退職を受け入れる従業員の決定のいずれの結果であっても、以下の日付のうちいずれか早い時点で認識される。

＞　事業体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

＞　事業体が、IAS第37号の適用範囲内で、解雇給付の支払いが含まれるリストラクチャリング費用を認識した時点

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増額を表している場合、それに伴う負債はその種類の給付について定めている規則に従って測定される。この他の場合、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ヵ月以内に決済されると見込まれる場合には、企業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ヵ月以内に全額が決済されることは見込まれない場合には、企業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。

リスクおよび費用に対する引当金

報告期間末現在、過去の事象の結果として法的債務また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、およ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、時間的要因に関する現在価値の定期的調整額は金融費用として認識する。

当グループが補償金の一部また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される。

負債が有形固定資産についての解体および／または敷地の原状回復に関連するものである場合は、引当金の当初認識は関連する資産に対して行われ、その費用は、当該資産の減価償却を通じて損益に認識される。

負債が核廃棄物およびその他の放射性物質の取扱・保管に関するものである場合は、引当金は、関連する営業費用に対して認識される。

税金負債として認識される不確実性のある税務処理に係る負債は引当金に含まれない。

当グループは、契約、法律または取引慣行に従って、IFRS第15号の適用範囲の顧客との契約による商品（財またはサービスのどちらであろうとも）の売却に関連して保証を提供できる。この場合、当グループは、その保証が関連する商品が合意された仕様に従っていることにより、当事者が意図したように機能するというアシュアランスを顧客に対して提供しているか、またはその保証が、商品が合意された仕様に従っているというアシュアランスに加えて、サービスを顧客に対して提供しているかについて評価を行う。

評価後、当グループがアシュアランス型の保証の提供を定めている場合は、商品の顧客への移転時に別個の保証負債および対応する費用を財またはサービスの提供の追加費用として認識し、保証に取引価格（したがって収益）は帰属させない。負債は引当金として測定・表示される。

この他、サービス型の保証が提供されていると当グループが判定する場合は、IFRS第15号に従って約束された保証を履行義務として会計処理し、契約負債は保証サービスが提供される期間にわたり収益として認識し、関連費用は発生時に認識する。

最後に、保証がアシュアランス要素とサービス要素の両方を含み、当グループがそれらを区分して合理的に会計処理できない場合には、両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。

契約上の義務を履行するための不可避的なコストが当該契約により受け取ると見込まれる経済的便益を上回る契約（不利な契約）の場合、当グループは、義務を履行するコストが契約により受取りが見込まれる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また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、当該変更が生じた期間の連結損益計算書において認識されるが、義務を消滅させるために必要な期間および費用の変化または割引率の変化により生じる閉鎖、解体および／または復旧の費用に関する変更はその例外となる。これらの変更は、関連する資産の価額を増加または減少させ、減価償却費を通じて連結損益計算書に計上される。見積りの変更が資産価値を増加させる場合には、資産の変更後の帳簿価額が十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、回収不能額と同額の損失が連結損益計算書において認識される。

見積額の減少は、資産の帳簿価額まで認識される。超過分はいずれも即座に連結損益計算書上で認識される。

有形固定資産、特に原子力発電所に関しての解体および／または用地の原状回復に係る引当金を決定するにあたって採用した見積基準に関する情報については、「見積りの使用」に関する項目を参照。

顧客との契約から生じる収益

当グループは、約束した財またはサービスの顧客への移転を、当該財またはサービスと交換に権利を得ると当グループが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る収益を認識する。

当グループはこの基本原則を5つのステップのモデルを用いて適用している。

＞　顧客との契約の識別（ステップ1）。

当グループは、契約に法的強制力がありステップ1に関して想定されている以下の基準をすべて満たしている場合に、当該基準の範囲内の顧客との契約にIFRS第15号を適用している。

基準が満たされていない場合、顧客から受領する対価は通常前渡金として認識される。

＞　契約の履行義務の識別（ステップ2）。

当グループは、契約で約束されたすべての財またはサービスが別個のものとなりえるものであり、かつ契約の観点において別個のものである場合、個別に会計処理するため履行義務ごとに分離して識別する。

例外として、当グループは、一定の期間にわたり顧客に移転される、ほぼ同一で顧客への移転のパターンが同じである一連の別個の財またはサービスを、単一の履行義務として会計処理する。

履行義務の存在および性質を評価する際は、当グループはステップ1で述べたすべての契約の特性を考慮する。

識別された別個の財またはサービスのそれぞれについて、当グループは約束された特定の財またはサービスの支配が顧客に移転される前に、その支配を当グループが行っているか否かによって、それぞれ本人または代理人として行動しているかについて判定する。当グループが代理人として行動する場合、当グループは権利を得ると見込んでいる手数料に応じて純額ベースで収益を認識する。

＞　取引価格の算定（ステップ3）。

取引価格とは、財またはサービスの顧客への移転と交換に権利を得ると当グループが見込んでいる対価の金額から、第三者に代わり回収した金額（例えば一部の物品販売税や付加価値税）を除いた額である。

当グループは契約開始時に取引価格を算定し、状況に変更があれば各報告期間に更新する。

当グループが取引価格を算定する際には、取引価格が変動対価、顧客から受領した非現金対価、顧客に支払われる対価および重要な金融要素を含んでいるかについて検討する。

＞　取引価格の分配（ステップ4）。

当グループは、個別の履行義務のそれぞれに対して、約束した財またはサービスの移転と交換に権利を得ると当グループが見込んでいる対価の金額を描写するよう、契約開始時に取引価格を配分する。

顧客が重要な権利である追加的な財またはサービスを取得できるオプションが、契約に含まれている場合、当グループは取引価格を当該履行義務（すなわちオプション）に対して配分し、これらの将来の財またはサービスが移転されるまで、またはオプションが消滅する時点まで相対収益を繰り延べる。

当グループは通常、契約で約束された別個の財またはサービスのそれぞれの相対的な個別販売価格（すなわち、当グループが当該財またはサービスを顧客に対して個別に販売した場合の価格）に基づき、取引価格を配分する。

＞　収益の認識（ステップ5）。

当グループは、顧客が財またはサービスの支配を取得した時点となる、各履行義務が約束した財またはサービスの顧客への移転により充足された時点で（または充足されるにつれて）収益を認識する。

第1の段階として、当グループは一定の期間にわたるという基準のうち1つが満たされているかについて判定する。

一定の期間にわたり充足された各履行義務については、当グループは当該履行義務の完全な充足に向けた進捗を、アウトプット法またはインプット法を用いて測定することによって一定の期間にわたり収益を認識し、契約開始から完全な充足まで、ならびに同様の履行義務に対しておよび同様の状況において、単一の進捗測定方法を適用している。

当グループがその進捗を合理的に測定できない場合には、当グループは発生した費用が回収可能であるとみなされる範囲に限って収益を認識する。

履行義務が一定の期間にわたって充足されるものでない場合、当グループは支配の移転の指標が、顧客が支配を取得していることを集合的に示しているかについて考慮しながら、顧客が支配を取得した時点について決定する。

IFRS第15号において用いられた基準の一般的な要約は、取引の種類に応じて以下のとおりである。

- 財の販売による収益は、当グループが財の販売が特定時点において充足されたとみなす場合、顧客が財の支配を取得した時点で認識される。
- サービスの提供による収益は、履行義務が一定の期間にわたり充足されていると当グループがみなす場合には、その進捗をより正確に描写する適切な方法で測定された、履行義務の完全な充足に向けた進捗に基づき認識される。報告日の時点で充足済みとなっている当グループの履行義務をより正確に描写しているその他の手法の利用が特定の契約の分析により推奨される場合を除き、進捗の測定に発生原価法（原価比例法）が適切だとみなされる。

履行義務が、当初予想された期間が1年以下である契約の一部となっている場合、および、当グループが顧客に請求する権利を有する金額の収益を認識する場合には、当グループは、既存契約の残存履行義務に関する情報を開示しない。

この収益認識モデルの適用に関する詳細は、「経営者の判断」の段落および注記8.a「販売およびサービスからの収益」に記載されている。
顧客が対価を支払う以前、または支払期限が到来する以前に、当グループが財またはサービスの顧客への移転を行うことで履行を行う場合、当グループは顧客へ移転された財またはサービスと交換の対価に対する権利に関連した契約資産を認識する。
当グループが財またはサービスを顧客に移転する以前に顧客が対価を支払う場合、当グループは、支払がなされた際（または支払期限が到来した際）に契約負債を認識し、その契約負債は当グループが契約により履行を行った際に収益として認識される。

その他の収益

当グループは、顧客との契約に関連するもの以外には主に以下の収益を認識している。

- ＞ 将来の期日に固定価格でエネルギー商品を販売し、現物決済を伴う契約のうち、自己使用の例外の定義を満たさないため、IFRS第9号に従って認識されるものから生じる収益。
- ＞ 将来の期日にエネルギー商品を販売し、現物受渡しを伴う契約の公正価値の変動に起因し、IFRS第9号に基づいて認識されるもの。
- ＞ 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

その他の営業利益には、主に当グループの経常的活動の産出物ではない資産の処分による利益および政府補助金が含まれる。
公正価値で評価される非貨幣性補助金を含む政府補助金は、かかる補助金を受け取り、当グループが補助金に付随する政府、政府機関および地方、国家または国際的な類似機関が設定したすべ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。
政府から、市中金利を下回る金利でのローンの提供を受ける場合、その利益は政府補助金とみなされる。当該ローンは、当初に公正価値で認識および測定され、政府補助金は当初の帳簿価額と受け取った資金の差額として測定される。ローンはその後、金融負債に対する要件に従って測定される。

政府補助金は、当該補助金によって補償することを意図したコストを当グループが費用として認識する期間にわたって、体系的な方法で損益に認識される。
当グループが、政府補助金を当グループが使用するための非貨幣性資産の譲渡の形態で受け取る場合、当グループは、政府補助金と当該資産の両方を、受け入れた非貨幣性資産の譲渡日における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補助金を含む、長期性資産に関連した補助金、すなわち非流動資産（例えば、有形固定資産項目または無形資産）を購入、建設またはその他の方法で取得するために受け取る補助金は、その他の負債において繰延ベースで認識され、当該資産の耐用年数にわたり、定額法で損益に計上される。

デリバティブから生じた金融収益および金融費用

デリバティブから生じた金融収益および金融費用には、以下が含まれる。

- **＞　損益を通じて公正価値で評価される金利リスクおよび為替リスクに係るデリバティブから生じた収益および費用**
- **＞　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および費用**
- **＞　金利リスクおよび為替リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益および費用**

その他の金融収益および費用

償却原価で測定されるすべての金融資産および金融負債ならびにその他の包括利益を通じた公正価値での測定に分類される利付金融資産について、受取利息と支払利息は実効金利法を用いて計上される。実効金利は、当該金融商品の期間または適切な場合にはそれよりも短い期間にわたって見積もられた将来の現金支払または現金受領を、当該金融資産または金融負債の正味帳簿価額に正確に割り引く利率である。
利息収益は、経済的便益が当グループにもたらされる可能性が高く、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。
その他の金融収益および費用には、デリバティブ以外の金融商品の公正価値の変動も含まれる。

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。
当社の株主に対する未払配当金および未払中間配当金は、それぞれ株主総会およ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。

法人税等

当期法人税等

各期の法人税は、中間納付額を控除した「未払法人税」または還付残高が存在する場合は「未収税金」として認識され、課税所得額の見積りを用いて、適用される規則に基づき算定される。

特に、かかる未払金および未収金は、課税所得額が発生した国において報告期間末時点までに施行されているまたは実質的に施行されている税率および税法を使用して算定される。
当期法人税等は、資本で認識された損益以外で認識された当期法人税等を除き、損益において認識される。

繰延税金

繰延税金負債および資産は、財務書類上の資産および負債の帳簿価額と、税務上認識される対応する金額との間の一時差異について、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また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、すべての将来加算一時差異について認識されるが、繰延税金負債がのれんの当初認識から、または子会社、関連会社および共同支配の取り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発生する場合、当グループが一時差異の解消の時期を操作でき、当該一時差異が近い将来には解消されない可能性が高い場合は除く。
繰延税金資産は、すべての将来減算一時差異、未使用税額控除の繰越および未使用の税務上の繰越欠損金に対して、回収可能性が高い場合、すなわち当該資産を回収するのに十分な将来課税所得を企業が予想する場合に認識される。
繰延税金資産の回収可能性は期末ごとに見直しされる。
未認識繰延税金資産は各報告日において再評価され、将来の課税所得により繰延税金資産が回収される可能性が高くなった範囲で認識される。
繰延税金は、資本で認識された損益以外で認識された繰延税額を除き、損益において認識される。
繰延税金資産および繰延税金負債は、同一の税務当局による課税に関する当期未払税金負債と相殺する法的に強制可能な権利が存在する場合に、戻入時に相殺される。

法人所得税務処理に関する不確実性

「不確実性」を定義する際には、特定の税務処理が関係税務当局により容認されるかどうかを検討しなければならない。税務上の処理が容認される可能性が高いと認められる場合（この場合における「可能性が高い」という用語は、「容認されない可能性よりも容認される可能性の方が高い」と定義される。）には、当グループは、IAS第12条の要件を適用してその未収／繰延税金資産または未払／繰延税金負債を認識および測定する。
逆に、法人所得税務処理に関する不確実性が存在する場合には、より正確に不確実性のある税務処理の解決を予測する方法で不確実性を反映する必要がある。当グループは、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、それぞれの不確実性のある税務処理を別々に考慮するか、1件また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、およびどのように影響を与えるかの評価において、当グループは、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すべての関連する情報について十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。税務当局が不確実性のある税務処理を容認する可能性が高くないものと当グループが結論付けた場合には、当グループは、期待値また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を用いて当期および未払税金ならびに繰延税金の計上に不確実性の影響を反映する。

当グループは、法人所得税務処理に関する不確実性を特定する際に重要な判断を適用しており、事実または状況に変化があり、税務処理の容認可能性もしくは不確実性の影響についての見積またはその両方についての結論を変える可能性がある場合には、行った判断および見積を再評価している。

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満たすことから、当グループは、当期税金負債／資産または繰延税金負債／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 新たなおよび改訂された基準および解釈指針

当グループは、2019年1月1日より効力を発した以下の基準、解釈指針および改訂を適用した。

＞ **2016年1月に公表された「IFRS第16号－*リース*」は、「IAS第17号－リース」、「IFRIC第4号－契約にリースが含まれているか否かの判断」、「SIC第15号オペレーティング・リース－インセンティブ」およびSIC第27号「リースの法形式を伴う取引の実質の評価」に置き換わるものである。**

同基準は、リースの認識、測定、表示および開示についての原則を定義し、IAS第17号におけるファイナンス・リースの会計処理と同様に、すべてのリースを単一のオン・バランスシートモデルで会計処理することをリース賃借人に求めている。

この新たな会計基準の採用の結果としての変化の性質及び影響は、注記4「会計方針および開示の変更」に記載されている

＞ **2018年2月に公表された「IAS第19号の改訂－*制度改訂、縮小または清算*」。**

この改訂は、年次報告期間中に確定給付制度の改定、縮小または清算が発生する場合に、当該年次報告期間の残りに関して企業が以下を決定するものと規定している。

- **正味確定給付制度債務（資産）の再測定に使用された年金数理上の仮定を用いた当期の勤務費用**
- **再測定された正味確定給付制度債務（資産）および正味確定給付制度債務（資産）の再測定に使用された割引率を用いた正味利息費用**

当該改訂は、過去勤務費用（または清算による利益／損失）が、第2のステップで決定され、通常の方法ではその他の包括利益において認識されるアセット・シーリングの影響を無視して計算されることも明確にしている。当該改訂は、制度改訂、縮小または清算を伴わない「重要な市場変動」の会計処理は取り上げていない。

当該改訂の適用は連結財務書類に重大な影響を与えなかった。

＞ **2017年10月に公表された「IAS第28号の改訂－*関連会社および共同支配企業に対する長期持分*」：この改訂は、企業が持分法を適用していない関連会社および共同支配企業に対する長期持分に、「IFRS第9号－金融商品」を適用することを明確化している。**

当該改訂の適用は連結財務書類に重大な影響を与えなかった。

＞ **2017年6月に公表された「IFRIC第23号－*法人所得税務処理に関する不確実性*」。この解釈指針は、法人所得税務処理に関する不確実性が存在する場合に、IAS第12号の認識および測定の要件をどのように適用するかを明確化している。**

この解釈指針の適用は連結財務書類に重大な影響を与えなかった。

＞ **2017年12月公表された「*IFRSの年次改善（2015-2017年サイクル）*」。この文書には、既存の基準の正式な改訂と明確化が含まれている。より具体的には、以下の各基準が改訂された。**

- **「IFRS第3号－企業結合」：この改訂は、企業が共同支配事業である事業の支配を獲得した際に、当該企業は段階的に達成された企業結合の要件を適用すること（以前から保有していた当該共同支配事業の資産の持分全部を取得日現在の公正価値で再測定することを含む。）を明確化している。この改訂は、取得日が2019年1月1日以降である企業結合に適用される。**

- **「IFRS第11号－共同支配の取決め」：この改訂は、企業が（IFRS第3号で定義される）事業を構成する共同支配事業の共同支配を獲得した場合、当該企業は従来から保有していた当該共同支配事業に対するその持分を再測定すべきでない旨を明確化している。この改訂は、企業が2019年1月1日以降に共同支配を取得する取引に適用される。**
- **「IAS第12号－法人所得税」：この改訂は、企業が配当金支払の負債を認識する際の法人所得税影響額が、所有者に対する分配よりも配当可能利益を発生させた過去の取引または事象と強く結び付けられることを明確化している。そのため、損益、配当金の関連する法人所得税影響額は、企業が当該の過去の取引または事象をどこで当初認識したかに従って、損益計算書、その他の包括利益または資本で認識される。**
- **「IAS第23号－借入コスト」：この改訂は、企業が当初適格資産を開発するために行った、意図する使用または販売に向けて当該資産を準備するために必要な活動の実質的全部が完了した時点で残高となっている特定の借入を、一般借入の一部として取り扱う旨を明確化している。この改訂は、2019年1月1日以降に発生した借入の費用に適用される。**

当該改訂の適用は連結財務書類に重大な影響を与えなかった。

注記4 会計方針および開示の変更

4.1 「IFRS第16号－リース」の適用

移行開示

当グループは、2019年1月1日を初度適用日として、修正遡及法を用いる「IFRS第16号－リース」を採用した。この方法に基づき、基準は遡及的に適用され、IFRS第16号の適用開始の累積的影響は初度適用日の時点で認識される。したがって、（2018年度の）比較情報は修正再表示されておらず、IAS第17号および関連する解釈指針に基づいて従来報告されたとおりに表示されている。加えて、IFRS第16号の開示要件は比較情報に適用されていない。

当グループは、IFRS第16号への移行にあたって、2019年1月1日の時点で契約がリースまたはリースを含むものであるかどうかを再評価しない移行の実務上の便法を用いることを選択した。そのため、当グループは、IAS第17号およびIFRIC第4号を適用してそれまでリースとして識別されていた契約のみに初度適用日の時点で同基準を適用した。

当グループは、移行の際に以下のとおりとした。

- **それまでIAS第17号に基づいてファイナンス・リースとして分類されていたリースに関して認識されていた資産および負債の帳簿価額を初度適用日の時点で変更しない。**
- **その金額が重大でないと考えられ、移行時に調整を行うことを要求されない少額資産のリースを除いて、それまでIAS第17号を適用してオペレーティング・リースに分類されていたリースの使用権資産およびリース負債を認識する。当グループは、初度適用日における使用権資産を、初度適用日の直前の財政状態計算書で認識された当該リースに関連した前払または未払の支払リース料で調整したリース負債と同額で主に認識した。リース負債は、2019年1月1日時点での当グループのリース賃借人事業体の追加借入利子率を用いて割り引いた残存支払リース料の現在価値に基づいて認識された。**

当グループは、それまでIAS第17号に基づいてオペレーティング・リースに分類されていたリースにIFRS第16号を適用する際に、次の実務上の便法を用いた。

- **当グループが初度適用日直前にIAS第37号を適用して行っていたリースが不利なものかどうかに関する評価に依拠し、初度適用日の直前に認識されていた不利なリースに関する引当金の額によって、初度適用日現在の使用権資産を調整した。**
- **初度適用日後12ヵ月以内に終了するリース期間を有するリースに、短期リースの例外を適用した。**
- **金額が重大であるとは見込まれない契約に少額資産の例外を適用した。**
- **特に、延長または解約のオプションが含まれる契約のリース期間を決定するために、事後的判断を用いた。**

IFRS第16号は、リース賃借人として行為する実質的にすべての当グループの事業体に対して影響を及ぼす。IFRS第16号の新たな規定の影響を受けた最も重要な事例は、建物、再生可能エネルギー発電所の地上権、自動車およびその他の輸送手段（運送など）ならびにその他のテクニカル機器に関連する使用権に関係している。

当グループは、当グループが貸手として行為するリースに関して移行時の調整を行うことは要求されていない。

百万ユーロ

資産	2018年 12月31日	IFRS 第16号の影響	2019年 1月1日現在
非流動資産			
有形固定資産	76,631	1,370	78,001
投資不動産	135	-	135
無形資産	19,014	-	19,014
のれん	14,273	-	14,273
繰延税金資産	8,305	-	8,305
持分法適用投資	2,099	-	2,099
デリバティブ	1,005	-	1,005
非流動契約資産	346	-	346
その他の非流動金融資産	5,769	-	5,769
その他の非流動資産	1,272	-	1,272
合計	**128,849**	**1,370**	**130,219**
流動資産			
棚卸資産	2,818	-	2,818
売掛金	13,587	-	13,587
流動契約資産	135	-	135
法人所得税控除	660	-	660
デリバティブ	3,914	-	3,914
その他の流動金融資産	5,160	-	5,160
その他の流動資産	2,983	-	2,983
現金および現金同等物	6,630	-	6,630
合計	**35,887**	**-**	**35,887**
売却目的資産	**688**	**2**	**690**
資産合計	**165,424**	**1,372**	**166,796**

百万ユーロ

負債および株主持分	2018年12月31日	IFRS第16号の影響	2019年1月1日現在
親会社株主帰属持分			
資本金	10,167	-	10,167
その他の剰余金	1,700	-	1,700
利益剰余金/繰越欠損金	19,853	-	19,853
合計	**31,720**	**-**	**31,720**
非支配持分	**16,132**	**-**	**16,132**
株主持分合計	**47,852**	**-**	**47,852**
非流動負債			
長期借入金	48,983	1,311	50,294
従業員給付	3,187	-	3,187
リスクおよび費用に対する引当金－非流動部分	5,181	-	5,181
繰延税金負債	8,650	-	8,650
デリバティブ	2,609	-	2,609
非流動契約負債	6,306	-	6,306
その他の非流動負債	1,901	-	1,901
合計	**76,817**	**1,311**	**78,128**
流動負債			
短期借入金	3,616	-	3,616
1年以内返済予定の長期借入金	3,367	59	3,426
リスクおよび費用に対する引当金－流動部分	1,312	-	1,312
買掛金	13,387	-	13,387
未払法人税等	333	-	333
デリバティブ	4,343	-	4,343
流動契約負債	1,095	-	1,095
その他の短期金融負債	788	-	788
その他の流動負債	12,107	-	12,107
合計	**40,348**	**59**	**40,407**
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債	**407**	2	**409**
負債合計	**117,572**	**1,372**	**118,944**
負債および株主持分合計	**165,424**	**1,372**	**166,796**

百万ユーロ	2019年
	IFRS第16号の影響
費用合計(1)	(21)
営業利益	**21**
金融費用	54
税引前利益	**(33)**
法人税等	(9)
当期純利益（親会社の株主および非支配持分に帰属する損益）	**(24)**

(1) この数値はサービス、リースおよびレンタルの費用の減少224百万ユーロならびに減価償却費および償却費の増加203百万ユーロを反映している。

IFRS第16号に係る調整

百万ユーロ	
2018年12月31日現在のオペレーティング・リースに関連する最低支払義務	2,441
(割引の影響)	(1,051)
(少額リースの例外)	(1)
(短期リースの例外)	(19)
2018年12月31日現在のファイナンス・リース負債	657
2018年12月31日現在のオペレーティング・リースの契約債務に含まれていなかったリースの更新期間に関連する支払義務	-
2019年1月1日現在のリース負債	**2,027**

4.2 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日付で、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」が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るようになった。この指定は、過去3年間の累積インフレ率が100%以上となっていること含めた一連の定性的および定量的状況の評価に従い判定される。

連結財務書類の作成の目的およびIAS第29号に従って、アルゼンチンにおける投資先の財政状態計算書の一部の項目は、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の会社の支配を2009年6月25日に取得したことを念頭に置き、非貨幣性の財政状態計算書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、2019年に認識された非貨幣性項目、資本の構成要素および損益計算書の構成要素の再測定の影響は、損益計算書の特定の項目において金融収支として認識された。関連する税効果は当期税金において認識された。

また、現地通貨の為替レートへの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勘定残高は、IAS第21号に従い、その金額を現在価値に調整するため期間中の平均レートではなく期末の為替レートを適用して当グループの表示通貨（ユーロ）で換算された。

2018年12月31日および2019年12月31日現在の一般物価指数の累積的変動は、以下の表に表示されている。

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%

2019年には、IAS第29号の適用により、95百万ユーロの純金融収益（税引前）が発生した。

以下の表は、2019年12月31日現在の残高に対するIAS第29号の影響および2019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別して報告している。

百万ユーロ

	2018年12月31日現在の超インフレーションの累積影響	超インフレーション期間中の影響	為替換算差額	2019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	**765**	368	(276)	**857**
負債合計	**197**	38	(71)	**164**
株主持分	**568**	330 (1)	(205)	**693**

(1) この数値には56百万ユーロの2019年度の純利益が含まれている。

百万ユーロ

	IAS第29号の影響	IAS第21号の影響	影響の合計
収益	297	(325)	(28)
営業費用	306 (1)	(236) (2)	70
営業利益	**(9)**	**(89)**	**(98)**
純金融収益／（費用）	(4)	(17)	(21)
超インフレーションから生じた純利益／（費用）	95	-	95
税引前利益	**82**	**(106)**	**(24)**
法人税等	26	(18)	8
当期純利益（親会社の株主および非支配持分に帰属する損益）	**56**	**(88)**	**(32)**
親会社株主帰属分	39	(32)	7
非支配持分帰属分	17	(56)	(39)

(1) 85百万ユーロの減価償却費、償却費および減損損失に対する影響を含む。
(2) （16）百万ユーロの減価償却費、償却費および減損損失に対する影響を含む。

4.3 「IFRS第9号－金融商品」の適用範囲の現物受渡しを伴う非金融項目の取引に関するIFRICアジェンダ決定の適用

移行開示

IFRS解釈指針委員会（IFRIC）は、その2019年3月のアジェンダ決定において、固定価格で非金融項目を購入または売却するために締結され、IFRS第9号に基づいて損益を通じて公正価値で計上され、現物決済が行われる契約（エネルギー商品を含む。）の適切な認識を明確化した。

当グループは、同基準に基づいて、2019年12月31日に終了した事業年度に関してその会計方針を変更したが、当期純利益または資本に対する影響は生じなかった。

過去の慣行は、以下の認識に基づいていた。

＞ 未決済のデリバティブの公正価値の変動、および、当該契約の公正価値測定に由来するデリバティブ資産／負債の認識中止の決済日時点での損益に対する影響の「公正価値で測定される商品契約からの当期純利益／（損失）」における認識。

＞　決済日時点の収益および費用の「販売およびサービスからの収益」および「電力、ガスおよび燃料の購入」における認識。

自己使用の例外の要件を満たさない非金融項目に関するこれらの契約の現在の処理は、以下の認識を想定している。

＞　未決済の売却契約の公正価値の変動、決済日時点の収益、およびこれらの契約の公正価値測定に由来する資産／負債の認識中止による損益への影響の「収益」における認識。

＞　費用における認識：

－　未決済の購入契約の公正価値の変動および

－　決済日時点の関連する購入費用、およびこれらの契約の公正価値測定に由来する資産／負債の認識中止による損益への影響の認識。

その結果、損益計算書の「公正価値で測定される商品契約からの純利益／（損失）」の科目は、「商品リスク管理からの純収益/（費用）」に名称が変更され、現在は現物決済を伴わないエネルギー商品デリバティブの公正価値の変動及び決済の影響のみを含んでいる。

損益計算書への影響

百万ユーロ	注記			
		2018年	IFRICの適用の影響	2018年
収益				
販売およびサービスからの収益	8.a	73,134	(97)	73,037
その他の収益	8.b	2,538	-	2,538
小計		**75,672**	(97)	**75,575**
営業費用			-	
電力、ガスおよび燃料の購入	9.a	35,728	1,536	37,264
サービスおよびその他原材料	9.b	18,870	(464)	18,406
人件費	9.c	4,581	-	4,581
売掛金およびその他の債権の正味減損／（戻入）	9.d	1,096	-	1,096
減価償却費、償却費およびその他の減損損失	9.e	5,355	-	5,355
その他の営業費用	9.f	2,889	(1,120)	1,769
資産計上された費用	9.g	(2,264)	-	(2,264)
小計		**66,255**	(48)	**66,207**
商品リスク管理からの純収益/（費用）	10	**483**	49	**532**
営業利益		**9,900**	-	**9,900**
デリバティブから生じた金融収益	11	1,993	-	1,993
その他の金融収益	12	1,715	-	1,715
デリバティブから生じた金融費用	11	1,532	-	1,532
その他の金融費用	12	4,392	-	4,392
超インフレーションから生じた純利益／（費用）		168	-	168
持分法による投資利益／（損失）	13	349	-	349
税引前利益		**8,201**	-	**8,201**
法人税等	14	1,851	-	1,851
継続事業からの当期純利益		**6,350**	-	**6,350**
非継続事業からの当期純利益		**-**	-	**-**
当期純利益（親会社の株主および非支配持分に帰属する損益）		**6,350**	-	**6,350**
親会社株主帰属分		4,789	-	4,789
非支配持分帰属分		1,561	-	1,561
親会社の普通株主に帰属する基本的1株当たり利益/（損失）（ユーロ/円）		*0.47*	-	*0.47*
親会社の普通株主に帰属する希薄化後1株当たり利益（損失）/（ユーロ/円）		*0.47*	-	*0.47*
親会社の普通株主に帰属する継続事業からの基本的1株当たり利益（損失）/（ユーロ/円）		*0.47*	-	*0.47*
親会社の普通株主に帰属する継続事業からの希薄化後1株当たりの利益（損失）（ユーロ/円）		*0.47*	-	*0.47*

以下の表は、それぞれ注記8および9に記載される収益および費用の詳細に関して、IFRS第9号の範囲に属する現物受渡しを伴う商品契約への同解釈指針の適用の影響の内訳を示す。

百万ユーロ	注記			
		2018年	IFRICの適用の影響	2019年
販売およびサービスからの収益				
電力販売	8.a	43,110	(3,832)	39,278
燃料販売	8.a	8,556	(7,637)	919
環境関連証書販売	8.a	497	(461)	36
現物受渡しを伴う契約に基づくエネルギー商品の販売（IFRS第9号）	8.a	-	13,843	13,843
現物受渡しを伴う商品の販売に関するデリバティブの利益（損失）	8.a	-	(2,010)	(2,010)
合計		**52,163**	**(97)**	**52,066**

百万ユーロ	注記			
		2018年	IFRICの適用の影響	2019年
電力、ガスおよび燃料の購入				
電力	9.a	19,584	218	19,802
ガス	9.a	12,944	1,318	14,262
合計		**32,528**	**1,536**	**34,064**
その他原料	9.b	**2,375**	**(464)**	**1,911**
その他の営業費用				
現物受渡しを伴う商品の販売に関するデリバティブの利益/（損失）	9.f	-	(1,120)	(1,120)
合計		**34,903**	**(48)**	**34,855**
商品リスク管理からの純収益/（費用）	10	**483**	**49**	**532**
IFRICの適用の損益への影響合計		-	-	-

注記5 比較開示の修正再表示

財務書類の注記における記述および表の中で表示されている数値は、2018年度と2019年度の間で一貫しており、比較可能である。

IFRS第9号に従って損益を通じて公正価値で計上され、現物受渡しによって決済される非金融項目の販売および購入に係る契約の認識に関する新たな会計方針の導入に照らして、数値の統一性および比較可能性を確保するための2018年度の比較差額の類似した組替が実施されたことに留意する。これらの組替はマージンまたは株主持分に影響を与えなかった。詳細については第4.3項を参照。

事業セグメントの開示については、エネル・グループは、2019年9月30日の決算から、IFRS第8号の規定に従ってその基本的および二次的報告セグメントを変更した。具体的には、セグメントに配分される資源に関する決定の実行ならびに業績の測定および評価を目的とする業務上の最高意思決定レベルと理解される経営者が、2019年度に事業分野別のパフォーマンスの報告を開始したことを考慮して、当グループは、以下の報告セクターを採用した。

＞　基本的セクター：事業分野

＞　二次的セクター：地域

したがって、事業分野は、エネル・グループの経営者が実行した分析および行った決定における主な判別要因であり、業績が何よりもまず事業分野に関して測定および評価され、その後にのみ国別に分解されることから、これらの目的で作成された内部報告と完全に一致している。
新たな事業構造は、次のとおり組織化されている：火力発電およびトレーディング、エネル・グリーン・パワー、インフラおよびネットワーク、エンドユーザー市場、エネル・エックス、サービス、ならびに持株／その他。
最後に、2019年9月から、エネル・グリーン・パワー事業分野に関連する中南米地域に、従来は（現在では北米に名称が変更され、米国、カナダおよびメキシコによって構成されている）北米および中米地域の中で報告されていたパナマ、コスタリカ、グアテマラ、エルサルバドルおよびニカラグアの各国が含まれていることに注意を要する。
IFRS第8号の開示の目的上の基本的および二次的報告セクターの新たな内訳ならびにエネル・グリーン・パワー・セグメントに属する国の再配分に照らして、注記において述べる数値の完全な比較可能性を確保するために、2018年度の比較数値を適切に調整した。

注記6 連結範囲の主な変更

開示される2期間における多数の取引の結果、連結範囲に変更が生じた。

2018年

- **2018年3月12日、ドイツに本社を置く地熱発電所の開発会社であるエルドヴェルメ・オーバーランド・ゲーエムベーハーの86.4%を売却。取引総額は0.9百万ユーロであり、実現したキャピタル・ゲインは1百万ユーロであった。**
- **2018年4月2日、エネル・ジェネラシオン・チリにおける非支配持分33.6%を取得。これによりエネル・チリによるエネル・ジェネラシオン・チリの所有持分を93.55%に引き上げた。加えて、同日付で再生可能エネルギー会社であるエネル・グリーン・パワー・ラテン・アメリカ・エスエーのエネル・チリへの吸収合併が行われた。**
- **2018年4月3日、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・ヘスティンベール・エスエルユーおよびパルケス・エオリコス・ヘスティンベール・ヘスティオン・エスエルユーの100%を57百万ユーロで取得し、このうち15百万ユーロは債務の引継ぎであった。**
- **2018年6月7日、株主による当初の参加後、エネル・スデステによるブラジルの配電会社であるエネル・ディストリブシオン・サンパウロ（旧社名エレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダージ・デ・サンパウロ・エスエー）の支配権を取得。100%の株式に対する公開買付は2018年7月4日に終了した。2018年9月30日現在、同社は当グループの95.88%の所有に基づき連結されている。**
- **2018年7月25日、子会社のエンデサ・レッドを通じ、北アフリカの自治都市であるセウタで配電および販売の事業を行う会社のエンプレサ・デ・アランブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エスエーの94.6%を取得。**

＞ 2018年9月28日、長期機関投資家であるケス・ド・デポ・エ・プラスモン・デュ・ケベック（「CDPQ」）およびメキシコの大手年金基金の投資事業体であるCKDインフラエストルクトゥーラ・メヒコ・エスエー・デ・シーブイ（「CKD IM」）への、メキシコにおいて8つの稼働中または建設中の発電所を所有する8社の特別目的会社の80%を売却。この取引の終了を受けて、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは同社の株式資本の20%保有し、これらの会社は持分法を用いて会計処理されることになった。

＞ 2018年10月18日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーによるフィナーレ・エミリアのバイオマス発電所を売却。

＞ 2018年12月14日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーによる、事業体のエストレラダ・エスエーを通じてセロ・ラルゴの50MW規模のメローウィンド風力発電所を保有する完全子会社のエネル・グリーン・パワー・ウルグアイ・エスエーを売却。

2019年

＞ 2019年3月1日、メルキューレ・バイオマス発電所および関連する法的関係によって構成される事業単位が以前に譲渡された先の会社であるメルキューレ・エスアールエルの100%を売却。当該取引価格は168百万ユーロであった。

＞ 2019年3月14日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーにより、その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（EGPNA。現在はエネル・ノース・アメリカに社名が変更されている。）を通じて、EPGNAが50%およびゼネラル・エレクトリック・キャピタルのエナジー・フィナンシャル・サービシズが50%所有するジョイント・ベンチャーであるエネル・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）から、稼働中の再生可能エネルギー発電所を所有している13社の100%を取得。

＞ 2019年3月27日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（EGP）により、その米国の再生可能エネルギー子会社であるEGPNA（現在はENA）を通じて、カンザス州レネクサを拠点とする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・エナジーを取得。EGPは、米国内に所在する13GWの風力、太陽光および蓄電のプロジェクトが含まれるトレードウィンドの開発プラットフォーム全体を組み込んだ。契約には、トレードウィンドの完全子会社であるサヴィオンの売却も規定されており、この売却は6月に行われた。

＞ 2019年4月30日、エネル・エックス・イタリアが、エネルギーサービスのセクターで事業を行っており、大口電力消費者に支援を提供しているイタリアの会社であるディ・ユーセーブ・エスピーエーの100%を取得。

＞ 2019年5月31月、再生可能事業を手掛ける子会社、エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティシパコエス・エルティーディーエーを通じ、ブラジル国内の3件の再生可能エネルギー工場の100%の売却を最終的に締結。取引価格総額は603百万ユーロに相当する約27億レアルであった。

＞ 2019年11月14日、エネル・エックス・エスアールエルにより、その顧客の日常生活を促進するための金融サービスを当該顧客に提供している公認決済機関であるディ・ペイティッパーの55%を取得。契約には残り45%に関するプット・オプションも伴っている。

その他の増減額

上記の連結範囲の変更に加え、以下の取引で、支配の取得または喪失を伴わなかったものの、当グループが保有する被投資会社の持分の変化が生じた。

- **エネル・エスピーエーは、2019年中に、金融機関と締結した2件の株式交換契約の条項によりエネル・アメリカスに対する持分を5.74%引き上げ、同子会社の資本金の比例的でない増加の結果、当グループの持分は59.97%となった。**
- **2019年3月25日、エネル・エックス・インターナショナルはエナノック・ジャパン株式会社の40%を取得し、その持分を100%にした。**
- **2019年9月5日、エネル・グリーン・パワー・デベロップメントはEGPインディアの23.44%を取得し、その持分を100%にした。**
- **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・エレトリシダージ・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・エスエーに対するその持分を資本金の最大3%まで引き上げるため金融機関と締結した2件の株式交換取引の条項より、エネル・チリの持分を0.11%増加させた。**

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・パートナーズの地熱、太陽光および風力発電所の取得

2019年3月14日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、その米国子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EGPNA。現在はエネル・ノース・アメリカと呼ばれている。）を通じて、EPGNA（現在はENA）が50%およびゼネラル・エレクトリック・キャピタルのエナジー・フィナンシャル・サービシズが50%所有するジョイント・ベンチャーであるエネル・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）から、合計650GWの容量の稼働中の7つの再生可能エネルギー発電所を所有している13社の100%を取得した。

この取得には、225百万ユーロのキャッシュ・アウトフローが含まれ、うち198百万ユーロは取得した持分、27百万ユーロは後者が取得された会社に関連して負っていた多数の債務ポジションのカウンターパーティーとの決済であった。

取引に含まれた13社は、次の7つの発電所を所有していた：コーブ・フォート、ソルト・ウェルズ、スティルウォーター（2つの発電所）、シマロン・ベンド、リンダール、シェルドン・スプリングス。

取引には、106百万ユーロの負ののれんの暫定的認識、および、持分法を用いて計上されているEGPNA REPによるEGPNAへの13社の売却に関するキャピタル・ロス（EGPNAに関連する部分は88百万ユーロ）を反映した損失の同時認識が伴った。

以下の表は、取得した純資産の暫定的公正価値を報告している。

百万ユーロ	2019年3月14日 **以前の帳簿価額**	**取得原価配分による調整**	2019年3月14日 **現在の帳簿価額**
有形固定資産	947	86	1.033
無形資産	20	(20)	-
のれん	13	(13)	-
持分法適用投資	(10)	-	(10)
棚卸資産	2	-	2
売掛金	6	-	6
その他の流動資産	7	-	7
現金および現金同等物	6	-	6
借入金	(579)	(24)	(603)
リスクおよび費用に対する引当金－非流動部分	(9)	7	(2)
繰延税金負債	-	(56)	(56)
その他の非流動負債	(2)	(5)	(7)
短期借入金	(2)	-	(2)
1年以内返済予定の長期借入金	(41)	8	(33)
買掛金	(8)	-	(8)
その他の流動負債	(2)	-	(2)
非支配持分	-	-	-
取得純資産	**348**	**(17)**	**331**
取得原価	**225**	**-**	**225**
（うち現金支払）	*225*	-	*225*
のれん/（負ののれん）	(123)	17	(106)

取得した会社の2019年度の業績に対する貢献は、収益で112百万ユーロ、営業利益で41百万ユーロであった。

トレードウィンド・エナジーの取得

2019年3月27日、エネル・グリーン・パワーは、米国内に所在する13GWの風力、太陽光および蓄電のプロジェクトを有する再生可能プロジェクト開発会社であるトレードウィンド・エナジーを取得した。

契約の条件に基づいて、トレードウィンドの100%子会社であり、6GWの太陽光および蓄電プロジェクトの開発プラットフォームを有するサヴィオンがオーストラリアの多国籍企業マッコーリーの一部であるグリーン・インベストメント・グループに売却され、シャイアン・リッジ社がエクセルに売却されることになっている。これらの売却の最終的合意は2019年6月30日に行なわれた。サヴィオンの売却の最終的な規制上の承認は2019年7月に取得された。

以下の表は、取得した純資産の暫定的公正価値を報告している。

百万ユーロ	2019年3月27日 より前の帳簿価額	取得原価配分による 調整	2019年3月27日 現在の帳簿価額
有形固定資産	8	(2)	6
無形資産	2	100	102
繰延税金資産	11	(11)	-
その他の非流動資産	31	3	34
売掛金	3	(3)	-
その他の流動資産	1	117	118
現金および現金同等物	4	-	4
繰延税金負債		(26)	(26)
その他の非流動負債	(1)	-	(1)
短期借入金	(87)	-	(87)
買掛金	(6)	(4)	(10)
その他の短期金融負債	(54)	25	(29)
その他の流動負債	(3)	(2)	(5)
取得純資産	**(91)**	**197**	**106**
取得原価	**6**	**25**	**31**
（うち現金支払）	*6*	*25*	*31*
のれん/（負ののれん）	97	(172)	(75)

取引の会計上の影響には、75百万ユーロの負ののれんの認識が含まれていた。事業年度中に購入価格の配分プロセスが外部専門家によって完了され、同専門家は開発中のプロジェクトのポートフォリオを「無形資産」に配分した。戦略的だとはみなされなくなり、その後売却されたものは「その他の流動資産」で認識された。

ユーセーブの取得

2019年4月30日、エネル・エックス・イタリアは、エネルギーサービスのセクターで事業を行っており、工業、サービスおよび政府の各セクターの大口エネルギー消費者に支援を提供しているイタリアの会社であるユーセーブ・エスピーエーの100%を、価格および消費電力量を共同で改善することによってエネルギー支出を大幅に削減する目的で取得した。

29百万ユーロに相当する総対価は、事業の構造に基づいて以下のとおり分割された。

＞　契約書の署名日現在の価格が20百万ユーロ相当。

＞　最終的価格調整が9百万ユーロ。

この取得には、26百万ユーロの現金支出（エスクロー口座への3百万ユーロの払込みを含む。）が伴った。
3百万ユーロのこの残額は、ベルガモ裁判所に係属している紛争に関連する売主から買主への補償の支払いの条件が存在する場合を除いて契約締結日から18ヵ月目に支払われる延払い部分である。

以下の表は、取得した純資産の暫定的公正価値を報告している。

百万ユーロ	2019年4月30日より前の帳簿価額	取得原価配分による調整	2019年4月30日現在の調整後帳簿価額
取得純資産	**15**	**24**	**39**
取得原価	**29**	**-**	**29**
のれん/（負ののれん）	14	(24)	(10)

ペイティッパーの取得

2019年11月14日、エネル・エックスは、幅広いネットワークの販売店との契約を有し、顧客の日常生活を促進する金融サービスを提供している決済機関であるペイティッパーの55%を取得した。加えて、同契約には、2024年4月30日までに行使されるべき残り45%に関するプット・オプションも伴っている。2019年12月31日現在、プット・オプションは17百万ユーロの価値を有した。

当グループは取得資産および引受負債の公正価値を取得日から12ヵ月以内に決定する予定である。

のれんの算定

百万ユーロ	
取得純資産	**4**
取得原価	**22**
（うち現金支払）	*5*
のれん	18

ブラジル国内の3件の再生可能エネルギー工場の売却

2019年5月31月、再生可能事業を手掛ける子会社、エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティシパコエス・エルティーディーエーを通じ、ブラジル国内の稼働中の3件の再生可能エネルギー工場の100%の売却を最終的に締結した。完了時にエネルに支払われた対価合計は、工場の企業価値である約27億レアルであり、約603百万ユーロに相当する。

百万ユーロ	
取引価値	603
売却純資産	(565)
取引費用	(4)
OCI準備金の戻入	(41)
キャピタル・ロス	**(7)**

メルキューレ・エスアールエルの売却

2019年3月1日、メルキューレ・バイオマス発電所および関連する法的関係によって構成される事業単位が以前に譲渡された先の会社であるメルキューレ・エスアールエルの100%の売却の最終的合意に達した。当該売却価格は168百万ユーロであった。

百万ユーロ	
取引価値	168
売却純資産	60
キャピタル・ゲイン	**108**

注記7 セグメント情報

ここで表示する事業分野別の業績および財政状態は、比較される2期間について経営者がグループ業績の監視のために用いたアプローチを基にしている。

連結財務書類注記5で既に述べたように、2019年9月から、セグメント情報は、経営者が実施している意思決定プロセス（このプロセスは、国または地域別よりもむしろ事業ライン別の分析に高い優先順位を与えている。）との一貫性がより高い視点を提供するように再編成されている。

IFRS第8号の開示の目的上の基本的および補足的報告セクターの新たな内訳ならびにエネル・グリーン・パワー・セグメントに属する国の再配分に照らして、本注記において述べる数値の完全な比較可能性を確保するために、2018年度の比較数値を適切に修正再表示した。同時に、より下位の水準の業務単位が、それぞれのCGU内で組織マトリックス（事業ライン／国／地域）の交点で識別され、それにより、IAS第36号に従って、2018年12月31日現在は「その他、消去および調整」の列で累積的に報告されていたより上位の水準に関連するのれんを将来に向かって再配分することが可能となった。

年度中の業績および財政状況に関する詳細な情報については、事業に関する報告の該当個所を参照する。

2019年および2018年のセグメント情報

2019年の業績(1)

百万ユーロ	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
外部収益	30,519	7,360	20,092	19,482	967	1,901	6	80,327
セグメント間収益	1,532	373	1,697	13,062	163	80	(16,907)	-
収益合計	**32,051**	**7,733**	**21,789**	**32,544**	**1,130**	**1,981**	**(16,901)**	**80,327**
費用合計	29,980	3,143	13,511	29,186	972	1,855	(16,757)	61,890
商品リスク管理からの純収益/（費用）	(676)	14	-	(71)	-	-	-	(733)
減価償却費および償却費	1,142	1,241	2,692	333	145	171	26	5,750
減損損失	4,031	99	371	930	111	33	1	5,576
減損損失の戻入	(284)	(12)	(62)	(139)	-	(3)	-	(500)
営業利益	**(3,494)**	**3,276**	**5,277**	**2,163**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6,878**
資本的支出	**851**	**4,293** (2)	**3,905**	**449**	**270**	**134**	**45**	**9,947**

(1) セグメント収益は、外部収益とセグメント間の収益の両方を含んでいる。当期のその他の収入、および費用についても同様の方法が採用された。
(2) 「売却目的」に分類された4百万ユーロは含まれていない。

2018年の業績(1)(2)(3)

百万ユーロ	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
外部収益	26,630	7,613	18,250	20,340	849	1,878	15	75,575
セグメント間収益	977	443	1,718	13,431	157	60	(16,786)	-
収益合計	**27,607**	**8,056**	**19,968**	**33,771**	**1,006**	**1,938**	**(16,771)**	**75,575**
費用合計	27,130	3,286	12,429	30,681	882	1,918	(16,570)	59,756
商品リスク管理からの純収益/（費用）	640	(162)	-	(11)	-	65	-	532
減価償却費および償却費	1,098	1,101	2,483	314	86	113	19	5,214
減損損失	158	131	337	1,000	15	15	1	1,657
減損損失の戻入	(21)	(129)	(68)	(193)	4	(5)	(8)	(420)
営業利益	**(118)**	**3,505**	**4,787**	**1,958**	**19**	**(38)**	**(213)**	**9,900**
資本的支出	**839**	**2,784** (4)	**3,830**	**374**	**183**	**106**	**36**	**8,152**

(1) セグメント収益は、外部収益とセグメント間の収益の両方を含んでいる。当期のその他の収入、および費用についても同様の方法が採用された。

(2) これらの数値は2019年の業績との比較可能性を確保するために修正再表示され、基本的報告セグメントとして事業分野を用いて表示されている。

(3) 2018年度の数値は、2019年3月のアジェンダ決定に定められている国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）の解釈指針を反映するように調整されており、これには、マージンに対する影響はないが、損益を通じて公正価値で測定される商品に係る売買契約の影響の分類変更が含まれていた（詳細については、連結財務書類の注記4.3を参照すること）。

(4) 「売却目的」に分類された378百万ユーロは含まれていない。

セグメント別財政状態

2019年12月31日現在

百万ユーロ	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
有形固定資産	11,863	30,351	36,333	160	442	663	11	79,823
無形資産	134	4,697	23,782	3,624	605	466	29	33,337
非流動および流動契約資産	-	-	482	-	53	75	43	653
売掛金	3,219	1,726	7,649	3,838	607	676	(4,632)	13,083
その他	1,426	1,421	1,654	543	1,098	1,283	(1,350)	6,075
営業資産	**16,642** (1)	**38,195** (2)	**69,900** (3)	**8,165**	**2,805**	**3,163**	**(5,899)**	**132,971**
買掛金	3,383	2,192	5,411	5,028	414	949	(4,417)	12,960
非流動および流動契約負債	199	167	7,271	75	5	16	(104)	7,629
各種引当金	3,410	903	4,412	494	34	578	459	10,290
その他	1,074	1,843	8,867	2,642	415	1,451	(503)	15,789
営業負債	**8,066**	**5,105**	**25,961** (4)	**8,239**	**868**	**2,994**	**(4,565)**	**46,668**

(1) うち、4百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(2) うち、7百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(3) うち、10百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(4) うち、3百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

2018年12月31日現在(1)

百万ユーロ	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
有形固定資産	15,448	25,971	35,026	73	344	371	10	77,243
無形資産(2)	38	1,220	15,875	1,078	347	414	14,343	33,315
非流動および流動契約資産	15	-	348	-	47	78	(7)	481
売掛金	4,345	1,290	7,582	4,640	282	696	(5,224)	13,611
その他	2,483	1,042	2,424	555	113	1,726	(1,985)	6,358
営業資産	**22,329** (3)	**29,523** (4)	**61,255** (5)	**6,346**	**1,133**	**3,285**	**7,137** (6)	**131,008**
買掛金	4,680	1,806	5,555	5,535	381	890	(5,458)	13,389
非流動および流動契約負債	220	100	7,156	41	13	12	(141)	7,401
各種引当金	2,490	768	4,644	551	35	669	524	9,681
その他	1,647	1,517	6,746	2,454	257	1,311	(998)	12,934
営業負債	**9,037**	**4,191** (7)	**24,101** (8)	**8,581**	**686**	**2,882**	**(6,073)**	**43,405**

(1) これらの数値は2019年12月31日現在の業績との比較可能性を確保するために修正再表示され、基本的報告セグメントとして事業分野を用いて表示されている。
(2) 無形資産には、IFRS第8号の開示の目的上の基本的および補足的報告セクターの新たな内訳に照らして2019年に事業分野別に再配分された、国別に配分されていたのれんが含まれる。
(3) うち、4百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(4) うち、635百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(5) うち、5百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(6) うち、23百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(7) うち、19百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(8) うち、3百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

以下の表は、セグメント資産、セグメント負債と連結財政状態計算書上の数値を調整したものである。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日
資産合計	**171,426**	**165,424**
持分法適用投資	1,682	2,099
非流動デリバティブ資産	1,383	1,005
その他の非流動金融資産	6,006	5,769
「その他の非流動資産」に含まれる長期未収税金	1,587	231
流動金融資産	4,305	5,160
流動デリバティブ資産	4,065	3,914
現金および現金同等物	9,029	6,630
繰延税金資産	9,112	8,305
未収税金	1,206	1,282
「売却目的保有資産」に含まれる金融および税金資産	80	21
セグメント資産	**132,971**	**131,008**
負債合計	**124,488**	**117,572**
長期借入金	54,174	48,983
非流動デリバティブ負債	2,407	2,609
短期借入金	3,917	3,616
1年以内返済予定の長期借入金	3,409	3,367
短期金融負債	754	788
流動デリバティブ負債	3,554	4,343
繰延税金負債	8,314	8,650
未払法人税等	209	333
その他の未払税金	1,082	1,093
「売却目的保有負債」に含まれる金融負債および税金負債	-	385
セグメント負債	**46,668**	**43,405**

注記8 収益

8.a 販売およびサービスからの収益 - *77,366百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
電力販売(1)	40,045	39,278	767	2.0%
電力輸送	10,470	10,101	369	3.7%
送電網事業者の手数料	866	1,012	(146)	-14.4%
機関マーケット・オペレーターからの振替	1,625	1,711	(86)	-5.0%
ガス販売	3,294	4,401	(1,107)	-25.2%
ガス輸送	617	576	41	7.1%
燃料販売(1)	914	919	(5)	-0.5%
配電網およびガス配給網の接続料	785	714	71	9.9%
工事契約	749	735	14	1.9%
環境関連証書販売(1)	36	36	-	-
付加価値サービス販売	343	390	(47)	-12.1%
その他販売およびサービス	1,295	1,305	(10)	-0.8%
収益（IFRS第15号）合計	**61,039**	**61,178**	**(139)**	**-0.2%**
オペレーティング・リース	24	26	(2)	-7.7%
現物受渡しを伴う契約に基づくエネルギー商品の販売（IFRS第9号）(1)	10,775	13,843	(3,068)	-22.2%
現物受渡しを伴う商品の販売に関するデリバティブの利益/（損失）(1)	5,519	(2,010)	7,529	-
再保険料	6	-	6	-
その他の収益	3	-	3	-
販売およびサービスからの収益合計	**77,366**	**73,037**	**4,329**	**5.9%**

(1) 2018年度の数値は、2019年3月のアジェンダ決定に定められている国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）の解釈指針を反映するように調整されており、これには、マージンに対する影響はないが、損益を通じて公正価値で測定される商品に係る売買契約の影響の分類変更が含まれていた（詳細については、連結財務書類の注記4.3を参照すること）。

エネルギー販売収益の増加（767百万ユーロ）は、主にエネル・ディストリブシオン・サンパウロの2018年6月における連結に起因している。

電力輸送による収益は2019年に10,470百万ユーロとなり369百万ユーロ増加した。この増加の主な要因は、エネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得、および、とりわけエネルギー、ネットワークおよび環境の規制当局（ARERA）決議654/15号に伴う規制変更の結果としての（「規制の遅れ」に関連する）イタリア国内の配電収益の増加であった。

送電網事業者の手数料によりもたらされた収益は、とりわけイタリア国内の発電所の報酬に関連する手数料の低下によって、前年比146百万ユーロ減の866百万ユーロとなった。

2019年の天然ガス販売収益合計は3,294百万ユーロ（2018年は4,401百万ユーロ）となり、前年から1,107百万ユーロ減少した。この減少は、販売数量の減少、および、とりわけスペイン国内の販売（1,136百万ユーロ）に適用される平均価格の前年比の低下を反映している。

その他のIFRS第15号以外の収益は、現物受渡しを伴う契約に基づく商品の販売およびその公正価値の調整（IFRS第9号の適用範囲のエネルギーの現物受渡しを伴う商品に関する契約の認識についての2019年3月のIFRICアジェンダ決定の適用の結果としての振替後の未決済部分を含む。）により、4,468百万ユーロ増加した。

2019年の顧客との契約から生じる収益（IFRS第15号）合計は61,039百万ユーロとなっており、下表に示すとおり、特定時点の収益および一定期間にわたる収益に分解することができる。

百万ユーロ	2019年															
	イタリア		イベリア半島		中南米		欧州および欧州・地中海地域		北米		アフリカ、アジアおよびオセアニア		その他、消去および調整		合計	
	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点
収益（IFRS第15号）合計	22,635	522	17,860	785	15,573	503	1,383	934	646	27	76	81	7	7	58,180	2,859

下表は、販売およびサービスからの収益の所在地別内訳である。

百万ユーロ		
	2019年	2018年
イタリア(1)	26,420	27,385
その他の欧州		
イベリア半島(1)	18,265	18,379
フランス	1,259	1,006
スイス	217	1,039
ドイツ	3,746	2,297
オーストリア	173	155
スロベニア	40	27
スロバキア	1	-
ルーマニア	1,311	1,214
ギリシャ	73	62
ブルガリア	8	9
ベルギー	26	320
チェコ共和国	152	113
ハンガリー	418	399
ロシア	897	989
オランダ	6,553	2,139
英国	726	1,685
その他欧州諸国	(23)	113
米州		
米国	501	466
カナダ	18	23
メキシコ(1)	233	519
ブラジル	7,752	6,518
チリ	3,263	3,169
ペルー	1,261	1,275
コロンビア	2,243	2,242
アルゼンチン	1,323	1,265
その他南米諸国	169	14
その他		
アフリカ	92	82
アジア	249	133
合計	**77,366**	**73,037**

(1) 2018年度の数値は、2019年3月のアジェンダ決定に定められている国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）の解釈指針を反映するように調整されており、これには、マージンに対する影響はないが、損益を通じて公正価値で測定される商品に係る売買契約の影響の分類変更が含まれていた（詳細については、連結財務書類の注記4.3を参照すること）。

履行義務

下表は、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グループの履行義務に関する情報、ならびに行われた具体的判断および関連する収益認識方針の要約を示す。

製品／サービスの分類	*履行義務の充足の性質および時期*	*会計方針*
エンドユーザーへの電力／ガスの販売／輸送	エンドユーザー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（商品の販売および輸送）を含む。これは、当該契約は別個の財/サービスを提供しておらず、商品が輸送地点に輸送された時点で商品に対する支配が顧客へ移転されることにより約束は充足されるとの決定を当グループが行ったためである。こうした契約に含まれる約束の性質を決定するため、当グループは各契約および商品に適用される事実および環境を慎重に分析する。 しかしながら、当グループは、エンドユーザー向け電力／ガスの提供に関連する供給契約または輸送契約のような反復的なサービス契約に規定される履行義務は、ほぼ同一で顧客への移転のパターンが同じである一連の別個の財/サービス（すなわち商品の各単位）の一部として、通常、一定の期間にわたり充足される（顧客に提供される商品の便益を受領すると同時に消費しているため）とみなしている。こうした場合、当グループはアウトプット法を適用して、その金額が顧客に対するそれまでに履行完了済みの価値に直接合致する場合に顧客に請求する権利がある金額で収益を認識する。	エンドユーザー向け電力／ガスの販売および輸送から生じる収益は、請求書が未発行であっても、これらの商品が顧客に引き渡された時点で、その期間において提供された数量に基づいて認識される。数量は、見積のほか定期的なメーター検針を用いて判定される。 適切と考えられる場合には、当該収益は、適用される期間における法令またはエネルギー、ネットワークおよび環境規制当局（ARERA）および同様の外国当局が定めた率および関連する制限を基準とする。
ネットワーク接続サービス	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手数料は、各国の状況、接続契約のすべ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。 この評価は、その他の別個の財またはサービス（例えば、商品を受領するためのインフラストラクチャーに対する継続的なアクセスを取得する権利、または接続手数料が契約開始日またはその近辺の日に支払われる「返金不能の前払報酬」である場合には、履行義務に対して発生する重要な権利など）をその契約が含んでいるかを決定することを目的とする。 特に、当グループが事業を行う一部の国においては、当グループは、受領した対価の性質が、その支払が顧客に対して重要な権利を提供する「返金不能の前払報酬」であると決定した。この重要な権利が認識されるべき期間が当初の契約期間の後まで及ぶかどうかを決定するため、当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上および契約上の枠組みを考慮に入れる。そうした場合において、当初の顧客から新たな顧客への重要な権利や義務の黙示的な割当があれば、当グループは、当初の顧客および将来の顧客が追加的な接続手数料を支払うことなく継続的なアクセスにより恩恵を受けることが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手数料を認識する。その結果、手数料は、そ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義務を当グループに対して創出する期間にわたり認識される（すなわち、顧客が更新に当たって「返金不能の前払報酬」を支払うことなく継続的なアクセスサービスから恩恵を受けることが見積もられている期間）。	電力およびガス配送ネットワークへの接続に関連する貨幣および現物による手数料からの収益は、契約に含まれる履行義務の充足に基づいて認識される。別個の財またはサービスの識別には、接続契約条件が各国の状況、規制およ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。この評価を完了するために、当グループは財／サービスそのものの特性（すなわち、財またはサービスが別個のものとなり得ること）のみならず、顧客が当該約束を交渉された交換、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／サービスの一部（すなわち、財またはサービスを顧客へ移転する約束は、契約内の他の約束から分離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束も考慮する。 さらに、電力／ガスのネットワーク接続サービスやその他の関連事業の一部の契約においては、各国の法令上および規制上の枠組みによっては、当グループは代理人として行動している。かかる場合、当グループは権利を得ると見込んでいる手数料に応じて純額ベースで収益を認識する。

製品／サービスの分類	*履行義務の充足の性質および時期*	*会計方針*
工事契約	工事契約は通常、一定の期間にわたり充足される履行義務を含む。これらの契約については、当グループは通常、特定の契約の分析により報告日の時点で充足済みの当グループの履行義務をより正確に描写しているその他の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だとみなす。	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。通常は、発生原価法（原価比例法）が報告日時点において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。

8.b その他の収益 - *2,961百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
事業補助金	19	20	(1)	-5.0%
環境関連証明書補助金	475	664	(189)	-28.5%
資本助成金（電気およびガス事業）	25	22	3	13.6%
その他の払戻	521	353	168	47.6%
子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャー、共同支配事業、および売却目的非流動資産の処分益	325	287	38	13.2%
有形固定資産および無形資産の処分による差益	79	61	18	29.5%
サービス継続によるボーナス	32	44	(12)	-27.3%
その他の収益	1,485	1,087	398	36.6%
合計	**2,961**	**2,538**	**423**	**16.7%**

環境関連証明書補助金は、475百万ユーロとなり、前年比189百万ユーロの減少となった。これは基本的にイタリア国内での配送に関して取得された省エネルギー証明書に対する補助金の減少によるものである。

その他の払戻は168百万ユーロ増加した。これは主に、エネル・ジェネラシオン・チリが顧客であるアングロ・アメリカンから長期電力供給契約からの早期撤退に関して受領した合計160百万ユーロの補償金（うち80百万ユーロは火力発電およびトレーディング事業ラインに関連し、80百万ユーロはエネル・グリーン・パワー事業ラインに関連していた。）に起因するものである。

2019年の企業の処分益は325百万ユーロとなり、38百万ユーロ増加したが、これは主に以下を含む。

＞ エネル・プロデュツィオーネが以前にバレ・デル・メルキューレ・バイオマス発電所を譲渡した先の特別目的事業体であるメルキューレ・エスアールエルの売却益（108百万ユーロ）

＞ （i）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・エルエルシーにより売却された多数の会社（106百万ユーロ）および（ii）関連会社から完全子会社に移行したトレードウィンド（負ののれん75百万ユーロ）の購入価格の確定配分に起因する負ののれん（181百万ユーロ）

＞ トレードウィンドが開発した2件の再生可能エネルギー・プロジェクトであるグラティオットおよびアウトローの売却益42百万ユーロ

2018年のこの項目は主に以下を含む。

＞ 2018年9月末時点のメキシコにおける8社のプロジェクト会社の支配の喪失を伴う売却益および当グループが保持した売却企業に対する20%の持分の公正価値の再測定（190百万ユーロ）

＞ EFソラーレ・イタリアの売却益（65百万ユーロ）

＞ エネル・グリーン・パワーのウルグアイにおける事業ラインにあった多くの企業の売却益（18百万ユーロ）

2019年の「その他の収益」合計は398百万ユーロ増加した。これは基本的に以下に起因する。

＞ 2006年から2016年の間に発生した相互の未解決の争点を解決した現地当局とのエデスールの合意後のアルゼンチンにおける収益の増加（233百万ユーロ）

＞ 2017年にイー・モーターワークスの取得に関して支払われた金額の特定の契約条項の適用による調整（98百万ユーロ）

＞ イー・ディストリブッツィオーネがF2iおよび2iレテ・ガスとの間で達した、イー・ディストリブッツィオーネが有していたエネル・レテ・ガスにおける持分の2009年中の売却に関連する第2回補償の一括払いでの早期清算についての取決めに基づく50百万ユーロの支払い

2018年のこの合計額には、2009年のエネル・レテ・ガスの売却についてのイー・ディストリブッツィオーネの契約に関連する128百万ユーロの補償が含まれていた。

以下の表は、販売およびサービスからの収益の事業分野ごとの内訳を表しており、比較される2年について経営者がグループ業績の監視のために用いたアプローチを基にしている。

百万ユーロ	2019年							
	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
販売およびサービスからの収益	31,744	7,173	20,599	32,042	1,011	1,946	(17,149)	77,366
その他の収益	307	560	1,190	502	119	35	248	2,961
収益合計	**32,051**	**7,733**	**21,789**	**32,544**	**1,130**	**1,981**	**(16,901)**	**80,327**

	2018年[(1)]							
	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
販売およびサービスからの収益	27,412	7,650	18,805	33,444	964	1,958	(17,196)	73,037
その他の収益	195	406	1,163	327	42	(20)	425	2,538
収益合計	**27,607**	**8,056**	**19,968**	**33,771**	**1,006**	**1,938**	**(16,771)**	**75,575**

(1) 2018年度の数値は、2019年3月のアジェンダ決定に定められている国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）の解釈指針を反映するように調整されており、これには、マージンに対する影響はないが、損益を通じて公正価値で測定される商品に係る売買契約の影響の分類変更が含まれていた（詳細については、連結財務書類の注記4.3を参照すること）。

注記9 営業費用

9.a 電力、ガスおよび燃料の購入 - *33,755百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
電力(1)	20,449	19,802	647	3.3%
ガス(1)	10,706	14,262	(3,556)	-24.9%
核燃料	125	118	7	5.9%
その他燃料	2,475	3,082	(607)	-19.7%
合計	**33,755**	**37,264**	**(3,509)**	**-9.4%**

(1) 2018年度の数値は、2019年3月のアジェンダ決定に定められている国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）の解釈指針を反映するように調整されており、これには、マージンに対する影響はないが、損益を通じて公正価値で測定される商品に係る売買契約の影響の分類変更が含まれていた（詳細については、連結財務書類の注記4.3を参照すること）。

2019年の電力、ガスおよびその他燃料の購入は3,509百万ユーロ減少した。これは主にIFRS第9号の適用範囲の現物受渡しを伴う非金融取引の認識に関する2019年3月のIFRICアジェンダ決定に対応した振替による。詳細については、連結財務書類の注記の第4.3項を参照すること。

「燃料」のこの減少には、イタリアおよびスペインにおいて減損の対象となった石炭火力発電所に関連する燃料在庫の206百万ユーロの減損損失も含まれている。

9.b サービスおよびその他原材料 - *18,580百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
送電および輸送	9,879	9,754	125	1.3%
保全および修理	1,145	1,013	132	13.0%
電話および郵便	181	180	1	0.6%
通信サービス	142	129	13	10.1%
ITサービス	806	773	33	4.3%
リースおよび賃借料	382	589	(207)	-35.1%
その他サービス	3,935	4,057	(122)	-3.0%
その他原料	2,110	1,911	199	10.4%
合計	**18,580**	**18,406**	**174**	**0.9%**

(1) 2018年度の数値は、2019年3月のアジェンダ決定に定められている国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）の解釈指針を反映するように調整されており、これには、マージンに対する影響はないが、損益を通じて公正価値で測定される商品に係る売買契約の影響の分類変更が含まれていた（詳細については、連結財務書類の注記4.3を参照すること）。

2019年のサービスおよびその他の原材料の費用は18,580百万ユーロとなり、2018年から174百万ユーロ増加した。この増加は主に「その他原料」によるものであり、これにはイタリアおよびスペインにおいて減損の対象となった石炭火力発電所に関連する予備部品の棚卸資産の合計102百万ユーロの減損も含まれている。

9.c 人件費 - *4,634百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
賃金および給与	3,240	3,157	83	2.6%
社会保障料	875	894	(19)	-2.1%
繰延報酬給付	103	103	-	-
その他の退職後給付および長期給付	108	113	(5)	-4.4%
早期退職奨励金	101	138	(37)	-26.8%
その他費用	207	176	31	17.6%
合計	**4,634**	**4,581**	**53**	**1.2%**

2019年度の人件費は、53百万ユーロ増加して4,634百万ユーロとなった。
当グループの従業員数は、早期退職奨励金による雇用終了が新規雇用を1,094名上回ったものの、以下を主因とする連結範囲の変更に基づく純増（75名）が一部のみ相殺した結果、1019名減少した。

- ＞ エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーによるイタリアでのメルキューレ発電所の売却
- ＞ 米国でのトレードウィンドの取得
- ＞ ロシアでのレフティンスカヤ・グレス発電所の売却
- ＞ イタリアでのペイティッパー・ネットワーク・エスアールエル、フラッグペイ・エスアールエルおよびペイティッパーの取得

総従業員数の減少にもかかわらず賃金および給与が増加したことは、基本的に2018年6月からのみ効力を生じたエネル・ディストリブシオン・サンパウロの連結による2019年の平均従業員数の増加を反映している。
2019年の早期退職奨励金は合計101百万ユーロとなり、37百万ユーロ減少した。これは主に、中南米、および主として2018年に適用された法律第92/2012号（「フォルネロ法」）第4条の規定の適用に係る雇用終了を反映したイタリアによるものであり、スペインにおける「*プラン・デ・サリダ*」奨励金計画に関連する費用増加によって一部のみ相殺された。

次の表は、職階別平均従業員数の前年比較および2019年12月31日現在の従業員数を示したものである。

	平均数(1)			従業員数(1)
	2019年	2018年	**増減**	**2019年12月31日**
シニア・マネージャー	1,375	1,343	32	1,357
ミドル・マネージャー	11,016	10,614	402	11,329
事務職	35,066	33,906	1,160	36,280
従業員	20,846	20,834	12	19,287
合計	**68,303**	**66,697**	**1,606**	**68,253**

(1) 比例的に連結されている会社については、人数はエネルの持分比率にあわせている。

9.d 売掛金およびその他の債権の正味減損／（戻入） *- 1,144百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
売掛金の減損	1,239	1,367	(128)	-9.4%
その他の債権の減損	116	18	98	-
売掛金およびその他の債権の減損合計	**1,355**	**1,385**	**(30)**	**-2.2%**
売掛金の減損損失の戻入	(202)	(281)	79	-
その他の債権の減損損失の戻入	(9)	(8)	(1)	-
売掛金およびその他の債権の減損損失の戻入合計	**(211)**	**(289)**	**78**	-
売掛金およびその他の債権の正味減損／（戻入）	**1,144**	**1,096**	**48**	**4.4%**

合計1,144百万ユーロとなった総額は、売掛金およびその他の債権の減損損失および減損損失の戻入を含む。エネル・ディストリブシオン・サンパウロの連結に起因する減損の増加およびエンデサ・エネルジアの減損の戻入の減少が、エンドユーザー市場で事業を行っているイタリアの会社の減損の減少を上回った。

9.e 減価償却費、償却費およびその他の減損損失 *- 9,682百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
有形固定資産	4,481	4,132	349	8.4%
投資不動産	3	7	(4)	-57.1%
無形資産	1,266	1,075	191	17.8%
その他の減損損失	4,221	272	3,949	-
その他の減損損失の戻入	(289)	(131)	(158)	-
合計	**9,682**	**5,355**	**4,327**	**80.8%**

2019年の減価償却費、償却費およびその他の減損損失は、基本的にイタリア、スペイン、チリおよびロシアにおいて認識された多数の石炭火力発電所の合計4,010百万ユーロの減損損失を反映している（関連する廃止費用の計上を含む。）。

これらの減損損失は基本的に以下によるものである。

- **商品価格に関連する市場の特性の変化、CO_2排出に関連するコンプライアンス費用の増加、ならびに、より多くのCO_2排出を伴う発電所に関して空き容量への報酬のメカニズムの適用範囲を制限する新たな電力容量市場規制の導入による特にイタリアでの追加的ペナルティに基づいて、より多くのCO_2排出を伴う発電所の競争力が特にスペインおよびイタリアにおいて他の技術と比較して低下したこと。**
- **チリで開始された脱炭素化プロセスの範囲内でのタラパカおよびボカミナI石炭火力発電所の早期廃止（それぞれ2020年5月31日および2023年12月31日まで）に関するチリ政府との合意（356百万ユーロ）**
- **両当事者が2019年6月に承認した拘束力のある契約に従ったレフティンスカヤ発電所の売却目的としての分類の結果としての同発電所の公正価値の調整（127百万ユーロ）**

増減には、2019年1月1日からIFRS第16号の適用によりリース契約の期間にわたる減価償却の対象となった使用権資産の減価償却費（203百万ユーロ）も含まれている。
これらの影響は、減損テストに対応したイタリア国内のガス発電所の減損の265百万ユーロの戻入により一部相殺された。

2018年のこの合計額には、イタリアにおけるバイオマス資産の減損（94百万ユーロ）、ヌオーヴェ・エネルジーの資産の減損（24百万ユーロ）、オーガスタおよびバスタルド発電所の減損（23百万ユーロ）、ならびにスペインのアルクディア発電所の減損（82百万ユーロ）が含まれていた。これらの影響は、ヘラスCGUの減損の戻入（117百万ユーロ）により一部相殺された。

9.f その他の営業費用 - *7,276百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
システム費用 ― 排出枠	430	443	(13)	-2.9%
省エネルギー証明書費用	416	607	(191)	-31.5%
グリーン証書購入費用	62	41	21	51.2%
有形固定資産および無形資産の処分の損失	76	61	15	24.6%
税金および関税	1,035	1,126	(91)	-8.1%
現物受渡しを伴う商品の購入に関するデリバティブの利益/（損失） (1)	4,583	(1,120)	5,703	-
その他	674	(509)	1,183	-
合計	**7,276**	**1,769**	**5,507**	**-**

(1) 2018年度の数値は、2019年3月のアジェンダ決定に定められている国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）の解釈指針を反映するように調整されており、これには、マージンに対する影響はないが、損益を通じて公正価値で測定される商品に係る売買契約の影響の分類変更が含まれていた（詳細については、連結財務書類の注記4.3を参照すること）。

その他の営業費用は5,507百万ユーロ増加した。これは主にIFRS第9号の適用範囲の現物受渡しを伴う非金融取引の認識に関する2019年3月のIFRICアジェンダ決定に対応した振替による。詳細については、連結財務書類の注記の第4.3項を参照すること。

この変更は、イタリアにおける環境コンプライアンス費用の減少、ならびにスペインにおける従来型火力発電および発電において使用される炭化水素の消費に対する税の適用の（2018年10月5日付勅令第15/2015号に従った）停止に関連する税の減少によって一部相殺された。

9.g 資産計上された費用 - *（2,355）百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
人件費	(899)	(836)	(63)	-7.5%
原料	(980)	(852)	(128)	-15.0%
その他	(476)	(576)	100	-17.4%
合計	**(2,355)**	**(2,264)**	**(91)**	**-4.0%**

資産計上された費用は91百万ユーロ増加した。これは主にコロンビア、ペルーおよびイタリア国内のインフラおよびネットワーク事業ラインにおける開発およびより多くの投資の実施に関連するものである。

注記10 商品リスク管理からの純収益/（費用） - *（733）百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
収益：				
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	200	93	107	-
－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)	1,311	3,910	(2,599)	-66.5%
収益合計	**1,511**	**4,003**	**(2,492)**	**-62.3%**
費用：				
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する費用	(23)	(68)	45	-66.2%
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する費用(1)	(2,221)	(3,403)	1,182	-34.7%
費用合計	**(2,244)**	**(3,471)**	**1,227**	**-35.4%**
商品リスク管理からの純収益/（費用）	**(733)**	**532**	**(1,265)**	**-**

(1) 2018年度の数値は、2019年3月のアジェンダ決定に定められている国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）の解釈指針を反映するように調整されており、これには、マージンに対する影響はないが、損益を通じて公正価値で測定される商品に係る売買契約の影響の分類変更が含まれていた（詳細については、連結財務書類の注記4.3を参照すること）。

2019年度の商品リスク管理からの純費用は733百万ユーロ（2018年度は532百万ユーロの純収益）となり、その内訳は以下のとおりである。

＞ キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する純収益177百万ユーロ（2018年度は25百万ユーロの純収益）。

＞ 損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する純費用910百万ユーロ（2018年度は507百万ユーロの純収益）。

デリバティブに関する詳細については、注記46「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

注記11 デリバティブから生じた純金融収益／（費用） *- 342百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
収益：				
－ヘッジ・デリバティブとして指定されたデリバティブから生じた収益	1,120	1,142	(22)	-1.9%
－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	364	851	(487)	-57.2%
収益合計	**1,484**	**1,993**	**(509)**	**-25.5%**
費用：				
－ヘッジ・デリバティブとして指定されたデリバティブに関する費用	(538)	(408)	(130)	31.9%
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する費用	(604)	(1,124)	520	-46.3%
費用合計	**(1,142)**	**(1,532)**	**390**	**25.5%**
デリバティブから生じた金融収益／（金融費用）の合計	**342**	**461**	**(119)**	**-25.8%**

2019年度の金利および為替レートのデリバティブから生じた純収益は342百万ユーロ（2018年度は461百万ユーロの純収益）となり、その内訳は以下のとおりである。

- **主にキャッシュ・フロー・ヘッジに関連するヘッジ・デリバティブとして指定されたデリバティブに関する純収益582百万ユーロ（2018年度は734百万ユーロの純収益）**
- **損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する純費用240百万ユーロ（2018年度は273百万ユーロの純費用）。**

ヘッジ・デリバティブおよびトレーディング・デリバティブに関して2019年に認識された純収支は、いずれも主に為替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については、注記46「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

12. その他の純金融収益/（費用） - *（2,786）百万ユーロ*

その他の金融収益

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
金融資産からの受取利息（短期および長期）：				
－非流動の証券および売掛金に対する実効金利での受取利息	126	93	33	35.5%
－流動金融投資に対する実効金利での受取利息	162	163	(1)	-0.6%
実効金利での受取利息の合計	**288**	**256**	**32**	**12.5%**
損益を通じて公正価値で測定される非流動証券に関する金融収益	**-**	**-**	**-**	**-**
為替差益	**915**	**910**	**5**	**0.5%**
株式投資に関する収益	**4**	**12**	**(8)**	**-66.7%**
その他の収益	**1,262**	**1,190**	**72**	**6.1%**
金融収益合計	**2,469**	**2,368**	**101**	**4.3%**

金融収益は前年比101百万ユーロ増加して2,469百万ユーロとなった。その主な要因は、超インフレーション下の経済の会計処理に関連したIAS第29号のアルゼンチンの会社への適用の結果としての「その他の収益」の増加（+179百万ユーロ）である。詳細については、2019年12月31に終了した事業年度の連結財務書類の注記4.2を参照すること。

この増加は、スロヴァク・パワー・ホールディングの50%の売却に起因するエネル・プロデュツィオーネの金融債権の公正価値の2018年における調整（134百万ユーロ）の影響によって一部相殺された。

その他の金融費用

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
金融負債に対する支払利息（短期および長期）：				
－銀行借入金の支払利息	386	408	(22)	-5.4%
－社債利息	2,030	1,953	77	3.9%
－その他の借入金の支払利息	183	127	56	44.1%
支払利息合計	**2,599**	**2,488**	**111**	**4.5%**
為替差損	**1,229**	**1,378**	**(149)**	**-10.8%**
退職給付およびその他従業員給付の増加	**135**	**107**	**28**	**26.2%**
その他の引当金の増加	**186**	**169**	**17**	**10.1%**
株式投資に関する費用	**2**	**1**	**1**	**-**
その他の費用	**1,104**	**734**	**370**	**50.4%**
金融費用合計	**5,255**	**4,877**	**378**	**7.8%**

その他の金融費用は、2018年度と比べて合計で378百万ユーロ増加し、5,255百万ユーロとなった。この増減は特に以下の要因によるものである。

＞　その他の費用の370百万ユーロの増加。その主な要因は以下のとおりである。

－　超インフレーション下の経済の会計処理に関連したIAS第29号のアルゼンチンの会社への適用の結果としての金融費用の252百万ユーロの増加。詳細については、2019年12月31に終了した事業年度の連結財務書類の注記4.2を参照すること。

－　スロヴァク・パワー・ホールディングの50%の売却に起因して認識された金融債権の減損の戻入の2018年中の認識の影響（186百万ユーロ）

－　費用の資産計上の増加による金融費用の83百万ユーロの減少

＞　資金調達に関連する支払利息の111百万ユーロの増加。これは社債の支払利息（77百万ユーロ）およびIFRS第16号の適用による金融費用（54百万ユーロ）の増加が反映されたものである。

＞　149百万ユーロの為替損の減少。これは主にユーロ以外の通貨建ての純金融負債に関連する為替レートの展開が反映されたものである。

注記13 持分法による投資利益／（損失） - *（122）百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
関連会社の収入分	120	521	(401)	-77.0%
関連会社の損失分	(242)	(172)	(70)	-40.7%
合計	**(122)**	**349**	**(471)**	**-**

持分法による投資純損益は、前年度と比較して471百万ユーロ悪化した。この変動は、持分法適用会社における当グループの持分が反映されたことに加えて、主に過去数年において複数回の評価減につながっていたスロヴァク・パワー・ホールディングの50%保有持分の公正価値の2018年における調整（362百万ユーロ）によるものである。この減少は、連結範囲の変更およびEGPNA REPによるキャピタル・ロスの認識をもたらしたEGPNA REPからの13社の支配持分の再取得の影響も示している。

注記14 法人税等 - *836百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
当期法人税	2,137	2,014	123	6.1%
過年度の法人税等の調整	(132)	(150)	18	-12.0%
当期法人税合計	**2,005**	**1,864**	**141**	**7.6%**
繰延税金費用	(567)	92	(659)	**-**
繰延税金収益	(602)	(105)	(497)	-
合計	**836**	**1,851**	**(1,015)**	**-54.8%**

2019年度における対前年での法人税等の減少は、基本的に所得の減少による。

税率の点では、税負担は特に以下の要因で低下した。

＞ **エネル・ブラジル・インベスティメントス・スデステ・エスエー（エネル・スデステ）との合併後のエネル・ディストリブシオン・サンパウロによる494百万ユーロの繰延税金の取崩**

＞ **知的財産の使用に起因する利益の優遇課税について規定する「パテント・ボックス」オプションに関する税務当局との合意（53百万ユーロ）**

＞ **発電会社であるエネル・ジェネラシオン・コスタネラおよびセントラル・ドック・スードが税優遇措置に係る「税の再評価（*revalúo impositivo*）」オプション行使の結果としてアルゼンチンで認識した税の減額（35百万ユーロ）。この仕組みは、代替税の支払いと引き換えに特定の資産の税務目的上の再測定を許可しており、繰延税金資産の認識および将来の減価償却の控除可能額の拡大をもたらす。**

＞ EGPNA REPからの多数の会社の取得の付随的効果としてのEGPNAによる繰延税金負債の取崩

＞ **エネル・ジェネラシオン・チリへのガスアタカマの吸収合併に起因するのれんの控除可能額**

これらの影響は、前年度における以下の認識により一部相殺された。

＞ **当グループが取得後に実施した効率向上措置の結果としての、エネル・ディストリブシオン・ゴイアスによる過去の損失に対する繰延税金資産の増加（274百万ユーロ）。**

＞ **エネル・グリーン・パワー・エスピーエーとの吸収合併を受けた3Sunの過去の損失に係る繰延税金資産の認識（85百万ユーロ）によるイタリアにおける法人税の減少。**

＞ **繰延税金負債の減少（61百万ユーロ）。これは、コロンビアにおける税制改革を受けたものであり、累進課税率が33%から30%に引き下げられた。**

繰延税金資産および負債における変動の詳細については、注記22を参照すること。

以下は、理論上の税率と実効税率との調整表である。

百万ユーロ				
	2019年		2018年	
税引前利益	4,312		8,201	
理論上の税額	1,035	24.0%	1,968	24.0%
減損損失、キャピタル・ゲインおよび負ののれんに関連する税効果の増減	93		(180)	
ブラジルにおける繰延税金の取崩	(494)		-	
ブラジルにおける過去の損失に関する繰延税金資産の認識	-		(274)	
イタリアにおける過去の損失に関する繰延税金資産の認識	-		(86)	
メキシコにおけるキノ・プロジェクトの利益およびその他の項目に関する税効果の変化	-		100	
繰延税金に対する税率変更の影響	(33)		(61)	
イタリアにおけるパテント・ボックスの仕組み	(50)		-	
アルゼンチンにおける特定の資産の税務目的上の再測定	(35)		-	
イタリア地方法人税	235		237	
その他差異、イタリア外国子会社の税率差異の影響、およびその他の重要でない項目	85		147	
合計	**836**		**1,851**	

注記15 株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

これらの指標はいずれも、自己株式1,549,152株（2018年12月31日現在は0株）について調整を加えた後の額面価額1株1.00ユーロの10,166,331,854株の期中平均株式数に基づいて計算された。

百万ユーロ				
	2019年	2018年	**増減**	
親会社の普通株主に帰属する継続事業からの当期純利益（百万ユーロ）	2,174	4,789	(2,615)	-54.6%
親会社の普通株主に帰属する非継続事業からの当期純利益（百万ユーロ）	-	-	-	-
親会社の普通株主に帰属する当期純利益（百万ユーロ）	2,174	4,789	(2,615)	-54.6%
普通株式数	10,166,331,854	10,166,679,946	(348,092)	-
ストック・オプションの希薄化効果	-	-	-	-
1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	0.21	0.47	(0.26)	-55.3%
継続事業からの1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	0.21	0.47	(0.26)	-55.3%
非継続事業からの1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	-	-	-	-

注記16 有形固定資産 - *79,809百万ユーロ*

2019年度の有形固定資産の内訳および増減は以下のとおりである。

百万ユーロ	土地	建物	設備および機械	産業および商業設備	その他の資産	リース資産	建物付属設備	建設仮勘定および前渡金	合計
減損累計額控除後の取得原価	655	9,919	158,257	503	1,401	1,077	411	6,092	178,315
減価償却費の累計額	-	5,303	94,314	345	1,095	363	264	-	101,684
2018年12月31日現在残高	**655**	**4,616**	**63,943**	**158**	**306**	**714**	**147**	**6,092**	**76,631**
資本的支出	3	43	1,742	33	61	7	3	6,340	8,232
2019年1月1日現在のIFRS第16号	-	-	-	-	-	1,370	-	-	1,370
資産の使用開始	18	313	3,451	1	39	-	15	(3,837)	-
為替換算差額	(5)	31	(322)	-	(3)	9	-	(144)	(434)
連結範囲の変更	9	105	834	-	2	51	2	(18)	985
処分	(6)	(13)	(66)	(2)	(3)	(64)	(1)	-	(155)
減価償却費	-	(189)	(3,885)	(26)	(91)	(260)	(30)	-	(4,481)
減損損失	(31)	(286)	(3,230)	(1)	(3)	-	-	(394)	(3,945)
減損損失の戻入	-	115	167	-	-	-	-	-	282
その他の増減額	20	151	1,140	(2)	14	174	-	240	1,737
売却目的資産との組替	-	(90)	(310)	-	-	-	-	(13)	(413)
増減額合計	**8**	**180**	**(479)**	**3**	**16**	**1,287**	**(11)**	**2,174**	**3,178**
減損累計額控除後の取得原価	663	10,265	160,068	527	1,471	2,614	427	8,266	184,301
減価償却費の累計額	-	5,469	96,604	366	1,149	613	291	-	104,492
2019年12月31日現在残高	**663**	**4,796**	**63,464**	**161**	**322**	**2,001**	**136**	**8,266**	**79,809**

設備および機械には、無償で放棄される資産の正味帳簿価額8,976百万ユーロ（2018年12月31日現在は8,747百万ユーロ）が含まれており、主に、4,267百万ユーロ（2018年12月31日現在は4,390百万ユーロ）がイベリア半島および中南米の発電所に、計3,911百万ユーロ（2018年12月31日現在は3,806百万ユーロ）が中南米の配電網に関連している。

リース資産の詳細については、注記18を参照。

以下は、2019年度中に行われた資本的支出の種類を要約したものである。これらの支出の合計額は、対2018年度比で2,394百万ユーロ増加し、8,924百万ユーロとなった。この増加は、特に太陽光発電所に集中していた。

百万ユーロ

	2019年	2018年
発電所：		
－火力	602	400
－水力	382	504
－地熱力	145	114
－原子力	130	156
－代替エネルギー	3,695	2,170
発電所合計	**4,954**	**3,344**
配電網設備(1)	3,874	3,090
土地、建物、その他の資産および設備	96	96
合計	**8,924**	**6,530**

(1) 2019年の数値はIFRIC第12号の適用範囲のインフラストラクチャー投資692百万ユーロ（2018年は271百万ユーロ）を含む。

発電所に係る資本的支出は前年比1,610百万ユーロ増加して4,954百万ユーロとなり、基本的に代替エネルギー発電所に対する投資の増加が反映されている。発電所に係る資本的支出は、主に北米、スペイン、ブラジル、南アフリカおよびギリシャにおける風力発電所ならびに米国、ブラジルおよびスペインにおける太陽光発電所によるものである。
配電網設備に係る資本的支出は前年対比784百万ユーロ増加して3,874百万ユーロとなり、主にイタリアおよびブラジルにおけるサービス品質の向上ならびにスマートメーターの生産730百万ユーロに関連するものであった。

2019年の連結範囲の変更は、主に、EGPNA（現在はエネル・ノース・アメリカ）およびゼネラル・エレクトリック・キャピタルのエナジー・フィナンシャル・サービシズが均等に所有するジョイント・ベンチャーであるEGPNA REPの多数の会社（これらはそれまで持分法を用いて測定されていた会社である。）の支配持分の取得（1,033百万ユーロ）、ならびに、米国内で再生可能エネルギー・プロジェクトを開発している会社であるトレードウィンド・エナジー、およびユーセーブ・エスピーエーの取得に関連するものである。

減損は、主にイタリア、スペイン、チリおよびロシアにおける多数の石炭火力発電所の帳簿価額の調整に関連するものである。
具体的には、チリの発電所2カ所の早期廃止に係るチリ政府との合意に一部関連する同発電所の価額調整、およびロシアのレフティンスカヤ石炭火力発電所の売却による価格調整である。

スペインでは、商品価格の展開に関連する市場の悪化および2019年第3四半期におけるCO_2排出市場の作用によって石炭火力発電所の競争力が損なわれた。イタリアでは、市況の悪化に加えて、空き容量に係る報酬のメカニズムについての新たな電力容量市場規制の導入が、より多くのCO_2排出を伴う発電所に関する将来の適用範囲を制限し、電力市場から石炭技術を排除した。以上の理由から、イタリアおよびスペインの多数の石炭火力発電所（関連する解体費用を含む。）の帳簿価額が合計3,527百万ユーロ切り下げられた。
これらの影響は、減損テスト後のイタリア国内のガス発電所の減損の265百万ユーロの戻入により一部相殺された。

売却目的資産との組替は、主にエネル・ロシアが2019年第4四半期にJSCクズバスエネルゴに売却したレフティンスカヤ・グレス発電所に関連するものである。

その他の増減額には、主に石炭火力発電所に関連したイタリアおよびスペインにおける廃止費用および発電所改修費用の825百万ユーロの引当て、有形固定資産に対するIAS第29号の影響合計462百万ユーロ、ならびに資本的支出のみに充てられた借入金の利息の資産計上の影響159百万ユーロ（2018年は77百万ユーロ）があり、その詳細は以下のとおりである。

百万ユーロ						
	2019年	%率	2018年	%率	**増減**	
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	4	1.2%	4	1.7%	-	-
エネル・グリーン・パワー・ブラジル	16	5.8%	19	0.9%	(3)	-15.8%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	16	0.2%	9	0.5%	7	77.8%
エネル・グリーン・パワー・メヒコ	36	7.0%	3	5.2%	33	-
エネル・グリーン南アフリカ	17	6.4%	6	6.3%	11	-
エネル・アメリカス・グループ	14	8.3%	16	8.5%	(2)	-12.5%
エネル・チリ・グループ	12	8.0%	9	7.7%	3	33.3%
エンデサ・グループ	3	1.8%	4	1.9%	(1)	-25.0%
EGPスペイン・グループ	3	1.8%	-	-	3	-
エネル・ロシア・グループ	5	9.1%	-	-	5	-
EGPインド・グループ	3	7.5%	-	-	3	-
エネル・プロデュツィオーネ	9	4.8%	7	4.8%	2	28.6%
エネル・ファイナンス・インターナショナル	21	1.6%	-	-	21	-
合計	**159**		**77**		**82**	**-**

2019年12月31日現在、有形固定資産購入のための契約上のコミットメントは763百万ユーロとなった。

注記17 IFRIC第12号 - 「サービス委譲契約」の適用範囲のインフラストラクチャー

IFRIC第12号に従って認識されたサービス委譲契約は、ブラジル国内の配電事業権に利用される特定の社会基盤に関連するものである。

下表では、こうした事業権のうち、顕著な詳細をまとめている。

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	2019年12月31日付の顧客との契約から生じる資金融資産のうち認識された金額	2019年12月31日付の金融資産のうち認識された金額	2019年12月31日付の無形資産のうち認識された金額
エネル・ディストリブシオン・リオ	ブラジル政府	配電	ブラジル	1997-2026	7年	可	134	800	641
エネル・ディストリブシオン・セアラ	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998-2028	9年	可	61	525	591
エネル・グリーン・パワー・モウラン	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016-2046	27年	不可	-	6	-
エネル・グリーン・パワー・パラナパネマ	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016-2046	27年	不可	-	30	-
セルグ・ディストリブシオン	ブラジル政府	配電	ブラジル	2015-2045	26年	不可	99	33	491
エネル・グリーン・パワー・ヴォルタ・グランジ	ブラジル政府	発電	ブラジル	2017-2047	28年	不可	-	316	-
エネル・ディストリブシオン・サンパウロ	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998-2028	9年	不可	185	1,003	893
合計							**479**	**2,714**	**2,616**

金融資産として分類された事業権終了時の資産の価値は、公正価値で測定された。詳細については、注記47「公正価値で測定された資産」を参照。

注記18 リース

2019年1月1日現在の有形固定資産に対するIFRS第16号の適用の影響額は合計1,370百万ユーロとなった。下表は、2019年における使用権資産の増減を示す。

百万ユーロ	土地のリース	建物のリース	プラントのリース	その他のリース資産	合計
2018年12月31日の合計	**10**	**36**	**518**	**150**	**714**
2019年1月1日現在のIFRS第16号	520	679	-	171	1,370
為替換算差額	4	-	5	-	9
減価償却費	(23)	(124)	(30)	(83)	(260)
その他の増減額	34	10	(5)	129	168
2019年12月31日の合計	**545**	**601**	**488**	**367**	**2,001**

リース負債および年度中の増減は下表に示すとおりである。

百万ユーロ	
2018年12月31日の合計	**657**
2019年1月1日現在のIFRS第16号	1,370
増加	224
支払い	(212)
その他の増減額	(75)
2019年12月31日の合計	**1,964**
うち中・長期	*1,689*
うち短期	*275*

百万ユーロ	
	2019年
使用権資産の減価償却費	260
リース負債の支払利息	57
短期リースに関連する費用（サービスおよびその他原材料に含まれる。）	50
少額資産のリースに関連する費用（サービスおよびその他原材料に含まれる。）	4
変動支払リース料（サービスおよびその他原材料に含まれる。）	9
合計	**380**

注記19 投資不動産 - ***112百万ユーロ***

2019年12月31日現在の投資不動産は112百万ユーロとなり、前年比23百万ユーロの減少であった。

百万ユーロ

	2019年
減損累計額控除後の取得原価	179
減価償却費の累計額	44
2018年12月31日現在残高	**135**
減価償却費	(3)
減損損失	(24)
その他の増減額	4
増減額合計	**(23)**
減損累計額控除後の取得原価	157
減価償却費の累計額	45
2019年12月31日現在残高	**112**

当グループの投資不動産は、イタリア、スペイン、ブラジルおよびチリにおける不動産で構成されており、投資不動産の売却やまたは収益および売却収入の送金に対して制限は設けられていな。加えて、当グループは投資不動産の購入、建設もしくは開発、または修繕、維持もしくは改良に対する契約上の債務を有していない。
年度中の増減は主にエネル・イタリアの多数の資産に関して認識された減損によるものであった。

投資不動産の評価に関する詳細については、注記47「公正価値で測定された資産」および注記47.1「その他の資産の公正価値」の記載を参照。

前へ　　次へ

注記20 無形資産 - *19,089百万ユーロ*

2019年の無形資産の内訳および変動は以下のとおりである。

百万ユーロ	開発費	産業的特許および知的財産権	事業権、ライセンス、商標および類似の権利	サービス委譲契約	その他	建物付属設備	開発中の資産および前渡金	契約費用	合計
減損累計額控除後の取得原価	42	2,352	15,246	6,899	3,294	-	985	986	29,804
減価償却費の累計額	19	1,987	1,705	4,119	2,479	-	-	481	10,790
2018年12月31日現在残高	**23**	**365**	**13,541**	**2,780**	**815**	**-**	**985**	**505**	**19,014**
資本的支出	1	120	1	-	46	-	562	293	1,023
資産の使用開始	12	306	6	-	255	-	(579)	-	-
為替換算差額	-	(4)	(104)	(45)	(2)	-	(18)	-	(173)
連結範囲の変更	4	1	1	-	50	7	144	-	207
処分	-	-	-	(14)	-	-	(1)	1	(14)
減価償却費	(4)	(226)	(206)	(373)	(283)	-	-	(187)	(1,279)
減損損失	-	(2)	(1)	-	(82)	-	(3)	(1)	(89)
減損損失の戻入	-	-	4	-	-	-	-	-	4
その他の増減額	(13)	22	4	269	146	-	(18)	(2)	408
売却目的資産との組替	-	-	-	-	-	-	(12)	-	(12)
増減額合計	**-**	**217**	**(295)**	**(163)**	**130**	**7**	**75**	**104**	**75**
減損累計額控除後の取得原価	46	2,767	15,083	6,987	3,747	10	1,060	1,275	30,975
減価償却費の累計額	23	2,185	1,837	4,370	2,802	3	-	666	11,886
2019年12月31日現在残高	**23**	**582**	**13,246**	**2,617**	**945**	**7**	**1,060**	**609**	**19,089**

前へ　次へ

2019年に無形資産の75百万ユーロの純増が計上された。この増加は、主にデジタル改革イニシアチブへの当グループの新たな投資の資産計上および非常にイノベーティブな工業資産の多数の取得を反映している。
産業的特許および知的財産権は、主にソフトウェアおよび無期限のソフトウェア・ライセンスを購入するために発生した費用に関連している。最も重要なアプリケーションは、請求処理や顧客管理、インターネットポータルの開発および社内システムの管理に関連している。2019年に計上された増加（+59%）の主な要因はデジタル改革イニシアチブへの当グループの投資である。このうち、「Digitaly」プロジェクトは特に言及するのに値する（55.5百万ユーロ）。同プロジェクトはデジタル技術およびアプリケーションを導入しようとするものであり、当グループの組織モデルの簡素化ならびに特定の主なプロセスおよび業務アプローチの再設計を可能にし、有効性および全体的効率性を高める。
この項目には、国際的会計基準の規定に準拠して認識することが可能な特許の価額の一部も含まれている。償却費は、資産の残存耐用期間にわたり定額法で算出する。
事業権、ライセンス、商標および類似の権利には、海外の電力供給会社およびガス販売会社が顧客獲得のために負担した費用が含まれる。償却費は、獲得した顧客との関係または事業権の平均期間にわたって定額法で算定される。

下表は、2019年12月31日現在で残高があり、IFRIC第12号の適用範囲に入らないサービス委譲契約である。

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	2019年12月31日	当初の公正価値
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ	-	配電	スペイン	確定できない	確定できない	-	5,678	5,673
コデンサ	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	-	1,469	1,839
エネル・ディストリブシオン・チリ（旧チレクトラ）	チリ共和国	配電	チリ	確定できない	確定できない	-	1,433	1,667
エネル・ディストリブシオン・ペルー（旧エンプレサ・デ・ディストリブシオン・エレクトリカ・デ・リマ・ノルテ）	ペルー共和国	配電	ペルー	確定できない	確定できない	-	638	548
エネル・ディストリブティエ・ムンテニア	ルーマニア経済省	配電	ルーマニア	2005-2054	34年	可	131	191

当該項目には、耐用年数を確定できない資産が9,218百万ユーロ含まれる（2018年12月31日現在は9,271百万ユーロ）。これは基本的に配電業務の委譲に関するもので、スペインで5,678百万ユーロ、コロンビアで1,469百万ユーロ、チリで1,433百万ユーロおよびペルーで638百万ユーロであり、これらには法定の終了日も現在予測可能な終了日もない。予測によれば、様々な事業権を伴うそれぞれのCGUのキャッシュ・フローは、帳簿価額を回収するのに十分である。年度中の増減は、基本的に為替レートの変動によるものである。サービス委譲契約に関する詳細については、注記17を参照。

「その他」無形資産は、主に所有権または使用ライセンスが存在しないデジタル・アプリケーションへの投資、外部で取得した顧客リストおよび様々な種類のその他の無形資産によって構成されている。

2019年における連結範囲の変更は、主にEGPNA REPから取得した北米の会社に関連するものである。

2019年の減損損失は89百万ユーロとなった。詳細については、注記9.eを参照。

その他の増減額には、IFRS第15号の適用における公共部門から民間部門へのサービス委譲契約（開発中）のブラジルにおける顧客との契約から生じる非流動資産への組替が含まれる。

前へ　　次へ

注記21 のれん - *14,241百万ユーロ*

百万ユーロ	2018年12月31日			連結範囲の変動	為替換算差額	減損損失	減損累計額による取得原価の相殺	その他の増減額	2019年12月31日		
	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(1)	11,177	(2,392)	8,785	-	-	-	-	-	11,177	(2,392)	**8,785**
チリ	1,209	-	1,209	-	-	-	-	-	1,209	-	**1,209**
アルゼンチン	276	-	276	-	-	-	-	-	276	-	**276**
ペルー	561	-	561	-	-	-	-	-	561	-	**561**
コロンビア	530	-	530	-	-	-	-	-	530	-	**530**
ブラジル	1,420	-	1,420	-	(9)	-	-	-	1,411	-	**1,411**
中米	54	-	54	(13)	1	-	-	-	42	-	**42**
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	106	(11)	95	-	2	(27)	38	-	70	-	**70**
エネル・エックス・ノース・アメリカ	328	-	328	-	7	-	-	-	335	-	**335**
ペイティッパー・エスピーエー(2)	-	-	-	19	-	-	-	-	19	-	**19**
イタリア市場(3)	579	-	579	-	-	-	-	-	579	-	**579**
エネル・グリーン・パワー・イタリア	23	(3)	20	-	-	-	3	-	20	-	**20**
ルーマニア(4)	426	(13)	413	-	(10)	-	-	(2)	414	(13)	**401**
タインマス・エナジー	3	-	3	-	-	-	-	-	3	-	**3**
合計	**16,692**	**(2,419)**	**14,273**	**6**	**(9)**	**(27)**	**41**	**(2)**	**16,646**	**(2,405)**	**14,241**

(1) エンデサおよびエネル・グリーン・パワー・エスパーニャを含む。

(2) この数値は購入価格の配分プロセスが完了した段階で変更される場合がある。詳細については、注記6を参照。

(3) エネル・エネルギアを含む。

(4) エネル・ディストリブティエ・ムンテニア、エネル・エネルギア・ムンテニアおよびエネル・グリーン・パワー・ルーマニアを含む。

のれんマトリックス

百万ユーロ	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他	合計
イタリア	**-**	**20**	**-**	**579**	**19**	**-**	**-**	**618**
エネル・グリーン・パワー	-	20	-	-	-	-	-	20
エネル・エネルギア	-	-	-	579	-	-	-	579
その他	-	-	-	-	19	-	-	19
イベリア半島	**-**	**1,190**	**5,788**	**1,807**	**-**	**-**	**-**	**8,785**
中南米	**44**	**1,961**	**2,005**	**-**	**-**	**35**	**(35)**	**4,010**
アルゼンチン	-	40	236	-	-	-	-	276
ブラジル	-	397	1,014	-	-	-	-	1,411
チリ	-	996	213	-	-	-	-	1,209
コロンビア	-	307	223	-	-	-	-	530
ペルー	43	198	320	-	-	-	-	561
パナマ	-	23	-	-	-	-	-	23
欧州および欧州・地中海地域	**3**	**-**	**342**	**59**	**-**	**-**	**-**	**404**
ルーマニア	-	-	342	59	-	-	-	401
その他の国	3	-	-	-	-	-	-	3
北米	**-**	**89**	**-**	**-**	**335**	**-**	**-**	**424**
米国およびカナダ	-	70	-	-	335	-	-	405
メキシコ	-	19	-	-	-	-	-	19
合計	**47**	**3,260**	**8,135**	**2,445**	**354**	**35**	**(35)**	**14,241**

前へ　次へ

のれんの32百万ユーロの減少の大半は、エネル・グリーンパワー・ノース・アメリカ・グループの会社であるパドマ・ウィンド・パワーの風力発電所の減損損失に関連する27百万ユーロの減損に起因するものである。

為替換算差額の主な要因は、ルーマニアおよびブラジルにおける不利な為替レートの展開であり、その一部は米ドルのプラス影響によって相殺された。

資金生成単位（CGU）の識別に用いられる基準は、経営者の事業戦略および営業上の視点に沿ったものであり、基本的に、事業の具体的な特性、エネルが事業を行っている市場における事業上の規則および規制、会社組織、および経営者によって監視される報告レベルに基づいている。

認識されたのれんの回収可能価額は、割引キャッシュ・フロー・モデルを使用してCGUの使用価値を算定することによって見積もられており、この作業は、将来の期待キャッシュ・フローの見積りと、リスクフリー・レート、ベータおよび市場リスクプレミアムなどの市場インプットに基づいて選択された割引率の適用を含んでいる。
CGUには昨年からの変更はないが、当年度には事業ラインおよび国／地域の結合に起因するCGU内の事業セグメントのレベルで減損テストが実行された。
キャッシュ・フローは、見積りの時点で入手可能な最善の情報に基づき、各CGUの固有のリスクを考慮に入れて決定されており、次のとおりである。

- **明示的期間については、2019年11月25日に親会社の取締役会が承認した事業計画（販売量、収益、営業費用、資本的支出、産業上および経済上の組織、ならびに主要なマクロ経済変数（インフレ、名目利子率および為替レート）および商品価格の動向に関する予測が含まれている。）である。減損テストにおいて考慮された明示的なキャッシュ・フローの期間は5年間であった。**
- **その後の期間については、キャッシュ・フローを決定する主要な変数の長期的な動向、資産の平均残存耐用年数または事業権の期間に関する前提による。**

より具体的には、減損テストの対象となった様々なCGUに関連する事業の固有の特徴に基づいて以下の方法によりターミナルバリューを計算した。

- **免許および公的事業権が長期的性質を有しており、更新が容易である大規模水力（LH）発電および配電事業、ならびに長期的に持続可能な特定のノウハウの開発を特徴とするエネル・エックスの事業については、一定成長。**
- **主にリテール業務によって特徴付けられ、したがって残存年数が基本的に顧客関係の平均期間と相関するCGU、および従来型の火力発電（G&T）事業については一定期間。この方法は、再生可能エネルギー（エネル・グリーン・パワー）事業についても、（i）プラントの残存耐用年数によってもたらされる価値、ならびに（ii）プラントが廃止される場合のライセンス権、（天然資源に関する）生産設備の競争力およびネットワーク接続に関連する残存価額を考慮に入れるために用いられる。**

名目成長率は、（関係する国および事業に応じて）電力の長期的成長率および/またはインフレ率に等しくかついずれの場合であっても当該市場の長期的な平均成長率を上回らない。

上記のように計算された使用価値は、財政状態計算書で認識された金額よりも大きいことが確認された。
CGUの使用価値の妥当性を検討するために、当該評価額に重大な影響を持つ主な決定要因、特に加重平均資本コスト、長期的成長率およびマージンに対する感応度分析が行われ、その結果、当該評価額は十分な裏付けがなされた。

以下の表は、会社が属する資金生成単位（CGU）ごとに、主要なのれんの価額の構成を、適用された割引率および予想キャッシュ・フローが割り引かれた期間とともに報告している。

前へ　　次へ

百万ユーロ	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]	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]
	2019年12月31日					2018年12月31日				
イベリア半島[4]	8,785	1.80%	4.59%	5年	一定成長／EGPは26年／G&Tは9年	8,785	1.61%	6.88%	5年	一定成長／24年
チリ	1,209	2.07%	7.41%	5年	一定成長／EGPは25年／G&Tは9年	1,209	2.63%	7.53%	5年	一定成長／25年
アルゼンチン	276	6.36%	21.84%	5年	一定成長／G&Tは1年／LHは4年	276	7.14%	20.07%	5年	一定成長
ペルー	561	2.39%	7.46%	5年	一定成長／EGPは23年／G&Tは9年	561	3.38%	6.82%	5年	一定成長／26年
コロンビア	530	2.97%	9.01%	5年	一定成長／EGPは27年／G&Tは16年	530	2.97%	9.30%	5年	一定成長／28年
ブラジル	1,411	3.61%	10.64%	5年	一定成長／EGPは26年／G&Tは7年	1,420	4.00%	9.46%	5年	一定成長／26年
中米	42	2.01%	9.68%	5年	22年	54	1.46%	8.98%	5年	24年
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	70	2.01%	6.58%	5年	24年	95	2.27%	6.83%	5年	25年
エネル・エックス・ノース・アメリカ	335	2.01%	10.89%	5年	一定成長	328	2.27%	10.31%	5年	一定成長
イタリア市場[5]	579	0.48%	10.23%	5年	15年	579	0.73%	10.98%	5年	15年
エネル・グリーン・パワー・イタリア	20	1.03%	6.15%	5年	一定成長／25年	20	0.99%	6.65%	5年	一定成長／23年
ルーマニア[6]	401	2.00%	7.27%	5年	一定成長／17年	413	2.37%	6.78%	5年	一定成長／18年
ペイティッパー・エスピーエー	19	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
タインマス・エナジー	3	非該当	非該当	非該当	非該当	3	非該当	非該当	非該当	非該当

(1) 明示的予測期間後のキャッシュ・フローの永久成長率。反復法を用いて計算された税引前加重平均資本コスト。
(2) 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、利回りが永久または一定成長することを前提に見積もられている（G&T＝発電およびトレーディング、EGP＝エネル・グリーン・パワー、LH＝大規模水力）。
(4) エンデサおよびエネル・グリーン・パワー・エスパーニャを含む。
(5) エネル・エネルギアを含む。
(6) エネル・ディストリブティエ・ムンテニア、エネル・エネルギア・ムンテニアおよびエネル・グリーン・パワー・ルーマニアを含む。

前へ　次へ

2019年12月31日現在、のれんが配分されている各CGUおよび事業ラインと国／地域との交点で特定される各CGU内の事業セグメントのレベルに対して実施した減損テストでは、減損損失は確認されなかった。

注記22 繰延税金資産および負債 - *9,112百万ユーロおよび8,314百万ユーロ*

一時差異の種類別分類につき、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および負債の増減、ならびに認められた場合には繰延税金負債と相殺可能な繰延税金資産は、以下のとおりである。

百万ユーロ	2018年12月31日	損益計算書に計上された増加／（減少）	資本に計上された増加/（減少）	連結範囲の変更	為替換算差額	その他の増減額	売却目的資産への組替	2019年12月31日
繰延税金資産：								
－無形資産および有形固定資産の評価の差異	1,669	726	(11)	(3)	(1)	(7)	-	2,372
－将来損金算入可能なリスクおよび費用に係る引当金、減損損失の計上	1,726	(119)	(1)	-	(29)	126	-	1,702
－税務上の繰越欠損金	508	56	-	-	(5)	(57)	-	502
－金融商品の測定	801	37	(60)	-	1	7	-	786
－従業員給付	869	6	209	-	(10)	12	-	1,086
－その他の項目	2,732	(104)	1	1	(1)	35	-	2,664
合計	**8,305**	**602**	**138**	**(2)**	**(45)**	**116**	**-**	**9,112**
繰延税金負債：								
－非流動資産および金融資産に係る差異	6,638	(623)	(3)	89	(90)	82	-	6,093
－金融商品の測定	403	41	36	-	1	-	-	481
－その他の項目	1,609	15	8	9	(16)	115	-	1,740
合計	**8,650**	**(567)**	**41**	**98**	**(105)**	**197**	**-**	**8,314**
相殺不能な繰延税金資産								**4,743**
相殺不能な繰延税金負債								**3,054**
相殺考慮後の純繰延税金負債								**891**

繰延税金資産は、回収可能性について合理的な確実性が存在する場合に認識されるが、2019年12月31日現在のその合計額は、9,112百万ユーロであった（2018年12月31日現在は8,305百万ユーロ）。

繰延税金資産は年度中に809百万ユーロ増加した。これは基本的に2019年に認識されたイタリアおよびスペインの石炭火力発電所の減損に関する税金によるものである。

また、過去の税務上の欠損金965百万ユーロに関する繰延税金資産は計上されていない。これは直近の将来課税所得の見積りに基づけば、当該繰延税金資産（279百万ユーロ）の回収可能性が不確実だからである。

2019年12月31日現在の繰延税金負債は8,314百万ユーロであった（2018年12月31日現在では8,650百万ユーロ）。基本的には、この数年において行われた取得につき、最終的な取得原価配分の一環として取得した純資産の価値の調整に係るものと、加速償却費を含んだ税務目的の減価償却費と見積耐用年数に基づいた減価償却費との間の差異に関連する繰延税金に係るものである。

繰延税金負債は、特に、エネル・ブラジル・インベスティメントス・スデステ・エスエー（エネル・スデステ）との合併後のエネル・ディストリブシオン・サンパウロの494百万ユーロの繰延税金の取崩に伴って、エネル・ディストリブシオン・サンパウロの帳簿における取得時点の純資産の財政上の価額と帳簿価額との差異がゼロになったことに起因して、合計336百万ユーロ減少した。この減少は超インフレーションの影響により一部相殺された。

前へ　次へ

注記23 持分法適用投資 - *1,682百万ユーロ*

持分法を用いて計上された共同支配の取決め、および関連会社への投資は、以下のとおりである：

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	売却目的資産との組替	その他増減額		保有割合
	2018年12月31日							2019年12月31日	
共同支配の取決め									
スロヴァク・パワー・ホールディング	497	50.0%	(14)	-	-	-	21	504	50.0%
EGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズ	459	50.0%	(76)	(178)	-	(84)	16	137	20.0%
オーペン・ファイバー	394	50.0%	(58)	-	-	-	48	384	50.0%
サカパ・トプコ・エスエーアールエル	147	21.4%	(7)	(5)	-	-	(5)	130	20.6%
プロジェクト・キノ関連会社	79	20.0%	(21)	-	-	-	2	60	20.0%
テホ・エネルジア・プロドゥサオ・エ・ディストリブサオ・デ・エネルジア・エレクトリカ	72	43.8%	(7)	-	(6)	-	(1)	58	43.8%
ロッキー・ケニー・ホールディング	43	20.0%	4	-	-	-	(1)	46	20.0%
ドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクト	36	50.0%	3	-	-	-	(3)	36	50.0%
フロント・マリティム・デル・ベソス	37	61.4%	-	-	-	-	-	37	61.4%
エネル・グリーン・パワー・バンガラ	40	50,0%	3	-	-	-	(43)	-	51.0%
ラス・エネルゴソビト	35	49.5%	44	-	(41)	-	2	40	49.5%
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト	27	32.0%	2	-	(3)	-	-	26	32.0%
トランスミソラ・エレクトリカ・デ・キリョータ	12	50,0%	1	-	(5)	-	(1)	7	50.0%
パワークロップ	-	50.0%	(9)	-	-	-	9	-	50.0%
セントラレス・ハイドロエレクトリカス・デ・アイセン	-	51.0%	-	-	-	-	-	-	51.0%
ヌクレノール	-	50.0%	-	-	-	-	-	-	50.0%
関連会社									
シーイーエスアイ	57	42.7%	7	-	-	-	(3)	61	42.7%
テクナトム	29	45.0%	1	-	-	-	-	30	45.0%
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディズ	10	33.5%	4	-	(3)	-	-	11	33.5%
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	11	37.5%	-	-	(2)	-	-	9	37.5%
コジェニオ・エスアールエル	8	20.0%	1	-	-	-	2	11	20.0%
その他	106		-	-	(15)	-	4	95	
合計	**2,099**		**(122)**	**(183)**	**(75)**	**(84)**	**47**	**1,682**	

前へ　次へ

損益への影響には、企業が認識した正および負の損益の数値が、エネル・グループが有する当該企業の持分に比例して含まれており、主としてEGPNA（現在はエネル・ノース・アメリカ）によるEGPNA REPジョイント・ベンチャーからの7件の稼働中の再生可能エネルギー発電所を所有している13社の買戻しに関連している。

したがって、連結範囲の変更は、主にこの取引、および、風力発電プロジェクトを開発する多数の会社を所有しているEGPNA REPジョイント・ベンチャーにおけるEGPNA（現在の社名はエネル・ノース・アメリカ）の30%の持分のその後の売却（25百万ユーロのキャピタル・ロスを生じさせたアティーナ事業）、ならびに、南米における光ファイバー・ネットワークの大手卸売事業者であるユフィネット・インターナショナルの100%を所有している特別目的会社であるサカパ・トプコ・エスエーアールエルにおける持分の減少に関連するものである。

売却目的資産への84百万ユーロの組替は、EGPNA REPホールディング・エルエルシーが所有する水力発電プロジェクト開発会社の持分に関連している。

その他の増減額は主に、OCIの準備金の比例的な変動または資本に直接認識されるその他の変動を含んでいる。特に、スロヴァク・パワー・ホールディングに対する21百万ユーロはキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブのOCIの変動によるものであり、オーペン・ファイバーに対する48百万ユーロは株主による将来の増資に対する準備金（66百万ユーロ）およびキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブのOCIの準備金（-18百万ユーロ）の増加に起因する。オーストラリア国内のエネル・グリーン・パワー・バンガラ各社が認識したマイナス43百万ユーロの影響は、顧客と締結したPPAの公正価値の再測定に関連するものである。
下表では、IFRS第5号に基づく売却目的の保有として分類されていない、当グループの共同支配の取決めおよび関連会社毎につき、財務情報の概要を示している。

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	
	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日
共同支配の取決め														
スロヴァク・パワー・ホールディング	10,182	9,295	702	922	10,884	10,217	6,385	5,643	755	981	7,140	6,624	3,744	3,593
オーペン・ファイバー	3,070	2,084	421	313	3,491	2,397	1,894	1,043	828	565	2,722	1,608	769	789
サカパ・トプコ・エスエーアールエル	1,376	1,343	99	81	1,475	1,424	753	669	73	65	826	734	649	690
ラス・エネルゴソビト	3	3	144	116	147	119	-	-	131	112	131	112	16	7
テホ・エネルジア・プロドゥサオ・エ・ディストリブサオ・デ・エネルジア・エレクトリカ	146	203	132	163	278	366	25	72	85	126	110	198	168	168
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト	77	91	20	11	97	102	6	8	8	9	14	17	83	85
関連会社														
シーイーエスアイ	198	75	13	68	211	143	21	13	-	55	21	68	190	75
テクナトム	62	51	64	67	126	118	35	29	24	24	59	53	67	65
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディズ	19	6	66	70	85	76	33	26	20	21	53	47	32	29
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	4	6	23	27	27	33	2	3	2	2	4	5	23	28

百万ユーロ	収益合計		税引前利益		継続事業からの当期純利益	
	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
共同支配の取決め						
スロヴァク・パワー・ホールディング	2,600	2,587	172	205	131	103
オーペン・ファイバー	186	114	(157)	(162)	(117)	(127)
サカパ・トプコ・エスエーアールエル	208	91	(22)	(21)	(32)	(25)
ラス・エネルゴソビト	2,548	2,378	111	88	89	70
テホ・エネルジア・プロドゥサオ・エ・ディストリブサオ・デ・エネルジア・エレクトリカ	145	234	21	30	14	21
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト	37	35	9	7	6	5
関連会社						
シーイーエスアイ	111	114	9	11	6	7
テクナトム	104	97	2	-	2	-
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディズ	18	10	11	6	11	6
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	12	12	2	4	1	3

前へ　次へ

注記24 デリバティブ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	**2019年12月31日現在**	2018年12月31日現在
デリバティブ金融資産	1,383	1,005	4,065	3,914
デリバティブ金融負債	2,407	2,609	3,554	4,343

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については、ヘッジ・デリバティブとトレーディング・デリバティブに関する注記46を参照。

注記25 顧客との契約から生じる流動資産／（負債）および非流動資産／（負債）

百万ユーロ	非流動		流動	
	2019年12月31日	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日
顧客との契約から生じる資産	487	346	166	135
顧客との契約から生じる負債	6,301	6,306	1,328	1,095

顧客との契約から生じる非流動資産は、主にIFRIC第12号に従って認識され、満了まで12ヵ月を超える期間がある公から民へのサービス委譲契約から生じた開発中の資産（479百万ユーロ）によるものである。こうした事例は、資産を稼働させることを確保する契約上の義務が残っているという委譲契約の仮説に基づく結論により、契約者が資産を認識する全権を委譲者からまだ取得していない場合に発生する。2019年12月31日時点の数値は、692百万ユーロの当期中の投資金額を含んでいることも留意が必要である。

顧客との契約から生じる流動資産は、主に、契約に対する支払は履行義務の充足を条件とする未充足の工事契約（140百万ユーロ）によるものである。

2019年12月31日現在の顧客との契約から生じる非流動負債の数値は、主にイタリアの配電（3,520百万ユーロ）、スペインの配電（2,364百万ユーロ）、およびルーマニアにおける配電（411百万ユーロ）に起因する。

顧客との契約から生じる流動負債は、イタリアおよびスペインにおいて認識された793百万ユーロの12ヵ月以内に満了する送電系統への接続による収益に関連した契約負債、ならびに工事契約に対する負債（504百万ユーロ）を含む。

注記26 その他の非流動金融資産 - *6,006百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	増減	
公正価値で測定された他社への株式投資	72	63	9	14.3%
純金融負債に含まれる債権および有価証券（注記26.1を参照）	3,185	3,272	(87)	-2.7%
サービス委譲契約	2,702	2,415	287	11.9%
長期前払金融費用	47	19	28	-
合計	**6,006**	**5,769**	**237**	**4.1%**

その他の非流動金融資産の増減は、特に委譲契約に関連する公共サービス社会基盤の建設および／または改修について免許を付与する当局に支払った金額に関連して、とりわけブラジルにおいて認識されたサービス委譲契約の価額の増加を反映するものであり、IFRIC第12号に基づき認識されている。

下表は公正価値で測定された他社への株式投資の内訳である。

百万ユーロ	保有割合		保有割合		
	2019年12月31日現在		2018年12月31日現在		増減
ガルシ	14	17.6%	14	17.6%	-
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	17	11.1%	17	11.1%	-
欧州エネルギー取引所	8	2.2%	8	2.2%	-
アソネット・エスアールエル	7	16.0%	7	16.0%	-
大韓海運	2	0.3%	2	0.3%	-
ハブジェクト・ゲーエムベーハー	10	12.5%	-	-	10
その他	14		15		(1)
合計	**72**		**63**		**9**

26.1 純金融負債に含まれるその他の非流動金融資産 - *3,185百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	増減	
有価証券（FVOCI）	416	360	56	15.6%
その他の金融債権	2,769	2,912	(143)	-4.9%
合計	**3,185**	**3,272**	**(87)**	**-2.7%**

FVOCIで測定された有価証券は、オランダの保険会社がその手元流動性の一部を投資している金融商品である。

その他の金融債権の減少は、主に以下に起因する。

＞ CSEAに対するイー・ディストリブッツィオーネの債権（55百万ユーロ）および配電業者が電気機械式メーターの電子デバイスとの早期交換に関して負担した特別費用の払戻しに関する債権（41百万ユーロ）の中・長期の金融債権から短期金融債権および証券への組替に関連する96百万ユーロ。

＞ **エネル・ノース・アメリカが2018年に認識したEGPNAプリファード・ウィンド・ホールディングスに対する金融債権の減少に関連する220百万ユーロ。この貸付金はEGPNA REPの再取得と共に返済された。**

＞ **スロバク・パワー・ホールディングスに対するエネル・ファイナンス・インターナショナルの債権の106百万ユーロの増加。**

注記27 その他の非流動資産 *- 2,701百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年 12月31日現在	2018年 12月31日現在	増減	
機関マーケット・オペレーターに対する売掛金	232	200	32	16.0%
その他の債権	2,469	1,072	1,397	-
合計	**2,701**	**1,272**	**1,429**	**-**

機関マーケット・オペレーターに対する売掛金は、基本的に前年比で変動はなかった。

2019年12月31日現在のその他の債権は、主に、1,587百万ユーロの未収税金（2018年12月31日現在は231百万ユーロ）、418百万ユーロの保証金（2018年12月31日現在は307百万ユーロ）、および、グリーン証書に関連して受領する権利がある非貨幣的助成金合計37百万ユーロ（2018年12月31日現在は50百万ユーロ）であった。
当年度中の増減は、主にエネル・ディストリブシオン・サンパウロおよびエネル・ディストリブシオン・セアラがブラジルにおけるPIS／COFINS紛争に関連して認識した未収税金を反映している。
PIS（社会統合プログラム）およびCOFINS（社会保険融資負担金）は、ブラジル国内の企業に支払う連邦の拠出制度であり、各企業の総収益に税率を適用することによって、従業員、公衆衛生、社会福祉および社会保障のプログラムの資金を賄うことを目的としている。ICMS（商品流通サービス税）はVAT に類似しており、商品の販売、電気通信および輸送に適用される。
ブラジル国内の配電会社は、ICMS税に関して計算される部分のPIS／COFINSのブラジル政府による適用に対して、別々の訴訟を申し立てた。
これらの会社には、エネル・ディストリブシオン・サンパウロ、エネル・ディストリブシオン・セアラ、エネル・ディストリブシオン・ゴイアスおよびエネル・ディストリブシオン・リオが含まれている。
ブラジルの裁判所は、これらの会社が提出した訴状を支持し、この判決によれば、追加的なICMS税をPISおよびCOFINSに対する課税標準に含めてはならない。連邦政府はこの判決に対する上訴を申し立てた。
2019年、エネル・ディストリブシオン・サンパウロおよびエネル・ディストリブシオン・セアラは、エネル・ディストリブシオン・サンパウロについては2013年12月から2014年12月まで、およびエネル・ディストリブシオン・セアラについては2001年5月以降のPISおよびCOFINSの計算に関してICMSが完全に控除可能であることを認める判決の通知を受けた。

注記28 棚卸資産 - *2,531百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年 12月31日現在	2018年 12月31日現在	増減	
原材料、消耗品および貯蔵品：				
－燃料	857	1,260	(403)	-32.0%
－原料、工具およびその他の棚卸資産	1,493	1,345	148	11.0%
合計	**2,350**	**2,605**	**(255)**	**-9.8%**
環境関連証明書：				
－CO_2排出枠	96	119	(23)	-19.3%
－グリーン証書	12	16	(4)	-25.0%
－ホワイト証書	1	-	1	-
合計	**109**	**135**	**(26)**	**-19.3%**
売却可能建物	54	57	(3)	-5.3%
還付残高	18	21	(3)	-14.3%
合計	**2,531**	**2,818**	**(287)**	**-10.2%**

原材料、消耗品および貯蔵品は、発電所および配電網の操業、保守および建設に使用される原料および工具、ならびに発電およびトレーディング活動に関する当社の所要量を賄うための燃料在庫から構成されている。
年度中の棚卸資産の全体としての減少（287百万ユーロ）は、主にイタリアおよびスペインにおいて減損の対象となった石炭火力発電所に関連する燃料、原料および予備部品の棚卸資産の減損（308百万ユーロ）によるものである。

注記29 売掛金 - *13,083百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年 12月31日現在	2018年 12月31日現在	増減	
顧客：				
－電力の販売および輸送	8,532	8,556	(24)	-0.3%
－ガスの配給および販売	1,284	1,145	139	12.1%
－その他の資産	3,014	3,687	(673)	-18.3%
顧客債権の合計	**12,830**	**13,388**	**(558)**	**-4.2%**
関連会社および共同支配の取決めへの売上債権	253	199	54	27.1%
合計	**13,083**	**13,587**	**(504)**	**-3.7%**

顧客への売掛金は貸倒引当金控除後の金額で認識されており、貸倒引当金の合計は、当年度の期末残高が2,980百万ユーロ、前年度の期末残高は2,828百万ユーロであった。具体的には、当期中の減少は主に、電力の販売・輸送に対する債権が減少したこと、評価減の増加、および債権の通常の進展による。
売掛金に関する詳細については、注記43の「金融商品」を参照。

注記30 その他の流動金融資産 - *4,305百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	増減	
純金融負債に含まれる流動金融資産（注記30.1を参照）	4,158	5,003	(845)	-16.9%
その他	147	157	(10)	-6.4%
合計	**4,305**	**5,160**	**(855)**	**-16.6%**

30.1 純金融負債に含まれるその他の流動金融資産 - *4,158百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	増減	
長期金融債権1年以内回収分	1,585	1,522	63	4.1%
有価証券（FVOCI）	61	72	(11)	-15.3%
金融債権および現金担保	2,153	2,559	(406)	-15.9%
その他	359	850	(491)	-57.8%
合計	**4,158**	**5,003**	**(845)**	**-16.9%**

この項目の増減は主として以下の要因による。

- **金利および為替のOTCデリバティブにおける取引で取引相手に支払った現金担保の減少による金融債権および現金担保の406百万ユーロの減少**
- **主に、エネル・ファイナンス・インターナショナルが持分法を用いて会計処理されているメキシコの再生可能エネルギー会社に関して2018年に認識した金融債権の支払いによる「その他」の減少**

注記31 その他の流動資産 - *3,115百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	増減	
機関マーケット・オペレーターに対する売掛金	732	745	(13)	-1.7%
仕入先への前渡金	314	299	15	5.0%
従業員に対する債権	28	30	(2)	-6.7%
その他の債権	1,084	1,139	(55)	-4.8%
各種の未収税金	797	622	175	28.1%
未収収益および前払費用	160	148	12	8.1%
合計	**3,115**	**2,983**	**132**	**4.4%**

機関マーケット・オペレーターに対する債権には、イタリアのシステムに関連する450百万ユーロの債権（2018年12月31日現在は526百万ユーロ）およびスペインのシステムに関連する254百万ユーロの債権（2018年12月31日現在は185百万ユーロ）が含まれている。

各種の未収税金の175百万ユーロの増加は、主にエネル・ディストリブシオン・サンパウロの未収税金の短期への振替えによるものである。

その他の債権は、主にメキシコ国内の再生可能エネルギー会社8社の昨年中の売却により生じた債権の回収により減少した。この影響は、北米の多数の会社の売却を受けた偶発資産の認識により一部相殺された。

注記32 現金および現金同等物 *- 9,029百万ユーロ*

下表に詳細が記載された現金および現金同等物は、主に実行される取引を担保するために差し入れられた保証金に関する72百万ユーロを除き、いかなる制限もなされていない。

百万ユーロ

	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	増減	
銀行および郵便預金	7,910	5,531	2,379	43.0%
手許現金および現金同等物	87	328	(241)	-73.5%
その他の流動投資	1,032	771	261	33.9%
合計	**9,029**	**6,630**	**2,399**	**36.2%**

注記33 売却目的に分類された資産および処分グループ - *101百万ユーロおよび3百万ユーロ*

2019年度の売却目的資産の増減内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2018年12月31日	流動および非流動資産との間の組替	処分および連結範囲の変更	減損損失	その他の増減額	2019年12月31日現在
有形固定資産	611	413	(879)	(124)	(7)	14
無形資産	5	13	(7)	(6)	2	7
のれん	23	-	(23)	-	-	-
持分法適用投資	-	80	-	-	-	80
その他の非流動資産	1	-	(1)	-	-	-
現金および現金同等物	21	-	(33)	-	12	-
棚卸資産、売掛金、およびその他の流動資産	27	-	(22)	-	(5)	-
合計	**688**	**506**	**(965)**	**(130)**	**2**	**101**

2019年度の負債の増減は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2018年12月31日	処分および連結範囲の変更	その他の増減額	2019年12月31日現在
長期借入金	99	(100)	1	-
リスクおよび費用に対する引当金 - 非流動部分	1	(2)	1	-
その他の非流動負債	5	(2)	-	3
短期借入金	284	-	(284)	-
その他の短期金融負債	2	(1)	(1)	-
買掛金およびその他の流動負債	16	(11)	(5)	-
合計	**407**	**(116)**	**(288)**	**3**

上記のように、2019年12月31日現在の売却目的で保有する資産および負債はそれぞれ101百万ユーロおよび3百万ユーロとなっており、経営者の判断を受け、IFRS第5号のこの合計値への分類要件を満たすEGPNA（現在はエネル・ノース・アメリカ）が所有している多数の持分法適用水力持株およびコロンビアのリオネグロ発電所の価額に主に関連している。

期中の増減は、従前に売却目的に分類されていたブラジル国内の多数の再生可能エネルギー会社および2019年にこの合計値に分類され、2019年第4四半期に売却されたレフティンスカヤ・グレス発電所の売却に基本的に関連するものである。

注記34 株主持分- *46,938百万ユーロ*

34.1 親会社株主帰属持分 - *30,377百万ユーロ*

資本金 - *10,167百万ユーロ*

2019年12月31日現在のエネル・エスピーエーの資本金は、各額面1.00ユーロの同数の全額引受および払込済み普通株式により表示される合計10,166,679,946ユーロとなった。資本金は、2018年12月31に計上されていたものから変更はない。

2019年12月31日現在、株主名簿、1998年2月24日付の政令第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、およ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。）およびキャピタル・リサーチ・アンド・マネージメント・カンパニー（2019年10月11日現在、資産運用目的で直接持分5.029%を保有。）が含まれていた。

自己株式準備金 - *（1）百万ユーロ*

2019年12月31日現在、自己株式は、適格仲介機関を通じて総額10百万ユーロで購入した額面価額1株1.00ユーロのエネル・エスピーエーの普通株式1,549,152株である。

2019年5月16日、株主総会は、民法第2359条に従ってエネル・エスピーエーおよび／またはその子会社の経営者を対象とする2019年度の長期インセンティブ制度（「2019年度LTI制度」または「本制度」）を承認し、本制度の実施に必要なすべての権限を取締役会に付与した。

同日、株主総会は、特に2019年度LTI制度の目的を追求するために決議により定められた期限に従って自己株式を購入する権限も取締役会に付与した。

9月19日、当社取締役会は、付与された権限を実施し、既に市場向けに発表してあった関連条件に従って、上限額を10.5百万ユーロとし、エネルの資本金の約0.02%に等しい250万株を超えない株数の自己株式購入プログラム（「本プログラム」）の開始を承認した。

当社は、本プログラムの期間（2019年9月23日から2019年12月2日まで）にわたり1株当たり6.7779ユーロの加重平均価格で1,549,152株のエネル株式を購入した。

その他の剰余金 - *1,139百万ユーロ*

資本剰余金 - *7,487百万ユーロ*

イタリア民法第2431条に基づき、額面以上の価格で株式が発行されている場合に、資本剰余金には、株式の発行価格と額面との差額（社債からの転換に由来するものを含む。）が含まれる。資本準備金にあたるこの剰余金は、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配当できない。

法定準備金 - *2,034百万ユーロ*

法定準備金は、イタリア民法第2430条に従い配当として分配できない純利益の一部により構成されている。

その他の剰余金 - *2,262百万ユーロ*

これらは、エネルが国営会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2,215百万ユーロを含んでいる。

統一所得税規則（*Testo Unico Imposte sul Reddito*、「TUIR」）の第47条に従い、この金額は分配されるときに課税所得とはならない。

ユーロ以外の通貨の財務書類の換算から生じた剰余金 - *(3,802)百万ユーロ*

当年度における減少485百万ユーロは、主に子会社が使用する外貨に対する機能通貨の正味での上昇およびエネル・アメリカスの5.74%の購入に関連する連結範囲の変更による。

キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金 - *(1,610)百万ユーロ*

これには、資本において認識されている、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの測定による純費用を含む。なお、税効果累積額は431百万ユーロである。

金融商品のヘッジコストの測定による剰余金 - *(147)百万ユーロ*

2018年1月1日現在、IFRS第9号の適用において、これらの剰余金は為替ベーシス・ポントおよびフォワード・ポイントの公正価値変動額を含んでいる。なお、税効果累積額は6百万ユーロである。

FVOCIの金融商品の測定による剰余金 - *21百万ユーロ*

これには、金融資産の公正価値測定による正味未実現収益を含む。

なお、税効果累積額はマイナス3百万ユーロである。

持分法適用株式投資による剰余金 - *(119)百万ユーロ*

この剰余金は、持分法適用会社の資本で直接認識される包括利益の持分を表す。なお、税効果累積額は25百万ユーロである。

純確定給付制度債務/（資産）の再測定による剰余金 - *(1,043)百万ユーロ*

この剰余金は、税効果控除後のすべての数理計算上の差異を含む。この変動は、主に当期に認識された数理計算上の正味損失の減少によるものであり、主に割引率の変更を反映している。なお、税効果累積額は244百万ユーロである。

支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金 - *(2,381)百万ユーロ*

この項目は主に以下の要因によるものである。

＞　エネル・グリーン・パワー株式の公募について計上された、処分関連費用および関連課税分控除後の利益

＞　エネルシス（現社名エネル・アメリカスおよびエネル・チリ）の増資の結果認識された少数持分の売却

＞　エンデサの21.92%の公募に起因する、処分関連費用および関連課税分控除後の資本損失

＞ **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・パートナーズの少数持分の処分による利益**

＞ **エンデサ・アメリカスおよびチレクトラ・アメリカスのエネル・アメリカスへの合併の影響**

＞ **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・パートナーズおよび南アフリカ国内の多数の会社の少数持分の支配権の喪失を伴わない第三者への処分**

2019年度におけるこの剰余金の増減はない。

非支配持分の取得による剰余金 - *(1,572)百万ユーロ*

この剰余金は、主に中南米およびイタリアにおいてすでに支配している会社（エネル・グリーン・パワー・エスピーエー）に対する追加持分を第三者から取得した際の取得持分の帳簿価額に対する取得価格の超過額を含む。

当期の増減は、主に以下の影響を反映している。

＞ **金融機関と締結した株式交換契約の条項により、エネル・アメリカスにおける保有持分を59.97%に高めた当該持分の5.74%の増加。**

＞ **エレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダージ・デ・サンパウロ・エスエーにおける保有持分の4.1%の増加。**

＞ **金融機関と締結した株式交換契約の条項によるエネル・チリにおける保有持分の0.11%の増加。**

＞ **エネル・グリーン・パワー・インディアにおける保有持分を100%に高めた当該持分の23.44%の増加。**

利益剰余金および繰越欠損金 - *19,081百万ユーロ*

この余剰金は、配当されていない、またはその他の剰余金に割り当てられていない、前年からの収益が計上される。

前へ　　次へ

下表は、非支配株主持分および関連税効果を含めて、その他の包括利益で直接認識された利得又は損失の増減を示したものである。

百万ユーロ

	2018年12月31日現在			増減				2019年12月31日現在				
	合計	***うち親会社株主***	***うち非支配持分***	**純利益／（純損失）当期株主資本計上分**	**損益計算書への組替分**	**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***
ユーロ以外の通貨の財務書類の換算から生じた剰余金	**(6,709)**	*(3,206)*	*(3,503)*	(481)	-	-	**(481)**	*(265)*	*(216)*	**(7,190)**	*(3.471)*	*(3.719)*
キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金	**(2,007)**	*(1,721)*	*(286)*	(2,036)	2,141	(66)	**39**	*94*	*(55)*	**(1,968)**	*(1,627)*	*(341)*
金融商品のヘッジコストの測定による剰余金	**(265)**	*(258)*	*(7)*	150	(36)	6	**120**	*111*	*9*	**(145)**	*(147)*	*2*
FVOCIの金融商品の測定による剰余金	**(4)**	*(3)*	*(1)*	7	-	(2)	**5**	*5*	-	**1**	*2*	*(1)*
持分法適用投資の関連会社のOCIの持分	**(109)**	*(112)*	*3*	(60)	-	3	**(57)**	*(56)*	*(1)*	**(166)**	*(168)*	*2*
他社への株式投資の測定による剰余金	**(11)**	*(11)*	-	-	-	-	**-**	-	-	**(11)**	*(11)*	-
確定給付制度純債務/（資産）の再測定	**(973)**	*(727)*	*(246)*	(702)	-	200	**(502)**	*(318)*	*(184)*	**(1,475)**	*(1,045)*	*(430)*
資本において認識された利益／（損失）合計	**(10,078)**	***(6,038)***	***(4,040)***	**(3,122)**	**2,105**	**141**	**(876)**	***(429)***	***(447)***	**(10,954)**	***(6.467)***	***(4.487)***

前へ　　次へ

34.2 配当金

百万ユーロ

	分配額（百万ユーロ）	1株当たり配当金（ユーロ）
2018年の支払配当金		
2017年の配当金	2,410	0.24
2018年の中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2018年の支払配当金合計	**2,410**	**0.24**
2019年の支払配当金		
2018年の配当金	2,847	0.28
2019年の中間配当金(2)	-	-
特別配当金	-	-
2019年の支払配当金合計	**2,847**	**0.28**

(1) 2018年11月6日の取締役会で承認され2019年1月23日以降支払われた（1株当たり0.14ユーロで合計1,423百万ユーロの中間配当金）。
(2) 2019年11月12日の取締役会で承認され2020年1月22日以降支払われた（1株当たり0.16ユーロで合計1,627百万ユーロの中間配当金）。

2019年の配当金は、1株当たり0.328ユーロで総額3,334百万ユーロ（うち1株当たり0.16ユーロで総額1,626百万ユーロが中間配当として既に支払われた）で、2020年5月14日の年次株主総会において提案予定である。これらの財務書類は、取締役会が2019年11月12日に承認し、基準日である2020年1月21日現在所有していた1,549,152株の自己株式に関連する部分を除いて2020年1月22日以降支払われる潜在的に最大1,627百万ユーロの2019年の中間配当金に関わる株主に対する負債を除き、株主に対する2019年の配当金の分配の影響を反映していない。

資本管理

当グループの資本管理の目的は、継続企業としての事業を保護し、株主のための価値を創造し、かつ当グループの発展を支えることである。特に、当グループは、株主にとって満足できる収益率の達成を可能にするための十分な株式資本を維持するとともに、十分な格付けを維持することなどによって外部の資金調達源へのアクセスを確保することを目指している。
こうした状況において、当グループは資本構成を管理し、経済的状況の変化により必要となった場合はこの構成を調整する。2019年度中は、目的、方針またはプロセスの実体的変更はなかった。
資本管理の目的で、当グループは資本との関係における負債の水準の動向を常に監視している。2019年および2018年12月31日現在の状況の概要は下表に示すとおりである。

百万ユーロ

	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	増減
非流動財政状態	54,174	48,983	5,191
正味流動財政状態	(5,815)	(4,622)	(1,193)
非流動金融債権および長期有価証券	(3,184)	(3,272)	88
純金融負債	**45,175**	**41,089**	**4,086**
親会社株主帰属持分	30,377	31,720	(1,343)
非支配持分	16,561	16,132	429
株主持分	**46,938**	**47,852**	**(914)**
デット・エクイティ・レシオ	**0.96**	**0.86**	**-**

負債の利用の比率の増加は、期中の投資の資金調達所要額、IFRS第16号の初度適用を受けた負債の認識およびEGPNA REPジョイント・ベンチャーからの多数の会社の支配の取得を主に反映した純金融負債の増加に起因する。

表中の個別項目の内訳は、注記41を参照のこと。

34.3 非支配持分- *16,561百万ユーロ*

次の表は、非支配持分の構成を地域別に示したものである。

百万ユーロ	非支配持分		非支配持分帰属分の当期純利益	
	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
イタリア	1	7	(2)	-
イベリア半島	5,961	6,405	36	386
中南米	9,277	8,406	1,256	1,095
欧州および欧州・地中海地域	903	908	6	68
北米	222	181	(1)	4
アフリカ、アジアおよびオセアニア	197	225	7	8
合計	**16,561**	**16,132**	**1,302**	**1,561**

最後に、2019年9月から、従来は（現在では北米に名称が変更された）北米および中米地域の下で報告されていたパナマ、コスタリカ、グアテマラ、エルサルバドルおよびニカラグアの各国も中南米に含まれていることに留意する。
新たな地域区分に照らして数値の完全な比較可能性を確保するために、2018年度の比較数値を適切に修正再表示した。

注記35 借入金

百万ユーロ	非流動		流動	
	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	**2019年12月31日現在**	2018年12月31日現在
長期借入金	54,174	48,983	3,409	3,367
短期借入金	-	-	3,917	3,616
合計	**54,174**	**48,983**	**7,326**	**6,983**

借入金の性質の詳細については、注記43の「金融商品」を参照。

注記36 従業員給付 - *3,771百万ユーロ*

当グループはその従業員に、繰延報酬給付、一定年齢到達者または高齢者年金受給資格者への追加月分の支払、勤続年数達成に応じたロイヤルティ賞与、補足的年金および健康保険制度、ならびに住宅電力割引および同様の給付を含む、様々な給付を提供している。より具体的には、以下のとおりである。

＞ 「年金給付」の項目は、イタリアについては、退職後の役員に関する追加的退職給付制度に基づく給付、および法律または契約に基づき雇用関係が終了する時点で職員に支払うべき給付を賄うための、発生額の見積りに関するものである。国外の会社については、この項目は退職後給付について報告している。このうち、最も重要なものは、スペインのエンデサの年金給付制度に関するものである。これは、従業員の勤続年数と会社に基づいて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、従業員は特定の確定拠出型年金制度に加入し、現役従業員の障害または死亡が発生した場合には、適切な保険契約で保証される確定給付制度に加入する。さらに、当グループには、他に加入が限定される2つの制度が存在するが、それは（1）先述した枠組み合意に伴って導入された変更に先立つ、電力業界団体交渉合意によって保障された現役および退職したエンデサ従業員に対するものと（2）カタルーニャの旧グループ会社（Fecsa/Enher/HidroEmpordà）の従業員に対するものである。両者は確定給付制度であり、退職した従業員が死亡した場合に対して給付する、以前の制度を除いて、給付は完全に保証されている。最後に、ブラジルの企業も確定給付制度を設けている。

＞ 「電力割引」は、外国会社に関連する電力供給に係る給付によって構成される項目である。イタリアに関しては、退職した従業員のみに2015年末まで付与されていたこの給付が一方的に廃止された。

＞ 「健康保険」の項目は、現役および退職後の従業員の医療費を対象とする給付を計上している。

＞ 「その他の給付」は、主にロイヤルティ賞与に関するものである。様々な国で採用されており、イタリアについては、電力会社従業員の全国的な団体交渉の同意の対象となる従業員に対し、達成勤続年数（25年および35年間の勤務）に応じた賞与を付与する給付に関する債務の見積額である。これには、一定の会社のマネージャーに対する特定の条件に基づく金銭的賞与としての報償といった他のインセンティブ制度も含まれている。

次の表は、それぞれ2019年12月31日および2018年12月31日現在の退職後給付およびその他の長期従業員給付の確定給付債務の増減、ならびに当該債務と数理計算上の債務の調整を示す。

百万ユーロ	2019年					2018年				
	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										
1月1日現在の数理計算上の債務	**5,072**	**767**	**253**	**231**	**6,323**	**2,413**	**739**	**253**	**254**	**3,659**
勤務費用	20	4	4	32	**60**	16	4	5	36	**61**
利息費用	335	15	10	5	**365**	247	14	10	5	**276**
人口統計上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	(16)	-	1	-	**(15)**	(2)	-	-	-	**(2)**
財務上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	701	91	15	8	**815**	213	(10)	4	(5)	**202**
実績の調整	94	55	(4)	13	**158**	21	48	2	7	**78**
過去勤務費用	(8)	-	-	2	**(6)**	(1)	-	-	7	**6**
清算による（利得）／損失	-	-	-	-	**-**	-	-	-	-	**-**
為替換算差額	(84)	-	(2)	1	**(85)**	(114)	(1)	(9)	(6)	**(130)**
雇用主拠出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
従業員拠出	2	-	-	-	**2**	2	-	-	-	**2**
給付支払額	(431)	(31)	(14)	(45)	**(521)**	(370)	(30)	(12)	(65)	**(477)**
その他の増減額	6	3	-	(5)	**4**	2,647	3	-	(2)	**2,648**
売却目的負債	-	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-
12月31日現在の数理計算上の債務 (A)	**5,691**	**904**	**263**	**242**	**7,100**	**5,072**	**767**	**253**	**231**	**6,323**
年金資産の増減										
1月1日現在の年金資産の公正価値	**3,160**	**-**	**-**	**-**	**3,160**	1,317	**-**	**-**	**-**	**1,317**
受取利息	235	-	-	-	**235**	173	-	-	-	**173**
受取利息の金額を除いた年金資産の期待運用収益	272	-	-	-	**272**	70	-	-	-	**70**
為替換算差額	(50)	-	-	-	**(50)**	(82)	-	-	-	**(82)**
雇用主拠出	186	31	14	16	**247**	171	30	12	24	**237**
従業員拠出	2	-	-	-	**2**	2	-	-	-	**2**
給付支払額	(431)	(31)	(14)	(16)	**(492)**	(370)	(30)	(12)	(24)	**(436)**
他の支払	-	-	-		-	-	-		-	-
連結範囲の変更	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	1,879	-	-	-	1,879
12月31日現在の年金資産の公正価値 (B)	**3,374**	**-**	**-**	**-**	**3,374**	**3,160**	**-**	**-**	**-**	**3,160**
アセット・シーリングの影響										
1月1日現在のアセット・シーリング	**24**	**-**	**-**	**-**	**24**	**64**	**-**	**-**	**-**	**64**
受取利息	2	-	-	-	**2**	4	**-**	**-**	**-**	**4**
アセット・シーリングの変更	20	-	-	-	**20**	(38)	-	-	-	**(38)**
為替換算差額	(1)	-	-	-	**(1)**	(6)	-	-	-	**(6)**
連結範囲の変更	-	-	-		-	-		-	-	-
12月31日現在のアセット・シーリング (C)	**45**	**-**	**-**	**-**	**45**	**24**	**-**	**-**	**-**	**24**
財政状態計算書の純負債（A-B+C）	**2,362**	**904**	**263**	**242**	**3,771**	**1,936**	**767**	**253**	**231**	**3,187**

百万ユーロ

	2019年	2018年
収益または損失に計上される（利益）/損失		
勤務費用および過去勤務費用	32	39
純利息費用	129	107
清算による（利得）／損失	-	-
他の長期給付の数理計算上の（利益）／損失	25	28
その他の増減額	-	(4)
合計	**186**	**170**

百万ユーロ

	2019年	2018年
OCIの（利益）/損失の変動		
受取利息の金額を除いた年金資産の期待運用収益	(272)	(70)
確定給付制度の数理計算上の（利益）／損失	958	282
受取利息に含まれる金額を除いたアセット・シーリングの変動	20	(38)
その他の増減額	(4)	(2)
合計	**702**	**172**

損益を通じて認識される費用の変動は16百万ユーロであった。それゆえ、損益計算書に対する影響は、2018年度よりも増加しており、これは主にブラジルにおけるエネル・ディストリブシオン・サンパウロの年金基金に対する利息の影響によるものである。

期末時点で財政状態計算書に認識される負債は、2019年12月31日現在3,374百万ユーロとなった年金資産の公正価値を差し引いて報告されている。これらの資産はすべてスペインおよびブラジルにあり、その内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2019年	2018年
活発な市場における公表市場価格のある投資額		
資本性金融商品	8%	8%
確定利付証券	68%	65%
投資不動産	3%	4%
その他	-	-
非上場証券		
保険会社が保有する資産	-	-
その他	21%	23%
合計	**100%**	**100%**

従業員給付に係る負債および年金資産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となっている。

	イタリア	イベリア半島	中南米	その他の国	イタリア	イベリア半島	中南米	その他の国
	2019年				2018年			
割引率	0.00%-0.70%	0.00%-1.14%	3.40%-7.59%	1.20%-6.45%	0.25%-1.50%	0.21%-1.75%	4.70%-9.15%	1.50%-8.77%
インフレ率	0.70%	2.00%	3.00%-8.00%	1.00%-3.94%	1.50%	2.00%	3.00%-4.00%	1.50%-4.14%
昇給率	0.70%-1.70%	2.00%	3.80%-8.00%	2.50%-3.94%	0.025	2.00%	3.80%-5.00%	3.00%-4.20%
医療費増加率	1.70%	3.20%	7.12%-8.00%	-	2.50%	3.20%	7.12%-8.00%	-
年金資産の期待運用収益率	-	1.09%	6.44%-7.38%	-	-	1.75%	8.63%-9.04%	-

次の表は、感応度分析の結果を示したもので、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確定給付債務に及ぼす影響を表している。

百万ユーロ	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付
	2019年12月31日				2018年12月31日			
割引率の0.5%の下落	321	78	15	5	280	63	9	3
割引率の0.5%の上昇	(285)	(73)	(19)	(7)	(243)	(59)	(12)	(9)
インフレ率の0.5%の上昇	(2)	(74)	(5)	(3)	(5)	(59)	(3)	(6)
インフレ率の0.5%の下落	31	79	10	1	32	61	3	2
報酬の0.5%の上昇	19	2	(2)	5	10	(2)	(3)	1
現在支払中の年金の0.5%の上昇	9	(2)	(3)	(1)	11	(2)	(3)	(3)
医療費の1%の上昇	-	-	12	-	-	-	32	-
現役および退職した従業員の平均余命1年の増加	179	36	19	(1)	155	25	8	(3)

感応度分析では、その他の仮定を一定にしたまま、それぞれ数理計算上の仮定の合理的な変動が確定給付債務に及ぼす影響を推定する方法を用いている。

翌連結会計年度に確定給付制度に払い込まれることが予想される拠出額は、177百万ユーロである。

次の表は、確定給付制度に関して翌連結会計年度以降予想される給付支払額を示している。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日
1年以内	461	436
1～2年	447	429
2～5年	1,288	1,273
5年超	2,040	2,017

注記37 リスクおよび費用に対する引当金 - *6,520百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年12月31日		2018年12月31日	
	非流動	流動	非流動	流動
訴訟、リスク、およびその他の費用に対する引当金				
－原子炉の廃炉	640	-	552	-
－廃棄、撤去および用地の原状回復	1,840	102	986	71
－訴訟	938	132	1,315	191
－環境関連証書	-	33	-	27
－税金および関税	312	24	409	23
－その他	762	504	742	603
合計	**4,492**	**795**	**4,004**	**915**
早期退職奨励引当金	832	401	1,177	397
合計	**5,324**	**1,196**	**5,181**	**1,312**

前へ　次へ

百万ユーロ		発生	戻入	取崩	割引率調整	廃止および用地の原状回復引当金	連結範囲の変更	為替換算差額	その他の増減額	売却目的保有負債への組替	
	2018年12月31日										2019年12月31日
訴訟、リスク、およびその他の費用に対する引当金											
－原子炉の廃炉	552	-	-	-	5	83	-	-	-	-	640
－廃棄、撤去および用地の原状回復	1,057	64	(21)	(41)	16	880	2	(8)	(7)	-	1,942
－訴訟	1,506	278	(168)	(582)	52	-	-	(16)	-	-	1,070
－環境関連証書	27	36	(18)	(13)	-	-	-	-	1	-	33
－税金および関税	432	31	(20)	(109)	5	-	-	(2)	(1)	-	336
－その他	1,345	302	(90)	(295)	39	13	3	(41)	(10)	-	1,266
合計	**4,919**	**711**	**(317)**	**(1,040)**	**117**	**976**	**5**	**(67)**	**(17)**	**-**	**5,287**
早期退職奨励引当金	1,574	79	(13)	(437)	36	-	-	-	(6)	-	1,233
合計	**6,493**	**790**	**(330)**	**(1,477)**	**153**	**976**	**5**	**(67)**	**(23)**	**-**	**6,520**

前へ　次へ

原子炉の廃炉のための引当金

2019年12月31日現在、この引当金は、国王令第1349/2003号および法律第24/2005号に従い、原子炉の廃炉についての責任を負うスペインの公社であるエンデサ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。費用の算定は、2001年9月に経済省の承認を受けたエンデサと電力会社間の標準契約に基づいており、この契約では原子力発電所の廃止およ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エンデサ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予想量が考慮されている。

非原子力プラントの廃止および用地の原状回復引当金

非原子力プラントの廃止および用地の原状回復のための引当金は、法律上のまたは推定的な義務が存在する場合における、非原子力プラントの廃止・撤去に係る見積費用の現在価値である。この引当金は、主にエンデサ・グループ、エネル・プロデュツィオーネおよび中南米の会社に関連したものである。2019年度における引当金の増加は、石炭火力発電所における発電の中止を推進する当グループの決定を反映しており、この決定によって、チリのボカミナIおよびタラパカ発電所並びにイタリアおよびスペインの多数の発電所の廃棄費用の引当金の増加が促進された。

訴訟引当金

訴訟引当金は、係争中の訴訟およびその他の紛争に関する偶発債務に備えるものである。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、主にスペイン（144百万ユーロ）、イタリア（144百万ユーロ）および中南米（723百万ユーロ）のグループ会社に関連している。

前年度末対比での減少は436百万ユーロであり、これは特にエネル・ディストリブシオン・サンパウロのエレトロブラスとの係争およびエディストリビュシオン・レデス・デジタルス・エスエル（旧エンデサ・ディストリビュシオン・エレクトリカ）の多数の係争の解決による中南米およびイベリア半島における引当金の変動を主に反映している。

環境関連証明書の引当金

環境関連証明書費用の引当金は、国家または超国家的な環境保護要件のコンプライアンスに必要な環境証明書の不足分のコストを穴埋めするものであり、主としてエネル・エネルジアに関連している。

税金および関税に関する引当金

税金および関税に関する費用に対する引当金は、直接税および間接税に関する税務上の紛争から発生する見積負債を表している。引当金残高には、イタリアの地方税である固定資産税（不動産に関する地方税－*Imposta Comunale sugli Immobili*（「ICI」）または新しい単一地方税－*Imposta Municipale Unica*（「IMU」））に関する現在係争中のおよび潜在的な係争に対する引当金も含まれている。当グループは、係争中の訴訟に関連して発生する可能性の高いリスクを算定するため、ならびに土地管理局事務所および地方自治体の査定が完了していないポジションについて発生する可能性が高い将来費用を合理的に評価するために、当該税金負債を見積るにあたり、（タービンなど、発電所では典型的な資産を含め、不動産登記上関連性があるとみなされる動産の評価方法に係る解釈上の問題を解決した）公有地管理局通達第6/2012号で導入された基準をしかるべく考慮した。

前年度末対比での減少は96百万ユーロであり、これは主にスペインおよびイタリアにおける目的使用を反映している。

その他の引当金

その他の引当金は、主として、規制に関する紛争および、様々な公課やその他の課徴金についての地方官庁との間の係争に関連する多様なリスクと費用を対象とする。

当年度における79百万ユーロの減少は、主に、自家発電者による請求を管理するためe-Distributionに割り当てられた引当金の一部の請求の提出期限満了後の戻入、および、2006年から2016年の間に発生した相互の未解決の争点を解決したエデスールの現地当局との合意後の引当金の取崩によるものであり、エネル・プロデュツィオーネが認識した環境関連費用の引当金の増加により一部相殺された。

連結範囲の変更はユーセーブ・エスピーエーの取得によるものである。

早期退職奨励引当金

早期退職奨励引当金は、組織上の必要性に応じた雇用契約の自発的解除に関する法的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341百万ユーロは、特に、スペインおよびイタリアで過年度に設定された奨励引当金の使用を反映するものである。

イタリアでは、後者は、法律第92/2012号（フォルネロ法）第4条第1～7項の3に規定された仕組みをイタリアの多数のグループ会社で実施するものとして2013年9月および2015年12月に締結された労使協定に主に関係している。後者の協定は、2016～2020年にイタリアにおいて約6,100人の従業員の自主退職を想定している。

スペインでは、引当金は、2014年にスペインで導入された自主的転職に関する協定（ASV：*Acuerdo de Salida Voluntaria*）の2015年における拡大に関するものである。ASVの仕組みは、エンデサの改革および再編成計画に関連してスペインにおいて合意され、黙示による年次の雇用契約の更新の停止を規定している。同社は、この計画に関連して2014年12月30日に労働組合代表者との間の合意に署名し、その中で、ASVの仕組みに参加している従業員に関しては、その後の年次更新日に職務に復帰するよう要請する選択権を行使しないことを約束した。

注記38 その他の非流動負債 *- 3,706百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減	
未払営業費用および繰延収益	552	484	68	14.0%
その他の項目	3,154	1,417	1,737	-
合計	**3,706**	**1,901**	**1,805**	**95.0%**

「その他の項目」の増加1,737百万ユーロは、基本的に、配電会社がICMS（商品およびサービスの流通に対するVAT に類似した税）へのPISおよびCOFINS税の適用における二重課税の解消を求めて現地当局に対して申し立てた紛争の最初のレベルの判決後に、「その他の非流動資産」に対して認識されたブラジル国内の顧客に対する1,278百万ユーロの負債によるものである。この増加はエネル・ディストリブシオン・サンパウロとエレトロブラスの間の紛争の終了も反映しており、この終了は、その他の非流動負債に関連する297百万ユーロのリスクおよび費用に対する引当金の使用およびその他の流動負債における73百万ユーロの認識を伴った。

注記39 買掛金- *12,960百万ユーロ*

12,960百万ユーロ（2018年は13,387百万ユーロ）となったこの項目には、提供やその他のサービスに関連する電力供給、燃料、原料および設備に係る債務が含まれている。

具体的には、支払期限が12カ月以内の買掛金は、12,322百万ユーロ（2018年は12,718百万ユーロ）であり、支払期限が12カ月以上の買掛金は、638百万ユーロ（2018年は669百万ユーロ）である。

注記40 その他の流動金融負債 *- 754百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減	
繰延金融負債	607	654	(47)	-7.2%
その他の項目	147	134	13	9.7%
合計	**754**	**788**	**(34)**	**-4.3%**

その他の流動金融負債の減少は、債券に対する未払負債が減少した結果として繰延金融負債が47百万ユーロ減少したことに起因する。
その他の項目は、主に未払利息額である。

注記41 正味財政状態、非流動金融債権および有価証券 - *45,175百万ユーロ*

次の表は、連結財政状態計算書の項目を基に正味財政状態、長期金融債権および有価証券を示すものである。

百万ユーロ

	注記	2019年12月31日	2018年12月31日	増減	
長期借入金	43	54,174	48,983	5,191	10.6%
短期借入金	43	3,917	3,616	301	8.3%
その他の流動金融債務(1)		47	28	19	67.9%
1年以内返済予定の長期借入金	43	3,409	3,367	42	1.2%
純金融負債に含まれるその他の非流動金融資産	26.1	(3,185)	(3,272)	87	-2.7%
純金融負債に含まれるその他の流動金融資産	30.1	(4,158)	(5,003)	845	-16.9%
現金および現金同等物	32	(9,029)	(6,630)	(2,399)	36.2%
合計		**45,175**	**41,089**	**4,086**	**9.9%**

(1) その他の短期金融負債に含まれる流動金融債務を含む。

下表は、2006年7月28日のCONSOB指示書に準拠して、エネル・グループの表示方法に規定された純金融負債と調整された、2019年12月31日と2018年12月31日現在の正味財政状態を示すものである。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減	
手許現金および現金同等物	87	328	(241)	-73.5%
銀行および郵便預金	7,910	5,531	2,379	43.0%
その他の流動投資	1,032	771	261	33.9%
有価証券	51	63	(12)	-19.0%
手元流動性	**9,080**	**6,693**	**2,387**	**35.7%**
短期の金融債権	2,522	3,418	(896)	-26.2%
長期金融債権1年以内回収分	1,585	1,522	63	4.1%
短期金融債権	**4,107**	**4,940**	**(833)**	**-16.9%**
短期銀行借入金	(579)	(512)	(67)	**-13.1%**
コマーシャル・ペーパー	(2,284)	(2,393)	109	4.6%
長期銀行債務の1年以内返済分	(1,121)	(1,830)	709	38.7%
発行済社債（短期部分）	(1,906)	(1,341)	(565)	-42.1%
その他の借入金（短期部分）	(382)	(196)	(186)	-94.9%
その他の短期金融債務(1)	(1,101)	(739)	(362)	-49.0%
短期金融債務計	**(7,373)**	**(7,011)**	**(362)**	**-5.2%**
正味短期財政状態	**5,814**	**4,622**	**1,192**	**25.8%**
銀行および金融機関に対する債務	(8,407)	(8,819)	412	4.7%
社債	(43,294)	(38,633)	(4,661)	-12.1%
その他の借入金	(2,473)	(1,531)	(942)	-61.5%
長期財政状態	**(54,174)**	**(48,983)**	**(5,191)**	**-10.6%**
CONSOB指示書に準拠した正味財政状態	**(48,360)**	**(44,361)**	**(3,999)**	**-9.0%**
長期金融債権および有価証券	**3,185**	**3,272**	**(87)**	**-2.7%**
純金融負債	**(45,175)**	**(41,089)**	**(4,086)**	**-9.9%**

(1) その他の短期金融負債に含まれる流動金融債務を含む。

注記42 その他の流動負債 - *13,161百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減	
顧客に対する債務	1,670	1,773	(103)	-5.8%
機関マーケット・オペレーターに対する債務	4,507	3,945	562	14.2%
従業員に対する債務	496	472	24	5.1%
その他の未払税金	1,082	1,093	(11)	-1.0%
社会保険機構への未払金	212	212	-	-
条件付対価	116	109	7	6.4%
少数株主に提供されたプット・オプション債務	3	-	3	-
流動未払費用および繰延収益	372	459	(87)	-19.0%
未払配当金	2,143	1,913	230	12.0%
その他	2,560	2,131	429	20.1%
合計	**13,161**	**12,107**	**1,054**	**8.7%**

顧客に対する債務には、電力およびガス供給契約の一部としてイタリア国内の顧客から受け取った金額に関連する保証金880百万ユーロ（2018年12月31日現在は936百万ユーロ）が含まれる。契約成立後は、使用に一切の制限がない電力販売に対する保証金は、流動負債として分類している。なぜなら、当社側では12ヵ月を超えてその返済を延期する無条件の権利を有していないためである。

「機関マーケット・オペレーターに対する債務」には、電力購入への平衡メカニズム適用から発生した債務であって、イタリア市場に関する3,064百万ユーロ（2018年12月31日現在では2,546百万ユーロ）、スペイン市場に関する1,267百万ユーロ（2018年12月31日現在では1,131百万ユーロ）および中南米市場に関する176百万ユーロ（2018年12月31日現在では268百万ユーロ）が含まれる。

未払配当金の増減は、主に、規則に基づき翌年1月に決済されるエネル・エスピーエーの中間配当の認識によるものである。2019年の総中間配当額は1,627百万ユーロとなり、前年は1,423百万ユーロであった。

その他の債務の増加は、73百万ユーロの流動項目だけでなく非流動部分も含まれたエネル・ディストリブシオン・サンパウロとエレトロブラスの間の係争の解決を主に反映している（この項目の詳細については適切な注記を参照）。この増加は、金融仲介機関を通じたエネル・アメリカスおよびエネル・チリにおける追加的株式持分の（株式交換を用いた）取得に関連する負債の認識も反映している。2019年12月31日現在のこの債務の総額は358百万ユーロであった。

注記43 金融商品

この注記は、ユーザーが当グループの財政状態およ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。

43.1 カテゴリー別金融資産

以下の表は、IFRS第9号に基づき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・デリバティブと損益を通じて公正価値で測定されたデリバティブを区分して開示している。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日
償却原価で測定された金融資産	43.1.1	**4,258**	**4,292**	**26,377**	**25,268**
FVTOCIで測定された金融資産	43.1.2	**480**	**413**	**61**	**72**
損益を通じて公正価値で測定された金融資産					
FVTPLで測定されたデリバティブ金融資産	43.1.3	29	31	3,086	3,163
FVTPLで測定されたその他の金融資産	43.1.3	2,370	2,080	-	-
当初認識の際に指定された金融資産（公正価値オプション）	43.1.3	-	-	-	-
損益を通じて公正価値で測定された金融資産の合計		**2,399**	**2,111**	**3,086**	**3,163**
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	43.1.4	32	25	-	4
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	43.1.4	1,322	949	979	747
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産の合計		**1,354**	**974**	**979**	**751**
合計		**8,491**	**7,790**	**30,503**	**29,254**

公正価値測定の詳しい情報は、注記47「公正価値で測定された資産」を参照。

43.1.1 償却原価で測定した金融資産

以下の表は、その性質により償却原価で測定される金融資産を示し、流動およ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	2019年12月31日	2018年12月31日	注記	2019年12月31日	2018年12月31日
現金および現金同等物		-	-	32	9,029	6,630
売掛金	29	917	835	29	12,166	12,752
長期金融債権1年以内回収分		-	-	30.1	1,585	1,522
現金担保		-	-	30.1	2,153	2,559
その他の金融債権	26.1	2,769	2,912	30.1	370	859
償却原価で測定されたサービス委譲契約による金融資産	26	340	345	30	13	12
償却原価で測定されたその他の金融資産	26, 27	232	200	30, 31	1,061	934
合計		**4,258**	**4,292**		**26,377**	**25,268**

償却原価で計上される金融資産の減損

2019年12月31日現在の償却原価で測定される金融資産は3,370百万ユーロ（2018年12月31日現在は3,083百万ユーロ）となり、予想信用損失引当金控除後で計上した。

当グループは、減損テストの対象となる以下の償却原価で測定する金融資産を保有している。

＞　現金および現金同等物

＞　売掛金および契約資産

＞　金融債権、および

＞　その他の金融資産

現金および現金同等物も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った。

デフォルト確率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）およ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（すなわち、不足分の全額）を当初の実効金利（EIR）で割引いた額である。

ECLの計算には、当グループは2つの異なるアプローチを適用している。

＞　売掛金、契約資産およびリース債権以外の金融資産については、一般的アプローチ。このアプローチは、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、各報告日において、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ヵ月のECLまたは全期間の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対しては、12ヵ月のECL。

－　信用リスクが著しい増大をしている金融資産または信用減損をしている（すなわち、期日経過の情報に基づきデフォルトしている）金融資産に対しては、全期間のECL。

＞　重要な金融要素を含有する、またはしない売掛金、契約資産およびリース債権については、信用リスクの変動を調査することなく全期間のECLに基づき、簡便化アプローチ。

顧客との契約から生じる資産に関する詳細な情報については、注記25「顧客との契約から生じる流動資産／（負債）および非流動資産／（負債）」を参照すること。

ポートフォリオや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やマクロ経済の展開を反映するため定性的な情報およ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。

金融資産の性質および利用可能な信用リスク情報に応じて、クレジット・リスクの増加の評価は、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、および合理的で裏付け可能な情報に基づき減損と個別に識別されたすべての債権については、個別ベース

＞　合理的で裏付け可能な情報が過度のコストを負担せずに、または個別の商品ベースでの予想信用損失の測定の取組を行うことなく、入手可能ではない場合には、集合的ベース

金融資産全体、またはその一部の回収の合理的な見込みがない場合には、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（キャッシュ・フローに対する権利が法的にまたは契約上で消滅、移転または失効する、など）。

以下の表は、一般的な簡便化アプローチに基づいた償却原価で測定した金融資産の予想信用損失を示している。

百万ユーロ	2019年12月31日			2018年12月31日		
	総額	予想損失引当金	合計	総額	予想損失引当金	合計
現金および現金同等物	9,029	-	9,029	6,632	2	6,630
売掛金	16,063	2,980	13,083	16,415	2,828	13,587
金融債権	7,108	231	6,877	8,081	229	7,852
償却原価で計上されるその他の金融資産	1,805	159	1,646	1,515	24	1,491
合計	**34,005**	**3,370**	**30,635**	**32,643**	**3,083**	**29,560**

予想損失を測定するため、当グループは、個別的（例えば、政府機関、当局、金融相手方、卸売販売業者、貿易会社、大手企業など）と集合的（リテール顧客など）の両方で簡便化アプローチを用いて、売掛金および契約資産の評価を行う。

個別評価の場合においては、PDは通常の場合には外部プロバイダーから取得する。

その他の場合には、集合的評価については、売掛金は、デフォルトに関する特定の定義を考慮して、共通の信用リスク特性および延滞ポジションに関する情報に基づき細分化される。

事業別および各国における規制の枠組みに加えて、顧客のポートフォリオの間の差異（そのデフォルト率および（90日経過後の回収額の期待値によって構成される）回収率を含む。）に基づいて、以下の作業が行われる。

- **当グループは、主に180日間の延滞としてデフォルト発生ポジションを定義する。したがって、この期限後の売掛金には信用減損が生じたと推定される。**
- **具体的な市場、事業およびリスク特性に基づいて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売掛金と実質的に同一のリスク特性を有する。

売掛金ならびに契約資産の予想信用損失を集合的に測定するため、当グループは予想信用損失のパラメーターに関連して以下の仮定を用いる。

- **PDは、平均デフォルト率に等しいと仮定されており、少なくとも24ヵ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、それぞれのク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。**
- **EADは、報告日時点での帳簿価額から、請求書が発行されたものの期限を過ぎていない請求額および発行予定の請求額を含めた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る。**

以下の表は、一般的な簡便化アプローチに従った金融債権の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

百万ユーロ	12ヵ月の予想損失	全期間の予想損失
2018年1月1日の期首残高	**7**	**23**
引当金	-	4
目的使用	-	-
損益への戻入	(188)	(2)
その他の増減額	268	117
2018年12月31日の期末残高	**87**	**142**
2019年1月1日の期首残高	**87**	**142**
引当金	-	26
目的使用	-	-
損益への戻入	(1)	(3)
その他の増減額	(8)	(12)
2019年12月31日の期末残高	**78**	**153**

以下の表は、売掛金の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

百万ユーロ	
2018年1月1日の期首残高	**2,609**
引当金	1,367
目的使用	(897)
損益への戻入	(281)
その他の増減額	30
2018年12月31日の期末残高	**2,828**
2019年1月1日の期首残高	**2,828**
引当金	1,239
目的使用	(834)
損益への戻入	(202)
その他の増減額	(51)
2019年12月31日の期末残高	**2,980**

以下の表は、償却原価で計上されるその他の金融資産の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

	全期間の予想損失
2018年1月1日の期首残高	**15**
引当金	3
目的使用	-
損益への戻入	(3)
その他の増減額	9
2018年12月31日の期末残高	**24**
2019年1月1日の期首残高	**24**
引当金	105
目的使用	-
損益への戻入	(7)
その他の増減額	37
2019年12月31日の期末残高	**159**

注記44「リスク管理」は、信用リスクと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。

43.1.2 その他の包括利益を通じて公正価値で測定した金融資産

以下の表は、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し、流動およ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	2019年12月31日	2018年12月31日	注記	2019年12月31日	2018年12月31日
他社への株式投資（FVOCI）	26	64	53		-	-
有価証券	26.1	416	360	30.1	61	72
合計		**480**	**413**		**61**	**72**

FVOCIで計上される金融資産の増減

他社への株式投資

百万ユーロ	非流動	流動
2019年1月1日の期首残高	**53**	**-**
購入	87	-
売却	-	-
OCIを通じた公正価値の変動	-	-
その他の増減額	(76)	-
2019年12月31日の期末残高	**64**	**-**

有価証券（FVOCI）

百万ユーロ	非流動	流動
2019年1月1日の期首残高	**360**	**72**
購入	160	-
売却	(53)	-
OCIを通じた公正価値の変動	10	-
組替	(61)	61
その他の増減額	-	(72)
2019年12月31日の期末残高	**416**	**61**

43.1.3 損益を通じて公正価値で測定された金融資産

以下の表は、その性質により損益を通じて公正価値で測定された金融資産を示し、非流動金融資産およ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	2019年12月31日	2018年12月31日	注記	2019年12月31日	2018年12月31日
FVTPLのデリバティブ	46	29	31	46	3,086	3,163
他社への株式投資（FVTPL）	26	8	10		-	-
サービス委譲契約による金融資産（FVTPL）	26	2,362	2,070	30	-	-
合計		**2,399**	**2,111**		**3,086**	**3,163**

43.1.4 ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産

デリバティブ金融資産の詳細については、注記46の「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

43.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、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・デリバティブと損益を通じて公正価値で測定されたデリバティブを区分して開示する。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日
償却原価で測定された金融負債	43.2.1	**54,931**	**49,824**	**28.261**	**27,567**
損益を通じて公正価値で測定された金融負債					
FVTPLのデリバティブ金融負債	43.4	20	34	2,981	3,135
損益を通じて公正価値で測定された金融負債の合計		**20**	**34**	**2,981**	**3,135**
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融負債					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	43.4	1	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	43.4	2,386	2,575	573	1,208
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融負債の合計		**2,387**	**2,575**	**573**	**1,208**
合計		**57,338**	**52.433**	**31,815**	**31,910**

公正価値測定の詳しい情報は、注記48「公正価値で測定された負債」を参照。

43.2.1 償却原価で測定された金融負債

以下の表は、その性質により償却原価で測定された金融負債を示し、流動およ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	2019年12月31日	2018年12月31日	注記	2019年12月31日	2018年12月31日
長期借入金	43,3	54,174	48,983	43,3	3,409	3,367
短期借入金		-	-	43,3	3,917	3,616
買掛金	39	638	669	39	12,322	12,718
その他の金融負債	38	119	172	42	8,613	7,866
合計		**54,931**	**49,824**		**28,261**	**27,567**

43.3 借入金

43.3.1 長期借入金（1年以内返済該当分を含む） *- 57,583百万ユーロ*

以下の表は、カテゴリー別に分類された1年以内に満期を迎える分を含む負債の帳簿価額と公正価値を示す。上場負債性金融商品の公正価値が公表価格による一方、非上場負債性金融商品の公正価値は、金融商品のカテゴリー毎の適切な評価技法、および、エネル・エスピーエーの信用スプレッドを含む報告日の関連する市場データを利用して決定される。

前へ　次へ

この表は、借入金および金利のタイプによって分類した、2019年12月31日現在の長期借入金の内訳および返済スケジュールを示す。

百万ユーロ	2019年12月31日					2018年12月31日					
	額面価額	帳簿価額	支払期限 流動部分	支払期限 12ヵ月超	公正価値	額面価額	帳簿価額	支払期限 流動部分	支払期限 12ヵ月超	公正価値	帳簿価額の変動
社債：											
－上場、固定金利	27,312	26,593	1,621	24,972	31,073	23,811	23,099	845	22,254	25,944	3,494
－上場、変動金利	3,515	3,488	258	3,230	3,655	3,187	3,166	305	2,861	3,288	322
－非上場、固定金利	14,458	14,359	-	14,359	15,794	12,860	12,758	-	12,758	12,563	1,601
－非上場、変動金利	760	760	27	733	753	951	951	191	760	932	(191)
社債合計	**46,045**	**45,200**	**1,906**	**43,294**	**51,275**	**40,809**	**39,974**	**1,341**	**38,633**	**42,727**	**5,226**
銀行借入金											
－固定金利	896	893	279	614	947	1,495	1,486	477	1,009	1,539	(593)
－変動金利	8,610	8,565	842	7,723	8,642	8,987	8,954	1,353	7,601	8,817	(389)
－リボルビング・クレジット・ファシリティ利用	70	70	-	70	70	209	209	-	209	210	(139)
銀行借入金の合計	**9,576**	**9,528**	**1,121**	**8,407**	**9,659**	**10,691**	**10,649**	**1,830**	**8,819**	**10,566**	**(1,121)**
リース											
－固定金利	1,856	1,856	257	1,599	1,856	561	561	49	512	561	**1,295**
－変動金利	108	108	18	90	108	96	96	16	80	96	**12**
リース合計	**1,964**	**1,964**	**275**	**1,689**	**1,964**	657	657	65	592	657	**1,307**
その他のノンバンク借入金											
－固定金利	792	822	92	730	811	1,008	988	115	873	1,024	(166)
－変動金利	86	69	15	54	75	101	82	16	66	86	(13)
その他のノンバンク借入金の合計	**878**	**891**	**107**	**784**	**886**	**1,109**	**1,070**	**131**	**939**	**1,110**	**(179)**
固定金利借入金の合計	**45,314**	**44,523**	**2,249**	**42,274**	**50,481**	**39,735**	**38,892**	**1,486**	**37,406**	**41,631**	**5,631**
変動金利借入金の合計	**13,149**	**13,060**	**1,160**	**11,900**	**13,303**	**13,531**	**13,458**	**1,881**	**11,577**	**13,429**	**(398)**
合計	**58,463**	**57,583**	**3,409**	**54,174**	**63,784**	**53,266**	**52,350**	**3,367**	**48,983**	**55,060**	**5,233**

前へ　次へ

以下は、通貨別および金利別の長期金融債務の表である。

通貨別および金利別の長期金融債務

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
	2019年12月31日		2018年12月31日		2019年12月31日	
ユーロ	**27,272**	**27,915**	**23,388**	**24,025**	**2.4%**	**2.9%**
米国ドル	20,103	20,239	18,541	18,720	4.8%	5.0%
英ポンド	4,354	4,394	4,750	4,794	6.1%	6.2%
コロンビア・ペソ	1,381	1,381	1,543	1,543	7.6%	7.6%
ブラジル・レアル	2,412	2,458	2,074	2,114	7.4%	7.5%
スイス・フラン	419	419	403	403	2.1%	2.1%
チリ・ペソ／ＵＦ	414	421	700	710	6.9%	7.0%
ペルー・ソル	426	426	404	404	6.1%	6.1%
ロシア・ルーブル	225	227	247	247	8.5%	8.5%
日本円	-	-	-	-	-	-
その他通貨	577	583	300	306		
ユーロ以外の通貨合計	**30,311**	**30,548**	**28,962**	**29,241**		
合計	**57,583**	**58,463**	**52,350**	**53,266**		

ユーロ以外の通貨建の長期金融債務は1,349百万ユーロ増加した。この変動は、主として、米ドルおよびブラジル・レアル建て新規借入金に起因する。

長期債務の額面価額の変動

百万ユーロ	額面価額	IFRS第16号の影響	返済	新規資金調達	その他の増減額	為替換算差額	額面価額
	2018年12月31日	2019年1月1日					2019年12月31日
社債	40,809	-	(1,652)	6,349	-	539	46,045
借入金	12,457	1,370	(3,859)	2,550	(88)	(12)	12,418
－うちリース	*657*	*1,370*	*(211)*	*224*	*(88)*	*12*	*1,964*
金融債務合計	**53,266**	**1,370**	**(5,511)**	**8,899**	**(88)**	**527**	**58,463**

2018年12月31日現在と比較して、2019年12月31日現在の長期借入金の額面価額は5,197百万ユーロ増加したが、これは新規借入8,899百万ユーロ、新たなIFRS第16号の適用によるリースに基づく金融債務の増加1,370百万ユーロ、および為替レートの不利な変動の影響527百万ユーロが、返済5,511百万ユーロおよびその他の債務の減少88百万ユーロによって一部のみ相殺された結果である。

2019年の返済は、債券1,652百万ユーロおよび借入金合計3,859百万ユーロに係るものである。

より具体的には、2019年に満期を迎えた主な社債には以下のものが含まれていた。

＞　エネル・エスピーエーが発行した2019年6月満期の固定金利債（617百万ユーロ相当）

＞ **エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2019年11月満期の固定金利債（125百万ユーロ）**

＞ **エネル・ディストリブシオン・サンパウロが発行し、同社が2019年6月に実施した負債管理業務の一部として繰上返済した2件の社債（331百万ユーロ相当）**

当年中の主な借入金の返済には、以下のものが含まれていた。

＞ **エネル・エスピーエーの借入れに関連する500百万ユーロの繰上返済**

＞ **エンデサの銀行借入金に関連する200百万ユーロ。うち46百万ユーロは助成金付きローンであった。**

＞ **エネル・ロシアの銀行借入金に関連する459百万ユーロ相当額。うち73百万ユーロはサステナビリティローンであった。**

＞ **イタリアのグループ会社のサステナビリティローンに関連する285百万ユーロ**

＞ **南アメリカのグループ会社の借入れに係る1,782百万ユーロ相当額。うち248百万ユーロはサステナビリティ関連資金調達であった。**

2019年に行われた主な新規借入れは、6,349百万ユーロの社債および2,550百万ユーロの借入れであった。

下表は、2019年に実行された金融取引の主な特徴を示す。

	発行体/借手	発行/譲与日	金額（百万ユーロ）	通貨	金利	金利タイプ	満期
社債：							
	エネル・ファイナンス・インターナショナル	2019年1月21日	1,000	ユーロ	1.50%	固定金利	2025年7月21日
	エネル・ファイナンス・インターナショナル	2019年9月10日	1,336	米ドル	2.65%	固定金利	2024年9月10日
	エネル・ファイナンス・インターナショナル	2019年10月17日	1,000	ユーロ	0.00%	固定金利	2024年6月17日
	エネル・ファイナンス・インターナショナル	2019年10月17日	1,000	ユーロ	0.375%	固定金利	2027年6月17日
	エネル・ファイナンス・インターナショナル	2019年10月17日	500	ユーロ	1.125%	固定金利	2034年10月17日
	コデンサ	2019年3月7日	54	コロンビア・ペソ	CPI + 3.56%	変動金利	2029年3月7日
	コデンサ	2019年3月7日	76	コロンビア・ペソ	6.30%	固定金利	2023年3月7日
	エネル・ディストリブシオン・セアラ	2019年3月7日	77	ブラジル・レアル	CDI + 0.50% p.a.	変動金利	2023年3月15日
	エネル・ディストリブシオン・セアラ	2019年3月7日	66	ブラジル・レアル	IPCA + 4.50% p.a.	変動金利	2024年3月15日
	エネル・ディストリブシオン・リオ	2019年4月12日	221	ブラジル・レアル	108% CDI	変動金利	2024年3月15日
	エネル・ディストリブシオン・サンパウロ	2019年6月28日	155	ブラジル・レアル	CDI + 0.80% p.a.	変動金利	2025年5月15日
	エネル・ディストリブシオン・サンパウロ	2019年6月28日	177	ブラジル・レアル	IPCA + 4.01% p.a.	変動金利	2026年5月15日
	エネル・グリーン・パワー・ヴォルタ・グランジ	2019年11月5日	116	ブラジル・レアル	IPCA + 3.70% p.a.	変動金利	2029年10月15日
	エネル・グリーン・パワー・ヴォルタ・グランジ	2019年11月5日	63	ブラジル・レアル	IPCA + 3.70% p.a.	変動金利	2029年10月15日
社債合計			5,840				
銀行借入金							
	エネル・ディストリブシオン・ゴイアス	2019年1月24日	129	米ドル	Libor 3M + 0.10%	変動金利	2021年1月29日
	エネル・ディストリブシオン・リオ	2019年2月4日	89	ブラジル・レアル	8.40%	固定金利	2022年2月7日
	エンデサ	2019年3月19日	335	ユーロ	Euribor 6M + 0.45%	変動金利	2034年3月19日
	エンデサ	2019年5月20日	300	ユーロ	Euribor 6M + 0.54%	変動金利	2031年5月10日
	イー・ディストリブッツィオーネ	2019年6月20日	250	ユーロ	Euribor 6M + 0.41%	変動金利	2034年6月20日
	エネル・ロシア	2019年7月24日	71	ルーブル	7.67%	固定金利	2020年7月24日
銀行借入金の合計			1,174				

当グループの主な長期金融負債には、国際的な商慣行で一般的に採用されている制限条項が適用される。これらの負債は主に、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内で実行される社債発行、非転換型劣後ハイブリッド債（いわゆる「ハイブリッド社債」）の発行、ならびに、銀行その他の金融機関（欧州投資銀行および預託貸付公庫（Cassa Depositi e Prestiti SpA）を含む。）からの借入れに関連している。

この(i)エネルおよびエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ（エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィが発行し、エネル・エスピーエーが保証する、当グループのいわゆる適格グリーン・プロジェクトの資金に使用されるグリーンボンドを含む）、ならびにエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィが米国市場で発行するエネル・エスピーエーが保証する債券に係る、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内で実行される社債発行に関する主な制限条項の要約は以下のとおりである。

＞　条項の対象となっている債券に対しても同等の担保等が均等にまたは残高比例按分により提供される場合でない限り、発行体および保証人が特定の金融負債を担保するためにそれぞれの資産または収益の全部または一部に対する抵当権、先取特権またはその他の担保権を設定または維持することができないことを定める、担保提供制限条項。

＞　社債および関連する担保が、発行体および保証人の直接、無条件かつ無担保の義務を構成するものであり、それぞれの間での優先権なしに発行されたものであって、発行体および保証人の現在および将来の他の非劣後無担保債券と少なくとも同じ優先権を持つものであることを定める、パリ・パス条項。

＞　発行体、保証人または場合により「重要な」子会社の（一定の閾値水準を超える）規定された金融負債の債務不履行事由が発生した場合に、条項の対象である負債に関する債務不履行を構成し、当該負債の返済期限が直ちに到来することを定める、クロス・デフォルト条項。

2019年度に、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィは、（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート（EMTN）発行プログラムの一部として）欧州市場において、および米国市場において、いずれもエネル・エスピーエーによる保証付きで、国際連合の持続可能な開発目標（SDGs）の一定数の達成に連動し、同一種類の他の社債と同一の制限条項を定める2件の「サステナビリティ」債を発行した。

エネルのハイブリッド社債を対象とする主な制限条項の要約は以下のとおりである。

＞　劣後条項。各ハイブリッド社債は会社が発行するその他の債券すべてに劣後し、発行済みのその他のすべてのハイブリッド金融商品と同一の優先順位に位置付けられること、および、資本性金融商品のみに優先することを定める。

＞　他社との合併、会社の資産の全部または実質的な部分の別会社への売却またはリースの禁止。ただし当該別会社が発行会社の全債務を引き継ぐ場合を除く。

エネルおよびエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィならびに当グループの他のグループ会社の借入契約において想定されている主な制限条項は、以下のように要約することができる。

＞　借主および場合によっては保証人が、明示的に許可された担保権等を例外として、それぞれの資産の全部または一部に対する抵当権、先取特権またはその他の担保権の設定の制限に服すことを定める、担保提供制限条項。

＞　借主および場合によっては保証人が、明示的に許可された処分を例外として、それぞれの資産または事業を処分することができないことを定める、処分条項。

＞　借主の支払約束が、他の無担保の非劣後の支払債務と同一の優先順位となることを定める、パリ・パス条項。

- **借主および場合によっては保証人が、資金調達の条件を再交渉することまたは付与されたローンの強制的繰上返済を行うことを要求されることを定める、支配権変更条項。**
- **借主または保証人が規定された特定の水準を超えるそれぞれの格付けを維持すべきことを規定する、格付け条項。**
- **発行体または場合によっては保証人の（一定の閾値水準を超える）規定された金融負債の債務不履行事由が発生した場合に、条項の対象である負債に関する債務不履行を構成し、当該負債の返済期限が直ちに到来することを定める、クロス・デフォルト条項。**

場合によっては、制限条項は義務を負った当事者の重要な会社もしくは子会社を拘束する。検討されたすべての金融借入れが、例えば支払不能、破産手続きまたは企業の営業中止などの、国際的取引慣行に通常伴う「債務不履行事由」を規定している。
加えて、預託貸付公庫からイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーへの特定のローンに関連してエネルがイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーのために提供した保証は、それぞれの6カ月の測定期間末時点でエネルの連結金融債務純額が年間の連結EBITDAの4.5倍を超えないことを要求している。
最後に、エネル・アメリカス・エスエー、エネル・チリ・エスエーおよびその他の中南米の子会社（特にエネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー）の負債には、国際商習慣で一般的な財務制限条項および債務不履行事由が含まれるが、2019年12月31日現在においてすべて遵守されている。

前へ　　次へ

下表は、為替リスクを軽減するための長期債務総額に対するヘッジの影響である。

長期金融債務に対する通貨別のヘッジの影響

百万ユーロ	2019年12月31日						2018年12月31日					
	当初の負債構造			ヘッジの影響	ヘッジ後の負債構造		当初の負債構造			ヘッジの影響	ヘッジ後の負債構造	
	帳簿価額	額面金額	%				帳簿価額	額面金額	%			
ユーロ	**27,272**	**27,915**	**47.8%**	**20,218**	**48,133**	**82.3%**	**23,388**	**24,025**	**45.0%**	**18,901**	**42,926**	**80.6%**
米国ドル	20,103	20,239	34.6%	(16,445)	3,794	6.5%	18,541	18,720	35.1%	(15,064)	3,656	6.9%
英ポンド	4,354	4,394	7.5%	(4,394)	-	-	4,750	4,794	9.0%	(4,794)	-	-
コロンビア・ペソ	1,381	1,381	2.4%	-	1,381	2.4%	1,543	1,543	2.9%	-	1,543	2.9%
ブラジル・レアル	2,412	2,458	4.2%	968	3,426	5.9%	2,074	2,114	4.0%	1,207	3,321	6.2%
スイス・フラン	419	419	0.7%	(419)	-	-	403	403	0.8%	(403)	-	-
チリ・ペソ／ＵＦ	414	421	0.7%	-	421	0.7%	700	710	1.3%	-	710	1.3%
ペルー・ソル	426	426	0.7%	-	426	0.7%	404	404	0.8%	-	404	0.8%
ロシア・ルーブル	225	227	0.4%	-	227	0.4%	247	247	0.5%	73	320	0.6%
その他通貨	577	583	1.0%	72	655	1.1%	300	306	0.6%	80	386	0.7%
ユーロ以外の通貨合計	**30,311**	**30,548**	**52.2%**	**(20,218)**	**10,330**	**17.7%**	**28,962**	**29,241**	**55.0%**	**(18,901)**	**10,340**	**19.4%**
合計	**57,583**	**58,463**	**100.0%**	**-**	**58,463**	**100.0%**	**52,350**	**53,266**	**100.0%**	**-**	**53,266**	**100.0%**

前へ　　次へ

金利リスクに対しヘッジされていない変動利付負債は、市場金利が上昇した場合に損益計算書に影響を及ぼす（借入費用を高める）可能性がある主なリスク要因となっている。

百万ユーロ	2019年				2018年			
	ヘッジ前	%	ヘッジ後	%	ヘッジ前	%	ヘッジ後	%
変動金利	17,113	27.4%	12,208	19.6%	17,175	30.2%	12,983	22.8%
固定金利	45,314	72.6%	50,219	80.4%	39,735	69.8%	43,927	77.2%
合計	**62,427**		**62,427**		**56,910**		**56,910**	

2019年12月31日現在、金融負債の27.4%が変動金利であった（2018年12月31日現在は30.2%）。EU版IFRSに準じて有効と考えられる金利のヘッジを考慮に入れると、2019年12月31日現在の純金融負債の19.6%（2018年12月31日現在は22.8%）が金利リスクにさらされていた計算である。ヘッジ会計の要件は満たさないが管理目的でヘッジとして扱われる金利デリバティブを含めた場合、80%の純金融負債がヘッジされていた（2018年12月31日現在は77%をヘッジ）。

これらの結果は、リスク管理方針によって確立された限度に基づく。

43.3.2 短期借入金－*3,917百万ユーロ*

2019年12月31日現在、短期借入金は、2018年12月31日と比較して301百万ユーロ増加し、3,917百万ユーロとなった。内訳は、以下のとおりである。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
短期銀行借入金	579	512	67
コマーシャル・ペーパー	2,284	2,393	(109)
デリバティブの現金担保およびその他の資金調達	750	301	449
その他の短期借入金(1)	304	410	(106)
短期借入金	**3.917**	**3,616**	**301**

(1) その他の短期金融負債に含まれる流動金融債務を含まない。

短期銀行借入金は、579百万ユーロであった。

コマーシャル・ペーパーは2,284百万ユーロとなり、エネル・ファイナンス・インターナショナル、エネル・ファイナンス・アメリカ、エンデサおよび多くの南アメリカの会社が発行を行った。

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。

＞ エネル・エスピーエーが保証するエネル・ファイナンス・インターナショナルの6,000百万ユーロ

＞ エンデサの3,000百万ユーロ

＞ エネル・ファイナンス・アメリカの3,000百万ドル（2019年12月31日現在2,671百万ユーロ相当）

43.4 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については、注記46「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

43.5 純損益

次の表は、デリバティブを除く金融商品のカテゴリー毎の純損益を示す。

百万ユーロ	2019年		2018年	
	純利益／（純損失）	*うち：減損／減損の戻入*	**純利益／（純損失）**	*うち：減損／減損の戻入*
償却原価で測定された金融資産	**(525)**	***(1,137)***	**(409)**	***(1,101)***
FVOCIで計上される金融資産				
FVOCIで計上される株式投資	1	-	10	-
FVOCIで計上されるその他の金融資産	5	-	4	-
FVOCIで計上される金融資産合計	**6**	**-**	**14**	**-**
FVTPLの金融資産				
FVTPLの金融資産	177	*(23)*	385	*188*
当初認識の際に指定された金融資産（公正価値オプション）	-	-	-	-
FVTPLの金融資産の合計	**177**	***(23)***	**385**	***188***
償却原価で測定された金融負債	**(3,514)**	**-**	**(3,545)**	
FVTPLの金融負債				
トレーディング目的金融負債	-	-	-	-
当初認識の際に指定された金融負債（公正価値オプション）	-	-	-	-
FVTPLの金融負債の合計	**-**	**-**	**-**	**-**

デリバティブによる純損益に関する詳細については、注記11「デリバティブから生じた純金融収益／（費用）」を参照。

注記44 リスク管理

金融リスク管理のガバナンスおよび目的

エネル・グループは業務の一環として、様々な金融リスク、特に金利リスク、為替リスク、商品リスク、信用リスクおよび流動性リスクにさらされている。

業務報告書の「リスク管理」の節で言及したように、当グループの金融リスクについてのガバナンスの取決めには、社内委員会ならびに具体的な方針と業務上の限度額の確立が含まれている。エネルの主たる目的は、金融リスクが業績に予想外の変動をもたらさないように、金融リスクを適切に軽減することである。

当グループの金融リスクの管理方針では、金利および為替レートの変動の影響（勘定を連結することによる換算リスクは除く）の緩和を規定している。この目標は、リスクの原因について金融商品の性質および収益源の両方の分散を通じて、また店頭市場で締結されるデリバティブまたは特定の商業契約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によって達成される。

金融リスクのガバナンスの一環として、エネルは、清算義務の発動に関する規制当局の定めた閾値に関連して、店頭デリバティブのポートフォリオのサイズを定期的に監視している（EMIR - 欧州市場インフラ規則 - 欧州議会および欧州理事会第648/2012号）。2019年度中に、これらの閾値の超過は検知されなかった。

これらのリスクに対するエクスポージャーの原因は、前年比で変化はない。

金利リスク

金利リスクは、主として、金融負債が変動金利に連動している場合および/もしくは新規の借入手段の交渉における財務条件の不確実性にさらされている場合に、金融商品の利用に由来するものであり、金融負債の予想外の変動として、あるいは公正価値で測定される金融商品の予想外の変動として生じる（固定金利借入等）。

当グループが負う主な金融負債には、社債、銀行借入金、その他の貸付人に対する債務、コマーシャル・ペーパー、デリバティブ、商業取引またはデリバティブ取引を保証するために受領した現金保証金（保証、現金担保）が含まれる。

エネル・グループは主として最適金融構造の定義を通して、金利リスクを管理しており、これには借入コストの安定化と資金コストの抑制という二重の目的が定められている。

この目標は、契約タイプ、満期および金利によって金融負債のポートフォリオを分散化すること、および金利スワップと金利オプションを中心とした店頭デリバティブを使用し、特定のエクスポージャーのリスク特性を修正することによって達成を目指す。このようなデリバティブの公正価値またはキャッシュ・フローの変動が、ヘッジ対象である原金融負債の公正価値および/またはキャッシュ・フローの対応する変動によって相殺されるように、当該契約の期間が原金融負債の満期を超過しないようにしている。

代替ヘッジは、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、用いられることが多くある。

EMIR**コンプライアンスを目的として、採用したヘッジング技術の実際の有効性をテストするため、当グループは、グループのヘッジポートフォリオを定期的な統計評価の対象とする。**

金利スワップを使用して、エネル・グループは、変動金利フローと固定金利フローを、両者とも同じ名目上の元本金額に基づいて計算して、定期的に交換することをカウンターパーティーと合意する。

変動金利から固定金利のスワップは、変動金利負債を固定金利負債に変換するもので、キャッシュ・フローを金利の変動にさらすことを無効化するものである。

固定金利から変動金利のスワップは、固定金利負債を変動金利負債に変換するもので、公正価値を金利の変動にさらすことを無効化するものである。

変動金利から変動金利のスワップは、変動金利金融負債が連動する基準を変換するものである。

いくつかの構造化された借入金は、金利スワップによりヘッジされる複数段階のキャッシュ・フローを有し、報告される日の限定された時間において、固定金利フローのスワップを可能にする。

金利オプションには、一定の基準値（オプション行使価格）に達した場合における、想定元本に基づいて計算された金利差の交換が含まれる。これらの基準値は、ヘッジの結果として、合成的な金融商品が連動する最高上限金利（キャップ）または下限金利（フロアー）を規定するものである。一部のヘッジ戦略では、下限金利と上限金利を同時に設定するオプションの組合わせ（カラー）の使用を規定している。このような場合、オプションの行使価格は通常、取引に関するプレミアムが支払われないように設定される（ゼロコスト・カラー）。

そのような取引は通常、金利スワップにより得られる固定金利が将来の金利動向に関する市場の予測との関係で高すぎると思われる場合に用いられる。加えて、金利オプションは、将来の金利動向に関する不確実性が高い時期に金利の低下から利益を得ることができるため最適と考えられている。

下表は、2019年12月31日および2018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ものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2019年	2018年
変動金利から固定金利スワップ	7,932	10,032
固定金利から変動金利スワップ	152	154
固定金利から固定金利スワップ	-	-
変動金利から変動金利スワップ	327	165
金利オプション	50	50
合計	**8.461**	**10,401**

金利デリバティブの詳細については、注記46「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

金利リスクの感応度分析

エネルは、金融商品のポートフォリオの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する。

具体的には、感応度分析は、デリバティブの公正価値やヘッジされない総負債に伴う金融費用の変動を引き起こす市場シナリオに基づく損益や資本への潜在的影響を測定する。

これらの市場シナリオは、報告日の利回り曲線の上方および下方の平行移動のシミュレーションによって得られる。

感応度分析で使用される方法と条件については、前年度から変更はなかった。

他のすべての変数が一定だとすると、金利レベルの変動によるグループの税引前利益への影響は以下に示す通りである。

百万ユーロ	2019年				
		損益に対する税引前影響		**資本に対する税引前影響**	
	ベーシスポイント	**増加**	**減少**	**増加**	**減少**
ヘッジ後の長期変動金利借入金の総計の金融費用の変動	25	21	(21)	-	-
非ヘッジ手段と分類されたデリバティブの公正価値の変動	25	6	(6)	-	-
ヘッジ手段と指定されたデリバティブの公正価値の変動					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25	-	-	166	(166)
公正価値ヘッジ	25	-	-	-	-

2019年12月31日現在、長期金融負債総額の22.5%が変動金利であった（2018年12月31日現在は25.4%）。（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、2019年12月31日現在は長期金融負債総額の85.9%（2018年12月31日現在は82.5%）がヘッジされていた計算である。

為替リスク

為替リスクは、主として、機能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生じる。当グループの連結財務書類はまた、当グループの機能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、換算リスクにもさらされている。

当グループの為替リスクに対するエクスポージャーは、燃料および電力の購入または販売、投資（資産計上されたコストのキャッシュ・フロー）、持分投資の配当および購入または売却、商業取引ならびに金融資産および金融負債に関連している。

当グループの為替リスクの管理方針では、為替レートの水準の変動の損益に対する影響（連結に関連する換算の影響は除く）の緩和を規定している。

為替リスクに対するエクスポージャーを最小化するために、エネルは収益および費用の源泉の地域的分散を実行し、商業契約にインデックス化のメカニズムを使用している。エネルはまた、通常は店頭市場での各種のデリバティブを利用している。

当グループの金融商品ポートフォリオにおけるデリバティブには、クロス・カレンシー金利スワップ、為替予約および通貨スワップが含まれている。このような商品の公正価値または予想キャッシュ・フローの変動がヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローの対応する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。

クロス・カレンシー金利スワップは、機能通貨以外の外貨建ての長期金融負債を、機能通貨による等価の負債に変換することに使用される。

為替予約は、取引当事者間で特定の将来の日付に特定の為替レート（予約実行レート）で異なる通貨建の元本を交換することに合意する契約である。この取引では、2つの元本金額の実際の交換（デリバラブル・フォワード）、または予約実行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）が求められる場合がある。後者の場合、予約実行レートおよび/また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場合もある。

通貨スワップは、異なる通貨により建てられた、取引相手先が将来の異なる日に反対符号の2件の取引（通常、1件はスポットであり、もう1件は予約である）を行う契約である。

次の表は、2019年12月31日と2018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ものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2019年	2018年
ユーロ以外の外貨建負債をヘッジするクロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	22,756	24,712
商品の為替リスクをヘッジする為替予約	4,291	4,924
ユーロ建以外の通貨の将来キャッシュ・フローをヘッジする為替予約	4,760	5,386
その他の為替予約	1,488	1,584
合計	**33,294**	**36,606**

具体的な内訳は、以下のとおりである。

＞ ユーロ以外の外貨建負債に関する為替リスクをヘッジするための想定元本22,756百万ユーロのCCIRS（2018年12月31日現在は24,712百万ユーロ）

＞ 天然ガスの購入と販売、燃料の購入、およびユーロ以外の通貨の予想キャッシュ・フローに関する為替リスクをヘッジするための想定元本合計9,051百万ユーロの為替予約（2018年12月31日現在は10,310百万ユーロ）

＞ その他の為替予約には、再生可能エネルギー、インフラ、ネットワークのセクターにおける投資財（新世代のデジタル・メーター）購入に関連し、機能通貨以外の通貨の予想キャッシュ・フロー、クラウド・サービスの供給に関する営業費用、ならびに再生可能エネルギーの販売からの収益に関する為替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が含まれる。

2019年12月31日現在、グループの長期借入金の52%（2018年12月31日現在は55%）がユーロ以外の通貨建てによるものであった。

為替リスクのヘッジを考慮すると、このリスクに対してヘッジされていない借入金の割合は、2019年12月31日現在で、18%となった（2018年12月31日現在は19%）。

為替リスクの感応度分析

当グループは、金融商品のポートフォリオの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する。

具体的には、感応度分析は、デリバティブの公正価値やヘッジされない中/長期負債の総計に伴う金融費用の変動を引き起こす市場シナリオに基づく損益や資本への潜在的影響を測定する。

これらのシナリオは、報告日に見られた価値と比較した、すべ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によって得られる。

前年と比較すると、感応度分析で使用される方法や仮定に変動はない。

他のすべての変数が一定であるとすると、為替レートの変動による税引前利益は以下のようになる。

百万ユーロ	2019年				
		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響	
	為替レート	増加	減少	増加	減少
非ヘッジ手段と分類されたデリバティブの公正価値の変動	10%	525	(640)	-	-
ヘッジ手段と指定されたデリバティブの公正価値の変動					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	10%	-	-	(2,929)	3,580
公正価値ヘッジ	10%	7	(9)	-	-

商品リスク

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およ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および燃料の購入および販売（例えば、指標連動二者間契約、直物市場での取引、等）に関するマージンが不確実になる。

指標付き取引に関するエクスポージャーは、原リスク・ファクターに対するエクスポージャーを生成する取引を分解することによって定量化される。

変動による影響を抑え、マージンを安定させるため、グループのガバナンスによって決定された方針および業務上の限度額に従って、エネルは先行調達や長期商業契約など、電力およびガスの生産と販売に関連する産業プロセスの様々な段階に影響する戦略、ならびに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し、立案する。

エネルは、当グループが販売する電力について、二者間の現物契約（PPA）および金融契約（差金取引、VPP契約等）の形で固定価格契約を主に使用するが、市場電力価格が権利行使価格を上回った場合にはカウンターパーティーに、逆の場合にはエネルに差額が支払われる。これらの契約でヘッジされない現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、市場でのヘッジ取引で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ついて、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、代替ヘッジ技法が利用されることがある。加えて、エネルはグループ会社間エクスポージャーをネッティングする機会を評価するために、ポートフォリオ・ヘッジ技法を使用する。

当グループは、ヘッジに一般的なデリバティブを使用する（具体的には、予約、スワップ、商品のオプション、先物、および差金契約）。

エネルはまた、当グループが関与するエネルギー商品市場における存在を維持するために自己勘定取引を行っている。これらの取引には、規制市場および店頭市場にて取引される金融デリバティブおよ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排出許可証および電力）のエクスポージャーを取得すること、および、予想される市場動向に基づいて実行する取引を通じた利益の最適化が含まれる。

次の表は、2019年12月31日と2018年12月31日現在の取引残高の想定元本を商品の種類別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2019年	2018年
予約および先物契約	35,824	41,157
スワップ	5,706	6,346
オプション	654	549
組込デリバティブ	68	-
合計	**42,252**	**48,052**

詳細については、注記46「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

商品リスクの感応度分析

下表は、他のすべての変数は常に一定とした場合の、同一日のシナリオに使用される評価モデルに基づいて、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ものである。

燃料シナリオを構成する主要な商品の価格曲線における+15%と-15%の平行移動ならびに契約に使用されている算式グループの税引前利益に対する影響は、主に電力、ガスおよび石油製品、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。同一の平行移動の株主資本に対する影響は、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グループのエクスポージャーは軽微である。

百万ユーロ		2019年			
		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
商品関連トレーディング・デリバティブの公正価値の変動	15%	(18)	79	-	-
ヘッジ手段と指定された商品のデリバティブの公正価値の変動	15%	-	-	32	(29)

信用リスク

当グループの商業取引、商品取引および金融取引により、当グループは信用リスク、すなわち債権ポジションの期待値に不利な影響を及ぼす、または買掛金に限っては、平均回収期間を長期化させる、取引相手の信用度の悪化の可能性にさらされている。

したがって、信用リスクへのエクスポージャーは、次の種類の取引に起因する。

- **自由市場および規制市場における電力およびガスの販売および配給、ならびに財およびサービスの供給（売掛金）**
- **資産の物理的な交換、または金融商品の取引が伴うトレーディング活動（商品ポートフォリオ）**
- **デリバティブ、銀行預金および、より一般的に金融商品のトレーディング（金融ポートフォリオ）**

信用エクスポージャーは、信用リスクを最小化するために、異なるユニットが地域/国/グローバル事業分野別に管理しており、それによって、リスク管理と統制業務の必要な分離が確保されている。一体化されたエクスポージャーの監視は、エネル・エスピーエーによって実行される。

加えて、この方針はグループレベルで、債権残高の質の低下や講じるべき緩和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、すべての主要地域/国/グローバル事業分野および連結レベルで、統一基準を使用することを規定している。

商業活動に伴う信用リスクの管理のための方針では、取引相手の信用度の予備的評価、および担保の取得または無担保保証等の軽減手段の採用を規定している。

また、当グループは償還請求権のない債権譲渡取引を実行しており、この結果、これらの債権に伴うリスクと経済価値は移転されているため、当該債権譲渡に対応する資産全体について認識の中止を行った。

最後に、金融取引および商品取引に関連して、リスク軽減は、地域レベル、国レベル、グローバル事業分野レベルでの実施を含め、グループレベルで取引相手の評価のための統一システム、ならびにリスク軽減条項（例えば、ネッティングの取決め）および場合によっては現金担保の交換を含んだ標準化された契約の枠組みの採用を用いて実行される。

金融債権

百万ユーロ

		2019年12月31日			
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	純価値
正常債権	12か月の予想信用損失	1.2%	6,691	78	6,613
不良債権（延滞）	全期間の予想信用損失	41.8%	110	46	64
不良債権（破綻）	全期間の予想信用損失	34.9%	307	107	200
合計			**7,108**	**231**	**6,877**

契約資産、売掛金およびその他の債権：単一測定

百万ユーロ

	2019年12月31日			
	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	純価値
契約資産	0.2%	**640**	**1**	**639**
売掛金				
支払期限前売掛金	1.2%	4,872	58	4,814
支払期限経過売掛金				
- 1-30日	1.5%	410	6	404
- 31-60日	1.4%	218	3	215
- 61-90日	3.1%	130	4	126
- 91-120日	11.5%	52	6	46
- 121-150日	7.4%	54	4	50
- 151-180日	22.1%	398	88	310
- 180日超（信用減損）	65.2%	1,177	767	410
売掛金合計		**7,311**	**936**	**6,375**
その他の債権				
支払期限前その他債権	20.6%	228	47	181
支払期限経過その他債権				
- 1-30日	100.0%	97	97	-
- 31-60日	-	-	-	-
- 61-90日	-	-	-	-
- 91-120日	-	-	-	-
- 121-150日	-	-	-	-
- 151-180日	-	3	3	-
- 180日超（信用減損）	-	4	4	-
その他の債権合計		**332**	**151**	**181**
合計		**8,283**	**1,088**	**7,195**

契約資産、売掛金およびその他の債権：混合測定

百万ユーロ

	2019年12月31日			
	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	純価値
契約資産	**6.7%**	**15**	**1**	**14**
売掛金				
支払期限前売掛金	0.8%	3,455	29	3,426
支払期限経過売掛金				
- 1-30日	2.2%	1,660	36	1,624
- 31-60日	11.7%	197	23	174
- 61-90日	18.7%	139	26	113
- 91-120日	24.5%	98	24	74
- 121-150日	28.8%	80	23	57
- 151-180日	37.9%	103	39	64
- 180日超（信用減損）	61.1%	3,020	1,844	1,176
売掛金合計		**8,752**	**2,044**	**6,708**
その他の債権				
支払期限前その他債権	1.5%	521	8	513
支払期限経過その他債権				
- 1-30日	-	911	-	911
- 31-60日	-	3	-	3
- 61-90日	-	21	-	21
- 91-120日	-	2	-	2
- 121-150日	-	5	-	5
- 151-180日	-	8	-	8
- 180日超（信用減損）	-	2	-	2
その他の債権合計		**1,473**	**8**	**1,465**
合計		**10,240**	**2,053**	**8,187**

流動性リスク

流動性リスクは、現金または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義務を履行する当グループの能力についての不確実性として生じる。

エネルは、金融資源の流動性を適切な水準に確保する方策を実施しており、関連する機会費用を最小化し、満期プロファイルと資金調達源に関して均衡のとれた借入構造を維持することにより、流動性リスクを管理している。

短期的には、手許流動性と短期預入金、利用可能なコミットメント付き融資枠、およ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リソース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、流動性リスクは、当社負債に対し調和の取れた満期プロファイルを維持することにより緩和され、異なる通貨および多様なカウンターパーティーにおいて異なる市場における資金調達の源泉領域へのアクセスを可能にする。

流動性リスクの軽減により、当グループは資本市場へのアクセスを確保し、資金コストを抑制するための信用格付を維持することが可能となると同時に、業績および財政状態にも好影響を及ぼす。

当グループは、以下のとおり未使用の信用枠を有する。

百万ユーロ	2019年12月31日		2018年12月31日	
	1年以内に満期	1年超満期	1年以内に満期	1年超満期
コミットした融資枠	215	15,461	750	13,758
コミットしない融資枠	927	-	355	-
コマーシャル・ペーパー	9,627	-	6,990	-
合計	10,769	15,461	8,095	13,758

満期分析

以下の表は、グループ会社の長期負債の満期プロファイルの概要である。

百万ユーロ	満期						
	3ヵ月未満	3か月～1年	2021年	2022年	2023年	2024年	それ以降
社債：							
－上場、固定金利	992	629	1,385	2,283	2,911	4,919	13,474
－上場、変動金利	-	258	329	518	703	486	1,194
－非上場、固定金利	-	-	-	1,825	2,217	1,328	8,989
－非上場、変動金利	-	27	111	97	97	97	331
社債合計	992	914	1,825	4,723	5,928	6,830	23,988
銀行借入金							
－固定金利	3	276	149	197	33	35	200
－変動金利	82	760	1,285	637	702	722	4,377
－リボルビング・クレジット・ファシリティ利用	-	-	-	68	-	-	2
銀行借入金の合計	85	1,036	1,434	902	735	757	4,579
リース							
－固定金利	67	190	229	430	126	99	715
－変動金利	6	12	18	15	14	14	29
リース合計	73	202	247	445	140	113	744
その他のノンバンク借入金							
－固定金利	27	65	71	117	137	30	375
－変動金利	3	12	23	15	8	-	8
その他のノンバンク借入金の合計	30	77	94	132	145	30	383
合計	1,180	2,229	3,600	6,202	6,948	7,730	29,694

商品購入に係るコミットメント

事業を遂行するにあたり、エネル・グループは、将来のある日付に、自己使用のため、特定の数量の商品を購入する契約を行い、それによって、IFRS第9号に基づいて、自己使用の例外の適用を受ける。

下表は、2019年12月31日現在のコミットメント残高に関連する割引前キャッシュ・フローを示す。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2016-2020年	2021-2025年	2026-2030年	**それ以降**
商品購入に係るコミットメント					
－電力	97,472	26,667	22,603	17,041	31,161
－燃料	48,016	26,986	13,010	6,119	1,901
合計	**145,488**	**53,653**	**35,613**	**23,160**	**33,062**

注記45 金融資産と金融負債の相殺

金融資産と負債を純額決済することはエネル・グループの方針ではないため、2019年12月31日現在、当グループは資産と負債を相殺するポジションを保有していない。

注記46 デリバティブとヘッジ会計

以下の表は、ヘッジ会計の要件を満たすかまたはFVTPLにより測定されるデリバティブ金融資産およびデリバティブ金融負債の想定元本および公正価値を、ヘッジ関係およびヘッジ対象リスクの種類に基づいて分類し、流動部分および非流動部分の内訳別にして示す。

デリバティブ契約の想定元本は、キャッシュ・フローが生じた場合の基礎となる金額である。この値は価値または数量として表示できる（例えば、トンであれば、想定元本に合意された価格を乗じることによってユーロ建の金額に換算される）。ユーロ以外の通貨建ての金額は、WM/ロイター社（WMR）が提示した期末時点の公式為替レートによって換算されている。

百万ユーロ	非流動				流動			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2019年12月31日	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日
デリバティブ資産								
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
－金利	12	12	7	6	-	15	-	1
－為替	166	171	25	19	-	66	-	3
－商品	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	**178**	**183**	**32**	**25**	**-**	**81**	**-**	**4**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
－金利	335	404	26	12	133	427	-	1
－為替	11,705	8,318	1,081	675	2,717	4,689	132	252
－商品	1,628	1,126	215	262	3,081	1,428	847	494
合計	**13,668**	**9,848**	**1,322**	**949**	**5,931**	**6,544**	**979**	**747**
トレーディング・デリバティブ								
－金利	50	50	2	2	-	-	-	-
－為替	-	197	-	4	3,399	4,057	34	51
－商品	322	261	27	25	17,203	20,553	3,052	3,112
合計	372	508	29	31	20,602	24,610	3,086	3,163
デリバティブ資産の合計	**14,218**	**10,539**	**1,383**	**1,005**	**26,533**	**31,235**	**4,065**	**3,914**

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	
	2019年12月31日	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日
デリバティブ負債								
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
－為替	5	-	1	-	-	-	-	-
合計	**5**	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
－金利	7,704	8,605	779	605	65	272	1	1
－為替	11,049	13,025	1,560	1,803	2,573	2,791	115	348
－商品	601	656	47	167	1,613	2,050	457	859
合計	**19,354**	**22,286**	**2.386**	**2,575**	**4,251**	**5,113**	**573**	**1,208**
トレーディング・デリバティブ								
－金利	62	478	6	17	100	138	79	66
－為替	2	191	-	3	1,679	3,101	38	33
－商品	154	133	14	14	17,650	21,845	2,864	3,036
合計	218	802	20	34	19,429	25,084	2,981	3,135
デリバティブ負債の合計	**19,577**	**23,088**	**2.407**	**2,609**	**23,680**	**30,197**	**3,554**	**4,343**

46.1 ヘッジ手段として指定されたデリバティブ

デリバティブは取引約定額の公正価値で認識され、その後、公正価値で再評価される。価格が上昇また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どうかによって異なるが、指定されていればデリバティブはヘッジ目的と分類されることになる。

ヘッジ会計は、IFRS第9号のすべての要件を満たす場合、金利リスク、為替リスク、商品価格リスクおよび在外営業活動に対する純投資などのリスク抑制のため取引されるデリバティブに適用される。

取引開始時、当グループはヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係のほか、リスク管理目標と戦略について文書化する。また、当グループは、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローの変動を、ヘッジ手段が高い水準で効果的に相殺しているかについての評価も文書化する。

ヘッジ対象として指定された予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジについて、当グループはそれらの取引の可能性が非常に高いか、また損益に影響を与えるキャッシュ・フローの変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、グループ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およびその程度に関する詳細については、注記44「リスク管理」を参照。

効果的なヘッジ関係は以下のすべての要件を満たすこととする。

＞　ヘッジ手段およびヘッジ対象間の経済的関係の存在

＞　信用リスクによる影響がヘッジ関係における価値変動の大部分を占めていない

＞　当初認識時のヘッジ比率は、リスク管理目的で用いるヘッジ比率と同じである（すなわち、事業体が実際にヘッジするヘッジ対象と、そのヘッジ対象をヘッジするために実際に用いるヘッジ手段の数が同数）

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、定性的評価または定量的計算を通じて当グループが評価する。

＞　ヘッジ手段およ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、ヘッジ手段およびヘッジ対象の潜在的リスクが異なる場合、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）。

ヘッジ手段の動きがヘッジ対象の動き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ついては、経済関係の存在は、潜在する各リスク要因に市場で使用可能な全ての標準デリバティブを定義したランキング・マトリクスより推定する。

このランキングは、考えられるリスクのヘッジ有効性に基づいて導き出される。信用リスクを評価するため、当グループは、リスク緩和手段（担保、中途解約条項、ネッティング契約など）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、当グループでは、ヘッジの非有効性を最小化するため、すべてのヘッジ関係について（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、定性的評価または定量的計算により評価する。

＞　ヘッジ対象およびヘッジ手段のクリティカル・タームが整合し、ヘッジ・デリバティブの信用リスク調整に他の非有効性の発生原因が存在しない場合、定性的評価に基づき、ヘッジ関係は十分に有効であると考慮する。

＞　ヘッジ対象およびヘッジ手段のクリティカル・タームが整合しない、または非有効性の発生原因が少なくても一つは存在する場合、ヘッジの非有効性は仮想デリバティブを用いたドル・オフセット法の累積により定量化する。この手法では、報告日および取引開始日における、ヘッジ手段およ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であると考えられる。

＞　簿価の差異（すなわち、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローが、ヘッジ手段のキャッシュ・フローまた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因る）

＞　時間の差異（すなわち、ヘッジ対象およびヘッジ手段の決済または発生が異なるタイミングで生じる）

＞　数量または想定元本の差異（すなわち、ヘッジ対象およびヘッジ手段が異なる数量また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・ヘッジ手段またはヘッジ対象のキャッシュ・フローまた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（すなわち、カウンターパーティー信用リスクが、ヘッジ手段およびヘッジ対象の公正価値の変動に異なる影響を与える）

公正価値ヘッジ

公正価値ヘッジは、損益に影響する特定のリスクに起因する資産、負債、確定約定の公正価値の変動から当グループを保護するために使用される。

ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動については、ヘッジリスクに起因するヘッジ対象の公正価値の変動と併せて損益計算書に認識される。

ヘッジがヘッジ会計の要件をもはや満たしていない場合、満期までの期間にわたり、実効金利法を用いたヘッジ対象の帳簿価額の修正を純損益に償却する。

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または負債に伴う特定のリスク、または、純損益に影響を与える可能性が極めて高い取引に起因する将来のキャッシュ・フローの変化に対する当グループのエクスポージャーをヘッジするため使用される。

キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されたデリバティブの公正価値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損益は、直ちに損益計算書で認識される。

資本における累計損益は、ヘッジ対象が純損益に影響する期間の純損益として組み替えられる。（例：ヘッジされた売上予測が行われる場合）

ヘッジ対象が非金融資産（すなわち、有形固定資産）または非金融負債の認識につながる、もしくはヘッジされた非金融資産または非金融負債の予定取引が公正価値ヘッジの会計処理を適用する確定約定になった場合、資本に累計される金額（すなわち、キャッシュ・フロー・リザーブ）は除去されヘッジされた資産または負債の初期値（費用またはその他の帳簿価額）に振り替えられる。（「ベーシス調整」を行う）

ヘッジ手段が期限切れまたは売却されたり、ヘッジがもはやヘッジ会計の要件を満たさなくなった場合、その時点で資本に累積されている損益は資本に残し、予定取引が最終的に損益計算書に認識されたときに認識される。予定取引が発生しないと予測される場合、資本の部に計上された利得又は損失の累計額は即座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、スポット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、フォワード要素（損益またはOCI）の会計処理は、ケースごとに判断する。このアプローチは、再生可能資産の外国為替リスクのヘッジとして、当グループが用いるものである。

逆に、ヘッジ手段としてクロス・カレンシー金利スワップを使用するヘッジ関係では、グループは、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・スプレッドを切り離し、ヘッジコスト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・ヘッジについては、リスク管理戦略との一貫性を高めるため、エネル・グループは一定の流動性要件に基づき、ダイナミック・ヘッジ会計のアプローチ（一般的に、流動性に基づくアプローチとして知られる）を採用する。

このアプローチでは、市場で取引される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、それを対象リスクをより効果的に回避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を持たせる流動性に基づくアプローチでは、デリバティブのロールオーバー時に、新たなデリバティブに置き換えることが可能である。これは、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、以下の両方の条件を満たしている場合に使用できる。
＞　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満たしている。
これらの要件を満たしているかは四半期ごとに確認する。
ロールオーバー時に、ヘッジ関係は解消されない。そのため、その日以降、新たなデリバティブの有効な公正価値が株主持分（キャッシュ・フロー・ヘッジ・リザーブ）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で認識される。

46.1.1 ヘッジするリスクの種類によるヘッジ関係

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の取引残高に関し、金利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ものである。

金利リスク

	満期					
百万ユーロ	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	**それ以降**
2019年12月31日						
金利スワップ						
想定元本合計	199	140	499	187	170	7,054
ユーロ建て金利スワップに関連する想定元本	47	-	143	187	170	6,042
ユーロ建て金利スワップの平均金利	3.1825		4.9699	4.0516	4.1629	1.8298
米ドル建て金利スワップに関連する想定元本	134	134	356	-	-	665
米ドル建て金利スワップの平均金利	1.574	2.035	3.523			2.967

百万ユーロ	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	**それ以降**
2018年12月31日						
金利スワップ						
想定元本合計	714	199	131	396	697	7,598
ユーロ建て金利スワップに関連する想定元本	18	68	-	396	697	7,298
ユーロ建て金利スワップの平均金利	0.5444	2.7151		2.7098	1.8872	1.9491
米ドル建て金利スワップに関連する想定元本	87	131	131	-	-	229
米ドル建て金利スワップの平均金利	1.6208	1.5745	2.0359			2.7943

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の取引残高に関し、金利リスクに対応した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したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
ヘッジ手段	ヘッジ対象	資産	負債		資産	負債	
		2019年12月31日			2018年12月31日		
公正価値ヘッジ							
金利スワップ	固定金利の銀行借入金	7		12	7		12
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
金利スワップ	変動金利債	11	(499)	3,953	1	(406)	6,105
金利スワップ	変動金利の金融債権	15	-	140	7		142
金利スワップ	変動金利のノンバンク借入金	-	(281)	4,144	5	(200)	3,476
合計		**33**	**(780)**	**8,249**	**20**	**(606)**	**9,735**

下表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2019年12月31日および2018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ものである。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
デリバティブ	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日
公正価値ヘッジ								
金利スワップ	12	27	7	7	-	-	-	-
合計	**12**	**27**	**7**	**7**	**-**	**-**	**-**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
金利スワップ	468	831	26	13	7,769	8,877	780	606
合計	**468**	**831**	**26**	**13**	**7,769**	**8,877**	**780**	**606**
金利デリバティブ合計	**480**	**858**	**33**	**20**	**7,769**	**8,877**	**780**	**606**

2019年12月31日の時点でヘッジ手段として分類されたデリバティブの想定元本は8,249百万ユーロとなり、対応する負の公正価値は747百万ユーロとなった。

2018年12月31日と比較し、想定元本は1,486百万ユーロ減少した。これは主に以下を反映した結果である。

＞　2075年1月15日および2074年1月10日に満了するハイブリッド・ボンドの買戻しのためのエネル・エスピーエーの「交換募集」に関連するヘッジ前金利スワップの期限前解約750百万ユーロ

＞　年度中の「サステナビリティ」ボンドの発行に関するヘッジ前金利スワップの期限前解約2,000百万ユーロ

＞　満期の金利スワップの合計714百万ユーロ

＞　新規金利スワップの合計1,745百万ユーロ

この金額には、分割満期金利スワップの想定元本の減少203百万ユーロも反映されている。

公正価値の減少161百万ユーロは、主にイールドカーブの進展を反映している。

公正価値ヘッジ・デリバティブ

公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値の変動および金利リスクに起因するヘッジ対象の公正価値の変動を反映した損益を通じて認識される純利益および損失は、これらのヘッジ関係が2019年度および前年度の両方において完全に有効であったことを証明した。

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の財政状態計算書における金利リスクに対する公正価値ヘッジの影響を示す。

百万ユーロ	2019年			2018年		
	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
金利スワップ	12	7	7	27	7	7

下表は、2019年12月31日および2018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。

百万ユーロ	2019年			2018年		
	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
固定金利の借入	20	7	(7)	35	7	(7)

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

下表は、金利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					
	2019年12月31日	2020年	2021年	2022年	2024年	2025年	それ以降
金利リスク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	26	1	(1)	(2)	(2)	2	32
負の公正価値	(780)	(102)	(121)	(110)	(110)	(94)	(284)

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の財政状態計算書における金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示す。

百万ユーロ	2019年			2018年		
	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
金利スワップ	8,237	(754)	(754)	9,723	(593)	(593)

下表は、2019年12月31日および2018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・ヘッジのヘッジ対象の影響を示す。

百万ユーロ	2019年				2018年			
	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	キャッシュ・フロー・ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	キャッシュ・フロー・ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分
変動金利債	486	(486)	-	(2)	395	(395)	-	(10)
変動金利の金融債権	(15)	15	-	-	(7)	7	-	-
変動金利のノンバンク借入金	275	(275)	-	(6)	190	(190)	-	(5)
合計	746	(746)	-	(8)	578	(578)	-	(15)

下表は、当該期間に、金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが損益およびその他の包括利益を通じて与えた、税効果控除前の影響を示したものである。

百万ユーロ	2019年12月31日			
	OCIを通じた公正価値の変動総額	非有効部分の損益を通じた税効果控除前の純利益/（損失）	OCIを通じたヘッジコスト	OCIからの振替の損益を通じた税効果控除前の純利益/（損失）
金利ヘッジ	(121)	7	-	47

為替リスク

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の取引残高に関し、為替リスクをヘッジする手段の想定元本の満期プロファイルと関連する平均約定為替レートを示したものである。

百万ユーロ	満期						
	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	それ以降	合計
2019年12月31日							
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）							
想定元本	831	1,115	1,781	3,339	3,146	12,511	22,723
ユーロ-米ドルCCIRSの想定元本	-	202	1,781	3,339	1,336	8,904	15,562
ユーロ/米ドル平均為替レート		1.1348	1.1213	1.2184	1.1039	1.2067	
ユーロ-英ポンドCCIRSの想定元本	470	587	-	-	999	3,041	5,097
ユーロ/英ポンド平均為替レート	0.8466	0.8245			0.8765	0.8062	
ユーロ/スイスフランCCIRSの想定元本	92	-	-	-	207	120	419
ユーロ/スイスフラン平均為替レート	1.2169				1.0642	1.2100	
米ドル-ブラジルレアルCCIRSの想定元本	269	326	-	-	-	288	883
米ドル/ブラジルレアル平均為替レート	3.9273	3.4742				3.5655	
為替予約							
想定元本	4,459	1,015	18	-	-	-	5,492
想定元本 - ユーロ/米ドル為替予約	2,899	958	18	-	-	-	3,875
平均為替予約レート - ユーロ/米ドル	1.1774	1.1803	1.1609	-	-	-	
想定元本 - 米ドル/チリペソ為替予約	527	44	-	-	-	-	571
平均為替予約レート - 米ドル/チリペソ	678.0443	680.0000	-	-	-	-	
想定元本 - 米ドル/ブラジルレアル為替予約	313	14	-	-	-	-	327
平均為替予約レート - 米ドル/ブラジルレアル	4.1274	4.1330	-	-	-	-	
想定元本 - ユーロ/南アフリカランド為替予約	221	-	-	-	-	-	221
平均為替予約レート - ユーロ/南アフリカランド	17.7856	-	-	-	-	-	
想定元本 - ユーロ/ロシアルーブル為替予約	181	-	-	-	-	-	181
平均為替予約レート - ユーロ/ロシアルーブル	74.1277	-	-	-	-	-	

百万ユーロ

	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	それ以降	合計
2018年12月31日							
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）							
想定元本	2,474	855	934	1,746	3,274	13.149	22.432
ユーロ-米ドルCCIRSの想定元本	-	-	198	1,746	3,274	8,729	13,947
ユーロ/米ドル平均為替レート			1.1348	1.1213	1.2184	1.1726	
ユーロ-英ポンドCCIRSの想定元本	1,229	447	559	-	-	3,846	6,081
ユーロ/英ポンド平均為替レート	0.6753	0.8466	0.8245			0.8261	
ユーロ/スイスフランCCIRSの想定元本	-	89	-	-	-	315	404
ユーロ/スイスフラン平均為替レート		1.2170				1.1133	
米ドル-ブラジルレアルCCIRSの想定元本	528	319	177	-	-	94	1,118
米ドル/ブラジルレアル平均為替レート	3.5679	3.5508	3.2948			3.1037	
為替予約	-	-	-	-	-		
想定元本	5,070	1,512	44	-	-		6,626
想定元本 - ユーロ/米ドル為替予約	3,071	1,343	44	-	-	-	4,458
平均為替予約レート - ユーロ/米ドル	1.2014	1.2199	1.2392	-	-	-	
想定元本 - 米ドル/チリペソ為替予約	838	92	-	-	-	-	930
平均為替予約レート - 米ドル/チリペソ	667.5891	667.5175	-	-	-	-	
想定元本 - 米ドル/ブラジルレアル為替予約	409	-	-	-	-	-	409
平均為替予約レート - 米ドル/ブラジルレアル	3.6958	-	-	-	-	-	
想定元本 - ユーロ/南アフリカランド為替予約	220	77	-	-	-	-	297
平均為替予約レート - ユーロ/南アフリカランド	16.7884	18.0229	-	-	-	-	
想定元本 - ユーロ/ロシアルーブル為替予約	139	-	-	-	-	-	139
平均為替予約レート - ユーロ/ロシアルーブル	79.4094	-	-	-	-	-	

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の取引残高に関し、為替リスクに対するヘッジ手段の想定元本および公正価値をヘッジ対象の種類別に示したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
ヘッジ手段	**ヘッジ対象**	資産	負債		資産	負債	
			2019年12月31日			2018年12月31日	
公正価値ヘッジ							
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て固定金利借入れ	24	(1)	171	7	-	87
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て変動金利借入れ	-	-	-	15	-	150
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て変動金利借入れ	55	(5)	999	37	(4)	525
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て固定金利借入れ	-	(4)	72	85	(2)	793
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て変動金利債	6	(1)	302	47	-	346
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て固定金利債	1,022	(1,535)	20,877	598	(2,013)	20,234
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て将来キャッシュ・フロー	-	(17)	302	-	(71)	297
為替予約	外貨建て将来キャッシュ・フロー	3	(63)	811	4	(33)	1,089
為替予約	外貨建て商品先物購入	124	(7)	3,462	114	(15)	4,298
為替予約	投資財の購入他	3	(43)	1,219	42	(12)	1,241
合計		**1,237**	**(1,676)**	**28,215**	**949**	**(2,150)**	**29,060**

キャッシュ・フロー・ヘッジと公正価値ヘッジ:

- **ユーロ以外の外貨建て固定金利負債の為替リスクをヘッジするために用いられた通貨金利スワップの想定元本は21,120百万ユーロで、公正価値はマイナス495百万ユーロだった。**
- **ユーロ以外の外貨建て変動金利負債の為替リスクをヘッジするために用いられた通貨金利スワップの想定元本は1,603百万ユーロで、公正価値はプラス38百万ユーロだった。**
- **ユーロ以外の外貨建て天然ガスの購入、燃料の購入、および予想キャッシュ・フローに伴う為替リスクをヘッジするために用いられた為替予約の想定元本は4,273百万ユーロで、公正価値はプラス57百万ユーロだった。**
- **再生可能エネルギー、インフラ、ネットワークのセクターにおける投資財（新世代のデジタル・メーター）購入に関連し、機能通貨以外の通貨の予想キャッシュ・フロー、クラウド・サービスの提供に関する営業費用、ならびに再生可能エネルギーの販売による収益に対する為替リスクを軽減するための店頭デリバティブ取引に関する為替予約の想定元本は1,219百万ユーロで、公正価値はマイナス40百万ユーロだった。**

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の為替デリバティブの想定元本および公正価値をヘッジの種類別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
デリバティブ	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日
公正価値ヘッジ								
為替予約								
クロス・カレンシー金利スワップ	166	237	25	22	5	-	(1)	-
合計	**166**	**237**	**25**	**22**	**5**	**-**	**(1)**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
為替予約	3,253	4,302	130	160	2,238	2,326	(113)	(61)
クロス・カレンシー金利スワップ	11,169	8,705	1,083	767	11,384	13,490	(1,562)	(2,090)
合計	**14,422**	**13,007**	**1,213**	**927**	**13,622**	**15,816**	**(1,675)**	**(2,151)**
為替デリバティブ合計	**14,588**	**13,244**	**1,238**	**949**	**13,627**	**15,816**	**(1,676)**	**(2,151)**

2019年12月31日の時点でのクロス・カレンシー金利スワップの想定元本は22,723百万ユーロ（2018年12月31日では22,432百万ユーロ）となり、291百万ユーロ増加した。合計金額2,070百万ユーロのクロス・カレンシー金利スワップが満了した一方、新たに締結されたデリバティブは2,510百万ユーロとなり、このうち、1,336百万ユーロは、2019年9月の米ドル建ての社債発行に関連している。想定元本の金額はまた、他の主要通貨に対するユーロ相場の変動も反映しており、その影響が想定元本を466百万ユーロ増加させた。

2019年12月31日の時点での為替予約の想定元本は5,491百万ユーロ（2018年12月31日では6,628百万ユーロ）となり、1,137百万ユーロ減少した。米ドルに対するものを中心とした為替リスクへのエクスポージャーは、主に天然ガスの購入、燃料の購入および投資に関連するキャッシュ・フローによるものである。想定元本の変動は、通常の事業の動向に関連している。

公正価値ヘッジ・デリバティブ

下表は、2019年および前年度の為替リスクに起因する公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値の変動および為替リスクに起因するヘッジ対象の公正価値の変動を反映した損益を通じて認識される純利益および損失を示すものである。

百万ユーロ	**2019年**	2018年
	純利益/（損失）	**純利益/（損失）**
金利ヘッジの手段	1	6
ヘッジ対象	(4)	(6)
非有効部分	(3)	-

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の財政状態計算書における金利リスクに対する公正価値ヘッジの影響を示す。

百万ユーロ	2019年			2018年		
	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	171	24	24	237	22	22

下表は、2019年12月31日および2018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。

百万ユーロ	2019年			2018年		
	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	171	21	(22)	228	22	(22)

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

下表は、為替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					
	2019年12月31日	2020年	2021年	2022年	2023年	2024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	1,213	357	272	219	471	141	1,667
負の公正価値	(1,675)	(43)	42	47	33	36	(66)

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の財政状態計算書における為替リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示す。

百万ユーロ	2019年					
	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	22,552	(479)	(345)	22,195	(1,323)	(1,074)
為替予約	5,491	17	52	6,628	99	136
合計	**28,043**	**(462)**	**(293)**	**28,823**	**(1,224)**	**(938)**

下表は、2019年12月31日および2018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・ヘッジのヘッジ対象の影響を示す。

百万ユーロ	2019年				2018年			
	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	キャッシュ・フロー・ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	キャッシュ・フロー・ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分
外貨建て変動金利借入れ	(49)	49	1	-	(32)	32	1	-
外貨建て固定金利借入れ	3	(3)	(1)	-	(87)	87	(4)	-
外貨建て変動金利債	(5)	5	-	-	(47)	47	-	-
外貨建て固定金利債	378	(378)	(135)	-	1,169	(1,169)	(246)	-
外貨建て将来キャッシュ・フロー	17	(17)	-	-	71	(71)	-	-
外貨建て将来キャッシュ・フロー	59	(59)	(1)	-	30	(30)	1	-
外貨建て商品先物購入	(119)	119	-	(2)	(100)	100	-	(1)
投資財の購入他	9	(9)	(32)	1	(66)	66	(36)	(1)
合計	**234**	**(293)**	**(168)**	**(1)**	**938**	**(938)**	**(284)**	**(2)**

下表は、当該期間に、為替リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが損益およびその他の包括利益を通じて与えた影響を示すものであり、税効果控除前の金額である。

百万ユーロ	2019年12月31日			
	OCIを通じた公正価値の変動総額	非有効部分の損益を通じた税効果控除前の純利益/（損失）	OCIを通じたヘッジコスト	OCIからの振替の損益を通じた税効果控除前の純利益/（損失）
為替ヘッジ	834	1	116	189

商品リスク

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の取引残高に関し、商品リスクをヘッジする手段の想定元本と平均価格を満期別に示したものである。

	満期						
百万ユーロ	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	**それ以降**	**合計**
2019年12月31日							
商品スワップ							
電力の想定元本	703	123	121	135	128	712	**1,922**
電力の平均商品スワップ価格（€/MWh）	47.7	20.5	20.2	20.2	20.2	20.7	
石炭/運送の想定元本	253	-	-	-	-	-	**253**
石炭/運送の平均商品スワップ価格（$/ton）	62.4	-	-	-	-	-	
ガスの想定元本	13	13	13	13	41	66	**159**
ガスの平均商品スワップ価格（€/MWh）	3.0	3.0	3.0	3.0	7.0	7.9	
商品先渡し/先物							
電力の想定元本	726	2	-	-	-	-	**728**
電力の平均商品先渡し/先物価格（€/MWh）	50.5	50.4	-	-	-	-	
ガスの想定元本	1,869	662	1	-	-	-	**2,532**
ガスの平均商品先渡し/先物価格（€/MWh）	15.9	19.1	17.2	-	-	-	
CO_2の想定元本	217	9	-	-	-	-	**226**
CO_2の平均商品先渡し/先物価格（€/ton）	18.0	25.0	-	-	-	-	
石油の想定元本	988	115	-	-	-	-	**1,103**
石油の平均商品先渡し/先物価格（$/bbl）	64.8	59.7	-	-	-	-	

	満期						
百万ユーロ	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	**それ以降**	**合計**
2018年12月31日							
商品スワップ							
電力の想定元本	765	234	90	82	96	494	1,761
電力の平均商品スワップ価格（€/MWh）	52.8	44.2	19.4	19.0	19.0	19.0	
石炭/運送の想定元本	582	47	-	-	-	-	629
石炭/運送の平均商品スワップ価格（$/ton）	85.0	78.9	-	-	-	-	
商品先渡し/先物							
電力の想定元本	436	16	-	-	-	-	452
電力の平均商品先渡し/先物価格（€/MWh）	61.1	54.4	-	-	-	-	
ガスの想定元本	352	390	-	-	-	-	742
ガスの平均商品先渡し/先物価格（€/MWh）	24.1	20.0	-	-	-	-	
CO_2**の想定元本**	213	67	-	-	-	-	280
CO_2**の平均商品先渡し/先物価格（€/ton）**	13.4	7.8	-	-	-	-	
石油の想定元本	1,170	226	-	-	-	-	1,396
石油の平均商品先渡し/先物価格（$/bbl）	71.4	68.8	-	-	-	-	

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の取引残高に関し、金利リスクをヘッジする手段の想定元本と公正価値を商品の種類別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
	2019年12月31日	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日
デリバティブ								
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
電力のデリバティブ:								
－スワップ	1,301	1,249	234	139	621	512	(107)	(227)
－先渡し/先物	280	293	34	20	448	159	(44)	(12)
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
電力のデリバティブ合計	**1,581**	**1,542**	**268**	**159**	**1,069**	**671**	**(151)**	**(239)**
石炭/運送のデリバティブ:								
－スワップ	-	10	7	74	253	619	(54)	(94)
－先渡し/先物	-	-	-	-	-	-	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
石炭/運送のデリバティブ合計	**-**	**10**	**7**	**74**	**253**	**619**	**(54)**	**(94)**
ガスおよび石油のデリバティブ：								
－スワップ	79	-	9	-	80	-	(1)	-
－先渡し/先物	2,823	723	694	222	812	1,415	(298)	(693)
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
ガスおよび石油のデリバティブ合計	**2,902**	**723**	**703**	**222**	**892**	**1,415**	**(299)**	**(693)**
CO_2のデリバティブ：								
－スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
－先渡し/先物	226	279	84	301	-	1	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
CO_2のデリバティブ合計	**226**	**279**	**84**	**301**	**-**	**1**	**-**	**-**
商品関連デリバティブ合計	**4,709**	**2,554**	**1,062**	**756**	**2,214**	**2,706**	**(504)**	**(1,026)**

表は、商品に関する価格リスクをヘッジするデリバティブに関し、2019年12月31日および2018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ものである。

商品に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの正の公正価値は、ガスおよび石油商品に係るデリバティブ703百万ユーロ、CO_2に係るデリバティブ84百万ユーロ、電力に係るデリバティブ268百万ユーロ、ならびにこれらよりも少額ではあるが、電力会社が要求した石炭購入価格のヘッジ、7百万ユーロに関連している。最初のカテゴリーは主として、現物受け渡しを伴う原油の商品およびガス製品のため売買の双方においての天然ガス価格の変動に対するヘッジ（オールインワン・ヘッジ）に関わるものである。

負債に含まれる商品に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブは、電力に係る151百万ユーロ、ガスおよび石油商品に係るデリバティブ299百万ユーロ、そして石炭に係るデリバティブ（54百万ユーロ）が関連している。

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

下表は、商品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					
	2019年12月31日	2020年	2021年	2022年	2023年	2024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	1,062	662	187	69	13	11	120
負の公正価値	(504)	(400)	(79)	(12)	(3)	(3)	(7)

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の財政状態計算書における商品リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示す。

百万ユーロ	2019年			2018年		
	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
電力のスワップ	1,922	127	127	1,761	(88)	(88)
石炭/運送のスワップ	253	(47)	(47)	629	(20)	(20)
ガスおよび石油のスワップ	159	8	8	-	-	-
電力の先渡し/先物	728	(10)	(10)	452	8	8
石炭/運送の先渡し/先物	-	-	-	-	-	-
ガスおよび石油の先渡し/先物	3,635	396	396	2,138	(471)	(471)
CO_2**の先渡し/先物**	226	84	84	280	301	301
合計	**6,923**	**558**	**558**	**5,260**	**(270)**	**(270)**

下表は、2019年12月31日および2018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・ヘッジのヘッジ対象の影響を示す。

百万ユーロ	**2019年**				2018年			
	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	キャッシュ・フロー・ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	キャッシュ・フロー・ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分
電力の先物取引	(110)	110	-	7	82	(82)	-	2
石炭/運送の先物取引	47	(47)	-	-	20	(20)	-	-
ガスおよび石油の先物取引	(404)	404	-	-	471	(471)	-	-
CO_2**の先物取引**	(84)	84	-	-	(301)	301	-	-
合計	**(551)**	**551**	**-**	**7**	**272**	**(272)**	**-**	**2**

下表は、当該期間に、商品リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが損益およびその他の包括利益を通じて与えた影響を示すものであり、税効果控除前の金額である。

百万ユーロ	2019年12月31日			
	OCIを通じた公正価値の変動総額	非有効部分の損益を通じた税効果控除前の純利益/（損失）	OCIを通じたヘッジコスト	OCIからの振替の損益を通じた税効果控除前の純利益/（損失）
商品価格ヘッジ	914	5	-	91

46.2 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日の時点でのFVTPL（損益を通じて公正価値で測定）に関するデリバティブの想定元本と公正価値である。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
	2019年12月31日	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日
FVTPLのデリバティブ								
－金利のデリバティブ:								
－金利スワップ	50	50	2	2	112	566	(80)	(79)
－金利オプション					50	50	(5)	(5)
－為替のデリバティブ:								
－為替予約	3,399	4,092	34	54	1,648	1,175	(37)	(18)
－クロス・カレンシー金利スワップ	-	162	-	1	33	2,117	-	(18)
－商品関連のデリバティブ	-	-	-	-	-	-	-	-
電力のデリバティブ:								
－スワップ	282	1,070	25	167	281	229	(28)	(28)
－先渡し/先物	5,353	6,260	403	814	4,329	6,955	(155)	(1,016)
－オプション	3	15	2	28	27	20	(14)	(11)
電力のデリバティブ合計	**5,638**	**7,345**	**430**	**1,009**	**4,637**	**7,204**	**(197)**	**(1,055)**
石炭のデリバティブ:								
－スワップ	311	201	69	56	367	823	(80)	(48)
－先渡し/先物	-	-	-	-	-	-	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
石炭のデリバティブ合計	**311**	**201**	**69**	**56**	**367**	**823**	**(80)**	**(48)**
ガスおよび石油のデリバティブ：								
－スワップ	1,259	896	168	215	852	728	(97)	(186)
－先渡し/先物	9,782	11,894	2,126	1,640	11,047	12,712	(2,190)	(1,531)
－オプション	315	225	247	147	309	289	(273)	(165)
ガスおよび石油のデリバティブ合計	**11,356**	**13,015**	**2,541**	**2,002**	**12,208**	**13,729**	**(2,560)**	**(1,882)**
CO_2のデリバティブ：								
－スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
－先渡し/先物	185	243	31	68	524	221	(32)	(65)
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
CO_2のデリバティブ合計	**185**	**243**	**31**	**68**	**524**	**221**	**(32)**	**(65)**
その他のデリバティブ:								
－スワップ	4	9	2	2	16	-	(1)	-
－先渡し/先物	6	1	3	-	9	1	(4)	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
その他のデリバティブ合計	**10**	**10**	**5**	**2**	**25**	**1**	**(5)**	**-**
組込デリバティブ	25	-	3	-	43	-	(4)	-
デリバティブ合計	**20,974**	**25,118**	**3,115**	**3,194**	**19,647**	**25,886**	**(3,000)**	**(3,170)**

2019年12月31日の時点での金利のトレーディング・デリバティブの想定元本は212百万ユーロであった。負の公正価値は83百万ユーロとなり、主にイールドカーブの進展が原因で前年から1百万ユーロ悪化した。
2019年12月31日の時点での為替デリバティブの想定元本は5,080百万ユーロだった。想定元本の全体的な減少と関連する正味公正価値3百万ユーロの減少は、通常の事業活動と為替レートの動向を反映している。
2019年12月31日の時点での商品デリバティブの想定元本は35,329百万ユーロだった。資産に分類される商品に対するトレーディング・デリバティブの公正価値は、ガスと石油のヘッジ2,541百万ユーロと電力デリバティブ430百万ユーロの市場価値を主として反映している。
商品に対するトレーディング・デリバティブの負債の公正価値は、ガスと石油のヘッジ2,560百万ユーロと電力デリバティブ197百万ユーロに主として関連している。
これらの数値は、ヘッジ目的で設定されたにもかかわらずヘッジ会計の要件を満たしていないものも含んでいる。
「その他」のカテゴリーには、天候デリバティブを利用したヘッジが含まれている。商品リスクに加えて、当グループのグループ会社は天候の状況に伴う量的変動にもさらされている（例えば、気温はガスおよび電力の消費に影響を及ぼす）。
組込デリバティブは、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカにより保有されており、新たな再生可能エネルギーの容量への投資の資金調達に用いられている複雑性の高いタックス・エクイティ契約の中の補足的金融条項に関連している。

注記47 公正価値で測定された資産

当グループは、認識または測定基準として、国際会計基準により公正価値測定が要求される場合は常に、IFRS第13号に基づき公正価値を算定する。
公正価値は、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、また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。
公正価値として最も優れているものは市場価格、つまり、流動性があり活発な市場において実際に使用されている、入手可能な現在の公表価格である。
資産と負債の公正価値は、算定用いたインプットと評価技法により、以下の3つのヒエラルキー・レベルに従って分類される。

＞　レベル1：公正価値は、測定日時点で当該企業がアクセスできる同一の資産または負債に関する活発な市場における相場価格（無調整）に基づいて算定される。
＞　レベル2：公正価値は、レベル1に含まれる相場価格以外のインプットのうち、資産または負債について直接（例えば価格）または（価格から得られた）間接に観察可能なもの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。

この注記は、こうした測定を行うための評価技法やインプットについての詳細な情報を開示するものでもある。
つまり、

＞　資産または負債の経常的な公正価値測定は、IFRS上、各期末の財政状態計算書で要求または容認されている。

＞　資産または負債の非経常的な公正価値測定は、IFRS上、特定の状況において財政状態計算書で要求または容認されている。

こうした状況における会計上の取扱いに関する一般的事項や特定の開示については、注記2「会計方針と測定基準」を参照されたい。

以下の表は、財務書類上で継続的または非継続的に公正価値で測定された各資産クラス別に、報告期間末の公正価値、分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
他社への株式投資（FVOCI）	26	64	4	11	49	-	-	-	-
有価証券（FVOCI）	26.1, 30.1	416	416	-	-	61	61		
他社への株式投資（FVTPL）	26	8	-	-	8	-	-	-	-
サービス委譲契約による金融資産（FVTPL）	26	2,362	-	2,362	-	-	-	-	-
公正価値で測定された貸付金および債権	26	354	-	-	354	51	51	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
－金利	46	7	-	7	-	-	-	-	-
－為替	46	25	-	25	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
－金利	46	26	-	26	-	-	-	-	-
－為替	46	1,081	-	1,081	-	132	-	132	-
－商品	46	215	29	186	-	847	288	559	-
トレーディング・デリバティブ									
－金利	46	2	-	2	-	-	-	-	-
－為替	46	-	-	-	-	34	-	34	-
－商品	46	27	4	23	-	3,052	1,056	1,994	2
公正価値で測定された棚卸資産	28	-	-	-	-	42	40	2	-
売却目的資産	33	101	-	-	101	-	-	-	-
条件付対価	27, 31	96	-	69	27	51	-	38	13

「他社への株式投資（FVOCI）」の公正価値は、上場企業については期末の最終営業日の相場価格に基づいて算定されるが、非上場企業については、関連資産および負債についての信頼性のある評価に基づく。

「サービス委譲契約による金融資産（FVOCI）」は、主としてエネル・ディストリブシオン・リオ、エネル・ディストリブシオン・セアラおよびエネル・ディストリブシオン・ゴイアスによるブラジルでの配電事業に関連しており、IFRIC第12号に基づき会計処理されている。公正価値は、最新の金利情報とブラジル市場での一般物価指数に基づく純代替コストで見積られている。

「公正価値で測定された貸付金および債権」には、スロヴァク・パワー・ホールディングスの売却による2019年12月31日現在354百万ユーロの債権の公正価値を含んでいる（レベル3で認識）。公正価値は契約で指定された価格計算式を元に算定されている。

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については、各金融商品の種類に適した評価方法および期末の市場データ（金利、為替レート、ボラティリティなど）を用い、市場の利回り曲線に基づく将来キャッシュ・フローを割り引き、ユーロ以外の通貨についてWM/ロイター社（WMR）が提示する為替レートにより換算して算定する。商品関連の契約については、入手可能な場合は、規制市場と非規制市場の双方の相場を用いて測定する。

新たな国際会計基準に基づき、エネル・グループは2013年、カウンターパーティー・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、カウンターパーティー（信用評価調整、CVA ）と自社（債務評価調整、DVA ）の信用リスクの測定を採用することとした。さらに具体的には、当グループは、ポジションの正味エクスポージャーに対して潜在的将来エクスポージャー評価技法を使用してCVA および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。この技法において使用されたすべてのインプットは、市場において観察可能である。
デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フロー交換額である。この値は価値または数量として表示できる（例えば、トンであれば、想定元本に合意された価格を乗じることによってユーロ建の金額に換算される）。
ユーロ以外の通貨建ての金額は、WM/ロイター社（WMR）が提示した期末時点の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、当事者間で交換された金額を示すとは限らず、このため、当グループ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。非上場金融商品については、公正価値は、金融商品の各カテゴリーの適切な評価技法、期末時点の市場データを用いて算定される。これにはエネル・エスピーエーの信用スプレッドも含まれる。
エネルの金融デリバティブの測定は市場インプットに基づくため、常にレベル1または2に分類される。
唯一の例外は、原変数の証明された過去のデータを用いて測定される天候指数のデリバティブ（天候デリバティブ）に関連している。例えば、デリバティブ契約の中で示されている測定位置におけるHDD（暖房度日）デリバティブは、同一位置で観測される同一の変数の過去の平均と合意された行使値の差異を計算することによって、公正価値で測定される。エネルの天候デリバティブの測定はレベル3に分類されている。

47.1 その他の資産の公正価値

下表は、経常的な公正価値測定の対象ではないが、その公正価値の開示が要求されている資産クラスについて、期末の公正価値と、分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ		非流動負債				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
貸付金および債権	26, 30	401	-	19	382	1,418		1,286	132
投資不動産	19	154	22	-	132	-	-	-	-
棚卸資産	28	-	-	-	-	54	-	-	54

表は、投資不動産およ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、それぞれ154百万ユーロおよび54 百万ユーロを示している。金額は、関係する特定の資産ごとに異なる手法を用いており、外部専門家の査定支援を得て算定された。

最も重要な項目は「貸付金および債権」であり、基本的にイー・ディストリブッツィオーネおよびエネル・エスピーエーに関連している。

注記48　公正価値で測定された負債

以下の表は、財務書類上で継続的または非継続的に公正価値で測定された各負債クラス別に、報告期間末の公正価値、および分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ		非流動負債				流動負債			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
―金利	46	-	-	-	-	-	-	-	-
―為替	46	1	-	1	-	-	-	-	-
―商品	46	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
―金利	46	779	-	779	-	1	-	1	-
―為替	46	1,560	-	1,560	-	115	-	115	-
―商品	46	47	7	40	-	457	229	228	-
トレーディング・デリバティブ									
―金利	46	6	-	6	-	79	-	79	-
―為替	46	-	-	-	-	38	-	38	-
―商品	46	14	3	11		2,864	1,047	1,817	-
条件付対価	38, 42	53	-	5	48	116	-	103	13

条件付対価は、当グループが北米において所有する多くの持分投資に関連し、これらの公正価値は、契約上の取決めの条件に基づいて算定される。

48.1 その他の負債の公正価値

財政状態計算書において公正価値では測定されないが、その公正価値の開示が要求されている負債クラスについて、以下の表は、期末の公正価値と、分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ

	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
社債：					
－固定金利	43.3.1	46,867	43,126	3,741	-
－変動金利	43.3.1	4,408	165	4,243	-
銀行借入金					
－固定金利	43.3.1	947	-	947	-
－変動金利	43.3.1	8,712	-	8,712	-
ノンバンク借入金：					
－固定金利	43.3.1	2,667	-	2,667	-
－変動金利	43.3.1	183	-	183	-
合計		**63,784**	**43,291**	**20,493**	**-**

注記49 関連当事者

エネルは、発電、配電、送電および電力販売ならびに天然ガス販売の分野の事業者として、当グループの支配株主であるイタリア政府によって直接または間接的に支配されている多数の会社との取引している。

以下の表は、これらの取引先との間で実行された主な取引の種類の要約である。

関連当事者	関係	主な取引の性質
シングル・バイヤー	経済財務省の（間接的）完全支配	エンハンスト・プロテクション・マーケット向けの電力購入
カーサ・デポジティ・エ・プレスティティ・グループ	経済財務省の直接的支配	アンシラリーサービス市場（テルナ）における電力販売 電力輸送サービスの販売（エニ・グループ） 送電、給電および検針サービスの購入（テルナ） 郵便サービスの購入（ポステ・イタリア） 発電所用の燃料、および天然ガス貯蔵・供給サービス（エニ・グループ）の購入
ESO - エネルギーサービス事業者	経済財務省の（直接的）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・マーケット・オペレーター	経済財務省の（間接的）完全支配	電力取引所における電力販売（EMO） 揚水および発電所計画のための電力取引所における電力購入（EMO）
レオナルド・グループ	経済財務省の直接的支配	ITサービスの購入および物品の供給

この他、当グループは基本的に、関連会社または当グループが非支配株主となっている企業と商取引を行っている。

最後に、エネルはまた自社の社会保険機関である非営利企業のフォンダツィオーレ・エネルおよびエネル・クオーレと同様、FOPENおよびFONDENELといった年金基金との関係も維持する。

関係各機関との全ての取引は、通常の市場の条件で実施され、エネルギー、ネットワークおよび環境規制当局によって決定される場合もある。

最後に、エネル・グループが採択したコーポレート・ガバナンス規定（詳しくは、当社のホームページ（www.enel.com）で入手できるコーポレート・ガバナンスおよび保有構造を参照）の枠組み内で、関連当事者取引の透明性ならびに手続的および実質的な適正性を確保するための手順が実施されてきたことを強調する。

前へ　　次へ

下表は、関連当事者、関連会社との取引、および共同支配の取決めによる取引に関する、2019年12月31日および2018年12月31日時点の残高および当期の取引をまとめたものである。

百万ユーロ	シングル・バイヤー	EMO	カーサ・デポジティ・エ・プレスティティ・グループ	ESO	その他	その他主要な管理担当者	2019年合計	関連会社および共同支配の取決め	2019年総合計	財務書類上の合計	割合%
損益計算書											
販売およびサービスからの収益	-	1,320	2,733	255	183	-	**4,491**	313	**4,804**	**77,366**	**6.2%**
その他の収益および収入	-	-	1	5	-	-	**6**	10	**16**	**2,961**	**0.5%**
金融収益	-	-	1	-	-	-	**1**	87	**88**	**1,637**	**5.4%**
電力、ガスおよび燃料の購入	2,661	3,009	1,372	4	-	-	**7,046**	143	**7,189**	**33,755**	**21.3%**
サービスおよびその他の原材料の費用	-	54	2,338	4	70	-	**2,466**	151	**2,617**	**18,580**	**14.1%**
その他の営業費用	3	182	4	1	-	-	**190**	45	**235**	**7,276**	**3.2%**
商品リスク管理からの純収益/（費用）	-	-	11	-	-	-	**11**	-	**11**	**(733)**	**-1.5%**
金融費用	-	-	14	1	-	-	**15**	31	**46**	**4,518**	**1.0%**

百万ユーロ	シングル・バイヤー	EMO	カーサ・デポジティ・エ・プレスティティ・グループ	ESO	その他	その他主要な管理担当者	2019年12月31日の合計	関連会社および共同支配の取決め	2019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											
非流動デリバティブ資産	-	-	-	-	-	-	**-**	15	**15**	**1,383**	**1.1%**
売掛金	-	45	573	15	13	-	**646**	250	**896**	**13,083**	**6.8%**
流動デリバティブ資産	-	-	-	-	-	-	**-**	8	**8**	**4.065**	**0.2%**
その他の流動金融資産	-	-	-	-	-	-	**-**	27	**27**	**4,305**	**0.6%**
その他の流動資産	-	23	69	89	1	-	**182**	1	**183**	**3,115**	**5.9%**
長期借入金	-	-	715	-	-	-	**715**	-	**715**	**54,174**	**1.3%**
非流動契約負債	-	-	2	-	6	-	**8**	143	**151**	**6,301**	**2.4%**
1年以内返済予定の長期借入金	-	-	89	-	-	-	**89**	-	**89**	**3,409**	**2.6%**
買掛金	601	92	726	793	18	-	**2,230**	61	**2,291**	**12,960**	**17.7%**
流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	-	**-**	8	**8**	**3.554**	**0.2%**
流動契約負債	-	-	-	-	1	-	**1**	38	**39**	**1,328**	**2.9%**
その他の流動負債	-	-	16	-	9	-	**25**	5	**30**	**13,161**	**0.2%**
その他の情報											
保証提供	-	250	354	-	164	-	**768**	**-**	**768**		
保証受領	-	-	125	-	35	-	**160**	**-**	**160**		
コミットメント	-	-	9	-	4	-	**13**	**-**	**13**		

百万ユーロ	シングル・バイヤー	EMO	カーサ・デポジティ・エ・プレスティティ・グループ	ESO	その他	その他主要な管理担当者	2018年合計	関連会社および共同支配の取決め	2018年総合計	財務書類上の合計	割合%
損益計算書											
販売およびサービスからの収益	-	1,952	2,622	389	222	-	**5,185**	202	**5,387**	**73,037**	**7.4%**
その他の収益および収入	-	-	6	7	3	-	**16**	22	**38**	**2,538**	**1.5%**
その他の金融収益	-	-	1	-	-	-	**1**	58	**59**	**1,715**	**3.4%**
電力、ガスおよび燃料の購入	3,228	3,234	1,136	-	-	-	**7,598**	139	**7,737**	**37,264**	**20.8%**
サービスおよびその他の原材料の費用	-	52	2,299	3	163	-	**2,517**	127	**2,644**	**18,406**	**14.4%**
その他の営業費用	6	262	4	-	-	-	**272**	-	**272**	**1.769**	**15.4%**
商品リスク管理からの純収益/（費用）	-	-	1	-	-	-	**1**	9	**10**	**532**	**1.9%**
金融費用	-	-	16	8	-	-	**24**	31	**55**	**4,392**	**1.3%**

百万ユーロ	シングル・バイヤー	EMO	カーサ・デポジティ・エ・プレスティティ・グループ	ESO	その他	その他主要な管理担当者	2018年12月31日現在の合計	関連会社および共同支配の取決め	2018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											
売掛金	-	120	717	20	36	-	**893**	192	**1,085**	**13,587**	**8.0%**
デリバティブ資産	-	-	-	-	-	-	**-**	52	**52**	**3,914**	**1.3%**
その他の流動金融資産	-	-	-	-	-	-	**-**	21	**21**	**5,160**	**0.4%**
その他の流動資産	-	8	10	146	-	-	**164**	1	**165**	**2,983**	**5.5%**
長期借入金	-	-	804	-	-	-	**804**	-	**804**	**48,983**	**1.6%**
その他の非流動負債	-	-	-	-	6	-	**6**	80	**86**	**1,901**	**4.5%**
1年以内返済予定の長期借入金	-	-	89	-	-	-	**89**	-	**89**	**3,367**	**2.6%**
買掛金	871	160	983	833	19	-	**2,866**	58	**2,924**	**13,387**	**21.8%**
流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	-	**-**	35	**35**	**4,343**	**0.8%**
流動契約負債	-	-	11	-	14	-	**25**	-	**25**	**1,095**	**2.3%**
その他の流動負債	-	2	7	-	-	-	**9**	60	**69**	**12,107**	**0.6%**
その他の情報											
保証提供	-	250	354	-	132	-	**736**	**-**	**736**		
保証受領	-	-	135	-	16	-	**151**	**-**	**151**		
コミットメント	-	-	29	-	7	-	**36**	**-**	**36**		

前へ　次へ

2010年11月、エネル・エスピーエー取締役会は、エネル・エスピーエーが直接もしくはその子会社を通して間接的に行う関連当事者取引の承認および執行に関する手続を承認した。その手続（https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties 参照）は、関連当事者取引の透明性ならびに手続上および実質的な妥当性を確保するための規定を定めている。かかる規定は、イタリア民法第2391条の2の規定およびCONSOB公表の実施規定の導入時に採用された。2019年には、改正後のCONSOB規定17221号（2010年3月12日制定）で定められた関連当事者間取引に関する規則に基づき、情報開示が必要とされる取引は実施されなかった。

注記50 政府補助金 - 法令第124/2017第1条第125-129段落に基づく開示

法令第124/2017号第1条第125-129段落（その後の修正を含む）に従い、以下にイタリアの公的機関または組織から受領した補助金、ならびにエネル・エスピーエーおよび完全連結子会社、個人および官民事業体から受領した寄付の情報を記載する。開示は、次の二つについて行う。（I）イタリアの公的企業/州組織からの補助金（ii）イタリアに所在するまたはイタリアで設立された官民機関に対するエネル・エスピーエーおよび関連子会社からの寄付
以下では、2019年に、複数回にわたる金融取引を通じた場合でも、同一の委譲者/寄贈者からの1万ユーロを超える支払いがあった場合について開示する。これらは、現金ベースで認識される。
2019年2月11日法令第12号で承認された、2018年12月14日政令第135号第3-4条の定めに従い、受領した補助金については2012年12月24日法令第234号第52条に定められた国家補助の国内登録に記載された情報を参照。

助成金受領額（百万ユーロ）

金融機関/委譲者	受益者	金額	注記
EU研究総局	エネル・エックス・エスアールエル	0.06	H2020により資金が提供されるFlexiciency革新プロジェクトの助成金の残額
EC	エネル・エックス・エスアールエル	0.28	EUにより資金が提供される5Gソリューションの研究および革新プロジェクトに関する契約書の調印時の助成金の前払分
エミリア・ロマーニャ州	イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	1.07	政令第74/2012号に基づく補助金を受領 - エミリア・ロマーニャで2012年5月20日および29日に発生した地震による影響を受けた人々に対する緊急措置の資金の提供
教育大学研究省（MIUR）	イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	0.18	インターネット・オブ・エナジー・プロジェクトのため補助金の分割払い分を受領、合同事業のアルテミスに基づいて資金援助を受ける
プーリア州	イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	0.02	UCCSM-CLUSTER TECNOLOGICIプロジェクトのため補助金の分割払い分を受領、州テクノロジー・クラスターのためのDCF 2007-2013「Cluster Tecnologici Regionali」支援に基づいて資金援助を受ける
マルケ州	イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	0.09	2017年1月後半にラツィオ州、マルケ州およびウンブリア州に影響を与えた異常気象への対応としての緊急市民保護対策のための資金を提供するOCDPC第437/2017号に基づく補助金を受領
SIMEST SpA	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.3	SIMESTが持分を有する外国企業への投資用のローンの利子率補給金。法律第100/1990号第4条に基づいて資金が提供されるプロジェクトChucas（コスタリカ）
SIMEST SpA	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.42	SIMESTが持分を有する外国企業への投資用のローンの利子率補給金。法律第100/1990号第4条に基づいて資金が提供されるプロジェクトTalinay（チリ）
		2.42	合計

寄付金額（百万ユーロ）

寄贈者	受益者	金額	内容
エネル・エスピーエー	アショカ・イタリア・オンルス	0.08	持続可能な成長を支援するための寄付
エネル・エスピーエー	ヨーロッパ大学院	0.1	研究支援のための寄付
エネル・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	0.05	研究および高等訓練を支援するための寄付
エネル・エスピーエー	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0.4	2019年文化プロジェクトへの寄付
エネル・エスピーエー	Fondazione MAXXI	0.6	2019年文化プロジェクトへの寄付
エネル・エスピーエー	サンタ・チェチーリア国立アカデミア財団	0.65	2019年文化プロジェクトへの寄付
エネル・エスピーエー	Elettrici senza frontiere Onlus	0.04	エネルギー開発のための寄付
エネル・エスピーエー	スカラ座財団	0.6	2019年文化プロジェクトへの寄付
エネル・エスピーエー	Stichting Global Reporting Initiative	0.11	2019年寄付金
エネル・エスピーエー	Fondazione Opes Onlus	0.04	2019年寄付金
エネル・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.04	2019年寄付金
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.04	2019年寄付金
エネル・イタリア・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.04	2019年寄付金
エネル・イタリア・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.08	2018年特別寄付金の残金
エネル・イタリア・エスピーエー	Fondazione Centro Studi	0.04	2018年寄付金の残金
エネル・イタリア・エスピーエー	Fondazione Centro Studi	0.03	2019年寄付金
エネル・エックス・エスアールエル	エネル・クオレ・オンルス	0.04	2019年寄付金
エネル・エックス・エスアールエル	mobilità urbanaの共同研究所	0.1	都市電気モビリティに関する共同研究所への参加のための2019年寄付金
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.06	エネル・クオレ：2019年特別寄付金の20%
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.04	エネル・クオレ：2018年特別寄付金の残金
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	0.16	2019年寄付金の50%
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	0,03	2018年寄付金の残金
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Ente Zona Industria di Porto Marghera	0.02	同業団体2019年度会費
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	ARTES 4.0	0,01	ARTES 4.0の2019年会費
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale - ブリンディジ港 (ファロ ポルト)	0,03	ブリンディジ港内の安全性のアップグレードのためのエネル・プロデュツィオーネによる寄付であり、明確な社会的および経済的利益をもたらす取組みを通じて市を支援するもの
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Parrocchia Maria Ss.Addolorata di Tuturano	0.02	（ブリンディジ市内の）トゥトゥラノ教区のサッカー場の改修
エネル・エネルギア・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	0.86	2019年寄付金の50%の前払い
エネル・エネルギア・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	0.8	2018年特別寄付金の残金
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.2	Fare Scuola Nel Cuore del Punto Enelのための2019年寄付金

寄付金額（百万ユーロ）

寄贈者	受益者	金額	内容
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.12	Enelpremia 3.0 ed. 2017/2018 Loyaltyのための寄付金
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.04	2019年寄付金
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	E.DSO - European Distribution Systems Operators	0.11	同業団体2019年度会費
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.61	2019年寄付金の20%
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	2.6	2018年寄付金の残金80%
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	1.66	2019年寄付金の50%
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	1.59	2018年寄付金の残金50%
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	Patanna町（TP）	0,01	芸術作品の修復のための寄付金
		12.05	**合計**

注記51 コミットメントおよび保証

エネル・グループが締結したコミットメントおよび第三者に付与した保証は、以下に示すとおりである。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
保証：			
－第三者に対する抵当およびその他の保証	11,078	10,310	768
仕入先に対するコミットメント：			
－電力購入	97,472	109,638	(12,166)
－燃料購入	48,016	43,668	4,348
－各種供給	1,034	3,122	(2,088)
－弁済金	3,522	3,133	389
－その他	3,391	3,270	121
合計	**153,435**	**162,831**	**(9,396)**
合計	**164,513**	**173,141**	**(8,628)**

コミットメントおよび保証の失効の詳細については、注記44の「商品購入に係るコミットメント」を参照。

注記52 偶発資産および債務

下表は、2019年12月31日現在の主な偶発資産および負債について開示するものだが、これらはIASの第37号で定められた要件を満たしていないため、連結財務書類上は認識されていない。

ブリンディジ・スド火力発電所－エネル従業員に対する刑事訴訟

ブリンディジ・スド火力発電所に関する刑事訴訟が、ブリンディジ裁判所で行われた。複数のエネル・プロデュツィオーネの従業員（民事訴訟では有罪）が、1999年から2011年の期間の操業の結果、石炭廃棄物による発電所付近の土壌汚染に関して、犯罪的被害を引き起こし、有害物質を廃棄したとして訴えられた。2013年末、告発対象期間が拡大され、2012年と2013年も含まれるようになった。訴訟の過程で、ブリンディジ県および同市を含む被害者側が総額約14億ユーロの被害届を提出した。2016年10月26日、ブリンディジ裁判所は以下の判決を下した。(i) 被告人13名のうち9名（エネル・プロデュツィオーネの社員/管理職）は、過失がないとして無罪。(ii) 2名の被告人に関しては、訴権の時効により訴訟手続を進める必要はないと判断。(iii) 残る2名の被告人に関しては有罪とし、法令の既定により懲役9カ月。損害賠償金の支払いに関しては、同裁判所は以下の判決を下した。(i) 損害賠償を求めて刑事訴訟を起こしていた公共機関および団体のすべての申立てを棄却。(ii) 損害賠償を求めていた民間当事者による申立ての大部分は認められ、これに関し、仮賠償なしの賠償金の金額に関しては、民事裁判所の審判に委ねる。有罪判決を受けた従業員および民事被告人、エネル・プロデュツィオーネ、ならびに訴権の時効が言い渡された従業員は、同判決に上訴した。2019年2月8日、レッチェ控訴院は以下の判決を下した。(i) エネル・プロデュツィオーネのエグゼクティブ2名の刑事上の有罪判決につき、第一審裁判所の判決を支持。(ii) 一部の民間の上訴人の損害賠償の申し立てを棄却。(iii) 第一審裁判所で損害賠償が認められた一部の当事者に言及し、第一審裁判所で棄却された一部の損害賠償を認め、仮賠償なしの賠償金の金額について民事裁判所に委ねた。(iv) ブリンディジ裁判所判決について、第一審裁判所または控訴のいずれでも損害賠償が認められなかったブリンディジ県への訴訟費用の支払いを除き、他の判決を認めた。

レッチェ控訴院は、その後の判決によって、ブリンディジ県が前記の判決に対して申し立てた控訴を容認し、重大な誤りがあったことが確認されるとして損害賠償を受ける同県の包括的権利を認めた。被告はこの判決に対し2019年6月22日に破棄院に上告した。

ブリンディジ発電所の廃棄物処理を巡る違法行為という主張に関しては、レッジョ・カラブリア裁判所およびヴィボ・ヴァレンツィア裁判所でも、違法な廃棄物投棄の罪が問われて多数のエネル・プロデュツィオーネ従業員に対する刑事訴訟が行われている。ただしエネル・プロデュツィオーネは、民事の損害賠償金の責任者として召喚されていない。

レッジョ・カラブリア裁判所における刑事訴訟は、2016年6月23日の公判で終了した。犯罪行為は行われなかったとして、エネル側被告人のほぼ全員に対する主な告発に関して、裁判所は無罪を言い渡した。唯一1件の訴訟は、出訴期限に基づき却下された。同様に、軽犯罪に関する残るすべての申立てに関しても、出訴期限に基づき却下された。ヴィボ・ヴァレンツィア裁判所の訴訟手続きは継続しており、出訴期限法で犯罪の無効化はできないと裁判所が判断したため、現在法廷証言の段階である。2020年2月24日の審理において、検察側専門家証人が証言を行ったところであり、手続きは2020年4月27日に続行される。

エネル・エネルギアおよびセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレに対する反トラスト訴訟

2017年5月11日、競争当局はエネル・エスピーエー（「エネル」）、エネル・エネルギア・エスピーエー（「EE」）およびセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ（「SEN」）に対し、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第102条のもと、市場支配的地位の濫用の疑いについて審議を開始すると発表した。審議は、とりわけ、自由市場で営業するグループ企業の利益のため（EE）、統合されていない競合他社の妨害が可能な一連の複製不可能な商業戦略を用いた排他的戦略に、三社が関与したとの疑いについてである。

2018年12月20日、競争当局は最終判決を下し、2019年1月8日に当事者に通知した。判決は、エネル・エスピーエー、SENおよびEEに対し、TFEU第102条の市場支配的地位の濫用に違反したとして、93,084,790.50ユーロの罰金を課すものであった。

争点となった行為は、プライバシー同意制度の一環として取得した規制市場の顧客データの違法利用を通じた排他的戦略の採用である。

物理的な拠点（エネル・ポインツおよびエネル・ポイント・パートナー・ショップス）での販売活動、組織、およびウィンバック規定に関する、訴訟を開始するためのその他の申し立てについて、競争当局は、予備調査結果は、エネルのグループ会社の一部で乱用行為を行ったとする十分な証拠を入手できていないという決断を下した。

SEN、EEおよびエネルはラツィオ州行政裁判所に判決に対する異議申し立てを行った。ラツィオ州行政裁判所は、2019年10月17日に言い渡した判決によって、(i) 罰金の決定の違法性に関するEEおよびSENの異議を一部支持し、その結果として同決定を取り消し、特に、主張される違反行為が発生したといわれる期間の大幅な削減に関して、ラツィオ州行政裁判所が終局判決の中で規定する具体的パラメータに基づいて罰金を再計算することを競争当局に命じた一方、(ii) 親会社としてのエネルに帰された親会社責任のみに関してエネルの異議を退けた。3社は国家評議会に上訴状を提出し、特にEEおよびSENは、上訴を一部支持したラツィオ州行政裁判所の判決の中で言及された主張される乱用の期間の削減が適切ではないことを主張した一方、エネルは、その申立てが全面的に支持されるべきだと主張した。競争当局もラツィオ州行政裁判所の判決に対する交差上訴状を提出し、原判決の回復を求めた。

上訴状の作成および通知が完了する前の2019年12月6日、競争当局は制裁金を再計算して27,529,786.46ユーロに減額し、2019年12月13日に独自にその通知を行った。
そのため、SEN、EEおよびエネルは、たとえ修正されたその金額であっても罰金の執行を停止するために、競争当局への通知および国家評議会への申立書の提出を行い、上訴が決されるまで関連する支払いが停止されることを求めた。2020年2月20日に開催された予審においては、紛争における弁論の審理の期日を設ける国家評議会のその後の決定および結果としての2020年5月21日の最終決定を考慮して、この申立てに関する議論は行われなかった。

ビーイージーに関する訴訟
ビーイージー・エスピーエーがイタリアで仲裁手続を申請した後、エネルパワーは、自社がアルバニアの水力発電所建設契約に反したとする訴えを完全に棄却するという有利な判決を2002年に勝ち取り、破棄院も2010年にこれを支持した。この結果、ビーイージーは子会社のアルバニア・ビーイージー・アンビエントを通じ、エネルとエネルパワーのアルバニア法人をこの件で訴えた。ティラナ地方裁判所は、アルバニア最高裁の支持を得て、エネルパワーとエネルに対し、2004年の不法行為による被害への賠償金として約25百万ユーロの支払いを、また、その後の数年での被害について不特定額の支払いを命じた。アルバニア・ビーイージー・アンビエントは、この判決を受けて430百万ユーロを超える支払を要求した。

アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーが講じた法的措置を通じてイタリアで発行され、エネルパワー・エスピーエーを勝訴とした仲裁の遵守を逸脱したことを理由に、エネルパワー・エスピーエーとエネル・エスピーエーがビーイージー・エスピーエーの債務を確認することを求めてローマ裁判所に申し立てた追加的訴訟の第一段階は、2015年6月16日の決定によって完了した。エネルパワー・エスピーエーとエネル・エスピーエーは、この訴訟で裁判所に対し、ビーイージーの賠償責任を認め、アルバニアの裁判所が出した判決が執行された場合には、エネル側がアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーに支払を要求される可能性がある額の支払をビーイージーに命令することを求めた。ローマ裁判所は、この決定で、アルバニアでの判決が執行可能であることを宣言した裁判所がこれまでにないので、ビーイージー・エスピーエーが被告適格を有しないか、そうでないとしてもエネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーが訴えの利益を欠いているのだから申立ては認められないと判断した。裁判所は、訴訟費用の相殺を命じた。エネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーはこの判決の全面的破棄を求めるローマ控訴院への控訴を行った。2019年11月13日に予定されていた次回審理は2020年5月7日まで延期された。

2016年11月5日、エネル・エスピーエーとエネルパワー・エスピーエーは、アルバニアの破棄院に申立てを行い、2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決を無効にするよう求めた。現在もこの訴訟は未決である。

2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決内容を執行するため、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーによる訴訟手続きが行われている。

アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーは、ニューヨーク州およびアイルランドの裁判所においてアルバニアの判決の執行を求める2件の手続を開始したが、いずれの裁判所もそれぞれ2018年2月23日および2月26日にエネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーを勝訴とする判決を下した。したがって、アイルランドまたはニューヨークで係属している訴訟はない。

フランス

2012年2月、アルバニア・ビーイージー・アンビエントはパリの*大審裁判所*に、エネル・エスピーエーとエネルパワー・エスピーエーを相手取り、アルバニアでの判決をフランスでも適用するよう求める訴えを起こした。エネルとエネルパワーはこれに対し反訴した。

2018年1月29日、*大審裁判所*はエネルおよびエネルパワーの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、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーによるティラナ地方裁判所の判決のフランスにおける認識および執行の申立てを退けた。とりわけ、*大審裁判所*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と相反しており、今回は2002年の仲裁裁定がそれに該当する。(ii) ビーイージーがイタリアにおける仲裁手続きで得られなかった決定をアルバニアで得ようとして、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーを通じて同一の請求を再度申し立てたことは不正行為にあたる。

アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーは判決に上訴した。パリ控訴院での公判は2020年6月9日に予定されており、主張書面が当事者間で取り交わされている。

オランダ

2014年7月末の時点で、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーはアムステルダム裁判所に提訴し、アルバニアでの判決をオランダでも適用するよう求めている。2016年6月29日、同裁判所は以下の判決を下した。(i) アルバニアの判決は、オランダでの認定と執行の条件を満たしている。(ii) エネルとエネルパワーに対し、60,673.78ユーロの費用および付帯費用に加え、433,091,870.00ユーロをアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーに支払うことを命じる。(iii) 暫定的に執行可能な判決を宣言することを求めたアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーの要求を却下。

2016年6月29日、エネルとエネルパワーは同日に言い渡されたアムステルダム裁判所の判決を不服として控訴を行った。2016年9月27日、アルバニア・ビーイージー・アンビエントも、2016年6月29日の裁判所の判決を不服として控訴し、本案の部分滅失を覆すよう求めた。2017年4月11日、アムステルダム控訴院はエネルとエネルパワーの求めを認め、他の2件の未決の控訴にこの件を加えた。

2018年7月17日の判決で、アムステルダム控訴院は、エネルおよびエネルパワーによる抗告を支持し、アルバニアの判決はオランダでは執行不可能であると言い渡した。控訴院は、アルバニアの判決は恣意的かつ明らかに不合理であり、オランダの公の秩序に反すると判断した。これらの理由により、裁判所はエネルおよびエネルパワーの追加の申立を分析する必要はないとの見解を示した。
アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーが提起した従属質問に関し、控訴院での審議は継続した。質問は、アルバニアの争議の本案の判決に従って判決を下すよう依頼したもので、特にエネルおよびエネルパワーによるアルバニアでの工場建設が失敗したことに対する非契約責任が生じる疑いについてである。2019年12月3日、アムステルダム控訴院は2016年6月29日の第一審裁判所の判決を破棄する判決を下し、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーが行ったすべての請求を退けた。同裁判所は、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーの従属請求に対するその管轄権を肯定した上で、アルバニア法に基づく事件の本案の再分析後にこの結論に達した。したがって、エネルおよびエネルパワーはアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーに何らかの金額を支払う責任を負っておらず、後者は実際に、特別な手続の一部としてその後定量化される違法な保全のための差押えにおいて発生した損失ならびに事実審および控訴審の手続きの費用を控訴人である両社に補償することを、同控訴院により命じられた。2020年3月3日、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーがオランダ最高裁判所に上告状を提出したことが判明した。

ルクセンブルク

ルクセンブルクでも、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーの主導により、JPモルガンバンク・ルクセンブルク・エスエーも、エネル・エスピーエーの売掛金に関する事前差押えの命令に協力した。並行して、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーはティラナ地方裁判所の判決内容をルクセンブルクで執行するための訴状を提出した。この手続きは依然として進行中であり、主張書面が当事者間で取り交わされている。裁定はまだ言い渡されていない。

2001年政令第231号違反

2018年8月10日、判決のためミラノ裁判所に2019年5月23日に出廷するよう求める呼出状がイー・ディストリブッツィオーネに通知された。イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーに加え、係争には従業員1名、複数の第三者企業およびその代表者が、法務担当者の行政責任について政令第231/2001号に違反した疑いで関与した。廃棄物の違法取り扱い（統一環境規則第256条）の犯罪に着手した疑い、および送電線の除去作業に関連する文化遺産規定の規定違反（政令第42/2004号）に対して訴訟手続きが開始された。2020年1月16日に開催された最終回の審理において、ミラノ検事室は、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーの従業員の無罪（その結果としての、政令第231/2001号に準じた同社の無罪）を求める主張を行い、その後、ミラノ裁判所が2020年1月23日に発行した無罪判決によってこの主張が確認された。

環境インセンティブ - スペイン

火力発電所の環境インセンティブの問題に関する2017年11月27日の欧州委員会の決定を受け、欧州委員会競争総局は、EU機能条約（TFEU）第108条第2段落の定めるところにより、Order ITC/3860/2007法で規定された石炭発電所の環境インセンティブが、域内市場と両立する国家補助であるかを問うための調査を開始した。欧州委員会は、決定の文字通りの解釈により、該当のインセンティブはTFEU第107条第1段落に定めるところの国家補助であるとの暫定的結論に達し、域内市場との両立性には疑問を呈する一方、同インセンティブは欧州連合の環境規定に即しているとの見解を示した。2018年4月13日、第三者の利害関係者として、エンデサ・ヘネラチオン・エスエーは同解釈に反論するコメントを提出し、その一方、2018年7月30日には、ガス・ナチュラルが欧州委員会の決定に異議申し立てをしたことが判明した。

ボーノ・ソシアル（Bono Social） - スペイン

スペインの最高裁判所は、2016年10月24日および25日ならびに2016年11月2日の判決によって、2013年12月26日付電力業法（法律第24号）第45.4条が2009年7月13日付欧州議会および理事会指令第2009/72/EC号に反することを宣言し、エンデサがボーノ・ソシアル（社会的補助）の資金を提供する義務に対して申し立てた上告を支持した。最高裁判所は、法定利息に加えて、最高裁判所が無効を宣言した法律に規定されている「ボーノ・ソシアル」制度に基づいて利用者に支払われたすべての金額（214百万ユーロ）を受領するエンデサの権利を認めた。政府は最高裁判所のこの判決に対する異議を申し立て、同判決が覆されることを求めたが、関連する異議は退けられた。政府はその後、憲法裁判所において、最高裁判所が欧州司法裁判所に予備的決定を求めることができるように、最高裁判所の手続きを再開することを求める2件の手続きを開始した。憲法裁判所は上訴を支持し、欧州司法裁判所における申立てに関する予備的決定はまだ下されていない。政府は現在までのところ何らかの金額の返済を要求していない。

フルナス－トラクテベル訴訟 －ブラジル

1998年、ブラジルの会社であるシーアイイーエヌ（現在は、エネル・シーアイイーエヌ）は、トラクテベルと、同社のアルゼンチン-ブラジル間の相互接続線を通じたアルゼンチンからの送電契約を締結した。2002年の経済危機の結果導入されたアルゼンチンの規制改正のために、シーアイイーエヌはトラクテベルに電力を提供することができなくなった。2009年10月、トラクテベルはシーアイイーエヌを訴え、シーアイイーエヌは抗弁書を提出した。シーアイイーエヌは、アルゼンチンの危機の結果としての不可抗力をその抗弁書における主な主張として援用した。トラクテベルは法廷外で、この争議に関わる相互接続線の30%の買収計画を発表した。2014年3月、裁判所は、当事者間で係争中の他の争議の存在を考慮し、裁判を一時停止するというシーアイイーエヌの申立を認めた。2019年2月14日、シーアイイーエヌは、専門家証人による証言で開始する再審を命じた通知を受領した。争議に関連する金額は、不特定の被害に加え、約118百万レアル（約28百万ユーロ）と推定される。

同様の理由で、2010年5月にフルナスもシーアイイーエヌを送電の不履行で訴え、約520百万レアル（約124百万ユーロ）および不特定の被害への支払いを求め、金額が未確定の損害賠償に加えて相互接続線所有権（本件では70%）も取得しようとした。手続きは、フルナスのすべての請求を退ける2019年10月18日の終局判決による*裁判所*の決定をもってシーアイイーエヌの勝訴と決された。

シブランの争議 - ブラジル

コンパンヒア・ブラジレイラ・デ・アンチビオティコ（シブラン）は、アンプラ・エネルギア・エ・セルビコス・エスエー（アンプラ）に対して、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、非金銭的損害に加えて損失が生じているとして、損害賠償を求め6件の訴訟を起こしている。裁判所は、これらの案件について統合的な技術評価を命じたが、この結果は、一部アンプラにとって好ましくないものだった。エネル・ディストリブシオン・リオは、この結果に異議を申し立て、新たな調査を依頼し、これがシブランによる申立ての棄却につながった。シブランはその後、この決定を不服として控訴したが、その裁定はアンプラにとって有利なものであった。

1999年に提起され、1994年から1999年に関する最初の訴訟は2014年9月に判決が下され、第一審の裁判所はアンプラに対して約200,000レアル（約46,000ユーロ）の課徴金および後日に算定されるその他の損害賠償金の支払を命じた。アンプラはこの判決を不服として控訴し、同社の申立ては*裁判所*によって支持された。これに対応して、2016年12月16日、シブランは*上級裁判所*に上訴（*recurso especial*）し、現在も係争中である。

2006年に提訴され、1987年から2002年を対象とした第2の裁判に関して、2015年6月1日、裁判所は、80,000ブラジル・レアル（約19,000ユーロ）の非金銭損害に対する賠償および96,465,103レアル（約23百万ユーロ）の金銭損害に対する賠償に利息を加えた金額の支払いをアンプラに命じる判決を下した。2015年7月8日、アンプラはこの判決を不服としてリオデジャネイロの*裁判所*に控訴し、同裁判所は2019年11月6日にアンプラの申立てを支持してシブランのすべての請求を退ける判決を発行した。2019年11月25日、シブランはリオデジャネイロの*裁判所*に控訴し、手続きは係属中である。残りの4件の訴訟については、第一審の判決はまだ下されていない。すべての係争の金額は合計で約524百万レアル（約116百万ユーロ）と推定される。

コペルバの争議－ブラジル

1982年、当時はブラジル政府の保有で、現在はエネル・グループ傘下のコンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ・エスエー（コエルチェ）が、ブラジル農村部のグリッド拡大計画の一環として、同計画に特化して設置された複数の共同組合のグリッド使用について契約を結んだ。契約ではコエルチェが月次で料金の支払を行うこととされ、またネットワークの保守も義務付けられていた。

これらの契約は、特別な環境で設立された協同組合と当時の公共部門企業の間で結ばれたものであり、合意によって管理されるグリッドについて特定するものではなかった。これに対し、複数の組合がコエルチェを相手取った訴訟を提起し、特に契約で合意した料金についての改定を求めた。この中には、コオペラティバ・デ・エレクトリフィカサーニョ・ルーラル・ド・Ｖ・ド・アカラウ・エルティーディーエー（コペルバ）による訴訟も含まれており、その額は約268百万レアル（約59百万ユーロ）だった。コエルチェは、第一審裁判所および控訴院より同社に有利な判決を受けたが、コペルバは再度控訴し（*Embargo de Declaração*）、2016年1月11日に同控訴が棄却された。2016年2月3日、コペルバは*上級裁判所*に非常上告を行い、2018年11月5日に、前回の控訴での判決に対し、その申し立てが認められた（*Embargo de Declaração*）。2018年12月3日、エネルはこの*上級裁判所*の判決に上訴した（*Agravo Intern*）。 同手続は現在も未決である。

エージーエム訴訟－ブラジル

1993年、Celgディストリブイセオ・エスエー（Celg-D）（現在はエネル・ディストリブイセオ・ゴイアス）、ゴイアス自治体協会（AGM）、ゴイアス州およびバンカ・ディ・ゴイアスは、州が地方自治体政府に移転するはずのICMS（*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*：VAT ）の一部を移転することを通じた、Celg-Dに対する自治体の債務の支払について合意（*convenio*）に達した。2001年に政府、個別の地方自治体はこの合意の当事者を相手取って、この合意の無効の裁定を求めて訴訟を提起した。その後この申立ては、地方政府自身が合意プロセスに参加してしなかったことを理由に連邦最高裁判所によって支持された。2004年9月、Celg-Dは23の地方自治体との和解に達した。2007年から2008年の間、Celg-Dは、上記の合意に基づいて支払われた金額の返還を求めた数多くの訴訟を再び受けた（現在90件が未決）。上記の合意を無効とした判決はあるが、Celg-Dは、電力が供給契約に従って供給されたため、地方自治体側の債務の支払は正当なものであり、したがって、支払った金額の返還請求は却下されるべきである旨を主張している。

ゴイアス州裁判所に係属している手続には、(i) アパレシダ・デ・ゴイアニア自治体が申し立て、第一審の予備段階で係属している約565百万レアル（約125百万ユーロ）の訴訟、(ii) キリノポリス自治体が申し立て、同様に第一審に係属している約303百万レアル（約67百万ユーロ）の訴訟、および、(iii) アナポリス自治体が当事者間の調停の試みの失敗後に第一審裁判所に提出した約294百万レアル（約64百万ユーロ）の訴訟の申立てが含まれている。

この訴訟の総額は、約40億レアル（約894百万ユーロ）に相当する。この紛争に由来する偶発債務が、Celg-Dの民営化の過程で設けられた「Funac」引当金の対象となっていることを強調しておくことが重要である。

エーエヌイーイーエル訴訟－ブラジル

2014年、エレトロパウロ（現在はエネル・ディストリブシオン・サンパウロは、エーエヌイーイーエル（国家電力庁）が、2011年から2015年の規制期間、電気料金の決定に負の係数を遡及的に適用するとした2012年に施行した行政措置の無効を求め、連邦裁判所に申し立てを行った。この規定で、当局はそれまでに電気料金に組み込まれた一部のネットワーク要素額につき、存在しないものとして返金を命じ、エレトロパウロによる追加要素の料金への組み入れ要請を棄却した。2014年9月9日、エーエヌイーイーエルの行政措置は暫定的に一時停止された。第一審訴訟は予備段階であり、訴訟額は888百万レアル（約196百万ユーロ）である。

ネオエネルギアの仲裁手続き - ブラジル

2018年6月18日、ネオエネルギアは、エレトロパウロ（現在はエネル・ディストリブシオン・サンパウロ）との間で2018年4月16日に締結した投資合意に関して、*市場仲裁所*（CAM）にエネル・ディストリブシオン・サンパウロに対する仲裁申し立てを行った。ネオエネルギアは、エレトロパウロの買収について、その手続きの参加者に対する不平等な待遇を主張した。2018年9月3日、ネオエネルギアは申立を修正し、契約に記載された特定の義務の遂行について要求を放棄した。現在の申し立ては、投資契約の不履行の疑いにより生じた損失の賠償であり、裁定が待たれていた。2月27日、ネオエネルギアのすべての請求を退け、エレクトロパウロの仲裁費用の支払いをネオエネルギアに命じる仲裁裁定が発行された。

フォルタレザ－ブラジル

ブラジル国内のフォルタレザ発電所（セントラル・ジェラドーラ・テルムエレトリカ・フォルタレザ：CGTF）のガス供給業者であるペトロレオ・ブラジレイロ・エスエー（ペトロブラス）は、両当事者間の契約が現在の市況に照らして金銭的に不均衡であるという主張を根拠に同契約を解除する意向を発表した。契約は、ブラジル政府が火力発電の増加および国内供給の安全のために定めた「優先的火力発電プログラム」の一部として2003年に調印された。同プログラムでは、ブラジル政府がブラジルの財務、鉱山・エネルギー省によって規定される規制価格でのガスの供給の保証人を務める旨が定められていた。

ブラジル国内の電力供給の安全を保障するために、通常裁判所において予備的保護を求める訴訟をペトロブラスに対して開始したCGTFは、契約の解除を停止する裁判所の差止命令を2017年末に獲得し、同契約は依然として有効であると宣言された。

その後、2018年2月27日、裁判所はCGTFが通常裁判所で開始した訴訟を廃止すること、およびその結果として、ガスの供給を許可した予備的措置を取り消すことを決定した。CGTFはこれらの直近の決定に対して予備的方法および通常の方法の両方について異議を申し立て、その主張が認められて発電所が当面運転することを可能にする2度目の決定を獲得したが、同判決はその後取り消された。CGTFはこの決定に対する異議を申し立てており、裁判所が契約を履行するペトロブラスの義務を認めることに自信をもっている。現在もこの訴訟は係争中である。

2018年1月末、CGTFは上記の紛争に関連するペトロブラスからの仲裁要求を受領したが、決定はまだ下されていない。

その後、主張が認められたCGTFは、エネル・セアラー（電力の購入者）への特定の金額の支払いを停止することを命じる予備的措置を獲得した。

2018年10月25日、CGTFの主張が認められ、同発電所はペトロブラスに対しガス供給義務の履行を命じる別の予備的措置を獲得した。後者はこの決定に対する異議を申し立てたが退けられた。ペトロブラスはその後この決定に対する追加的な異議（*Embargo de Declaração*）を申し立てたが、2019年12月5日にこれも退けられた。2020年1月27日、ペトロブラスは、この決定に対し抗告するために、最高裁判所およびブラジリア連邦裁判所にそれぞれ2つの異なる種類の非常上訴状を提出した。同手続は現在も係争中である。

エル・キンボ－コロンビア

ウイラ県（コロンビア）での400MWの水力発電所の建設に関するエル・キンボ・プロジェクトについて、影響を受けた区域の住民および漁民によって申し立てられた多数の訴訟（「*集団訴訟*」および「*集団代表訴訟*」）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、発電所の建設によって事業収入が約30%減少すると主張するガルソン市の約1,140人の住民によって申し立てられた。第2の訴訟は、ウイラ県の5つの市の住民および企業・組合が、橋梁（Paso El Colegio）の閉鎖に関連する損害の賠償を請求して2011年8月から2012年12月までの間に申し立てたものである。*集団代表訴訟*は、中でも特に環境関連許可の停止を主張する区域の多数の住民によって、2008年に申し立てられた。別の*集団代表訴訟*が、キンボ流域の埋立がキンボ下流のベタニア流域の漁業に及ぼす影響の主張を巡り、多数の養魚会社によって申し立てられている。ウイラ県の裁判所は、多数の予備的決定の後、2016年2月22日、発電を6カ月間継続することを許容する決定を発行した。裁判所は、酸素レベル要件への適合性を確保する技術的設計を作成すること、および、約20,000,000,000コロンビア・ペソ（およそ5.5百万ユーロ）の担保を差し入れることをエムゲサに命じた。ウイラ県の裁判所はその後6カ月間の期限を延長し、そのため、キンボ発電所は発電承認を取り消す裁判所の決定が行われていない状況で、エムゲサが設置した酸素供給システムが現在まで裁判所によって要求された酸素レベルを維持することができることを実証しているため、発電を継続している。

2018年3月22日、ANLAおよびCAMは、エル・キンボ水力発電所のダムの下流水質のモニタリングに関する最終報告を共同で発表した。両当局は、エムゲサが酸素基準の要件を遵守していることを確認した。2018年6月15日、エムゲサは最終訴答書面を提出し、現在裁判所の判決を待っている。

***第一類電圧水準*に関連する訴訟－コロンビア**

この紛争は、セントロ・メディコ・デ・ラ・サバナ病院およびその他の当事者が、主張する超過料金の補償を求めてコデンサに対して起こした「*集団訴訟*」に関するものである。当該訴訟は、決定第97/2008号により変更された決定第82/2002号の定めに従って*第一類電圧*カテゴリー（電圧1kv未満）の利用者およびインフラストラクチャ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金を、コデンサが適用しなかった旨の主張に基づく。この係争案件は現在、予備段階にある。この訴訟の金額の見積りは、約3,370億コロンビアペソ（約96百万ユーロ）となっている。

コロンビアにおける仲裁手続き

2018年10月8日、グルポ・エネルジア・ボゴタ（GEB）（エムゲサおよびコデンサを約51.5%保有している）は、エムゲサおよびコデンサ両社の2016、2017および2018事業年度における配当分配の不履行に関連する契約の違反の主張ならびに株主間契約の特定の規定の不遵守に関して、ボゴタ商工会議所の仲裁および調停センター（*Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá*）でエネル・アメリカス・エスエー に対する仲裁手続きを開始したことを発表した。GEBは約514百万ユーロの損害賠償および利息を請求している。手続きは現在、予備段階にある。

GEBは、並行して、強行法規の違反、動機および対象事項の違法性による絶対的無効の瑕疵の主張ならびに株主間契約の違反の主張を理由として、両被告会社の*取締役会*および株主総会の決定を無効にするために、合計37件の未解決の紛争についてコデンサに対する17件およびエムゲサに対する20件の仲裁手続（現在は各社に関して2件の別個の手続きに併合されている。）も開始した。紛争額は確定しておらず、両手続きとも予備的段階にある。

ガブチコボの係争案件 - スロバキア

スロベンスケ・エレクトラルネ（SE）は、ガブチコボ水力発電所（720MW）をめぐり国内裁判所での複数の訴訟を抱えている。発電所は水利管理株式会社（VV）に管理され、その運営と維持はSEの民営化の一環として2006年に、管理協定（VEGオペレーション協定）のもとで30年間の契約でSEに委譲された。

民営化の完了直後、公共調達局（PPO）はブラティスラバ裁判所においてVEGオペレーション協定を破棄する訴えを行った。訴えの根拠となったのは、公共入札規制やサービス契約としての契約の適性、およびこうした規制で管理された契約に対する違反行為であった。2011年11月、第一審裁判所はSE側に有利な判決を下し、これに対しPPOは直ちに控訴を行った。

PPOとの訴訟と並行して、VVも複数の訴訟を起こし、特にVEGオペレーション協定の無効を求めた。

2014年12月12日、VVは、契約違反を理由にVEGオペレーション協定を一方的に解消し、2015年3月9日に協定離脱を通知した。2015年3月9日、控訴裁判所は第一審裁判所の判決を覆し、PPOによる訴訟の一部として同協定を無効とした。SEは、この決定に対し、最高裁に非常上告を行った。2016年6月29日の公判で、最高裁はこの上告を棄却した。その後SEは、この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日にこの訴えを却下した。

さらにSEは、VEG補償合意に基づく仲裁申立てをウィーン国際仲裁センター（VIAC）に提出した。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）とSEとの間で署名されたこの合意の下で、SEは、SEに帰し得ない理由によりVEGオペレーション協定が途中解除された場合に補償を受ける権利を有する。同仲裁裁判所は、司法管轄権を持たないとしてこの異議申し立てを却下したが、仲裁手続きは本案の審査のために続けられ、関連する金額については次の手続きまで先送りにするとの判決を下した。2017年6月30日、仲裁裁判所はSEの申立てを退ける裁定を言い渡した。

SEが開始した仲裁手続きと並行して、VVおよびMHマネジメントの双方は、後者のVEGオペレーション協定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件の訴えを起こし、現在も係争中である。これらの訴訟は併合され、2017年9月27日にブラティスラバ裁判所で公判が行われ、判事は原告の申立てを手続き上の理由から却下した。VVおよびMHマネジメントの双方がこの判決に控訴した。VVが開始した第一の手続きの決定がまだ下されていない一方、MHマネジメントが申し立てた控訴は、SEを勝訴とした第一審裁判所の決定を支持したブラティスラバ控訴裁判所によって2019年6月8日に退けられた。地方レベルでは、SEは、2006年から2015年までの期間に不当な蓄財（推定約360百万ユーロ、プラス金利）があったとして、VVにより訴えられた。SEは、進行中のすべての手続きに関して反対請求を申し立てた。特に、(i) 2006年、2007年および2008年については、ブラティスラバ裁判所は、2019年6月26日の審理において双方当事者の申立てを手続き上の理由から却下した。第一審の判決にはVVおよびSEの双方が控訴し、主張書面が交換されているところである。(ii) 2011年に関する手続きについては、審理の期日はまだ設定されていない。(iii) 2012年に関する手続きについては、裁判所は2019年4月24日の審理においてVVの申立てを退け、VVが2019年6月21日にこれに対する控訴状を提出して控訴が進行中である。(iv) 2010年および2013年に関する手続きについては、第一審裁判所の審理期日が2020年3月10日に設定された。最後に、ブラティスラバ裁判所で行われた別の訴訟において、VVは、民営化の一環としてガブチコボ発電所の技術資産をSEからVVに移譲した際の手数料返還（約43百万ユーロ、プラス金利）をSEに求めた。当事者は主張書面の交換を行った。2019年11月19日の審理において、裁判所は事件に関してVVの当事者適格の欠如を指摘する予備的決定を示した。審理は2020年3月12日まで延期され、当事者による追加的な主張書面の交換の期限が設けられた。

予防的行政手続きおよびチュカス仲裁

ピーエイチ・チュカス・エスエー（チュカス）は、エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエーが設立した特別目的事業体である。エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエーは、*コスタリカ電力公社*（ICE）が、水力発電所（50 MW）の建設と、建設、運営、譲渡契約（BOT)に基づく同発電所電力のICEへの販売のために2007年に組成した入札を落札し、チュカスを設立した。

2015年5月27日には、BOT契約の規定に基づき、チュカスは、*コスタリカ・アメリカ商工会議所*（AMCHAM CICA)において仲裁手続きを開始し、発電所建設およびプロジェクト完成の遅れによる追加費用の返済と、工事の完成の遅れの主張に関してICEが課した罰金の取消を求めた。2017年12月に言い渡された裁定で、仲裁委員会はチュカスに有利な決定を示し、追加コスト約113百万ドル（約91百万ユーロ）および法務費用を認め、罰金の支払は不要と決定した。ICEは、地方裁判所で仲裁裁定に対する上訴を行い、2019年9月5日、多数の手続き上の理由に基づいて仲裁判決の取消しを求めたICEの控訴を支持する判決がチュカスに通知された。2019年9月11日、チュカスは同一の裁判所に「説明および追加的詳細を求める訴訟（*recurso de aclaración y adición*）」を申し立てたが、決定はまだ下されていない。

ガスアタカマ・チリ―チリ

2016年8月4日、*電力・燃料監督庁*（SEC）は、2011年1月1日から2015年10月29日までにCDEC-SING（*経済供給センター*）に提供した、アタカマ工場での最低技術および最低業務時間に関する情報に関して、ガスアタカマ・チリに8.3百万ドル（約58億チリペソ）の罰金を科した。

ガスアタカマ・チリはこの措置に対しSECに上訴したが、2016年11月2日、同上訴は棄却された。ガスアタカマ・チリは、サンティアゴ控訴院にこの判決を控訴し、2019年4月9日、同裁判所は約432,000ドル（約290百万チリペソ）に罰金を減額する判決を発行した。ガスアタカマ・チリおよびSECの双方がこの判決に対してチリ最高裁判所に上告した。2019年6月28日、双方当事者が主張を提出する審理が開催され、2020年1月15日、最高裁判所は、サンティアゴ控訴院が決定した罰金の減額を変更せずに同裁判所の判決を支持した。

同時に、ガスアタカマ・チリは、SECが罰金を課した基となる法規定は、罰金が課された時期には無効であったと憲法裁判所にも控訴した。2018年7月17日、憲法裁判所はガスアタカマ・チリの控訴を棄却した。

この問題に関し、アエス・ヘナー・エスエー、エレクトリカ・アンガモス・エスエーおよびエンジー・エネルギア・チリ・エスエーなどの*ノルテ・グランデの相互接続システム*（SING）の操業者の一部は、約58百万ユーロ（アエス・ヘナー・エスエー）および約141百万ユーロ（エレクトリカ・アンガモス・エスエーおよびエンジー・エネルギア・チリ・エスエー）の損害を取得するための行動を開始した。係争は、部分的に単一の訴訟として併合され、現在のところ予備的段階である。

ブラジル国内の税務訴訟

源泉徴収税－アンプラ

1998年、アンプラ・エネルギア・エ・セルビコス・エスエー（アンプラ）は、コエルチェの買収のため、350百万ドル規模の債券（固定利付債、FRN）を発行して調達した。海外からの資金調達のため設立したパナマ法人を通じて発行された。当時施行されていた特別な規則に基づき、2008年までFRNが維持されることを条件として、アンプラがその子会社に支払う利息にはブラジルの源泉徴収税が課されなかった。

しかし、1998年の金融危機により、パナマ子会社はブラジルの親会社からの借換えを余儀なくされ、そのためブラジルの親会社は地元銀行から借り入れた。税務当局は、この資金調達が社債の繰上償還と等しく、その結果、源泉徴収税免除の資格が失われると考えた。

2005年12月、アンプラは残存しているFRN債券とこれに伴うアンプラ・インベスチメントス・エ・セルビコス・エスエーに対する権利および義務の移転に関わるスピンオフを実施した。

2012年11月6日、*税務上訴委員会*（最高レベルの行政裁判所）はアンプラ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、アンプラは、釈明申立てを拒否（*Embargo de Declaração*）することによって前記の不利な判決を維持する通知を受けた。同社は債務の担保を差し入れ、2014年6月27日から通常裁判所（*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として、この問題を詳細に検討するための専門家を指名した。

2018年9月、専門家は追加文書が必要であるとする報告書を提出した。

2018年12月、当社は追加文書を提出し、同文書および論争に対する現在裁判所の評価を待っている。

争議に関わる金額は2019年12月31日現在、約288百万ユーロである。

PIS－エレトロパウロ

2000年7月、エレトロパウロは、*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2.445/1988および2.449/1988）の適用により支払われたPIS（*社会統合基金*）に係る税額控除を求める訴訟を起こした。2012年5月、*最高司法裁判所*（STJ）は、当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、当社は控除分をその他の連邦税と相殺していた。この行為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、連邦税務当局から通知された税額更正に対し裁判で異議を申し立てた。当初裁定で申し立てを棄却された当社は、控訴した。

争議に関わる金額は2019年12月31日現在、約145百万ユーロである。

ICMS－アンプラ、コエルチェおよびエレトロパウロ

リオデジャネイロ州、セアラ州およびサンパウロ州は、アンプラ・エネルギア・セルビコス・エスエー（1996年～1999年および2007年～2017年）、コンパニア・エネルゲティカ・ド・セアラ（2003年、2004年、2006年～2012年）およびエレトロパウロ（2008年～2018年）に対し複数の租税査定を行い、特定の非流動資産購入に関わるICMS（*商品流通サービス税*）の控除について異議を示した。企業側はこれに異議を申立て、税控除は適切なものであり、控除の根拠となった資産購入は送電活動のために行われたものだと主張した。

企業側は、引き続き各種のレベルの審理で企業側の活動を弁護している。

争議に係る金額は2019年12月31日時点で合計約98百万ユーロである。

源泉徴収税 －エンデサ・ブラジル

2014年11月4日、ブラジル税務当局はエンデサ・ブラジル（現エネル・ブラジル）に対し、租税査定を通告し、非居住者向け配当の引き上げに対する源泉徴収の適用を怠ったと主張した。

より具体的には、2009年、エンデサ・ブラジルがIFRS-IAS初度適用の結果、のれんの認識を中止し、会計基準の適切な適用に基づき、当該影響は資本へ認識した。しかし、ブラジル税務当局は、監査中に、会計処理が不適切であり、のれんの減損の影響は損益を通じて反映されるべきだと主張した。この結果、対応する査定額（約202百万ユーロ）が非居住者向け所得として組み替えられ、15%の源泉徴収対象となった。

企業が行った会計処理は外部監査の合意を得ており、国内法律事務所の特別見解による確認も得ていることは留意されるべきだ。

行政裁判所の第一審および第二審は、税務当局に有利な判決を下した。同社の上訴は第三審のレベルで形式上の理由により退けられ、同社はこの判決に対する不服を申し立てており、裁判所における会社の行為および会計処理の適正さについて継続して抗弁していく予定である。

争議に係る全体の金額は2019年12月31日時点で約71百万ユーロである。

税務訴訟－PIS－エレトロパウロ

1995年12月、ブラジル政府は経過措置を発令し、連邦PIS（*社会統合基金*）の税率を0.50%から0.65%に引き上げた。

その後、同経過措置は5度にわたり再発令され、1998年に決定措置として承認された。ブラジルの法律では、税率引き上げ（または新たな税の設定）は法律によってのみ施行することができ、発令後90日後に発効する。

そのため、エレトロパウロは、税率の引き上げが有効となるのは最後の経過措置の90日以降であり、それ以前の4度の経過措置は無効（法制化はされなかったため）であると主張する訴訟を起こした。この係争は、PIS税率の引き上げは第一回目の経過措置から有効であるとの判断で2008年4月に終了した。

2008年5月、ブラジルの税務当局は、1996年3月から1998年12月までの増税分の支払いを求め、エレトロパウロを提訴した。エレトロパウロは、税額更正の通知期限はすでに経過しているとして、様々なレベルの裁定でこの要請に異議を申し立てた。特に、課税事象（最初の経過措置の日付である1995年12月）から正式な法的文書の発行がないまま5年以上が経過しており、追加納税を要求する税務当局の権利および当局が支払いを求めて法的行為を起こす権限に異議を申し立てた。

2017年、前回の判決で不利な決定を言い渡された後、エレトロパウロは同社の権利を守るため、*最高司法裁判所*（STJ）および*連邦最高裁判所*（STF）に控訴した。訴訟は未解決であるが、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る。
当該銀行保証を裁判所における預託金に差し替えることを求めるブラジル国家財務省の司法長官室の要求については、第二審裁判所はこの申立てを認めた。そのため同社は銀行保証を現金預託金に差し替え、関連する決定の説明を求める申し立てを提出しており、現在は決定を待っているところである。
本件訴訟の合計は2019年12月31日現在約54百万ユーロである。

ICMS－コエルチェ

セアラ州は、コンパニア・エネルゲティカ・ド・セアラ・エスエーに対して（2005年から2014年の課税期間についての）各年にわたる多数の租税査定を提出し、ICMS（*商品流通サービス税*）の一部の控除可能性に関する決定、特に、ブラジル政府が低所得世帯（*Baixa Renda*）への電力の販売に関して想定している特別料率の適用に由来する収益に関する比例的控除の計算方法に対する異議を示した。
同社は個々の査定に対する異議を提起し、税控除が正確に計算されたことを主張した。同社は様々なレベルの管轄権の下でその行為を抗弁している。
2019年12月31日現在、これらの訴訟の総額は約50百万ユーロであった。

FINSOCIAL－エレトロパウロ

2011年9月11日に連邦高等裁判所が下した判決に従って、エレトロパウロは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）に対する補償を受領する権利を認められた。
連邦税務当局は、関係する時効期間の満了にもかかわらず、一部のクレジットの決定を不服として対応する相殺を拒否し、税査定を発行したが、同社は行政裁判所において速やかにこれに対する異議を申し立て、同社の計算および行為の適法性を主張した。
第一審での敗訴の判決の後、同社は第二審の行政裁判所に控訴状を提出した。
2019年12月31日現在、この訴訟の総額は約49百万ユーロであった。

スペイン国内の税務訴訟

法人税等－エネル・イベリア、エンデサおよび子会社

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一般監査を終えた。2016年に開始されたこの監査は、（主に2012年から2014年に係る）法人税、付加価値税及び源泉所得税に関連する。

主な主張として、関連する会社は第一審の行政レベル（*中央経済行政裁判所*－TEAC）に対し、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。

法人税等に関連する係争について、不利な判決を受ける可能性がある問題は、（i）エネル・イベリアが特定の金融手数料（約17百万ユーロ）および株式売却による資産売却損（約103百万ユーロ）の控除に関して適用される条件の正当性を主張している問題、そして（ii）エンデサおよびその子会社が主に一定の金融手数料（約23百万ユーロ）および原子力発電所の閉鎖に関する費用（約6百万ユーロ）の控除に関して適用された条件の正当性を主張している問題であり、2019年12月31日現在で合計約149百万ユーロにのぼる。

法人税等－エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル

2017年6月7日、スペイン税務当局は課税通知書をエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルに送付し、2011年のエネル・ウニオン・フェノサ・レノバブレス・エスアーのエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルへの合併を税務中立的取引とした処理に異議を唱え、当該取引には有効な経済的理由がない旨を主張した。

2017年7月6日、同社はこの課税通知に対して最初の行政レベル（*中央経済行政裁判所*－TEAC）に不服申立てを行い、当該合併に適用された税務上の取扱いの適切性を主張した。同社は当該取引の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実証する裏付資料を提出した。2019年12月10日、TEACは不服申立てを退けたが、同社は裁判所（*全国管区裁判所*）において抗弁を継続する予定であり、現在の銀行保証を通じて回収の停止が継続されることを求めている。

2019年12月31日現在、この訴訟の合計額は約93百万ユーロであった。

注記53 将来の会計基準

以下は、2019年12月31日以降に当グループにおいて効力を発する会計基準、改訂および解釈指針の一覧である。

＞ 2017年5月に公表された「IFRS第17号－*保険契約*」。この基準は、承認を条件として、2021年1月1日以降に開始する年次会計期間から発効し、早期適用が認められる。

＞ 2018年3月に公表された「*IFRS基準における概念フレームワークへの参照の改訂*」。本書では、影響を受ける基準の改訂を明確にし、改訂された概念フレームワークへの参照を更新している。新たな概念が組み込まれ、更新された定義と認識基準を記載し、重要な概念を明確化した本改訂は、2018年3月に公表された「財務報告の概念フレームワークの改訂」最新版に付属している。改訂された概念フレームワークおよび上記改訂は、2020年1月1日以降に開始する年次報告期間から発効する。

＞ 2018年10月に公表された「*IFRS第3号の改訂－事業の定義*」は、活動および資産の集合が事業であるかどうかの決定において企業を支援することを目的としている。この改訂は、承認を条件として、2020年1月1日以降に開始する年次会計期間から発効する。

＞ 会計基準全体で「重要性がある」の定義を揃え、多数の側面を明確にするために2018年10月に公表された「IAS第1号およびIAS第8号の改訂－*『重要性がある』の定義*」。重要性があるの定義は次のとおりである：「情報は、それを省略、誤表示または覆い隠したときに、特定の報告企業の財務情報を提供する一般目的財務書類の主要な利用者が当該財務書類に基づいて行う意思決定に影響を与えると合理的に予想し得る場合には重要性がある」。 この改訂は、2020年1月1日以降に開始する年次会計期間から発効する。

＞ 2019年9月に公表された「IFRS第9号、IAS第39号およびIFRS第7号の改訂－*金利指標改革*」。この改訂は、ヘッジ会計に関連する規定および移行期間中（すなわち、正式な代替的金利指標の決定まで）の特定の追加的開示要件を改訂している。この改革は、代替的金利が決定された時点で公正価値の測定、ヘッジ会計の効果および正味財政状態に影響を与える。

＞ 2014年9月に公表された「IFRS第10号およびIAS第28号の改訂－*投資者とその関連会社または共同支配企業の間での資産の売却または拠出*」。これらの改訂は、投資者とその関連会社または共同支配企業の間での資産の売却または拠出の会計処理を明確化している。当該改訂では、関連会社または共同支配企業に対して売却または拠出された資産（IFRS第3号に定義される）が「事業」を構成するかどうかによって、会計処理が変更される。IASBはこれらの改訂の発効日を無期限に延期しているが、改訂が早期に適用された場合には、将来に向かって適用されなければならない。

＞ 2020年1月に公表された「IAS第1号の改訂－*負債の流動負債または非流動負債への分類*」。この改訂は、負債の表示に関するIAS第1号の規定に関連するものである。より具体的には、この変更は以下の点を明確化している。

- **負債を流動または非流動に分類する際に採用する基準。決済を延期する企業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。**
- **分類は、企業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または予想の影響を受けない。**
- **借入れの条件がどのように分類に影響するか。**

― 決済とは、現金、資本性金融商品、その他の資産またはサービスの相手方当事者への移転をいう。

この改訂は、承認を条件として、2022年1月1日以降に開始する年次会計期間から発効し、早期適用が認められる。

当グループは、将来におけるこれらの条項の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。

注記54 後発事象

フォルタレザ－ブラジル

ブラジル国内のフォルタレザ発電所（セントラル・ジェラドーラ・テルムエレトリカ・フォルタレザ・エスエーまたはCGTF）のガス供給業者であるペトロレオ・ブラジレイロ・エスエー（ペトロブラス）は、注記52「偶発資産および債務」において述べたように、現在の市況に照らして金銭的に不均衡であるという主張を根拠に両当事者間の契約を解除する意向を発表した。

これに伴い、2020年1月27日、ペトロブラスは、裁判所の決定に対し抗告するために最高裁判所およびブラジリア連邦裁判所にそれぞれ2つの異なる種類の非常上訴状を提出した。同手続は現在も係争中である。

エンデサに関する仲裁裁定

2019年12月4日、エンデサ内の代表的な組合は、多数の交渉が失敗に終わった後、第5次エンデサ団体協約に関連する主な相違点を解決するために、全国調停・仲裁サービス（*Servicio Interconfederal de Mediación y Arbitraje*：SIMA）における仲裁手続きに自発的に参加することを決定した。2019年12月、エンデサの最大労組は、仲裁手続きの前提条件として、第4次エンデサ団体協約の終了の結果、退職した職員への特定の社会的給付が終了することは適切であるという同社の解釈が適法であると判断し、エンデサを勝訴とした2019年3月26日の第一審裁判所の判決に対して最高裁判所に係属している同組合の上告の取下げに同意した。関係するその他の労働組合は、仲裁手続きへの参加を拒否し、最高裁判所における手続きを進めることを選択した。

2020年1月21日、第5次エンデサ団体協約の対応する部分を変更した仲裁裁定が発行され、社会的パートナーにより署名された。同協約は2020年1月23日に発効した。同日、エンデサは、同社内に存在するすべての組合と締結する、追加的な2件の団体協約（「枠組み保証契約」および「雇用契約を停止または終了するための自発的手段に関する合意書」）に署名した。

エンデサは現在、採択された変更により生じる2020年の財政的影響の評価を行っているが、これを現時点で定量化することは不可能である。関係当事者は、協約の財政的側面を決定し、正式なものにするための移行プロセスにおいて協力している。

新型コロナウイルス（COVID-19）のパンデミック

新型コロナウイルス（COVID-19）の流行が中国の武漢市で始まり、中国国家当局から世界保健機関に2019年12月30日に初めて報告された。

2020年初頭の数週間は、国際機関が多大な懸念を表明した一方で、流行は東南アジアおよび中東の特定の地域に限られているように見え、中国、韓国およびイランのいくつかの地域のみに影響を与えた。

2月後半には、イタリアでの新型コロナウイルスの最初の散発的流行の本格的な事例によって流行の第二段階が始まり、欧州全体への拡散が急速に拡大した。

最近になって、世界保健機関は新型コロナウイルスに関連する公衆衛生上の緊急事態がパンデミックの水準まで高まったことを宣言し、最初の報告後わずか2ヵ月超で、中国国外で確認された事例件数はこの伝染病が最初に発生した中国国内で報告された事例件数を今や超えている。これは、欧州でのウイルス感染の拡大、イタリアおよびスペインにおける感染者数が現時点では最大となっていること、米国における急速な感染拡大、ならびに中南米およびアフリカにおける最初の大流行の発生によるものである。

人に投与可能なワクチン開発の臨床試験を待つ間、伝染病の影響を封じ込めるために、各国政府は人々の自由な移動を制限することを基本的な目的とする多数の封じ込め措置を採用しており、これらの措置は、将来のウイルス感染拡大の状況に基づいて維持またはより厳格化される可能性がある。

当グループは、地方レベルで導入された措置の遵守を確保するためのガイドラインを公表し、職場における感染を防止し、その影響を軽減する最も適切な手順を採用するための多数の手段を講じた。

特に、とりわけ以下の要素の寄与によって事業継続性が管理されている。

＞　当グループがその最大の事業展開を有する国々において在宅勤務が可能な職種のすべての従業員がスマート勤務を利用。デジタル化への投資の結果、このアプローチは数年前から導入されており、当グループの人員が同一の効率性および有効性の下で在宅勤務することを可能にしている。

＞　当グループの発電資産の通常運転、電力サービスの継続、ならびに、市場に関するすべての活動および顧客関係の遠隔管理を確保するデジタル化されたインフラの使用。

また、エネル・グローバル・タスクフォースは国レベルで対応しており、グローバルな技術的ビジネス・ラインとの相乗効果により、当グループが事業を行っている国々における活動実施の調整および指示を委ねられている。

当グループは、2020年3月11日のESMAの勧告に従って、基本的に以下の観点から事業活動、財政状況および業績に対する新型コロナウイルスの実際のおよび潜在的な影響を評価する内部での分析を実施した。

＞　主な関心のある分野および当グループが事業を行っている主要国におけるマクロ経済的影響の予測

＞　エネルギーおよびその他の商品市場における電力およびガスの価格の予測

＞　伝染病の感染拡大を抑制するために地方レベルで講じられた様々な措置による当グループが事業を行っている国の電力需要に対する影響の予測

＞　一部の国において経済活動に課された制限によって生じる可能性のある単一の事業ラインのサプライチェーンのレベルでの供給および補給の遅延の可能性の分析

当グループは、絶えず展開するシナリオの中で、現時点で入手可能な情報に基づいて、当グループに対する潜在的影響の最善の見積りをリアルタイムで獲得し、対応策および危機管理計画を講じることによってその影響を軽減させるために、マクロ経済上および事業上の変数の変化を常時監視している。
当グループの地理的多様性、バリューチェーン全体に沿って統合されたビジネスモデル、堅実な財務構造、および既に獲得しているデジタル化の水準により、同一レベルのサービスで事業活動の継続を保証することが可能であることから新型コロナウイルスが当グループに重大な影響を与えるという証拠はない。

前へ　　次へ

エネル・エスピーエーの財務書類（2019年12月31日現在）

損益計算書

		2019年				2018年			
				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									
販売およびサービスからの収益	4.a	104,504,176	12,521,690,368	*104,492,126*	*12,520,246,537*	37,979,400	4,550,691,708	*37,948,667*	*4,547,009,280*
その他の収益および収入	4.b	9,589,158	1,148,972,912	*9,091,161*	*1,089,302,911*	14,663,248	1,756,950,375	*11,611,943*	*1,391,343,010*
小計		**114,093,334**	**13,670,663,280**			**52,642,648**	**6,307,642,083**		
営業費用									
消耗品の購入		487,991	58,471,082	*349,025*	*41,820,176*	775,602	92,932,632	*755,960*	*90,579,127*
サービス、リースおよび賃借料	5.a	150,449,539	18,026,863,763	*85,349,767*	*10,226,609,082*	127,046,752	15,222,741,825	*73,565,421*	*8,814,608,744*
人件費	5.b	110,633,596	13,256,117,473			109,461,719	13,115,703,171		
減価償却費、償却費および減損損失	5.c	234,691,731	28,120,763,208			(330,561,950)	(39,607,932,849)		
その他の営業費用	5.d	393,616	47,163,069	*1,431,265*	*171,494,172*	38,375,592	4,598,163,433	*5,116,819*	*613,097,253*
小計		**496,656,473**	**59,509,378,595**			**(54,902,285)**	**(6,578,391,789)**		
営業利益		**(382,563,139)**	**(45,838,715,315)**			**107,544,933**	**12,886,033,872**		
株式投資から生じた収益	6	5,548,170,676	664,781,810,398	*5,547,425,512*	*664,692,524,848*	3,566,532,771	427,341,956,621	*3,556,152,376*	*426,098,177,692*
デリバティブから生じた金融収益	7	1,002,848,044	120,161,252,632	*369,421,833*	*44,264,124,030*	1,626,147,028	194,844,936,895	*436,713,046*	*52,326,957,172*
その他の金融収益	8	272,744,977	32,680,303,144	*262,878,487*	*31,498,100,312*	319,791,543	38,317,422,682	*215,238,109*	*25,789,830,220*
デリバティブから生じた金融費用	7	924,758,695	110,804,586,835	*313,240,676*	*37,532,497,798*	1,580,719,721	189,401,836,970	*1,033,303,779*	*123,810,458,800*
その他の金融費用	8	774,794,614	92,835,890,649	*133,846,909*	*16,037,536,636*	767,625,196	91,976,850,985	*84,563,946*	*10,132,452,010*
小計		**5,124,210,388**	613,982,888,690			**3,164,126,425**	379,125,628,244		
税引前利益		**4,741,647,249**	**568,144,173,375**			**3,271,671,358**	**392,011,662,116**		
法人税等	9	(49,946,780)	(5,984,623,180)			(184,490,162)	(22,105,611,211)		
当期純利益		**4,791,594,029**	**574,128,796,555**			**3,456,161,520**	**414,117,273,326**		

包括利益計算書

	注記	2019年 ユーロ	2019年 円	2018年 ユーロ	2018年 円
当期純利益		**4,791,594,029**	**574,128,796,555**	**3,456,161,520**	**414,117,273,326**
純損益にリサイクル可能なその他の包括利益（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		(114,549,683)	(13,725,343,017)	(6,800,397)	(814,823,569)
ヘッジ・コストの公正価値変動額		30,359,461	3,637,670,617	17,324,068	2,075,769,828
純損益にリサイクル可能な資産として直接認識される収入/（損失）		**(84,190,222)**	**(10,087,672,400)**	**10,523,671**	**1,260,946,259**
純損益にリサイクル不可能なその他の包括利益（税引後）					
他社への株式投資の公正価値変動額		-		11,342,491	**1,359,057,272**
従業員給付負債の再測定		(5,165,403)	(618,918,587)	72,245	8,656,396
純損益にリサイクル不可能な資産として直接認識される収入/（損失）		**(5,165,403)**	**(618,918,587)**	**11,414,736**	**1,367,713,668**
資本において直接認識された収入/（損失）	22	**(89,355,625)**	**(10,706,590,988)**	**21,938,407**	**2,628,659,927**
当期包括利益（損失）合計		**4,702,238,404**	**563,422,205,567**	**3,478,099,927**	**416,745,933,253**

財政状態計算書

資産		2019年12月31日				2018年12月31日			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
非流動資産									
有形固定資産	10	10,154,014	*1,216,653,957*			9,482,612	*1,136,206,570*		
無形資産	11	67,472,830	*8,084,594,491*			46,939,952	*5,624,345,049*		
繰延税金資産	12	336,116,632	*40,273,494,846*			287,982,943	*34,506,116,230*		
株式投資	13	47,858,258,402	*5,734,376,521,728*			45,714,720,133	*5,477,537,766,336*		
デリバティブ	14	944,746,850	*113,199,567,567*	*331,507,012*	39,721,170,178	793,268,184	*95,049,393,807*	*306,396,047*	*36,712,374,352*
その他の非流動金融資産	15	199,542,903	*23,909,230,637*	*191,250,000*	22,915,575,000	135,969,073	*16,291,814,327*	*125,000,000*	*14,977,500,000*
その他の非流動資産	16	127,202,083	*15,241,353,585*	*118,441,604*	14,191,672,991	133,926,173	*16,047,034,049*	*124,949,541*	*14,971,454,003*
合計		**49,543,493,714**	***5,936,301,416,811***			**47,122,289,070**	***5,646,192,676,367***		
流動資産									
売掛金	17	255,376,422	*30,599,202,884*	*256,545,598*	30,739,293,552	190,738,941	*22,854,339,911*	*189,168,814*	*22,666,207,293*
未収還付法人税等	18	162,234,654	*19,438,956,242*			165,402,633	*19,818,543,486*	*29,133*	*3,490,716*
デリバティブ	14	142,921,282	*17,124,828,009*	*15,663,520*	1,876,802,966	91,538,429	*10,968,134,563*	*13,908,972*	*1,666,573,025*
その他の流動金融資産	19	2,882,607,896	*345,394,078,099*	*1,552,107,943*	185,973,573,730	1,859,556,945	*222,812,113,150*	*536,107,527*	*64,236,403,885*
その他の流動資産	20	795,766,151	*95,348,700,213*	*758,688,886*	90,906,102,321	268,390,867	*32,158,593,684*	*74,420,100*	*8,917,016,382*
現金および現金同等物	21	4,152,553,138	*497,558,916,995*			2,006,698,099	*240,442,566,222*		
合計		**8,391,459,543**	**1,005,464,682,442**			**4,582,325,914**	**549,054,291,015**		
資産合計		**57,934,953,257**	**6,941,766,099,254**			**51,704,614,984**	**6,195,246,967,383**		

負債および株主持分	注記	2019年12月31日				2018年12月31日			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
		ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
株主持分									
資本金		10,166,679,946	*1,218,171,591,130*			10,166,679,946	*1,218,171,591,130*		
自己株式準備金		(1,549,152)	*(185,619,393)*			-	-		
その他の剰余金		11,366,383,938	*1,361,920,123,451*			11,464,338,885	*1,373,657,085,201*		
利益剰余金/（繰越欠損金）		4,889,078,236	*585,809,354,238*			4,279,339,236	*512,750,427,258*		
当期純利益(1)		3,164,925,237	***379,221,341,897***			2,032,826,328	*243,573,250,621*		
株主持分合計	22	**29,585,518,205**	*3,544,936,791,323*			**27,943,184,395**	*3,348,152,354,209*		
非流動負債									
長期借入金	23	14,205,554,748	*1,702,109,569,905*	*6,095,372,221*	730,347,499,520	13,397,135,493	*1,605,244,774,771*	*4,140,976,595*	*496,171,815,613*
従業員給付	24	216,400,519	*25,929,110,187*			231,247,089	*27,708,026,204*		
リスクおよび費用に対する引当金	25	28,036,931	*3,359,385,072*			45,167,912	*5,412,019,216*		
繰延税金負債	12	162,935,484	*19,522,929,693*			132,741,154	*15,905,045,072*		
デリバティブ	14	1,536,090,045	*184,054,309,192*	*8,893,614*	1,065,632,829	1,395,260,905	*167,180,161,637*	*19,846,698*	*2,378,031,354*
その他の非流動負債	26	21,485,222	***2,574,359,300***	*8,433,792*	**1,010,536,957**	11,554,982	***1,384,517,943***	*9,303,012*	***1,114,686,898***
小計		**16,170,502,949**	*1,937,549,663,349*			**15,213,107,535**	*1,822,834,544,844*		
流動負債									
短期借入金	23	8,367,245,530	*1,002,563,359,405*	*7,833,812,748*	938,647,443,465	5,000,917,516	*599,209,936,767*	*4,715,485,231*	*565,009,440,378*
1年以内返済予定の長期借入金	23	1,102,224,916	*132,068,589,435*	*46,307,116*	5,548,518,639	805,454,249	*96,509,528,115*		
買掛金	27	83,699,918	*10,028,924,175*	*41,438,261*	4,965,132,433	82,378,904	*9,870,640,277*	*43,230,644*	*5,179,895,764*
デリバティブ	14	182,695,923	*21,890,625,494*	*75,705,470*	9,071,029,415	354,554,531	*42,482,723,904*	*53,004,689*	*6,351,021,836*
その他の短期金融負債	28	233,773,304	*28,010,717,285*	*22,585,007*	2,706,135,539	275,922,893	*33,061,081,039*	*31,397,597*	*3,762,060,073*
その他の流動負債	30	2,209,292,512	*264,717,428,788*	*159,554,006*	19,117,760,999	2,029,094,961	*243,126,158,227*	*317,248,312*	*38,012,692,744*
小計		**12,178,932,103**	**1,459,279,644,581**			**8,548,323,054**	**1,024,260,068,330**		
負債合計		**28,349,435,052**	**3,396,829,307,931**			**23,761,430,589**	**2,847,094,613,174**		
負債および株主持分合計		**57,934,953,257**	**6,941,766,099,254**			**51,704,614,984**	**6,195,246,967,383**		

(1) 2019年度当期純利益の4,792百万ユーロ（2018年は3,456百万ユーロ）は中間配当金1,627百万ユーロ（2018年は1,423百万ユーロ）との差額を表示している。

持分変動計算書

	資本金および剰余金(注記22)												
ユーロ	資本金	資本剰余金	自己株式準備金	法定準備金	法第292/1993に基づいた準備金	その他の雑準備金	純従業員給付負債/（資産）の再測定による剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金	金融商品のヘッジコストの測定による剰余金	FVOCIの金融資産評価差額金	利益剰余金/（繰越欠損金）	当期純利益	株主持分合計
2018年1月1日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,245,460**	**(32,623,121)**	**(268,410,091)**	**(69,653,000)**	**-**	**4,424,283,417**	**1,202,486,793**	**27,235,805,955**
新たな会計基準の適用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,342,491	(5,429,221)	-	5,913,270
2018年1月1日現在（修正再表示）	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,245,460**	**(32,623,121)**	**(268,410,091)**	**(69,653,000)**	**11,342,491**	**4,418,854,196**	**1,202,486,793**	**27,241,719,225**
その他の増減額	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
2017年純収益の配分：													
－配当金支払い	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	(142,333,519)	(1,199,668,234)	**(1,342,001,753)**
－法定準備金	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	**-**
－利益剰余金	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	2,818,559	(2,818,559)	**-**
増資	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	**-**
2018年の中間配当金(1)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	(1,423,335,192)	**(1,423,335,192)**
当期包括利益：													
－資本において直認識された収入/（損失）	-	-	-	-	-	44,679	72,245	(6,800,397)	17,324,068	-	-	-	10,640,595
－当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,456,161,520	**3,456,161,520**
	10,166,679,946	**7,496,016,063**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,290,139**	**(32,550,876)**	**(275,210,488)**	**(52,328,932)**	**11,342,491**	**4,279,339,236**	**2,032,826,328**	**27,943,184,395**
2018年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,290,139**	**(32,550,876)**	**(275,210,488)**	**(52,328,932)**	**11,342,491**	**4,279,339,236**	**2,032,826,328**	**27,943,184,395**
2019年1月1日現在	10,166,679,946	7,496,016,063	-	2,033,335,988	2,215,444,500	68,290,139	(32,550,876)	(275,210,488)	(52,328,932)	11,342,491	4,279,339,236	2,032,826,328	27,943,184,395
自己株式の購入	-	(8,950,847)	(1,549,152)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10,499,999)
2018年純利益の配分：													
－配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,423,335,193)	(1,423,335,193)

一法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
一利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	609,491,136	(609,491,136)	-
増資	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2019年の中間配当金(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247,864	(1,626,668,791)	(1,626,420,927)
当期包括利益：													
一資本において直接認識された収入/（損失）	-	-	-	-	-	-	(5,165,403)	(114,549,683)	30,359,461	-	-	-	(89,355,625)
その他の増減額	-	-	-	-	-	351,525	-	-	-	-	-	-	351,525
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,791,594,029	4,791,594,029
2019年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,487,065,216**	**(1,549,152)**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,641,664**	**(37,716,279)**	**(389,760,171)**	**(21,969,471)**	**11,342,491**	**4,889,078,236**	**3,164,925,237**	**29,585,518,205**

(1) 2018年11月6日に取締役会に承認され、2019年1月23日から支払われた。

(2) 2019年11月12日に取締役会で承認され、2020年1月22日から支払われた。

資本金および剰余金(注記22)

円	資本金	資本剰余金	自己株式準備金	法定準備金	法第292/1993に基づいた準備金	その他の雑準備金	純従業員給付負債/（資産）の再測定による剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金	金融商品のヘッジコストの測定による剰余金	FVOCIの金融資産評価差額金	利益剰余金/（繰越欠損金）	当期純利益	**株主持分合計**
2018年1月1日現在	**1,218,171,591,130**	**898,172,644,669**		**243,634,318,082**	**265,454,559,990**	**8,177,171,017**	**(3,908,902,358)**	**(32,160,897,104)**	**(8,345,822,460)**		**530,117,639,025**	**144,081,967,537**	**3,263,394,269,528**
新たな会計基準の適用	-									1,359,057,272	(650,529,260)	-	708,528,011
2018年1月1日現在（修正再表示）	**10,166,679,946**	**898,172,644,669**		**243,634,318,082**	**265,454,559,990**	**8,177,171,017**	**(3,908,902,358)**	**(32,160,897,104)**	**(8,345,822,460)**	**1,359,057,272**	**529,467,109,765**	**144,081,967,537**	**3,264,102,797,540**
その他の増減額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2017年純収益の配分：	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
－配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17,054,402,247)	(143,744,247,798)	**(160,798,650,044)**
－法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
－利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	337,719,739	(337,719,739)	-
増資	-	-	-	-	-	-	–	-	-	-	-	-	-
2018年の中間配当金(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(170,544,022,705)	**(170,544,022,705)**
当期包括利益：	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
－資本において直接認識された収入/（損失）	-	-	-	-	-	5,353,438	8,656,396	(814,823,569)	2,075,769,828	-	-	-	1,274,956,093
－当期純利益	-	-	-	-	-					-	-	414,117,273,326	**414,117,273,326**
2018年12月31日現在	**10,166,679,946**	**898,172,644,669**		**-**	**243,634,318,082**	**265,454,559,990**	**8,182,524,455**	**(3,900,245,962)**	**(32,975,720,672)**	**(6,270,052,632)**	**1,359,057,272**	**512,750,427,258**	**243,573,250,621**	**3,348,152,354,209**
2019年1月1日現在	10,166,679,946	898,172,644,669		-	243,634,318,082	265,454,559,990	8,182,524,455	(3,900,245,962)	(32,975,720,672)	(6,270,052,632)	1,359,057,272	512,750,427,258	243,573,250,621	3,348,152,354,209
自己株式の購入	-	(1,072,490,488)	(185,619,393)										(1,258,109,880)
2018年純利益の配分：	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
－配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(170,544,022,825)	(170,544,022,825)
－法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
－利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73,029,227,916	(73,029,227,916)	-
増資	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2019年の中間配当金(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,699,064	(194,907,454,538)	(194,877,755,473)
当期包括利益：								-	-	--	-	-	-
資本において直接認識された収入/（損失）	-	-	-	-	-	-	(618,918,587.5)	(13,725,343,017)	3,637,670,617	-	-	-	(10,706,590,988)
その他の増減額	-	-	-	-	-	42,119,726	-	-	-	-	-	-	42,119,726
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	574,128,796,555	574,128,796,555
2019年12月31日の合計	**10,166,679,946**	**897,100,154,181**	**(185,619,393)**	**243,634,318,082**	**265,454,559,990**	**8,224,644,180**	**(4,519,164,550)**	**(46,701,063,689)**	**(2,632,382,015)**	**1,359,057,272**	**585,809,354,238**	**379,221,341,897**	**3,544,936,791,323**

(1) 2018年11月6日に取締役会に承認され、2019年1月23日から支払われた。

(2) 2019年11月12日に取締役会で承認され、2020年1月22日から支払われた。

キャッシュ・フロー計算書

	注記	2019年				2018年			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
		ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
税引前利益		**4,741,647,249**	***568,144,173,375***			**3,271,671,358**	**392,011,662,116**		
調整額：									
償却費および減損損失	5.c	234,691,731	*28,120,763,208*			(330,561,950)	(39,607,932,849)		
外国通貨の資産および負債の為替レートの調整		107,461,448	*12,876,030,699*			39,628,904	4,748,335,277		
引当金繰入額		5,934,471	*711,068,315*			30,514,837	3,656,287,769		
子会社、関連会社およびその他企業からの配当金	6	(5,548,170,676)	*(664,781,810,398)*	*(5,547,425,512)*	*(664,692,524,848)*	(3,566,532,771)	(427,341,956,621)	*(3,556,152,376)*	(426,098,177,692)
純金融（収益）/費用		310,383,994	*37,190,210,161*	*(186,189,129)*	*(22,309,181,437)*	355,948,018	42,649,691,517	*466,123,883*	55,850,963,661
純流動資産の変更前の営業活動によるキャッシュ・フロー		**(148,051,783)**	***(17,739,564,639)***			**(199,331,604)**	**(23,883,912,791)**		
引当金の増加/（減少）		(37,912,022)	*(4,542,618,476)*			(70,540,865)	(8,452,206,444)		
売掛金の増加/（減少）	17	(64,493,367)	*(7,727,595,234)*	*(67,233,076)*	*(8,055,867,166)*	46,077,886	5,521,052,301	*38,878,555*	4,658,428,460
その他の金融および非金融資産/負債の増加/（減少）		424,428,904	*50,855,071,277*	*(496,710,339)*	*(59,515,832,819)*	1,329,718,118	159,326,824,899	*984,924,384*	118,013,639,691
買掛金の増加/（減少）	27	1,321,014	*158,283,897*	*(1,792,384)*	*(214,763,451)*	(54,370,304)	(6,514,649,825)	*(30,494,265)*	(3,653,822,832)
受取利息およびその他の金融収益受取額		607,913,769	*72,840,227,802*	*422,500,856*	*50,624,052,566*	802,804,925	96,192,086,114	*422,320,744*	50,602,471,546
支払利息およびその他の金融費用支払額		(1,229,947,164)	*(147,372,269,190)*	*(301,313,857)*	*(36,103,426,346)*	(1,381,667,689)	(165,551,422,496)	*(212,858,041)*	(25,504,650,473)
子会社、関連会社およびその他企業からの配当金	6	5,012,873,210	*600,642,468,022*	*5,012,128,046*	*600,553,182,472*	3,510,078,770	420,577,638,221	*3,499,698,376*	419,333,859,412
支払い法人税等（連結納税制度）		(571,067,083)	*(68,425,257,885)*			(533,543,154)	(63,929,140,712)		
営業活動によるキャッシュ・フロー		**3,995,065,478**	***478,688,745,574***			**3,449,226,083**	**413,286,269,265**		
有形固定資産および無形資産への投資額	10-11	(48,040,125)	*(5,756,167,778)*			(32,089,910)	(3,845,013,016)		
株式投資への投資	13	(2,351,358,222)	*(281,739,742,160)*	*(2,351,358,222)*	*(281,739,742,160)*	(2,555,503,401)	(306,200,417,508)	*(2,544,488,283)*	(304,880,586,069)
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー（b）		**(2,399,398,347)**	***(287,495,909,938)***			**(2,587,593,311)**	**(310,045,430,524)**		
金融負債（新規借入額）	23	3,843,950,000	*460,582,089,000*	*3,500,000,000*	*419,370,000,000*	3,500,000,000	419,370,000,000	*2,940,976,595*	352,387,815,613
金融債務（返済）	23	(2,813,331,892)	*(337,093,427,299)*	*(1,500,000,000)*	*(179,730,000,000)*	(4,426,410,410)	(530,372,495,326)		
長期金融債権/（債務）の純増減額		(352,054,165)	*(42,183,130,050)*	*(178,003,827)*	*(21,328,418,551)*	2,735,706,549	327,792,358,701	*2,815,976,594*	337,410,315,493
短期金融債権/（債務）の純増減額		2,727,456,229	*326,803,805,359*	*2,255,855,395*	*270,296,593,429*	(743,785,882)	(89,120,424,381)	*1,516,803,548*	181,743,401,121
配当金および中間配当金の支払額	22	(2,845,332,266)	*(340,927,712,112)*			(2,409,676,207)	(288,727,403,123)		
自己株式購入に係る準備金の増加額	22	(10,499,999)	*(1,258,109,880)*			-	-		
財務活動によるキャッシュ・フロー（c）		**550,187,907**	***65,923,515,017***			**(1,344,165,950)**	**(161,057,964,129)**		
現金および現金同等物の増加/（減少）（a+b+c）		**2,145,855,038**	***257,116,350,653***			**(482,533,178)**	**(57,817,125,388)**		
現金および現金同等物期首残高	21	2,006,698,099	*240,442,566,222*			2,489,231,277	298,259,691,610		
現金および現金同等物期末残高	21	**4,152,553,137**	***497,558,916,875***			**2,006,698,099**	**240,442,566,222**		

前へ　次へ

個別財務書類の注記

注記1 財務書類の形式と内容

エネル・エスピーエーは電力およびガスセクターで営業する会社であり、登記住所はViale Regina Margherita 137, Rome, Italyである。

親会社として、エネル・エスピーエーはエネル・グループの2019年12月31日年度末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。

2020年3月19日、取締役会は2019年12月31日現在のこれらの個別財務書類の公表を承認した。

これらの財務書類はアーンスト・アンド・ヤング・エスピーエーによる監査を受けている。

表示基準

2019年12月31日に終了した事業年度における財務書類は、規則（EC）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）および国際財務報告基準（IFRS）、ならびにIFRS解釈指針委員会（IFRIC）および解釈指針委員会（SIC）の解釈指針に準拠して作成された親会社エネル・エスピーエーの個別財務書類である。これら基準や解釈はすべて以下、「EU版IFRS」という。

これらの財務書類は、2005年2月28日制定の政令第38号9条3項の基準にも準拠して作成されている。

財務書類は、損益計算書、包括利益計算書、財政状態計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、およ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および負債は「流動/非流動基準」に基づいて分類され、売却目的資産および売却目的の処分グループに含まれる負債が存在する場合は、独立表示されている。現金およ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または会計年度終了日後1年以内に現金化、売却また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または期末後1年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、費用性質法に基づいて区分されており、継続事業からの純利益（損失）および非継続事業からの純利益（損失）は、別個に報告されている。

キャッシュ・フロー計算書については間接法が使用され、非継続事業に伴う営業活動、投資活動および財務活動が存在する場合は、別個に報告されている。

損益計算書、財政状態計算書およびキャッシュ・フロー計算書においては、関連当事者との取引を開示している。

財務書類は、注記2に記載の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。

財務書類はユーロおよび当社の機能通貨で表示されており、注記に記載された数値は特段の記載がない限り百万ユーロの単位で表示されている。

財務書類は、前年度について、比較情報を提供している。

注記2 会計方針および測定基準

2.1 見積りおよび経営者の判断の使用

EU版IFRSに基づく当財務書類の作成にあたり、経営者は、財政状態計算書日現在で、収益、費用、資産および負債の価額、これに関連した科目に係る開示、ならびに偶発資産および負債に影響を及ぼす可能性のある判断、見積りおよび仮定を行うことが求められる。見積りおよび経営者の判断は、当該状況において合理的と考えられる過去の経験およびその他の要因に基づくものである。これらは、資産およ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。したがって、実際の結果は、これらの見積りとは異なる場合がある。見積りおよ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。見直しが現在およ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および関連する将来の期間に認識される。

次項においては、財務書類への理解を向上させるために、見積りの使用の影響を受ける主な科目および経営者の判断が重要な影響を与える場合について、これらの科目をEU版IFRSに準拠して測定するに当たり経営者が用いた主な仮定を明確にし、分析する。このような評価にあたり、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。

仮定と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。

見積りの使用

株式投資の回収可能性

当社は、株式投資について、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1回、減損の証拠が存在するかを評価する。証拠が発見された場合、資産は減損テストの手続きを踏む。各株式投資の回収可能額の決定に関する手続きおよび手順は、複雑な仮定ならびに、特に、減損の証拠の特定、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・フローの決定ならびに将来のキャッシュ・フロー予測に適用した長期成長率および割引率の決定に関する経営者の判断を要する性質に基づくことがある。

非金融資産の回収可能性

有形固定資産、無形資産、原資産を使用する権利によって構成される資産およびのれんなどの資産は、その帳簿価額が処分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、減損に関する調整を受ける。

回収可能価額は、IAS第36号に定められている基準に従って評価される。

回収可能価額を算定するために、通常、当社は使用価値基準を適用している。使用価値は、貨幣の時間価値に対する現在の市場の評価およ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予想される将来キャッシュ・フローの現在価値である。

各非金融資産グループの分析は独自に行われ、経営者は、特定の状況で慎重かつ合理的とみなされる見積りおよび仮定の使用を求められる。

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売掛金およ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、契約資産ならびに範疇に含まれるすべ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、デフォルト・リスクについての仮定および予想信用損失の測定に基づいている。経営者は、これらの仮定を行う際や減損の計算に用いるインプットを選択する際には、当社の過去の履歴、既存の市況に加え、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く判断を使用している。

デフォルト率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）およ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、売掛金、契約資産およびリース債権（重要な金融要素を含有するものを含む）については、当社は簡便化アプローチを適用し、通常12ヵ月に等しい債権の全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。

特定の参照市場および当該セクターの規制上の状況に加えて、90日後の回収の見込みに基づき、当該債権については、当社は予想信用損失を決定する際には、信用リスクの著しい増大を効果的に示すと考えられている「支払期限の180日経過」をデフォルトとする定義を主に適用している。このため、支払期限を90日経過している金融資産は通常、一部の特定の規制市場を除いては、デフォルト状態にあるとはみなされない。

売掛金および契約資産については、当社は債権を特定のクラスターに細分化したものに基づき、集合的アプローチを主に適用している。売掛金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。

個別評価の場合においては、PDは主に外部プロバイダーから取得する。

一方、集合的評価については、売掛金は、デフォルトに関する特定の定義を考慮して、共有する信用リスク特性および延滞情報に基づき細分化される。

契約資産は、同一の種類の契約に対する売掛金と実質的に同一のリスク特性を有するとみなされる。

売掛金ならびに契約資産の予想信用損失を集合的に測定するため、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る。

- **PDは、平均デフォルト率として仮定されており、最低24ヵ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、デフォルトした際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、請求書が発行されたものの失効を迎えていない請求額および発行予定の請求額を含めた現金保証金を控除した額として見積もられる。**

使用された主要な仮定およびインプットに関する詳細については、注記31「金融商品」を参照。

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、観察可能な市場インプットの使用を最大化した特定の（主に現在価値に基づく）評価技法を使用して算定される。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十分に考慮し、インプットを見積もる。

IFRS第13号に従い、当社は金融商品の公正価値をカウンターパーティー・リスクについて調整するために、注記34「公正価値測定」で示されている方法を適用して、カウンターパーティー（信用評価調整－CVA ）と自社（債務評価調整－DVA ）の両方の信用リスク測定値を算入した。インプット日を見積もる際の仮定の変更は、これらの金融商品について認識された公正価値に影響を与える可能性がある。

年金およびその他の退職後給付

当社の一部の従業員は、給与履歴や勤務年数に応じて給付される年金制度に加入している。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。

これらの制度の費用と負債は、年金数理人による見積りに基づいて計算されている。年金数理人は、過年度の費用と将来の予想費用の統計データを含む統計的な要素と年金数理的な要素を合わせて計算に使用している。考慮されるその他の見積りの要素には、割引率、昇給率、物価上昇率、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脱退率が含まれている。

これらの見積りは、実際の医療費の変化だけでなく、経済状況や市況の変化、脱退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、年金費用やその他の関連費用の算定に重要な影響を与えうる。

訴訟

当社は、通常従事する業務に関連し民事、行政および税務上の係争に関わっており、これらが多額の負債を発生させるおそれがある。これらの係争の結果を予測することは、必ずしも可能ではない。この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と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、経営者が判断することが求められる。

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すべての重要な負債に対して引当金が認識されている。注記37に、当社にとって重要性が最も高い偶発債務に関する情報が開示されている。

リース

事前にリースの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計算するために、リース開始日の追加借入利子率（IBR）を用いる。これは、借手が、同様の期間にわたり、同様の保証を付けて、使用権資産と同様の価値を有する資産を同様の経済環境において獲得するの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であろう利率である。観測可能なインプットを入手することができない場合には、当社は、リースの条件および事業体固有の特定の見積りを反映する仮定を行ってIBRを見積もる。

IFRS第16号を採用するにあたり当社にとり最も重要性がある判断のうちのひとつは、貸手に支払うことが要求される支払リース料の現在価値を計算するために必要なこのIBRを算定することであった。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およびリース期間を考慮したリスクフリー・レート、基礎にある親会社その他の保証を考慮した上でリース賃借人に特有のIBRを計算するためのクレジット・スプレッドの調整、ならびに、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、貸手にとってのデフォルトのリスクは軽減されている。

繰延税金資産の回収可能性

2019年12月31日現在の個別財務書類には、翌年以降に戻し入れられる繰越欠損金と将来減算一時差異に関する繰延税金資産が、回収がほぼ確実と経営者が判断する金額で計上されている。

繰延税金資産の回収可能性は、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十分な将来利益を達成できるかどうかに左右される。

認識可能な繰延税金資産の金額の算定には、将来予測される課税所得の時期および水準、ならびに、将来のタックス・プランニング戦略およ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、当社が認識済みの繰延税金資産の全額または一部を将来において回収できる見込みがないことが認められた場合には、その結果としての調整が当該状況の発生した年度の損益計算書に計上される。

経営者の判断

支配の存在の判定

IFRS第10号の規定の下では、当社が投資先への関与からの変動リターンにさらされるかまた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こうした変動リターンに影響を及ぼす能力を持つ場合に、支配が実現する。パワーとは、既存の実質的な権利に基づいて、投資先の関連する活動を指図する現在の能力と定義される。

支配の存在は、過半数株式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。この結果、経営者は、具体的な状況において、リターンに影響を及ぼすために、投資先の関連する活動を指図するパワーを当社に付与する実質的な権利が決定されるかどうかを評価するために、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および潜在的な議決権（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、すべての事実および状況を分析する。当社が投資先に対して保有する議決権または類似した権利が過半数に満たない場合には、これらのその他の事実および環境は、かかる評価においては特に重要となる可能性がある。

当社は、事実および環境が、支配の存在の検証において考慮された1つ以上の要素に変化があることを示している場合に、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およ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。

該当する活動に対する意思決定が、共同支配の取り決めの当事者である複数の当事者の全員一致による合意を必要とする場合に、共同支配が存在する。

共同支配の取決めは、ジョイント・ベンチャーまた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純資産に対する権利を有する共同支配の取り決めである。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および負債に対する義務を有する共同支配の取り決めである。

共同支配の存在および共同支配の取り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および義務を評価する。この目的のために、経営者は当該取決めの構造および法的形態、契約上の取決めにおいて当事者間で合意された条件ならびに、該当する場合は、その他の事実および状況を検討する。

当社は、事実および状況が、共同支配の存在および共同支配の取り決めの種類の検証において考慮された1つ以上の要素に変化が発生したことを示している場合に、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、投資先の財務および業務上の方針の決定に参加するパワーを行使するが、こうした方針に対して支配も共同支配も有しない会社である。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、すべての事実および状況を検討しなければならない。

当社は、事実および状況が、重要な影響力の存在の検証において考慮された1つ以上の要素に変化があることを示している場合に、当社が重要な影響力を有しているか否かを再評価する。

金融資産の分類および測定

当初認識時において、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計上される金融資産、および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、経営者は商品の契約上のキャッシュ・フローの特性およびキャッシュ・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・モデルの両方を評価する。

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、金融商品の契約上の条項に対する特定の評価に加えて、必要な場合においては定量的分析を実施して、その条項により元本およ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・フローの回収によるもの、金融資産の売却によるもの、またはその両方によるものであるのかについて決定する。

詳細については、注記31の「金融商品」を参照。

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。

このため、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する。また、当社はヘッジ開始時および継続的に、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローの変動を相殺する上でヘッジ手段が高い有効性を持つかについて評価を行う。

経営者の判断に基づき、ヘッジ手段とヘッジ対象の間の経済的関係の存在、価値の変動およびヘッジ比率における信用リスクの支配のほか、非有効部分の測定に基づいた有効性判定は、特定の事実および状況ならびにヘッジ対象およびヘッジ手段の特性に応じ、定性的評価または定量的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・ヘッジについては、経営者は当該取引は可能性が非常に高く、かつ純損益に影響を及ぼすキャッシュ・フローの変動に対するエクスポージャーを表すことを評価し、文書化する。

ヘッジの有効性判定および非有効部分の測定において使用された主要な仮定に関する詳細については、注記33.1「ヘッジ会計」を参照すること。

リース

リース契約の評価は、その複雑性およ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。この判断は、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セクターにおいて典型的な事例へのリースの定義の適用。**
- **リース契約に含まれる非リース構成要素の識別。**
- **当該オプションの行使の可能性および原資産の重要な建物付属設備の改良も行ったうえで、契約のリース期間を決定するために、リース契約に含まれている更新および終了オプションを評価すること。**
- **利率の変動が将来の支払リース料および使用権資産の金額に影響を及ぼすかどうかを判断するための、指数または利率に左右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。この率に関する仮定の詳細は、「見積りの使用」の段落に記載されている。**

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それぞれの不確実性のある税務処理の不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、それぞれの不確実な法人所得税務処理を別々に考慮するか、1件また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、および、最も可能性が高い金額または期待値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。

2.2 重要な会計方針

関連当事者

関連当事者とは、主に、エネル・エスピーエーと同一の支配企業を有する者、すなわち、直接的にまたは1もしくは複数の仲介者を通して間接的にエネル・エスピーエーを支配しているか、エネル・エスピーエーに支配されているか、または、エネル・エスピーエーの共同支配の下にありエネル・エスピーエーが重要な影響力を行使することを可能にする持分を保有している企業をいう。関連当事者には、エネル・エスピーエーまた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、年金基金であるフォーペンおよびフォンデネル）、ならびに、エネル・エスピーエーおよびその子会社の法定監査役会の構成員（およびその近親者）および経営幹部（およびその近親者）も含まれる。経営幹部は、当社の事業活動の計画、管理、および統制についての権限および直接的・間接的な責任を有する経営層の人員で構成される。この中には、取締役が含まれる。

子会社、関連会社およびジョイント・ベンチャー

当社は、ある事業体への関与から生じる変動リターンにさらされているまたは変動リターンに対して権利を有し、当該事業体に対する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、当該事業体を支配している。能力とは、実質的な権利の存在を理由に、事業体の重大な活動を指揮する確固たる能力を有することである。

ジョイント・ベンチャーとは、当社が共同支配を行使し、当該事業体の純資産に対する権利を有する事業体である。共同支配とは、ある事案の支配権を共有することであり、これは関連する事案の意思決定が、が支配権を共有するすべての当事者の同意を必要とする場合にのみ存在する。

関連会社は、当社が重大な影響を有するこれらの事業体からなる。重要な影響力とは、すなわち、投資先の財務および営業の方針の意思決定に参加するパワーであるが、これらの事業体に対しては支配も共同支配も持たないものをいう。

子会社、関連会社およびジョイント・ベンチャーへの株式投資は取得原価で測定する。費用は、計上の理由が取得できない場合に戻入される減損損失で調整する。戻入で生じる帳簿価格は取得原価を上回ることはない。

エネル・エスピーエーに係る損失が、投資の帳簿価格を上回り、当社が非投資会社としての法的または推定債務を履行する義務を有する、もしくは損失を補てんする事象がある場合、帳簿価格の超過金額は、リスクおよび手数料引当金として負債で認識される。

経済的実質のない、共同統制の下での事業体への投資を処分する場合、投資の帳簿価格および受領対価の差額は資本で認識する。

外貨換算

機能通貨以外の外貨建取引は、各取引日における実勢為替レートを用いて認識される。機能通貨以外の外貨建の貨幣性資産および負債は、後に期末の為替レート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および負債は、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および負債は、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。

関連する資産の当初認識、非貨幣資産の認識の中止に係る費用または収益（またはその一部）、または前渡・前受対価に関連する非貨幣負債に使用する直物為替レートを決定する際において、取引日とは前渡・前受対価に関連する非貨幣資産または非貨幣負債を当社が当初認識した日付である。

前払または前受が複数回の場合、当社は前払または前受ごとに取引日を決定するものとする。

公正価値測定

国際会計基準で義務付けまたは求められているすべての公正価値測定および公正価値の開示について、当社はIFRS第13号を適用する。

公正価値は、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、また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。

公正価値測定では、資産の売却または負債の移転取引が、当該資産または負債の主要市場、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また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。

資産また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または負債の価格設定に使用すると考えられる仮定を用いて測定される。市場参加者は、当該資産または負債の取引を行うことができる独立し、かつ知識があり、取引を行う動機はあるが、取引を行うことを強制もされず、やむなく取引を行うわけではない売り手と買い手である。

公正価値を測定する際に、当社は、資産または負債の特に以下の特徴を考慮に入れる。

- **非金融資産については、公正価値測定の際には、市場参加者が当該資産を最有効使用することによって、または当該資産を最有効使用する他の市場参加者に売却することによって、経済的便益を生み出す能力を考慮に入れる。**
- **負債および自己資本調達手段については、公正価値は、とりわけ当社自身の信用リスクを含めた、不履行リスク、すなわち当社が義務を履行しないリスクの影響を反映する。**
- **市場リスクまた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企業の正味エクスポージャーで管理される金融資産およ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。**

資産および負債の公正価値の測定の際に、当社は、その状況に適合し、かつ十分なデータが利用可能な評価技法を、該当する観察可能なインプットの使用を最大化し、観察可能でないインプットの使用を最小化して使用する。

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および、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。かかる取得原価には、当該資産を意図した方法で必要な場所および状態に置くことに直接起因するコストが含まれる。

資産の一部の交換に要したコストにつき、将来の経済的便益が当社に流入する可能性が高く、さらに当該項目に係るコストが信頼性をもって測定可能な場合、当該取得後コストは、資産の帳簿価額の増加として認識される。他のすべてのコストは、発生時に損益で認識される。

有形固定資産の残存価額控除後の額は、見積耐用年数にわたり定額法で減価償却され、当該年数は毎年見直され、適宜将来に向けて調整される。資産が使用可能となった時点で減価償却が開始される。

有形固定資産の主要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	**契約期間また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

土地は耐用年数が無期限であるため、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）またはその使用もしくは処分からの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、契約がリースまた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日以降に締結または変更された契約については、当社は、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対価と交換に移転する場合に満たされる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またはリースを含むものであったかどうかを決定した。

当社は、リース構成要素および1つまたは複数の追加的なリース構成要素または非リース構成要素を含む契約の開始または変更の時点で、それぞれのリース構成要素の単独の相対的価格に基づいて当該構成要素に契約における対価を配分する。

リースの開始日（すなわち、原資産が使用可能となる日）に、当社は使用権資産およ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リース賃借人の権利を表し、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、発生した当初の直接費ならびに原資産の解体・除去および原資産または敷地の現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、リース開始日のリース賃借人の追加借入利子率を用いる。
指数また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または条件が発生した期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ヵ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、原資産の金額が重大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、印刷機器およびコピー機器）などの少額とみなされるリースを有している。短期リースおよ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」の定義を満たさない使用権資産を「有形固定資産」において、および、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、および、使用権資産の減価償却費を「減価償却費、償却費および減損損失」の下で区分して表示している。

無形資産

無形資産は、企業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、関連するコストを信頼性をもって決定することができる場合に、その取得原価または内部開発費によって測定される。
これらの費用には、当該資産を意図した利用のために準備するのに必要な、直接起因する費用も含まれる。
開発費は、当社が無形資産の完成の技術上の実行可能性、ならびに当社が資産を使用または売却するためにそれを完成する意図、能力および資源を有することを合理的に立証できる場合にのみ、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ある無形資産は、償却累計額および減損損失累計額控除後の金額で計上される。
償却額は、当該項目の見積り耐用年数にわたり定額法で計算され、耐用年数については少なくとも年に一度は見直しが行われ、償却方針の変更は将来に向けて反映される。資産が使用可能となった時点で償却が開始される。
このため、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1回行われる。
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、当社が所有しており3年から5年の間の見積耐用年数を有するアプリケーション・ソフトウェアによって構成されている。
無形資産は、その処分の時点（受領側が支配を取得した日）またはその使用もしくは処分からの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差益または差損は、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収入と認識が中止された資産の正味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している。

耐用年数が確定できない無形資産および未だ使用可能でない無形資産は、毎年、あるいは減損の兆候がある場合はそれ以上の頻度で減損テストの対象となる。

かかる兆候が存在する場合には、当グループの最新の事業計画に従った関係するそれぞれの資産の使用および将来の処分に基づいてその回収可能価額が見積もられる。回収可能価額の見積りの詳細については、「見積りの使用」の項を参照。

回収可能価額は、資産が他の資産または資産グループから概ね独立した当社へのキャッシュ・フローを生成する能力を有しない場合を除いて、個々の資産に関して計算される。

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、損益の「減価償却費、償却費および減損損失」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存在しなくなった場合には、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または償却控除後の帳簿価額を超えない範囲で、「減価償却費、償却費および減損損失」で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されない。

金融商品

金融商品とは、一方の企業に金融資産を生じさせ、もう一方の企業に金融負債または資本性金融商品を生じさせる契約であり、IAS第32号およびIFRS第9号に従って、認識・測定される。

金融資産または金融負債は、当社が当該商品の契約上の条項の当事者となった際（取引日）にのみ認識される。

IFRS第15号の適用範囲の顧客との契約から生じる売掛金は、当該売掛金が重要な金融要素を含有していない場合、または当社が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、損益を通じて公正価値で測定されない金融資産の場合には、公正価値に取引価格を加えた額で当初測定する。

金融資産は、当初認識時に、当社のビジネス・モデルおよ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および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。

この目的上、その商品により元本およ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テストとよばれており、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・フローを創出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、またはその両方によるものであるのかについて決定する。

事後の測定の目的上、金融資産は4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）

＞　累積損益のリサイクルのある、OCIを通じて公正価値で測定される金融資産（負債性金融商品）

＞　認識中止時の累積損益のリサイクルのない、OCIを通じた公正価値での測定が指定される金融資産（資本性金融商品）、および
＞　純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

償却原価で測定した金融資産

この区分は、主に売掛金、その他の債権および金融債権が含まれる。
償却原価で測定される金融資産は、その目的が契約上のキャッシュ・フローを回収するため金融資産を保有し、契約条件により、特定の日において、元本および元本残高に対する利息のみの支払にあたるキャッシュ・フローが生じるビジネス・モデル内で保有される。
こうした資産は、取引価格について調整された公正価値で当初認識され、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。
損益は、資産が認識中止、修正または減損された場合、利益または損失において認識される。

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

この区分は、当初認識時にこの区分に取消不能の指定をされた非上場事業体に対する株式投資が主に含まれる。
これらの金融資産の損益は、決して損益にリサイクルされることはない。当社は、資本内の累積利益または累積損失を移転することができる。
OCIを通じた公正価値での測定が指定された資本性金融商品は、減損評価の対象とはならない。
これらの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、利益また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た金融資産

この区分には、有価証券、他社への株式投資、売買目的で保有されるファンドに対する金融投資および当初認識時に純損益を通じた公正価値での測定が指定された金融資産が主に含まれる。
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およ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
＞　主に短期での売却または再購入目的で取得または発生した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、また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された負債性金融商品
＞　売買目的で保有される、または有効なヘッジ手段として指定された区分されたデリバティブ（組込デリバティブを含む）
こうした金融資産は公正価値で当初認識され、公正価値の変動からの事後の利得および損失は純損益に認識される。
この区分は、当社がOCIを通じて公正価値で測定す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、支払の権利が決定された際に、損益計算書において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

各報告日の終了時点において、当社は、償却原価で測定される売掛金およ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、契約資産ならびに範疇に含まれるすべ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号に従い、2018年1月1日付で、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。本質的には、新たなモデルは以下のことを定めている。

＞　すべての金融資産に単一の枠組みを適用する。

＞　継続的に予想信用損失を認識し、金融商品の信用リスクの変動を反映させるため、各報告期間の末日の当該損失額を見直す。

＞　過度の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き、予想損失を測定する。

売掛金、契約資産およびリース債権（重要な金融要素を含有するものを含む）については、当社は簡便化アプローチを採用し、通常12ヵ月に等しい債権の全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。

売掛金、契約資産およびリース債権以外のすべての金融資産については、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。こうしたアプローチに基づき、金融資産に対する損失引当金は、それらの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、将来予測的なインプットも含めたすべ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。

報告日時点において、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ヵ月の予想信用損失に等しい額でそれらの金融資産に対する損失引当金を測定する。

前回の報告日において全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ついては、信用リスク状態の著しい増大にあたらなくなった場合に、当社は今後12ヵ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（または戻入）額を、減損利得または減損損失として、純損益において認識する。

現金および現金同等物

この区分には、要求払預金、またはごく短期のうちに換金可能な預金、ならびに容易に一定の金額の換金が可能であり、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。

償却原価で計上される金融負債

この区分には、主に借入金、買掛金、ファイナンス・リースおよび負債性金融商品が含まれる。

デリバティブを除く金融負債は、当社が金融商品の契約条項当事者となる時点で認識され、直接帰属する取引費用に関する調整を加えた後の公正価値により当初測定される。その後、金融負債は実効金利法を用いた償却原価で測定される。

純損益を通じて公正価値で測定された金融負債

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および当初認識時に純損益を通じた公正価値での測定が指定された金融負債を含む。

金融負債は、短期間において再購入する目的で発生した場合に売買目的保有と分類される。この区分には、当社が締結したデリバティブ金融商品で、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の損益は、純損益において認識される。

当初認識時に損益を通じた公正価値での測定が指定される金融負債は、IFRS第9号の基準が満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、公正価値変動額のうち自己の信用リスクに起因する部分はその他の包括利益において認識される。

当社が、当初認識時に損益を通じて公正価値で測定す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。

金融資産およ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。

＞　資産に伴うキャッシュ・フローを受領する契約上の権利が消滅すること。

＞　当社が、資産に伴うリスクおよび経済価値の実質的全部を譲渡すること、資産のキャッシュ・フローを受領する権利を譲渡すること、または、IFRS第9号の下で定められた要件を満たす契約に基づいて1もしく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を負うこと（「パス・スルー契約」）。

＞　当社が資産に伴うリスクおよび経済価値の実質的全部を譲渡したものではなくまたはこれを保持したものであるが、資産に対する支配を移転したものであること。

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た、免除されたまた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による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、また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し新たな負債を認識するものとして取り扱われる。それぞれの帳簿価額の差額は、利益または損失において認識される。

デリバティブ金融商品

デリバティブは、次のような金融商品またはその他の契約である。

＞　その価値が、金利、商品もしくは有価証券の価格、為替レート、価格もしくはレートの指数、債権の格付、またはその他の変数等の基礎となる変数の変動に対応して変動する。

＞　当初の純投資を必要としないか、また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。

＞　将来日に決済される。

デリバティブ商品は、公正価値が正か負かに応じて金融資産また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、損益を通じて公正価値で測定される。

ヘッジ会計の詳細については、注記33.1「ヘッジ会計」を参照。

すべての売買目的保有デリバティブは、流動資産または流動負債に計上される。

売買目的保有ではないが、ヘッジ会計および有効なヘッジ手段の要件を満たさないことから損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日およ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、流動または非流動に分類される。

金融資産と金融負債の相殺

当社は、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺する。

＞　認識された当該金額を相殺する法的効力がある権利を有し、かつ

＞　純額で決済する意図、また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

従業員給付

確定給付制度または雇用期間中に発生したその他の長期給付に関連して退職時または雇用終了後に支払われる従業員給付に関する負債は、財政状態計算書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。当該通貨でみて優良社債の取引高が少ない場合、対応する国債利回りを利用する。

当該負債は、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。これらの評価は独立の年金数理人によって実施されている。

制度資産の価値が関連する確定給付債務の現在価値を上回った場合、超過額は資産として認識される（適用される上限額まで）。

確定給付制度の負債（資産）に関しては、負債の測定に係る数理計算上の差異、制度資産の運用益（関連する利息収益控除後）および資産上限の影響（関連する利息収益控除後）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差異は、純損益を通じて認識される。

現行の確定給付制度の変更または新制度の導入の場合には、過去勤務費用は直ちに損益に認識される。

従業員はまた、確定拠出制度にも加入しており、当社はこの制度の下で、別個の事業体（基金）に固定拠出金を支払い、基金がすべての従業員に当年度およ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十分な資産を保有していない場合でも、当社はこれ以上の拠出金を支払う法的義務も推定的義務も負わない。このような制度は、通常、従業員退職後の年金給付を補完することを目的としている。関連する費用は、期間中に支払った拠出金の額に基づいて、損益計算書上で認識される。

解雇給付

雇用関係の早期解消に対して従業員に支払うべき給付金に係る負債は、当社の決定またはこうした給付金と引換えに任意退職を受け入れる従業員の決定のいずれの結果であっても、以下の日付のうちいずれか早い時点で認識される。

＞　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号の適用範囲内で、解雇給付の支払いが含まれるリストラクチャリング費用を認識した時点

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増額を表している場合、それに伴う負債はその種類の給付について定めている規則に従って測定される。この他の場合、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ヵ月以内に決済されると見込まれる場合には、企業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ヵ月以内に全額が決済されることは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。

リスクおよび費用に対する引当金

報告期間末現在、過去の事象の結果として法的債務また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、およ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、時間的要因に関する現在価値の定期的調整額は金融費用として認識する。

当社が補償金の一部また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される。

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。

契約上の義務を履行するための不可避的なコストが当該契約により受け取ると見込まれる経済的便益を上回る契約（不利な契約）の場合、当社は、義務を履行するコストが契約により受取りが見込まれる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また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、当該変更が生じた期間の損益計算書において認識される。

顧客との契約から生じる収益

当社は、約束した財またはサービスの顧客への移転を、当該財またはサービスと交換に権利を得ると当社が見込んでいる対価を反映する金額で誠実に表示するように顧客との契約から生じる収益を認識する。

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この基本原則を適用する。

＞　顧客との契約の識別（ステップ1）。

＞　契約の履行義務の識別（ステップ2）。

＞　取引価格の算定（ステップ3）。

＞　取引価格の分配（ステップ4）。

＞　収益の認識（ステップ5）。

当社は、顧客が財またはサービスの支配を取得した時点となる、各履行義務が約束された財またはサービスの顧客への移転により充足された時点で（または充足されるにつれて）収益を認識する。

デリバティブから生じた金融収益および金融費用

デリバティブから生じた金融収益および金融費用には、以下が含まれる。

- **＞　損益を通じて公正価値で評価される金利リスクおよび為替リスクに係るデリバティブから生じた収益および費用**
- **＞　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および費用**
- **＞　金利リスクおよび為替リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益および費用**

その他の金融収益および費用

償却原価で測定されるすべての金融資産および金融負債ならびにその他の包括利益を通じた公正価値での測定に分類される利付金融資産について、受取利息と支払利息は実効金利法を用いて計上される。実効金利は、当該金融商品の期間または適切な場合にはそれよりも短い期間にわたって見積もられた将来の現金支払または現金受領を、当該金融資産または金融負債の正味帳簿価額に正確に割り引く利率である。

利息収益は、経済的便益が当社にもたらされる可能性が高く、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。

その他の金融収益および費用には、デリバティブ以外の金融商品の公正価値の変動も含まれる。

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。

当社の株主に対する未払配当金および未払中間配当金は、それぞれ株主総会およ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。

法人税等

当期法人税等

各期の法人税は、中間納付額を控除した「未払法人税」または還付残高が存在する場合は「未収税金」として認識され、課税所得額の見積りを用いて、適用される規則に基づき算定される。

特に、かかる未払金および未収金は、課税所得額が発生した国において報告期間末時点までに施行されているまたは実質的に施行されている税率および税法を使用して算定される。

当期法人税等は、資本で認識された損益以外で認識された当期法人税等を除き、損益において認識される。

繰延税金

繰延税金負債および資産は、財務書類上の資産および負債の帳簿価額と、税務上認識される対応する金額との間の一時差異について、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また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、すべての将来加算一時差異について認識されるが、繰延税金負債がのれんの当初認識から、または子会社、関連会社および共同支配の取り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発生する場合、当社が一時差異の解消の時期を操作でき、当該一時差異が近い将来には解消されない可能性が高い場合は除く。

繰延税金資産は、すべての将来減算一時差異、未使用税額控除の繰越および未使用の税務上の繰越欠損金に対して、回収可能性が高い場合、すなわち当該資産を回収するのに十分な将来課税所得を企業が予想する場合に認識される。

繰延税金資産の回収可能性は期末ごとに見直しされる。

未認識繰延税金資産は各報告日において再評価され、将来の課税所得により繰延税金資産が回収される可能性が高くなった範囲で認識される。

繰延税金は、資本で認識された損益以外で認識された繰延税額を除き、損益において認識される。

繰延税金資産および繰延税金負債は、同一の税務当局による課税に関する当期未払税金負債と相殺する法的に強制可能な権利が存在する場合に、戻入時に相殺される。

法人所得税務処理に関する不確実性

「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／繰延税金資産または未払／繰延税金負債を認識および測定する。

逆に、法人所得税務処理に関する不確実性が存在する場合には、より正確に不確実性のある税務処理の解決を予測する方法で不確実性を反映する必要がある。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、それぞれの不確実性のある税務処理を別々に考慮するか、1件また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、およ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すべての関連する情報について十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。税務当局が不確実性のある税務処理を容認する可能性が高くないものと当社が結論付けた場合には、当社は、期待値また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を用いて当期および未払税金ならびに繰延税金の計上に不確実性の影響を反映する。

当社は、法人所得税務処理に関する不確実性を特定する際に重要な判断を適用しており、事実または状況に変化があり、税務処理の容認可能性もしくは不確実性の影響についての見積またはその両方についての結論を変える可能性がある場合には、行った判断および見積を再評価している。

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満たすことから、当社は、当期税金負債／資産または繰延税金負債／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 最近の会計基準

当社は、2019年1月1日より効力を発した以下の基準、解釈指針および改訂を適用した。

＞ **2016年1月に公表された「IFRS第16号－*リース*」は、「IAS第17号－リース」、「IFRIC第4号－契約にリースが含まれているか否かの判断」、「SIC第15号オペレーティング・リース－インセンティブ」およびSIC第27号「リースの法形式を伴う取引の実質の評価」に置き換わるものである。**

同基準は、リースの認識、測定、表示および開示についての原則を定義し、IAS第17号におけるファイナンス・リースの会計処理と同様に、すべてのリースを単一のオン・バランスシートモデルで会計処理することをリース賃借人に求めている。

＞ **2018年2月に公表された「IAS第19号の改訂－*制度改訂、縮小または清算*」。**

この改訂は、年次報告期間中に確定給付制度の改定、縮小または清算が発生する場合に、当該年次報告期間の残りに関して企業が以下を決定しなければならないと規定している。

－　正味確定給付制度債務（資産）の再計算に使用された年金数理上の仮定を用いた当期の勤務費用

－　再計算された正味確定給付制度債務（資産）および再計算に使用された割引率を用いた正味利息費用

当該改訂は、過去勤務費用（または清算時の利益／損失）が、事後的に決定され、通常はその他の包括利益（OCI）で認識されるアセット・シーリングの影響を無視して計算されることも明確にしている。この変更は、制度改訂、縮小または清算を伴わない「重要な市場変動」の会計処理は取り上げていない。

当該改訂の適用はこれらの個別財務書類に影響を与えなかった。

＞ **2017年6月に公表された「IFRIC第23号－*法人所得税務処理に関する不確実性*」。この解釈指針は、法人所得税務処理に関する不確実性が存在する場合に、IAS第12号の認識および測定の要件をどのように適用するかを明確化している。**

当該改訂の適用はこれらの個別財務書類に影響を与えなかった。

＞ **「IAS第12号－*法人所得税*」：この改訂は、企業が配当金支払の負債を認識する際の法人所得税影響額が、所有者に対する分配よりも配当可能利益を発生させた過去の取引または事象と強く結び付けられることを明確化している。そのため、損益、配当金の関連する法人所得税影響額は、企業が当該の過去の取引または事象をどこで当初認識したかに従って、損益計算書、その他の包括利益または資本で認識される。**

3.1　会計方針および開示の変更

「IFRS第16号－リース」の適用

移行開示

当社は、2019年1月1日を初度適用日として、修正遡及法を用いる「IFRS第16号－リース」を採用した。この方法に基づきでは、基準は遡及的に適用され、IFRS第16号の適用開始の累積的影響は初度適用日の時点で認識される。したがって、（2018年度の）比較情報は修正再表示されておらず、IAS第17号および関連する解釈指針に基づいて従来報告されたとおり表示されている。加えて、IFRS第16号の開示要件は比較情報に適用されていない。

当社は、IFRS第16号への移行にあたって、2019年1月1日の時点で契約がリースまたはリースを含むものであるかどうかを再評価しない移行の実務上の便法を用いることを選択した。そのため、当社は、IAS第17号およびIFRIC第4号を適用してそれまでリースとして識別されていた契約のみに初度適用日の時点で同基準を適用した。

当社は、移行の際に以下のとおりとした。

- **それまでIAS第17号に基づいてファイナンス・リースとして分類されていたリースに関して認識されていた資産および負債の帳簿価額を初度適用日の時点で変更しない。**
- **その金額が重大でないと考えられ、移行時に調整を行うことを要求されない少額資産のリースを除いて、それまでIAS第17号を適用してオペレーティング・リースに分類されていたリースの使用権資産およびリース負債を認識する。当社は、初度適用日における使用権資産を、初度適用日の直前の財政状態計算書で認識された当該リースに関連した前払または未払の支払リース料で調整したリース負債と同額で主に認識した。リース負債は、2019年1月1日時点での当社の追加借入利子率を用いて割り引いた残存支払リース料の現在価値に基づいて認識された。**

当社は、それまでIAS第17号に基づいてオペレーティング・リースに分類されていたリースにIFRS第16号を適用する際に、次の実務上の便法を用いた。

- **当社が初度適用日直前にIAS第37号を適用して行っていたリースが不利なものかどうかに関する評価に依拠し、初度適用日の直前に認識されていた不利なリースに関する引当金の額によって、初度適用日現在の使用権資産を調整した。**
- **初度適用日後12ヵ月以内に終了するリース期間を有するリースに、短期リースの例外を適用した。**
- **金額が重大であるとは見込まれない契約に少額資産の例外を適用した。**
- **特に、延長または解約のオプションが含まれる契約のリース期間を決定するために、事後的判断を用いた。**

IFRS第16号の新たな規定の影響を受けた最も重要な事例は、主に建物および自動車に関連する使用権に関係している。

新たな基準の適用は重大な影響を与えなかった。

損益計算書の情報

注記4 収益

4.a　販売およびサービスからの収益 - *104百万ユーロ*

販売およびサービスからの収益の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2019年	2018年	増減
販売およびサービスからの収益			
グループ会社	104	38	66
グループ以外の取引相手	-	-	-
販売およびサービスからの収益合計	**104**	**38**	**66**

販売およびサービスからの収益は、当社の管理および取り纏め機能の範疇におさまる子会社に提供したサービス、ならびに子会社に関連して発生する様々な性質の費用の請求に起因する。
増加は主に管理手数料からの収益の増加16百万ユーロおよび多数の子会社に有利だった2018年度における調整に起因している。
販売およびサービスからの収益の地理的内訳は以下の通り。

＞　**イタリアで70百万ユーロ（2018年は34 百万ユーロ）**

＞　**EUで17百万ユーロ（2018年はマイナス4百万ユーロ）**

＞　**EU以外のヨーロッパで2百万ユーロ（2018年は3百万ユーロ）**

＞　**その他の国で15百万ユーロ（2018年は5百万ユーロ）**

4.b　その他の収益および収入 - *10百万ユーロ*

その他の収益および収入は、当年度および前年度とも主に出向社員に関連する。

注記5 営業費用

5.a サービス、リースおよび賃借料 - *150百万ユーロ*

サービス、リースおよび賃借料の内訳は以下の通り

百万ユーロ

	2019年	2018年	増減
サービス	140	116	24
リースおよび賃借料	10	11	(1)
サービス、リースおよび賃借料	**150**	**127**	**23**

サービス手数料は、第三者から受領したサービス手数料の64百万ユーロ（2018年は53百万ユーロ）およびグループ会社から受領したサービス手数料の76百万ユーロ（2018年は63百万ユーロ）である。
第三者から受領したサービス手数料の前年比11百万ユーロの増加は、主に2018年に過去の期の取引を決済する非流動項目が認識された影響を反映している。
主にITサポートサービス、管理サービスおよび人的サービスを計上しているグループ会社から受領したサービス手数料は、13百万ユーロ増加した。この増加は、管理サービス（15百万ユーロ）、システムおよびアプリケーション・サービス（9百万ユーロ）の費用の増加が各種サービスの費用（9百万ユーロ）および電話サービスの費用（2百万ユーロ）の減少によって相殺されたことに起因している。
リースおよび賃貸料の費用は、主に子会社のエネル・イタリア・エスピーエーからの資産の貸借によるものである。
「IFRS第16号－リース」の適用は、エネル・エスピーエーの決算に重大な影響を与えなかった。

5.b 人件費 - *111百万ユーロ*

人件費の内訳は以下の通り

百万ユーロ

	注記	2019年	2018年	増減
賃金および給与		66	68	(2)
社会保障費		22	22	-
退職後給付	24	6	6	-
その他の長期給付	24	7	5	2
その他費用および奨励給制	25	10	8	2
人件費合計		**111**	**109**	**2**

次の表は、職階別平均従業員数の前年比較および2019年12月31日現在の従業員数を示したものである。

	平均数			従業員数
	2019年	2018年	増減	2019年12月31日
シニア・マネージャー	146	148	(2)	144
ミドル・マネージャー	345	354	(9)	367
事務職	250	270	(20)	240
合計	**741**	**772**	**(31)**	**751**

5.c 減価償却費、償却費および減損損失 - *235百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年	2018年	増減
減価償却費	5	4	1
償却費	22	13	9
減損損失	211	55	156
減損損失の戻入	3	403	(400)
減価償却費、償却費および減損損失合計	**235**	**(331)**	**566**

減価償却費および償却費は前年比10百万ユーロの増加となったが、これは主に、年度を通じた投資により工業特許および知的財産権の平均資産が増加したことを反映している。
減損損失は、子会社イーディストリブティエ・バナト・エスエー（132百万ユーロ）、エネル・ロシア・ピージェーエスシー（70百万ユーロ）およびエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー（9百万ユーロ）への投資の評価減に関連するものである。減損損失の戻入は、子会社エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーの価額の戻入（3百万ユーロ）に関連している。2018年の減損の戻入では、スロベンスケ・エレクトラーネへの投資の価額の再決定を受けたエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーへの投資の価額の403百万ユーロの書き戻しが報告された。

減損損失を決定する際に使用した条件の詳細については、以下の注記13「株式投資」を参照。

5.d その他の営業費用 - *0百万ユーロ*

その他の営業費用は前年度に39百万ユーロ減少し、これは主に、訴訟引当金の戻入（14百万ユーロ）および前年度に過年度項目の決済が反映されていたその他の営業費用の諸経費の消去（6百万ユーロ）を反映している。

注記6 株式投資から生じた収益 - *5,548百万ユーロ*

株式投資から生じた収益は、子会社および関連会社が承認した配当および中間配当金5,547百万ユーロと、その他の事業体が承認した配当および中間配当金1百万ユーロによる。

百万ユーロ

	2019年	2018年	**増減**
子会社および関連会社からの配当金	**5,547**	**3,556**	**1,991**
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	245	229	16
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	1,507	949	558
エネル・ファクター・エスピーエー	-	2	(2)
エネル・イタリア・エスピーエー	15	16	(1)
エネル・エネルギア・エスピーエー	1,698	792	906
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	75	100	(25)
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	237	557	(320)
エネル・イベリア・エスエルユー	1,245	486	759
エネル・アメリカス・エスエー	270	162	108
エネル・チリ・エスエー	175	157	18
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル	-	2	(2)
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイ	-	66	(66)
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	41	37	4
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	39	-	39
シーイーエスアイ・エスピーエー	-	1	(1)
その他企業からの配当金	**1**	**11**	**(10)**
エミッテンティ・ティオリ・エスピーエー	-	10	(10)
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	1	1	-
株式投資から生じた収益合計	**5,548**	**3,567**	**1,981**

注記7 デリバティブから生じた純金融収益／（費用） - *78百万ユーロ*

内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2019年	2018年	増減
デリバティブから生じた収益：			
－グループ会社の代表として	**661**	**1,420**	**(759)**
－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	661	1,420	(759)
－エネル・エスピーエーの代表として	**342**	**206**	**136**
－公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	-	18	(18)
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	208	166	42
－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	134	22	112
デリバティブから生じた収益合計	**1,003**	**1,626**	**(623)**
デリバティブ費用：			
－グループ会社の代表として	**666**	**1,414**	**(748)**
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する費用	666	1,414	(748)
－エネル・エスピーエーの代表として	**259**	**167**	**92**
－公正価値ヘッジ・デリバティブに関する費用	-	18	(18)
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する費用	77	121	(44)
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する費用	182	28	154
デリバティブ費用合計	**925**	**1,581**	**(656)**
デリバティブから生じた金融収益／（金融費用）の合計	**78**	**45**	**33**

デリバティブから生じた純金融収益は主に、エネル・エスピーエーの代理として執行したデリバティブの純金融収益を表す。
前年比の改善は、主にエネル・エスピーエーの代理として金利および為替両方で執行したキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する純収益の増加（86 百万ユーロ）が、損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する純金融費用の増加（42百万ユーロ）によって一部相殺されたことによる。

デリバティブの詳細については、注記31「金融商品」および注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

注記8　その他の純金融収益/（費用）- *(502）百万ユーロ*

内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2019年	2018年	増減
その他の金融収益			
受取利息			
非流動金融資産からの受取利息	10	3	7
流動金融資産からの受取利息	3	16	(13)
合計	**13**	**19**	**(6)**
為替換算差益	4	28	(24)
公正価値ヘッジにより生じる収入-ヘッジ後調整	1	4	(3)
その他	255	269	(14)
その他の金融収益合計	**273**	**320**	**(47)**
その他の金融費用			
利息費用			
銀行借入金の支払利息	21	32	(11)
社債利息	493	549	(56)
その他の借入金の支払利息	133	85	48
合計	**647**	**666**	**(19)**
為替換算差損	121	65	56
確定給付制度およびその他の長期従業員給付に関する利息費用	3	3	-
その他	4	34	(30)
その他の金融費用合計	**775**	**768**	**7**
その他の純金融収益/（費用）合計	**(502)**	**(448)**	**(54)**

その他の純金融費用は、主に、金融債務の支払利息647百万ユーロおよび負の為替換算差損121百万ユーロがその他の金融収益255百万ユーロならびに流動および非流動金融資産の受取利息合計13百万ユーロによって一部相殺されたことを反映している。
純金融費用の増加は、主に為替換算差益の減少（24百万ユーロ）および流動金融資産の受取利息の減少（13百万ユーロ）に起因するものであった。

注記9 法人税等 - *（50）百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年	2018年	増減
当期法人税	(60)	(189)	129
繰延税金収益	6	4	2
繰延税金費用	4	1	3
法人税等合計	**(50)**	**(184)**	**134**

2019年の法人税税等は債務額50百万ユーロとなった。これは主に、法人税法（統一法人税規定第96条）に従い、子会社から取得した配当金の95%の益金不算入およびグループに対するエネル・エスピーエーの利息費用の損金算入により、法人税（IRES）の課税ベースが税引前利益と比較し減少したことに起因する。前年比の134百万ユーロの変化は主に、前期における非経常的項目の認識、すなわち、破棄院の2件の有利な判決を受けた1996年および1997年の法人税等の還付（IRPEGおよびILOR）90百万ユーロの認識によるものである。

以下は、理論上の税率と実効税率との調整表である。

百万ユーロ

	2019年	%率	2018年	%率
税引前利益	4,742		3,272	
理論上の法人税等（IRES）	**1,138**	**24.0%**	**785**	**24.0%**
税額減少：				
－株式投資の配当金、受領済	(1,265)	-26.7%	(799)	-24.4%
－株式投資の配当金、未受領	(7)	-0.1%	(14)	-0.4%
－引当金の使用	(16)	-0.3%	(14)	-0.4%
－前年度の評価減	-	-	(97)	-3.0%
－その他	-	-	(2)	-0.1%
税額増加：				
－当期評価損/（戻入）	50	1.1%	13	0.4%
－引当金繰入額	9	0.2%	13	0.4%
－前年度の費用	1	-	7	0.2%
－その他	7	0.1%	9	0.3%
当期法人税等（IRES）合計	**(83)**	**-1.8%**	**(99)**	**-3.0%**
イタリア地方法人税	**-**	**-**	**-**	**-**
外国税	**2**	**-**	**-**	**-**
前年度からの法人税見積りとの差額	**(5)**	**-0.1%**	**(111)**	**-3.4%**
外国の持株による配当金の源泉徴収確定額	**26**	**0.5%**	**21**	**0.6%**
繰延税額合計	**10**	**0.2%**	**5**	**0.2%**
－税率の変更による影響	-		-	
－当年度の増減	*12*		*5*	
－前年度見積もりとの差額	*(2)*		-	
法人税等合計	**(50)**	**-1.1%**	**(184)**	**-5.6%**

財政状態計算書の情報

資産

注記10　有形固定資産 - *10百万ユーロ*

2018年および2019年の有形固定資産の増減は以下の表の通り。

百万ユーロ	土地	建物	設備および機械	産業および商業設備	その他の資産	建物付属設備	建設仮勘定および前渡金	合計
取得原価	1	3	3	5	24	41	-	77
減価償却費の累計額	-	(2)	(3)	(5)	(20)	(37)	-	(67)
2017年12月31日現在残高	**1**	**1**	**-**	**-**	**4**	**4**	**-**	**10**
資本的支出	-	-	-	-	2	-	1	3
減価償却費	-	-	-	-	(1)	(3)	-	(4)
増減額合計	-	-	-	-	1	(3)	1	**(1)**
取得原価	1	3	3	5	26	41	1	80
減価償却費の累計額	-	(2)	(3)	(5)	(21)	(40)	-	(71)
2018年12月31日現在残高	1	1	-	-	5	1	1	**9**
2019年1月1日現在のIFRS第16号	-	2	-	-	1	-	-	3
資本的支出	-	-	-	-	-	-	-	-
減価償却費	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(2)
増減額合計	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**-**	**1**
取得原価	1	5	3	5	27	41	1	83
減価償却費の累計額	-	(2)	(3)	(5)	(22)	(41)	-	(73)
2019年12月31日現在残高	**1**	**3**	**-**	**-**	**5**	**-**	**1**	**10**

有形固定資産は前年比1百万ユーロ増加し、10百万ユーロとなった。これは、IFRS第16号の適用の影響と同期中の減価償却費とのプラスの差額に起因する。

2019年1月1日現在の建物およびその他の資産に対するIFRS第16号の適用の影響額は3百万ユーロとなった。
下表は、年度中の増減額を示す。

百万ユーロ	土地のリース	建物のリース	設備および機械のリース	工業用および商業用機器のリース	その他のリース資産	合計
2018年12月31日現在残高	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
2019年1月1日現在のIFRS第16号	**-**	2	-	-	1	3
減価償却費	**-**	-	-	-	(1)	(1)
2019年12月31日現在残高	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**	**2**

注記11　無形資産 - *67百万ユーロ*

無形資産のうち、有限の耐用年数を有する資産内訳は以下の通り。

百万ユーロ	工業特許および知的財産権	その他開発中の無形資産	合計
2017年12月31日現在残高	**31**	**-**	**31**
投資	14	17	31
増減額	(2)	-	(2)
資産の使用開始	-	-	-
償却費	(13)	-	(13)
増減額合計	**(1)**	**17**	**16**
2018年12月31日現在残高	**30**	**17**	**47**
投資	30	12	42
資産の使用開始	17	(17)	-
償却費	(22)	-	(22)
増減額合計	**25**	**(5)**	**20**
2019年12月31日現在残高	**55**	**12**	**67**

工業特許および知的財産権は55百万ユーロで、これは主にソフトウェアの購入で発生した費用およ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、該当資産の残存耐用期間（平均約3年）にわたり定額法で算出する。2019年に実施した投資のプラス残高（30百万ユーロ）、サービスを開始した資産（17百万ユーロ）および同期中に計上された償却費（22百万ユーロ）に起因し、前年比合計25百万ユーロの増加となった。投資は、既存のシステムへのソフトウェア・エボリューションおよび新規システム開発に関連する情報技術プロジェクトに関係しており、一方で、サービスを開始した資産は、主に持株会社機能、特に、管理、財務および統制、法務および総務、安全衛生、コミュニケーション、イノーバビリティおよび監査の業務プロセス、コンプライアンスおよび報告のコンピュータ化のためのデジタル開発プロジェクトに関連するものである。開発中のその他の無形資産は12百万ユーロとなり、サービスを開始した資産および同期中の投資のマイナスの差額により5百万ユーロ減少した。

注記12　繰延税金資産および負債 - *336百万ユーロおよび163百万ユーロ*

繰延税金資産および繰延税金負債の増減を計上期間の差で分類したものを以下に表す。

百万ユーロ	2018年12月31日	損益計算書に計上された増加/（減少）	資本に計上された増加/（減少）	その他の増減額	2019年12月31日
	合計				合計
繰延税金資産					
一時的差額の特性					
－減損損失ならびにリスクおよび費用に対する引当金	6	(3)	-	-	3
－デリバティブ	230	-	52	-	282
－増資の費用	-	-	-	-	-
－その他の項目	52	(2)	1	-	51
繰延税金資産合計	**288**	**(5)**	**53**	**-**	**336**
繰延税金負債					
一時的差額の特性					
－金融商品の測定	127	-	26	-	153
－その他の項目	6	4	-	-	10
繰延税金負債合計	**133**	**4**	**26**	**-**	**163**
相殺考慮後の純繰延税金（IRES）資産	**155**				**173**
相殺考慮後の純繰延税金（IRAP）負債	**-**				**-**

繰延税金資産は合計336百万ユーロとなり（2018年12月31日現在は288百万ユーロ）、前年比48百万ユーロの増加となった。これは主に、キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値測定に関する繰延税金資産の認識による。
繰延税金負債は、30百万ユーロの増加となる163百万ユーロで（2018年12月31日現在は133百万ユーロ）、これは主に、キャッシュ・フロー・ヘッジ手段の公正価値測定に関する繰延税金の認識による。
繰延税金資産および負債の金額は、IRESで24%の課税率で決定している。

注記13　株式投資 - *47,858百万ユーロ*

下表は、各投資につき、期首および期末の価値を含めた各投資の年間の増減額ならびに子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社およびその他企業への投資一覧を示す。

前へ　　次へ

百万ユーロ	当初費用	（評価減）/再評価	その他の増減額 -IFRIC 11 および IFRS 2	帳簿価額	保有率%	資本費補助および損失補填	買収/（処分）/（清算）/（返済）	新規費用/振替（+/-）/スピンオフ（+/-）	調整額	純増減額	当初費用	（評価減）/再評価	その他の増減額- IFRIC 11 および IFRS 2	帳簿価額	保有率%
	2018年12月31日								2019年中の増減額					2019年12月31日	
A) 子会社															
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	4,978	(667)	5	4,316	100.0	-	-	-	(9)	(9)	4,978	(676)	5	4,307	100.0
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	6,329	-	2	6,331	100.0	-	-	-	-	-	6,329	-	2	6,331	100.0
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	110	-	-	110	100.0	-	-	-	-	-	110	-	-	110	100.0
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	1,401	(208)	1	1,194	100.0	-	-	-	3	3	1,401	(205)	1	1,197	100.0
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	6,467	-	2	6,469	100.0	-	-	-	-	-	6,467	-	2	6,469	100.0
エネル・エックス・エスアールエル	523	-	-	523	100.0	65	-	-	-	65	588	-	-	588	100.0
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイ	4,497	(4,488)	-	9	100.0	-	-	-	-	-	4,497	(4,488)	-	9	100.0
エネルパワー・エスピーエー	189	(159)	-	30	100.0	-	-	-	-	-	189	(159)	-	30	100.0
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	11	-	-	11	100.0	5	-	-	-	5	16	-	-	16	100.0
エネル・エネルギア・エスピーエー	1,321	(8)	-	1,313	100.0	-	-	-	-	-	1,321	(8)	-	1,313	100.0
エネル・イベリア・エスエルユー	13,713	-	-	13,713	100.0	-	-	-	-	-	13,713	-	-	13,713	100.0
エネル・イタリア・エスピーエー	543	(41)	3	505	100.0	-	-	-	-	-	543	(41)	3	505	100.0
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	70	(54)	-	16	100.0	-	-	-	-	-	70	(54)	-	16	100.0
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル	22	-	-	22	100.0	20	-	-	-	20	42	-	-	42	100.0
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィー	599	-	-	599	25.0	-	-	-	-	-	599	-	-	599	25.0
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル	1,798	-	-	1,798	100.0	178	-	-	-	178	1,976	-	-	1,976	100.0
エネル・アメリカス・エスエー	2,822	-	-	2,822	51.8	-	2,017	-	-	2,017	4,839	-	-	4,839	57.3
エネル・チリ・エスエー	2,522	-	-	2,522	61.9	-	-	-	-	-	2,522	-	-	2,522	61.9
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	421	-	-	421	51.0	-	-	-	(132)	(132)	421	(132)	-	289	51.0
イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー	261	-	-	261	51.0	-	-	-	-	-	261	-	-	261	51.0
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー	952	-	-	952	78.0	-	-	-	-	-	952	-	-	952	78.0
エネル・エネルギー・ムンテニア・エスエー	330	-	-	330	78.0	-	-	-	-	-	330	-	-	330	78.0
エネル・エネルギア・エスエー	208	-	-	208	51.0	-	-	-	-	-	208	-	-	208	51.0
エネル・ルーマニア・エスエー	15	-	-	15	100.0	-	-	-	-	-	15	-	-	15	100.0
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	442	(40)	-	402	56.4	-	-	-	(70)	(70)	442	(110)	-	332	56.4
エネル・インシュランス・エヌヴィー	252	-	-	252	100.0	-	-	-	-	-	252	-	-	252	100.0
Vektör Enerji Üretim A[1]	-	-	-	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
エネル・グリーン・パワー・チリ・リミテッド	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエル	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
子会社合計	**50,796**	**(5,665)**	**13**	**45,144**		**268**	**2,017**	**-**	**(208)**	**2,077**	**53,081**	**(5,873)**	**13**	**47,221**	
B) ジョイント・ベンチャー															
オーペン・ファイバー・エスピーエー	490	-	-	490	50.0	66	-	-	-	66	556	-	-	556	50.0
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	41	-	-	41	49.5	-	-	-	-	-	41	-	-	41	49.5
ジョイント・ベンチャー合計	**531**	**-**	**-**	**531**		**66**	-	-	**-**	**66**	**597**	**-**	-	**597**	

百万ユーロ	当初費用	（評価減）/再評価	その他の増減額 -IFRIC 11 および IFRS 2	帳簿価額	保有率%	資本費補助および損失補填	買収/（処分）/（清算）/（返済）	新規費用/振替（+/-）/スピンオフ（+/-）	調整額	純増減額	当初費用	（評価減）/再評価	その他の増減額- IFRIC 11 および IFRS 2	帳簿価額	保有率%
	2018年12月31日								2019年中の増減額					2019年12月31日	
C) 関連会社							-	-							
シーイーエスアイ・エスピーエー	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7
関連会社合計	**23**	-	-	**23**		**-**	-	-	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
D) その他の企業															
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	5	12	-	17	11.1	-	-	-	-	-	5	12	-	17	11.1
レッド・セントロアメリカナ・デ・テェコミュニカシオネス・エスエー	-	-	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1
コンパニア・デ・トランスミッション・デル・メルコスル・エスエー	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
エルコガス・エスエー（清算手続中）	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4.3
イドゥロシシリア・エスピーエー	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0
その他の企業合計	**10**	**7**	**-**	**17**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**10**	**7**	-	**17**	
株式投資合計	**51,360**	**(5,658)**	**13**	**45,715**		**334**	**2,017**	**-**	**(208)**	**2,143**	**53,711**	**(5,866)**	**13**	**47,858**	

前へ　次へ

下表は、2019年の株式投資の増減を示す。

百万ユーロ	
増加	
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエルへの出資	178
エネル・エックス・エスアールエルの資本再構成	65
オーペン・ファイバー・エスピーエーへの出資	66
株式交換を通じたエネル・アメリカス・エスエーにおける持分の増加	443
エネル・アメリカス・エスエーの増資の引受	1,574
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエルの資本再構成	20
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルの資本再構成	5
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーへの投資の価額の書き戻し	3
増加額合計	**2,354**
減少	
エネル・ロシア・ピージェーエスシーの評価減	(70)
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーの評価減	(9)
イーディストリブティエ・バナト・エスエーの評価減	(132)
減少合計	**(211)**
純増減額	**2,143**

2019年、子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社およびその他の会社への投資価値は以下に記載した内容の結果として2,143百万ユーロ増加した。

＞ **2019年2月20日、子会社エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエルの子会社であり、北米における当グループの資金調達の必要性を満たす目的で設立されたエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシーへの出資のためのエネル・ホールディング・ファイナンス・エスエーへの178百万ユーロの出資。**

＞ **2019年5月27日、グループ会社間当座預金に基づく子会社エネル・エックス・エスアールエルに対する65百万ユーロの金融債権の免除による同社の資本再構成。**

＞ **2019年6月3日、CDPエクイティー・エスピーエーとのジョイント・ベンチャーであるオーペン・ファイバー・エスピーエーの事業計画の実施に必要な投資を支えるための同社への66百万ユーロの出資。**

＞ **2019年6月30日、その後の2019年10月1日に売却されたレフティンスカヤ・グレス石炭火力発電所に関して認識された減損を受けたエネル・ロシア・ピージェーエスシーへの投資の70百万ユーロの評価減。同発電所の処分は、より持続可能なビジネス・モデルの追求に基づくエネル・グループのグローバル成長戦略に完全に一致していた。**

＞ **チリの上場子会社であるエネル・アメリカス・エスエーの資本金の最大5%を取得するために2018年10月に金融機関と締結し、その時点で投資家に通知された2件の株式交換取引によるエネル・アメリカスにおける保有持分を51.8%から56.8%への増加。株式交換の条件に基づいて前述の普通株式およびADSに関して支払われた金額は、合計443百万ユーロとなった。**

＞ 2019年7月15日、エネル・アメリカスの第1回株主向け募集期間における優先取得権の行使を通じて、合計約1,531百万ユーロ相当（約17.2億ドル）の金額を支払った同社の10,639,088,791株の新規発行株式の引受。

＞ 第2回募集期間において約43百万ユーロ（約47.7百万ドル）相当の金額を支払ったエネル・アメリカスの追加の294,771,295株の新規発行株式の引受。これによって、第1回募集期間中に支払った金額と併せた支払総額は約1,574百万ユーロに増加した。この取引後のエネル・アメリカスにおけるエネルの持分は56.8%から57.26%に増加た。

＞ エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーへの投資の9百万ユーロの評価減。

＞ 2019年10月29日、グループ会社間当座預金に基づく子会社エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエルに対する20百万ユーロの金融債権の免除による同社の資本再構成。

＞ 2019年12月19日、グループ会社間当座預金に基づく子会社エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルに対する5百万ユーロの金融債権の免除による同社の資本再構成。

＞ 2019年12月31日、イーディストリブティエ・バナト・エスエーへの投資の132百万ユーロの評価減。

＞ エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーへの投資の価額の3百万ユーロの書き戻し。

IFRS第2号に従って、2019年度の長期インセンティブ制度に含まれている子会社への投資の価額は、特定の資本準備金で認識された当年度の資本構成要素の公正価値に対応する価額分増額された。間接子会社の従業員に対する資本性商品の授与である場合には、直接子会社への持分投資の価額が増額された。

下表は、エネル・ロシア・ピージェーエスシー、イーディストリブティエ・バナト・エスエーおよびエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーにおける投資持分の減損損失ならびにエネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーの減損損失の戻入を決定するために使用したこれまでの仮定を示す。

百万ユーロ	当初費用	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)	当初費用	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)
	2019年12月31日					2018年12月31日				
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	402	0.9%	12.8%	5年	一定成長／27年	442	1.8%	13.2%	5年	一定成長／28年
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	4,316	0.5%	8.0%	5年	一定成長	3,913	0.7%	8.9%	5年	一定成長
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	421	2.6%	6.3%	5年	一定成長	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	1,194	1.9%	7.8%	5年	一定成長	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当

(1) 明示的予測期間後のキャッシュ・フローの永久成長率。反復法を用いて計算された税引前加重平均資本コスト。

(2) 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、利回りが永久または一定成長することを前提に見積もられている。

減損テストで認識された株式投資の回収可能価額は、割引キャッシュ・フロー・モデルを使用し、使用価値の予測を通じて投資の資本価値を算出することで見積もられており、この作業は、将来の期待キャッシュ・フローの見積りと、リスクフリー・レート、ベータおよび市場リスクプレミアムなどの市場インプットに基づいて選択された割引率の適用を含んでいる。投資の帳簿価額と比較することを目的に、将来のキャッシュ・フローの見積もりから得た企業価値を、投資先の純財務残高を指しいた株主価値に変換した。キャッシュ・フローは見積もり時点で取得可能な最良の情報に基づき決定され、販売量、収益、営業費用、資本的支出、産業上および経済上の組織、ならびに主要なマクロ経済変数（インフレ、名目利子率および為替レート）および商品価格の動向に関する予測が含まれる、2019年11月25日に親会社の取締役会が承認した明示的期間の2020年－2024年事業計画について予測されている。これらの株式投資の減損テストで考慮されるキャッシュ・フローの明示的期間は、テストされる様々な会社に特有の特性と事業サイクルによって異なる。一方、ターミナルバリューは、（関係する国および事業に応じて）電力の長期的成長率および/またはインフレ率に等しくかついずれの場合であっても当該市場の長期的な平均成長率を上回らない名目成長率を用いて、ターミナルバリューが算定された。

エネル・グリーン・パワー・エスピーエー、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー、イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー、イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー、エネル・エネルギー・ムンテニア・エスエー、エネル・エネルギア・エスエー、エネル・ルーマニア・エスエー、ラス・エネルゴソビト・エルエルシー、エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル、エネル・エックス・エスアールエル、エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーおよびオーペン・ファイバー・エスピーエーに保有する投資分については、各株式保有につき、2019年12月31日現在の株主資本よりも保有が大きい場合でも、帳簿価額は回収可能であると考える。この状況は、投資に関して減損損失を示すのではなく、二つの勘定での一時的な不一致を表示するとの考えからである。より具体的には、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー、イー・ディストリビューティ・バナト・エスエー、イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー、イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー、エネル・エネルギー・ムンテニア・エスエー、エネル・エネルギア・エスエー、エネル・ルーマニア・エスエー、ラス・エネルゴソビト・エルエルシー、エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル、エネル・エックス・エスアールエル、エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーおよびオーペン・ファイバー・エスピーエーの各社について、投資の帳簿価額とその株式資本の差損は、トリガーイベントとして認識され、トリガーイベント後は、投資の将来のキャッシュ・フローを考慮し、資本価値の減損テストを用いて価値を判断する。このテストの結果、投資価額の完全な回収可能性を確認する必要が生じる程度の、株主資本に反映されていないプラスの金額を認識した。

また、これらの持株は関連する減損テストに合格したことをここに記載する。

エネル・エスピーエーのイタリアの子会社への投資に関する株券は、モンテ・デイ・パスキ・ディ・シエナ銀行に保管されている。
下表は、2019年12月31日現在の子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社およびその他の会社への投資の資本金および株主持分を示す。

前へ　次へ

		登記住所	通貨	資本金	株主持分（百万ユーロ）	前年度収入/（損失）（百万ユーロ）	保有率%	帳簿価額（百万ユーロ）
A) 子会社								
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー		ローマ	ユーロ	1,800,000,000	3,274	(786)	100.0	4,307
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー		ローマ	ユーロ	2,600,000,000	4,702	1,586	100.0	6,331
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー		ローマ	ユーロ	10,000,000	194	116	100.0	110
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー		ローマ	ユーロ	90,885,000	570	(46)	100.0	1,197
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー		ローマ	ユーロ	272,000,000	6,069	46	100.0	6,469
エネル・エックス・エスアールエル		ローマ	ユーロ	1,050,000	525	(28)	100.0	588
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイ		アムステルダム	ユーロ	1,000,000	8	(1)	100.0	9
エネルパワー・エスピーエー		ミラノ	ユーロ	2,000,000	27	(1)	100.0	30
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル		ローマ	ユーロ	11,000,000	7	(5)	100.0	16
エネル・エネルギア・エスピーエー		ローマ	ユーロ	302,039	1,386	1,027	100.0	1,313
エネル・イベリア・エスエルユー		マドリッド	ユーロ	336,142,500	16,708	1,036	100.0	13,713
エネル・イタリア・エスピーエー		ローマ	ユーロ	50,100,000	436	3	100.0	505
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル		ローマ	ユーロ	1,100,000	22	-	100.0	16
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル		ローマ	ユーロ	10,100,000	11	(18)	100.0	42
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィー		アムステルダム	ユーロ	1,478,810,371	1,870	80	25.0	599
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル		ローマ	ユーロ	10,000	1,976	-	100.0	1,976
エネル・アメリカス・エスエー		サンティアゴ	米ドル	9,783,875,314	10,904	1,938	57.3	4,839
エネル・チリ・エスエー		サンティアゴ	チリ・ペソ	3,882,103,470,184	4	-	61.9	2,522
イーディストリブティエ・バナト・エスエー		ティミショアラ	ルーマニア・レウ	382,158,580	475	7	51.0	289
イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー		コンスタンツァ	ルーマニア・レウ	280,285,560	321	5	51.0	261
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー		ブカレスト	ルーマニア・レウ	271,635,250	1,010	10	78.0	952
エネル・エネルギー・ムンテニア・エスエー		ブカレスト	ルーマニア・レウ	37,004,350	141	(10)	78.0	330
エネル・エネルギア・エスエー		ブカレスト	ルーマニア・レウ	140,000,000	93	(3)	51.0	208
エネル・ルーマニア・エスエー		イルフォヴ県	ルーマニア・レウ	200,000	3	-	100.0	15
エネル・ロシア・ピージェーエスシー		エカテリンブルク	ルーブル	35,371,898,370	8	-	56.4	332
エネル・インシュランス・エヌヴィー		アムステルダム	ユーロ	60,000	273	8	100.0	252
Vektör Enerji Üretim A[0101]		イスタンブール	トルコリラ	3,500,000	(55)	(5)	100.0	-
エネル・グリーン・パワー・チリ・リミテッド		サンティアゴ	米ドル	842,086,000	775	6	-	-
エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエル	(1)	ローマ	ユーロ	10,000	-	-	100.0	-
エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	(1)	ローマ	ユーロ	10,000	-	-	100.0	-
B) ジョイント・ベンチャー								
オーペン・ファイバー・エスピーエー		ミラノ	ユーロ	250,000,000	769	(117)	50.0	556
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー		モスクワ	ルーブル	18,000,000	17	88	49.5	41
C) 関連会社								
シーイーエスアイ・エスピーエー		ミラノ	ユーロ	8,550,000	132	6	42.7	23

	登記住所	通貨	資本金	株主持分（百万ユーロ）	前年度収入/（損失）（百万ユーロ）	保有率%	帳簿価額（百万ユーロ）
D) その他の企業							
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	パナマ	米ドル	58,500,000	135	22	11.1	17
レッド・セントロアメリカナ・デ・テェコミュニカシオネス・エスエー	パナマ	米ドル	2,700,000	17	(4)	11.1	-
コンパニア・デ・トランスミッション・デル・メルコスル・エスエー (2)	ブエノスアイレス	アルゼンチン・ペソ	14,012,000	-	-	-	-
エルコガス・エスエー（清算手続中）	プエルトリャノ	ユーロ	809,690	(118)	(7)	4.3	-
イドゥロシシリア・エスピーエー	ミラノ	ユーロ	22,520,000	-	-	1.0	-

(1) 2019年9月16日に設立された会社。その最初の事業年度は2020年12月31日に終了する。

(2) 株主持分および純利益の値は、2016年12月31日現在の財務書類に基づく。

前へ 次へ

2019年12月31日現在の他社への株式投資は、すべて非上場会社に関連している。IFRS第9号への移行の間、これらの金融資産は、その他の包括利益を通じて公正価値を測定する方法が採用された。
エルコガスへ・エスエーの投資は2014年に完全に償却され、2015年1月1日以降、エネルが4.3%を保有する会社は依然として清算中である。また、累積損失を考慮し、2014年に参加した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

	2019年12月31日	2018年12月31日
FVOCIで測定された非上場会社への株式投資	**17**	**17**
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	17	17
レッド・セントロアメリカナ・デ・テェコミュニカシオネス・エスエー	-	-
コンパニア・デ・トランスミッション・デル・メルコスル・エスエー	-	-
エルコガス・エスエー（清算手続中）	-	-
イドゥロシシリア・エスピーエー	-	-

注記14 デリバティブ - *945百万ユーロ、143百万ユーロ、1,536百万ユーロ、183百万ユーロ*

百万ユーロ	非流動		流動	
	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日
デリバティブ金融資産	945	793	143	92
デリバティブ金融負債	1,536	1,395	183	355

デリバティブ金融資産および負債の性質、認識および分類に関する詳細は、注記31「金融商品」および注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

注記15 その他の非流動金融資産 - *200百万ユーロ*
合計の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	注記	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
前払金融費用		6	8	(2)
負債に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	194	128	66
合計		**200**	**136**	**64**

前払金融費用は、主に、既存のクレジットライン終了の後、2017年12月18日に5年の期間でエネル・エスピーエー、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーおよびメディオバンカの間で設定された、100億ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティ利用取引費用の残金部分である。この項目は、これらの費用の非流動部分を表示し、純損益を通じた戻入は、クレジットラインの期限および関連する手数料の種類による。

15.1 負債に含まれるその他の非流動金融資産 - *194百万ユーロ*

百万ユーロ

	注記	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
金融債権	31.1.1	191	125	66
その他の金融債権		3	3	-
合計		**194**	**128**	**66**

負債に含まれるその他の非流動金融資産の増加は、ジョイント・ベンチャー、オーペン・ファイバー・エスピーエーへの新規貸付である。これはウルトラ・ブロードバンド・ファイバー・オプティック・ネットワークの開発にむけた国家プロジェクトに関連して、同社の事業計画に組み入れた投資の実行に必要な資金を提供するためである。

注記16 その他の非流動資産 - *127百万ユーロ*

内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
未収税金	9	9	-
補完年金制度の負債の想定による子会社からの未収金	118	125	(7)
その他の非流動資産合計	**127**	**134**	**(7)**

未収税金は、IRESの課税対象額の算出において、IARPを一部控除せずに支払った法人税の超過支払い分の還付申請に関連した税額控除である。還付申請は、2003年についてはエネル・エスピーエーが自社の代理として、2004年-2011年については、エネル・エスピーエーが連結会社の代表として提出した。

補完年金制度の負債の想定による子会社からの未収金は、グループ会社による補完年金制度の割合の仮定に関する未収金である。合意条件には、関連するグループ会社は、従業員給付として認識された、親会社の確定給付義務の取消費用を返金することが記載されている。

現在の仮定を用いて決定した数理計算上の見通しに基づき、補完年金制度の負債の想定による子会社からの未収金で5年を超える分は53百万ユーロ（2018年12月31に日現在は63百万ユーロ）となった。

注記17 売掛金 - *255百万ユーロ*

内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
売掛金：			
－子会社から	238	166	72
－グループ以外の顧客から	17	25	(8)
合計	**255**	**191**	**64**

子会社からの売掛金は、主にマネジメントおよびコーディネーション・サービス、ならびにグループ会社の代理として実施するその他の活動による。2018年12月31日と比較した増加は、これらのサービスに関連する収益の動向に関係している。

グループ以外の顧客に関連する未収金は、様々な性質のサービスに関連している。

子会社に対する売掛金の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	**増減**
子会社			
エネル・イベリア・エスエルユー	1	1	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	6	3	3
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	23	10	13
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	13	9	4
エネル・アメリカス・エスエー	6	4	2
エンデサ・エスエー	7	3	4
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	3	2	1
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	1	-	1
エネル・エネルギア・エスピーエー	8	6	2
エネル・イタリア・エスピーエー	20	16	4
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	1	1	-
エネル・エックス・エスアールエル	3	-	3
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	13	11	2
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	27	21	6
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	1	1	-
エンデサ・ヘネラシオン・エスエー	-	(2)	2
エンデサ・エネルジア・エスエー	3	2	1
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	5	(1)
エネル・ブラジル・エスエー	33	24	9
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエーエー	6	5	1
エネル・ヘネラシオン・ペルー・エスエーエー	6	5	1
ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリアス・ヘネラシオン・エスエーユー	-	(1)	1
その他	53	40	13
合計	**238**	**166**	**72**

売掛金の地域別の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	**増減**
イタリア	79	54	25
EU	84	68	16
EU以外のヨーロッパ	14	12	2
その他	78	57	21
合計	**255**	**191**	**64**

注記18 未収還付法人税等 - *162百万ユーロ*

2019年12月31日現在の未収還付法人税等は、162百万ユーロとなり、これは主に会社のIRESの当期見積税額に対する2019年の控除分（84百万ユーロ）および2019年の連結IRESの申告に関する未収金（70百万ユーロ）である。

注記19 その他の流動金融資産 - *2,883百万ユーロ*

この内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	注記	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**増減**
負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	2,578	1,579	999
その他の流動金融資産		305	281	24
合計		**2,883**	**1,860**	**1,023**

19.1 負債に含まれるその他の流動金融資産 - *2,578百万ユーロ*

百万ユーロ

	注記	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**増減**
グループ会社に対する金融債権：				
－流動金融債権（グループ会社間の流動勘定）	31.1.1	1,288	313	975
その他に対する金融債権：				
－非流動金融債権の流動部分		1	1	-
－その他の金融債権		3	12	(9)
－OTCデリバティブの証拠金契約の現金担保	31.1.1	1,286	1,253	33
合計		**2,578**	**1,579**	**999**

注記20 その他の流動資産 - ***796百万ユーロ***

2019年12月31日現在の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
未収税金	21	173	(152)
グループ会社に対するその他の債権	758	74	684
その他の債権	17	21	(4)
合計	**796**	**268**	**528**

未収税金は21百万ユーロとなり、2019年の前払いVAT の13百万ユーロ（2018年末現在は168百万ユーロ）、VAT リベートの4百万ユーロおよび2018年度法人税等の4百万ユーロに関連する未収金である。
グループ会社からのその他の未収金は、主に子会社であるエネル・イベリア・エスエルユー、エネル・アメリカス・エスエーおよびエネル・チリ・エスエーで承認され、2020年1月および2月に回収した2019年の中間配当金（それぞれ475百万ユーロ、63百万ユーロおよび20百万ユーロ）の未収金、連結税務制度に参加するグループ会社に関するIRESの未収金（105百万ユーロ）およびグループのVAT 制度に参加する分はVAT の未収金（95百万ユーロ）に関連している。
2019年12月31日現在のその他の未収金は、17百万ユーロとなり、前年（21百万ユーロ）比4百万ユーロの減少となった。

注記21 現金および現金同等物 *- 4,153百万ユーロ*

現金および現金同等物の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
銀行および郵便預金	4,153	2,007	2,146
手許現金および現金同等物	-	-	-
合計	**4,153**	**2,007**	**2,146**

現金および現金同等物は4,153百万ユーロとなり、営業活動によりもたらされたキャッシュ・フローを反映して2018年12月31日比で2,146百万ユーロ増加した。

負債および資本

注記22 株主持分 - *29,586百万ユーロ*

株主持分は、2018年12月31日と比較し1,643百万ユーロ増の29,586百万ユーロとなった。この増加は、主に当期純利益（4,702百万ユーロ）、2019年5月16日に株主に承認された1株当たり0.14ユーロの2018年の配当金の分配（合計1,423百万ユーロ）の残額、および2019年11月12日に取締役会にて承認され、2020年1月22日以降に支払われる2019年の中間配当金（1株当たり0.16ユーロ、合計1,627百万ユーロ）によるものである。

資本金 - *10,167百万ユーロ*

2019年12月31日、エネル・エスピーエーの株式資本はすべての払込が完了した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。そのため、エネル・エスピーエーの株主資本の値は、2018年12月31日の10,166,679,946ユーロから変更はない。

2019年12月31日現在、株主名簿、1998年2月24日付の政令第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、およ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。）およびキャピタル・リサーチ・アンド・マネージメント・カンパニー（2019年10月11日現在、資産運用目的で直接持分5.029%を保有。）が含まれていた。

自己株式準備金 - *（1）百万ユーロ*

2019年12月31日現在、自己株式は、適格仲介機関を通じて総額10百万ユーロで購入した1株当たり額面価額1.00ユーロのエネル・エスピーエーの普通株式1,549,152株である。

2019年5月16日、株主総会は、イタリア民法第2359条に従ってエネル・エスピーエーおよび／またはその子会社の経営者を対象とする2019年度の長期インセンティブ制度（「2019年度LTI制度」または「本制度」）を承認し、本制度の実施に必要なすべての権限を取締役会に付与した。

同日、株主総会は、特に2019年度LTI制度の目的を果たすために決議により定められた期限に従って自己株式を購入する権限も取締役会に付与した。

9月19日、当社取締役会は、付与された権限を実施し、既に市場向けに発表してあった関連条件に従って、上限額を10.5百万ユーロとし、エネルの資本金の約0.02%に等しい250万株を超えない株数の自己株式購入プログラム（「本プログラム」）の開始を承認した。

当社は、本プログラムの期間（2019年9月23日から2019年12月2日まで）にわたり1株当たり6.7779ユーロの加重平均価格で1,549,152株のエネル株式を購入した。

イタリア民法第2357条の3第2項に従って、自己株式は配当の分配に参加しない。

その他の剰余金 - *11,366百万ユーロ*

資本剰余金 - *7,487百万ユーロ*

2019年12月31日の資本剰余金は、合計10百万ユーロの自己株式の購入を反映して前年比9百万ユーロ減少し、7,487百万ユーロとなった。

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、前年比で変更はない。

法令第292/1993号に基づく準備金 - *2,215百万ユーロ*

この準備金は、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。
この準備金を分配する場合は、資本準備金の税務措置について、統一法人税規則第47条で定められた内容が適用される。

その他の諸準備金 - *68百万ユーロ*

その他の準備金は、（大統領令第917/1986号第55条の定めるところによる）新規作業に関連する法律の適用により、納税延期措置を受けるために資本で認識される、イタリアの公的事業体およびEU組織から受領した補助の50%にあたる資本費補助の準備金に関連する19百万ユーロを含む。また、これにはストックオプション準備金29百万ユーロおよびその他の準備金20百万ユーロも含んでいる。

金融商品評価差額金 - *（412）百万ユーロ*

2019年12月31日、本項目はキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの測定による準備金およびヘッジコストのマイナス412百万ユーロ（プラスの税効果130百万ユーロとの差額）からなる。

FVOCIの金融資産評価差額金 - *11百万ユーロ*

2019年12月31日現在、FVOCIの金融資産評価差額金は11百万ユーロで、これはエンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエーへの投資の公正価値の測定による。

純従業員給付制度負債/（資産）の再測定による剰余金 - *（37）百万ユーロ*

2019年12月31日現在、従業員給付制度の剰余金は37百万ユーロとなった。（9百万ユーロのプラスの税効果との差額）「IAS第19条-従業員給付」の改訂版ではコリドーアプローチが許可されていないため、剰余金は、資本で直接認識された数理計算上の損益を含む。
下表は、2018年および2019年の金融商品評価差額金および確定給付制度負債/資産の測定による剰余金の増減の内訳を示す。

百万ユーロ	2018年12月31日	総利益/（純損失）当期株主資本計上分	損益計算書への組替分	税効果	2018年12月31日	総利益/（純損失）当期株主資本計上分	損益計算書への組替分	税効果	その他の増減額	2019年12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金	(268)	1	(45)	37	(275)	205	(328)	20	(12)	**(390)**
金融商品のヘッジコストの測定による剰余金	(70)	17	-	-	(53)	23	-	8	-	**(22)**
FVOCIの金融資産評価差額金	-	11	-	-	11	-	-	-	-	**11**
純従業員給付負債/（資産）の再測定による剰余金	(32)	-	-	-	(32)	(7)	-	2	-	**(37)**
資本において直接認識された利益/（損失）	**(370)**	**29**	**(45)**	**37**	**(349)**	**221**	**(328)**	**30**	**(12)**	**(438)**

利益剰余金/（繰越欠損金) - ***4,889百万ユーロ***

2019年、本項目は610百万ユーロの増加となり、これは、2019年5月16日の株主総会の決議により、2018年の純利益の残りの利益剰余金への配分の決定によるものである。

当期純利益 - ***3,165百万ユーロ***

1株当たり0.16ユーロの2019年の中間配当金（合計1,627百万ユーロ）控除後の2019年の純利益は、3,165百万ユーロとなった。

下表は株主持分の分配可能額を示す。

百万ユーロ

	2019年12月31日	用途の可能性	使用可能額	
資本金	10,167			
資本剰余金：				
－資本剰余金	7,487	ABC	7,487	
－自己株式準備金	(1)			
利益剰余金：				
－法定準備金	2,034	B		
－法令第292/1993号に基づく準備金	2,215	ABC	2,215	
－金融商品評価差額金	(412)			
－FVOCIの金融資産の剰余金	11			
－資本費補助の準備金	19	ABC	19	
－ストックオプション準備金	29	ABC	29	(1) (2)
－従業員給付制度負債の再測定による剰余金	(37)			
－その他	20	ABC	20	
－利益剰余金/（繰越欠損金）	4,889	ABC	4,889	
合計	**26,421**		**14,659**	
うち分配可能額			*14,656*	

A:増資
B:損失補填
C:株主への分配

(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、失効したオプションに関する3百万ユーロは分配不可能

イタリア民法第2423条第4段落の定める逸脱もしくは未償却の創業費、設備拡張費用および研究開発費は存在しないため、イタリア民法第2426条第1（5）段落の規定では、剰余金の分配に制限はない。
過去3年間で、「利益剰余金/（繰越欠損金）」として配当可能剰余金は、株主への配当金分配のため、346百万ユーロ使用されたことをここに記載する。

資本管理におけるエネルの目標は、外部の資金調達への費用対効果の高いアクセスを確保し、株主に対する価値の創造、利害関係者の資本の保護、ビジネスの継続の確保、および十分な資本の維持に注力し、グループの事業の成長を適切に支援することである。

22.1 配当金

下表は、2018年および2019年に会社が支払った配当金を示す。

	分配額（百万ユーロ）	1株当たり純配当金（ユーロ）
2018年の支払配当金		
2017年の配当金	2,410	0.237
2018年の中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2018年の支払配当金合計	**2,410**	**0.237**
2019年の支払配当金		
2018年の配当金	2,847	0.28
2019年の中間配当金(2)	-	-
特別配当金	-	-
2019年の支払配当金合計	**2,847**	**0.28**

(1) 2018年11月6日の取締役会で承認され2019年1月23日以降支払われた（1株当たり0.14ユーロで合計1,423百万ユーロの中間配当金）。
(2) 2019年11月12日の取締役会で承認され2020年1月22日以降支払われた（1株当たり0.16ユーロで合計1,627百万ユーロの中間配当金）。

2019年の配当金は1株当たり0.328ユーロで、合計3,334百万ユーロ（うち1株当たり0.16ユーロの合計1,626百万ユーロが中間配当として既に支払われた）とし、2020年5月14日の株主総会で一度の招集で提案される予定である。これらの財務書類は、取締役会が2019年11月12日に承認し、基準日である2020年1月21日現在保有されている自己株式1,549,152株に関連する金額を除いて潜在的に最大1,627百万ユーロの金額で2020年1月22日以降支払われる2019年の中間配当金に関する株主への負債を除き、株主に対する2019年のこの配当金の分配を反映していない。

22.2 資本管理

会社の資本管理の目的は、継続企業としての事業を保護し、株主のための価値を創造し、かつ当グループの発展を支えることである。特に、当社は、株主にとって満足できる収益率の達成を可能にするための十分な株式資本を維持するとともに、十分な格付けを維持することなどによって外部の資金調達源へのアクセスを確保することを目指している。

こうした状況において、会社は資本構成を管理し、経済的状況の変化により必要となった場合はこの構成を調整する。2019年度中は、目的、方針またはプロセスの実体的変更はなかった。

資本管理の目的で、会社は資本との関係における負債の水準の動向を常に監視している。2019年および2018年12月31日現在の状況の概要は下表に示すとおりである。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	**増減**
非流動財政状態	(14,206)	(13,397)	(809)
正味流動財政状態	(2,738)	(2,221)	(517)
非流動金融債権および長期有価証券	194	128	66
純金融負債	**(16,750)**	**(15,490)**	**(1,260)**
株主持分	**29,586**	**27,943**	**1,643**
デット・エクイティ・レシオ	**(0.57)**	**(0.55)**	**(0.02)**

注記23 借入金 - *14,206百万ユーロ、1,102百万ユーロ、8,367百万ユーロ*

百万ユーロ	**非流動**		**流動**	
	2019年12月31日	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日
長期借入金	14,206	13,397	1,102	806
短期借入金	-	-	8,367	5,001

借入金の性質、認識および分類の詳細については、注記31の「金融商品」を参照。

注記24 従業員給付 - *216百万ユーロ*

会社は、解雇給付、追加月給与、解雇予告保証金、長期勤続者へのロイヤリティ・ボーナス、補完的年金制度、補完的健康保険制度、FOPEN年金拠出の追加保証金、控除額を超えたFOPEN年金拠出および個人インセンティブ制度など、従業員に多様な給付を付与している。

本項目は、確定給付制度のもとで退職後給付を賄う未払金、およびその他の従業員が法律、契約またはその他の従業員インセンティブ制度により権利を有する長期給付金の未払金を含む。

IAS第19号に準拠したこれらの債務は、予測単位積増方式を用いて決定する。

下表は、各年度の確定給付債務の増減および2019年12月31日および2018年12月31日現在に認識された債務と確定給付債務の調整を示す。

百万ユーロ	2019年				2018年			
	年金給付	健康保険	その他の給付	合計	年金給付	健康保険	その他の給付	合計
数理計算上の債務の増減								
1月1日現在の数理計算上の債務	**174**	**40**	**17**	**231**	**200**	**45**	**28**	**273**
勤務費用	-	-	7	**7**	-	1	6	**7**
利息費用	2	-	-	**2**	3	1	-	**4**
人口統計上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
財務上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	6	-	-	**6**	-	-	-	**-**
実績の調整	5	(3)	-	**2**	-	(1)	-	**(1)**
過去勤務費用	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
清算による（利得）/損失	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
雇用主拠出	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
制度の参加者からの寄付	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
閉鎖に関する支払	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
他の支払	(21)	(2)	(9)	**(32)**	(23)	(2)	(10)	**(35)**
その他の増減額	-	-	-	**-**	(6)	(4)	(7)	**(17)**
12月31日現在の数理計算上の債務	**166**	**35**	**15**	**216**	**174**	**40**	**17**	**231**

百万ユーロ	2019年	2018年
収益または損失に計上される（利益）/損失		
勤務費用	7	7
利息費用	2	4
清算による（利得）/損失	-	-
合計	**9**	**11**

百万ユーロ	2019年	2018年
OCIの（利益）/損失の再測定		
確定給付制度の数理計算上の（利益）／損失	8	-
その他の増減額	-	-
合計	**8**	**-**

2019年の従業員給付としての勤務費用は人件費として認識された7百万ユーロで2018年から変化しなかった一方、負債の増加による利息費用は2百万ユーロ（2018年は4百万ユーロ）であった。

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となっている。

	2019年	2018年
割引率	0.00%-0.70%	0.25%-1.50%
昇給率	0.70%-2.70%	1.50%-3.50%
医療費増加率	2.50%	2.50%

次の表は、感応度分析の結果を示したもので、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表している。

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**	**現役および退職した従業員の平均余命1年の増加**
医療制度：ASEM	(2)	2	(2)	-	-	5	35

注記25 リスクおよび費用に対する引当金 *- 28百万ユーロ*

リスクおよび費用に対する引当金は、会社にとって有利になると予想される判決の効果および妥当な正確性で定量化できないあらゆる費用を考慮せずに、訴訟およびその他の係争により発生し得る債務の可能性を賄うものである。
引当金の残高を決定する際、当期、裁判所の判決およびその他の係争の解決により予想される費用ならびに前年度に生じた残高の予想の更新の両方を考慮する。

下表は、リスクおよび費用に対する引当金の増減額を示す。

百万ユーロ		**純損益組入分**					
		未払金	**未払金**	**目的使用**	**その他の増減額**	**合計**	
	2018年12月31日					**2019年12月31日**	
							うち流動部分
訴訟、リスク、およびその他の費用に対する引当金							
－訴訟	18	3	(16)	(1)	-	4	*1*
－その他	6	-	-	-	-	6	*3*
合計	**24**	**3**	**(16)**	**(1)**	**-**	**10**	***4***
早期退職奨励引当金	21	3	-	(6)	-	18	*5*
リスクおよび費用に対する引当金合計	**45**	**6**	**(16)**	**(7)**	**-**	**28**	***10***

訴訟引当金の14百万ユーロの減少は、主に合計17百万ユーロの多数の紛争の解決に起因する損益への戻入および取崩を反映している。

本引当金は主に労働争議に関連している。
リスクおよび費用に対するその他の引当金6百万ユーロは前年から変化していない。
早期退職奨励引当金の3百万ユーロの減少は、年度中の取崩を反映している。

注記26 その他の非流動負債 - *21百万ユーロ*

その他の非流動負債は21百万ユーロとなった（2018年12月31日現在は12百万ユーロ）。これは主に、IRESの課税所得を計算するに当たり、IRAPを一部控除しなかった結果として2004年-2011年に追加で支払った法人税の還付をエネル・エスピーエーが適用したことを受け（連結主体としての立場で提出）、グループ会社に発生した債務に関連する。子会社に関する負債は、非流動未収税金の認識で相殺している。（注記16）
この項目には、過年度における多数のヘッジ手段のデリバティブのポジション構築時に行われたアップフロント（10百万ユーロ）の非流動部分も含まれており、この部分はデリバティブ自体の期間全体にわたる償却計画に基づいて損益に計上される。

注記27 買掛金 - *84百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
買掛金合計：			
－外部に対するもの	43	41	2
－グループ会社	41	41	-
合計	**84**	**82**	**2**

買掛金は主に、2019年に実施されたサービスおよびその他の活動の提供に対する買掛金で、第三者への買掛金43百万ユーロ（2018年12月31日現在は41百万ユーロ）およびグループ会社への買掛金41百万ユーロ（2018年12月31日現在は41百万ユーロ）からなる。

2019年12月31日現在の子会社に対する買掛金の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	**増減**
子会社			
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1	1	-
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	9	1	8
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	1	-	1
エネル・イタリア・エスピーエー	10	18	(8)
エネル・イベリア・エスエルユー	4	4	-
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル	3	3	-
エネル・エックス・エスアールエル	-	1	(1)
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	2	(2)
エンデサ・エスエー	4	3	1
その他	9	8	1
合計	**41**	**41**	**-**

買掛金の地域別の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	**増減**
サプライヤー			
イタリア	63	59	4
EU	15	17	(2)
EU以外のヨーロッパ	1	1	-
その他	5	5	-
合計	**84**	**82**	**2**

注記28 その他の流動金融負債 *- 234百万ユーロ*

その他の短期金融負債は、主に年度末に未払いの債務についての未払利息である。

百万ユーロ	**注記**			
		2019年12月31日	2018年12月31日	**増減**
繰延金融負債	31.2.1	225	259	(34)
その他の項目	31.2.1	9	17	(8)
合計		**234**	**276**	**(42)**

より詳細には、繰延金融負債は金融債務の支払利息の未払金からなり、一方でその他の項目は主に2019年12月31日現在のグループ会社に対する未払金で、次年度に決済が予定されている金額である。どちらも、支払利息および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り、会社間の流動勘定に計上される。

注記29 正味財政状態、非流動金融債権および有価証券 - *16,750百万ユーロ*

次の表は、財政状態計算書の項目を基に正味財政状態、長期金融債権および有価証券を示すものである。

百万ユーロ

	注記	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
長期借入金	23	14,206	13,397	809
短期借入金	23	8,367	5,001	3,366
1年以内返済予定の長期借入金	23	1,102	806	296
負債に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	194	128	66
負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	2,578	1,579	999
現金および現金同等物	21	4,153	2,007	2,146
合計		**16,750**	**15,490**	**1,260**

下表は、2006年7月28日のCONSOB指示書に準拠して、2019年12月31日の純金融負債と業務報告書に記載された純金融負債との調整を示すものである。

百万ユーロ

	2019年12月31日		2018年12月31日		増減
		うち関連当事者取引		*うち関連当事者取引*	
銀行および郵便預金	4,153		2,007		2,146
手元流動性	**4,153**		**2,007**		**2,146**
短期金融債権	**2,578**	*1,288*	**1,579**	*313*	**999**
短期銀行借入金	(130)		(45)		(85)
長期銀行債務の1年以内返済分	(1,102)		(806)		(296)
その他の短期金融債務	(8,237)	*(7,834)*	(4,956)	*(4,716)*	(3,281)
短期金融債務	**(9,469)**		**(5,807)**		**(3,662)**
正味短期財政状態	**(2,738)**		**(2,221)**		**(517)**
長期銀行借入金	(402)		(1,048)		646
社債	(7,707)		(8,208)		501
ノンバンク資金調達（リース）	(1)		-		(1)
その他の長期債務	(6,096)		(4,141)		(1,955)
長期借入金	**(14,206)**		**(13,397)**		**(809)**
非流動財政状態	**(14,206)**		**(13,397)**		**(809)**
CONSOB指示書に準拠した正味財政状態	**(16,944)**		**(15,618)**		**(1,326)**
長期の金融債権	**194**	*191*	**128**	*125*	**66**
純金融負債	**(16,750)**		**(15,490)**		**(1,260)**

注記30 その他の流動負債 - *2,209百万ユーロ*

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
未払税金	337	245	92
グループ会社に対する債務	159	317	(158)
従業員、保養/支援機関に対する債務	17	18	(1)
社会保険機構への未払金	7	7	-
顧客への保証金および返金の未払金	2	2	-
その他	1,687	1,440	247
合計	**2,209**	**2,029**	**180**

未払税金は337百万ユーロとなり、これは主に連結IRES（333百万ユーロ）の税務当局への支払いからなる。
グループ会社に対する未払金は159百万ユーロであった。これは、連結納税制度のもとでのIRES負債に関する未払金44百万ユーロ（2018年12月31日は139百万ユーロ）およびグループのVAT に関する110百万ユーロ（2018年12月31日は173百万ユーロ）からなる。158百万ユーロの減少は、上述の債務者としての金額の反映による。
「その他」の項目1,687百万ユーロには、2019年11月12日にエネル・エスピーエーの取締役会により承認され、2020年1月22日以降に支払われる1,627百万ユーロ（2018年12月時点は1,423百万ユーロ）の2019年の中間配当金（2019年は1株当たり0.16ユーロ、2018年は1株当たり0.14ユーロ）に関する負債に基本的に起因して株主に支払われるべき1,628百万ユーロの中間配当に関する負債が含まれている。

注記31 金融商品

31.1 カテゴリー別金融資産

以下の表は、IFRS第9号に基づき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・デリバティブと純損益を通じて公正価値で測定されたデリバティブを区分して開示している。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日
償却原価で計上される金融資産	31.1.1	**194**	**128**	**7,793**	**4,050**
FVOCIで計上される金融資産	31.1.2				
他社への株式投資		17	17	-	-
FVOCIで計上される金融資産合計		**17**	**17**	**-**	**-**
FVTPLの金融資産					
FVTPLのデリバティブ資産	33	340	325	143	78
FVTPLの金融資産の合計		**340**	**325**	**143**	**78**
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	33	605	468	-	14
公正価値ヘッジ・デリバティブ	33	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産の合計		**605**	**468**	**-**	**14**
合計		**1,156**	**938**	**7,936**	**4,142**

流動および非流動デリバティブ金融資産の認識および分類に関する詳細は、注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

31.1.1 償却原価で計上される金融資産

以下の表は、償却原価で測定された金融資産を性質別に示し、流動およ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	2019年12月31日	2018年12月31日	注記	2019年12月31日	2018年12月31日
現金および現金同等物		-	-	21	4,153	2,007
売掛金		-	-	17	255	191
グループ会社に対する金融債権						
グループ会社間流動勘定の売掛金		-	-	19.1	1,288	313
その他の金融債権		-	-		240	209
グループ会社に対する金融債権合計		-	-		1,528	522
その他に対する金融債権						
金融債権	15.1	191	125		-	-
長期金融債権の流動部分		-	-		1	1
OTCデリバティブの証拠金契約の現金担保		-	-	19.1	1,286	1,253
その他の金融債権		3	3		10	18
その他に対する金融債権合計		194	128		1,297	1,272
その他の債権		-	-		560	58
合計		194	128		7,793	4,050

2018年と比較した主な変更は以下に関連する。

＞ 現金および現金同等物の2,146百万ユーロの増加。これはエネル・エスピーエーによる通常の中心的財務機能に起因する。

＞ グループ会社に対する金融債権の全体の1,006百万ユーロの増加。これはグループ会社との間で有するグループ会社間流動勘定の債権の増加による（975百万ユーロ）。

＞ その他の債権の502百万ユーロの増加。これは子会社ら回収される配当金に関する債権の増加を反映している。

償却原価で計上される金融資産の減損損失

2019年12月31日現在の償却原価で測定される金融資産は7,987百万ユーロとなり、2019年12月31日現在12百万ユーロとなった予想信用損失引当金との差額を計上した。

現金および現金同等物ならびにその他の債権の減損テストでは、重大な予想損失は検知されなかった。

倒産確率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）、およびデフォルト時貸出残高（EAD）を考慮し決定する予想信用損失（ECL）は、契約に基づいたすべての契約上のキャッシュ・フローと受領予定のあるすべてのキャッシュ・フローの差額（すべての不足分）を当初の実効金利で割引いたものである。

クレジット・リスクの増加の評価は、以下で実施可能である。

＞ 取得可能な情報に基づき、売掛金の減損が個別に特定された場合に個別ベースで評価。

＞ その他の場合に集合的に評価。

下表は、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。

百万ユーロ

	2019年12月31日			2018年12月31日		
	総帳簿価額	予想損失引当金	合計	総帳簿価額	予想損失引当金	合計
現金および現金同等物	4,153	-	4,153	2,007	-	2,007
売掛金	260	5	255	196	5	191
グループ会社に対する金融債権	1,529	1	1,528	523	1	522
その他に対する金融債権	1,497	6	1,491	1,406	6	1,400
その他の債権	560	-	560	58	-	58
合計	**7,999**	**12**	**7,987**	**4,190**	**12**	**4,178**

以下の表は、金融債権および売掛金の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

百万ユーロ

	予想損失引当金					
	金融債権			売掛金		
	個別	集合	合計	個別	集合	合計
2018年1月1日IFRS第9号	**7**	**-**	**7**	-	**5**	**5**
減損損失	-	-	-	-	-	-
目的使用	-	-	-	-	-	-
戻入	-	-	-	-	-	-
2018年12月31日の合計IFRS第9号	**7**	**-**	**7**	**-**	**5**	**5**
減損損失	-	-	-	-	-	-
目的使用	-	-	-	-	-	-
戻入	-	-	-	-	-	-
2019年12月31日の合計IFRS第9号	**7**	**-**	**7**	**-**	**5**	**5**

31.1.2 その他の包括利益（FVOCI）を通じて公正価値で測定した金融資産

本項目は、主に、当初認識時に取り消し不能の前提で指定される非上場会社への株式投資からなる。
他社への株式投資17百万ユーロは、主にエネル・エスピーエーがエンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエーに保有する株式投資である。2019年12月31日現在、投資の公正価値は財政状態計算書の重大な項目の信頼性が高いと認められる評価に基づき確認された。

31.1.3 純損益を通じて公正価値で測定される金融資産（FVTPL）

このカテゴリーには、主にグループ会社の債務のヘッジに用いられる流動および非流動デリバティブのみが含まれる。詳細については注記33.2「純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ」を参照。

31.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、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・デリバティブと純損益を通じて公正価値で測定されたデリバティブを区分して開示している。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2019年12月31日	2018年12月31日	2019年12月31日	2018年12月31日
償却原価で測定された金融負債	31.2.1	**14,206**	**13,397**	**11,192**	**7,331**
純損益を通じて公正価値で測定された金融負債					
FVTPLのデリバティブ負債	33	342	324	178	134
合計		**342**	**324**	**178**	**134**
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ負債					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	33	1,194	1,071	5	221
合計		**1,194**	**1,071**	**5**	**221**
合計		**15,742**	**14,792**	**11,375**	**7,686**

流動および非流動デリバティブ金融負債の認識および分類に関する詳細は、注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照。
公正価値測定の詳細については、注記34「公正価値測定」を参照。

31.2.1 償却原価で測定した金融負債

以下の表は、その性質により償却原価で測定された金融負債を示し、流動およ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	2019年12月31日	2018年12月31日	注記	2019年12月31日	2018年12月31日
長期借入金	23	14,206	13,397		1,102	806
短期借入金		-	-	23	8,367	5,001
買掛金		-	-	27	84	82
その他の流動負債		-	-	30	1,639	1,442
合計		**14,206**	**13,397**		**11,192**	**7,331**

その他の流動負債には、2019年11月12日にエネル・エスピーエーの取締役会により承認され、2020年1月22日以降に支払われる1,627百万ユーロ（2018年12月時点は1,423百万ユーロ）の2019年の中間配当金（2019年は1株当たり0.16ユーロ、2018年は1株当たり0.14ユーロ）に関する負債に基本的に起因して株主に支払われるべき1,628百万ユーロの中間配当に関する負債が含まれている。

借入金

長期借入金（1年以内返済該当分を含む) - *15,308百万ユーロ*

長期借入金は、ユーロおよびその他の通貨建ての債券、銀行借入れおよびグループ会社からの借入金であり、2019年12月31日現在、1年以内返済該当分（1,102百万ユーロ）を含む15,308百万ユーロであった。

下表は、2019年12月31日現在の長期借入金の元本、帳簿価格および公正価値を示しており、1年以内返済該当分を含む、借入の種類および金利の種類で分類されている。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。非上場負債性金融商品の公正価値は、金融商品のカテゴリー毎の適切な評価技法、およびグループの信用スプレッドを含む報告日の関連する市場データを利用して決定される。

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限12ヵ月超	公正価値	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限12ヵ月超	公正価値	帳簿価額増減
	2019年12月31日					2018年12月31日					
社債：											
－固定金利	7,735	7,602	878	6,725	9,073	7,904	7,813	614	7,199	8,561	(211)
－変動金利	1,010	1,010	27	982	966	1,201	1,201	192	1,009	1,141	(191)
合計	**8,745**	**8,612**	**905**	**7,707**	**10,039**	**9,105**	**9,014**	**806**	**8,208**	**9,702**	**(402)**
銀行借入金											
－固定金利	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
－変動金利	552	552	150	402	554	1,048	1,048	-	1,048	1,045	(496)
合計	**552**	**552**	**150**	**402**	**554**	**1,048**	**1,048**	**-**	**1,048**	**1,045**	**(496)**
その他の資金調達：											
－固定料率リースに基づくもの	2	2	1	1	2	-	-	-	-	-	2
合計	**2**	**2**	**1**	**1**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
グループ会社からの借入金：											
－固定金利	2,300	2,300	-	2,300	2,655	2,300	2,300	-	2,300	2,596	-
－変動金利	3,841	3,841	46	3,796	4,023	1,841	1,841	-	1,841	1,895	2,000
－固定料率リースに基づくもの	1	1	-	-	1	-	-	-	-	-	1
合計	**6,142**	**6,142**	**46**	**6,096**	**6,679**	**4,141**	**4,141**	**-**	**4,141**	**4,491**	**2,001**
固定金利借入金の合計	**10,038**	**9,905**	**879**	**9,026**	**11,731**	**10,204**	**10,113**	**614**	**9,499**	**11,157**	**(208)**
変動金利借入金の合計	**5,403**	**5,403**	**223**	**5,180**	**5,543**	**4,090**	**4,090**	**192**	**3,898**	**4,081**	**1,313**
合計	**15,441**	**15,308**	**1,102**	**14,206**	**17,274**	**14,294**	**14,203**	**806**	**13,397**	**15,238**	**1,105**

借入金の満期分析の詳細については、注記32「リスク管理」、公正価値測定のインプットについては、注記34の「公正価値測定」を参照。

以下は、通貨別および金利別の長期借入金の表である。

通貨別および金利別の長期借入金

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
	2018年12月31日	2019年12月31日		2019年12月31日	
ユーロ	**10,665**	**12,268**	**12,376**	**3.0%**	**3.2%**
米国ドル	1,277	1,305	1,315	7.8%	8.2%
英ポンド	2,261	1,735	1,750	6.6%	6.9%
ユーロ以外の通貨合計	**3,538**	**3,040**	**3,065**		
合計	**14,203**	**15,308**	**15,441**		

下表は、長期借入金の元本の増減を示す。

百万ユーロ	額面価額	2019年1月1日 IFRS第16号の初度適用	返済	新規借入金	為替換算差額	額面価額
	2018年12月31日					2019年12月31日
社債	9,105	-	(813)	344	109	**8,745**
銀行借入金	1,048	-	(500)	-	4	**552**
ノンバンク資金調達	-	3	(1)	-	-	**2**
グループ会社からの借入金	4,141	1	(1,500)	3,500	-	**6,142**
合計	**14,294**	**4**	**(2,814)**	**3,844**	**113**	**15,441**

2018年12月31日と比較し、長期借入金の元本は以下を反映し、1,147百万ユーロ増加した。

- ＞ 2,814百万ユーロの返済。これには2019年6月に満期を迎えた英ポンド建て固定利付債617百万ユーロ、繰上返済した銀行借入金500百万ユーロおよび2019年12月に繰上返済したグループ会社からの借入金合計1,500百万ユーロが含まれる。
- ＞ 合計56百万ユーロのInaおよびAnia債の2つのトランシェの返済。
- ＞ 「従業員のための特別シリーズ債券」と命名されている額面金額1,033百万ユーロの社債およびポートフォリオで保有していた898百万ユーロの社債の満期返済。正味135百万ユーロの減少をもたらした。
- ＞ 113百万ユーロの為替差損の認識。
- ＞ 2019年5月に実行され、344百万ユーロの債務増加をもたらしたハイブリッド債に関する証券交換。
- ＞ エネル・ファイナンス・インターナショナルにより付与された合計3,500百万ユーロの新たなグループ会社間資金調達。うち1,500百万ユーロは2019年12月に繰上返済された。

下表は、2019年に取得した銀行借入金の特性を示す。

新規借入金

借入の種類	取引相手	発効日	借入金額（百万ユーロ）	通貨	金利（%）	金利タイプ	満期日
ハイブリッド債	エネル・エスピーエー	2019年5月24日	300	ユーロ	3.5%	固定金利	2025年5月24日
合計			300				

2019年5月、第1回繰上償還日を2025年5月24日とする300百万ユーロのハイブリッド債が発行された。この社債の対価はその後証券交換取引の結果として増額された。

エネル・エスピーエーの主な長期借入金には、国際的な商慣行で一般的に採用されている制限条項が適用される。これらの借入金は主にグローバル/ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの枠組みの中で発行される債券、非転換社債型新株予約権付劣後債の発行、2017年12月18日のエネル・エスピーエーおよびエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィの一連の銀行との100億ユーロのリボルビング・ファシリティ合意およびユニクレジット・エスピーエーによる貸出からなる。

このエネルおよびエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ（エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィが発行し、エネル・エスピーエーが保証する、当グループのいわゆる適格グリーン・プロジェクトの資金に使用されるグリーンボンドを含む）、ならびにエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィが米国市場で発行する債券に係る、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内で実行される社債発行に関する主な制限条項の要約は以下のとおりである。

＞ 条項の対象となっている債券に対しても同等の担保等が均等にまたは残高比例按分により提供される場合でない限り、発行体および保証人が特定の金融借入金を担保するためにそれぞれの資産または収益の全部または一部に対する抵当権、先取特権またはその他の担保権を設定または維持することができない（法令で定められている場合を除く）ことを定める、担保提供制限条項。

＞ 社債および関連する保証が、発行体および保証人の直接、無条件かつ無担保の義務を構成するものであり、それぞれの間での優先権なしに発行されたものであって、発行体および保証人の現在および将来の他の非劣後無担保債券と少なくとも同じ優先権を持つものであることを定める、パリ・パス条項。

＞ 発行体、保証人または場合により「重要な」子会社の（一定の閾値水準を超える）規定された金融負債の債務不履行事由が発生した場合に、条項の対象である負債に関する債務不履行を構成し、当該負債の返済期限が直ちに到来することを定める、クロス・デフォルト条項。

2019年度に、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィは、（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート（EMTN）発行プログラムの一部として）欧州市場および米国市場において、いずれもエネル・エスピーエーによる保証付きで、国際連合の持続可能な開発目標（SDGs）の一定数の達成に連動し、同一種類の他の社債と同一の制限条項を定める2件の「サステナビリティ」債を発行した。

エネル・エスピーエーのハイブリッド社債を対象とする主な制限条項の要約は以下のとおりである。

＞　劣後条項。各ハイブリッド社債は会社が発行するその他の債券すべてに劣後し、発行済みのその他のすべてのハイブリッド金融商品と同一の優先順位に位置付けられること、および、資本性金融商品のみに優先することを定める。

＞　他社との合併、会社の資産の全部または実質的な部分の別会社への売却またはリースの禁止。ただし当該別会社が発行会社の全債務を引き継ぐ場合を除く。

エネル・エスピーエーとユニクレジット・エスピーエーの間で締結された借入契約およびリボルビング・ファシリティ合意の主な制限条項は、大部分において同じであり、以下にその要約を記載する。

＞　借主および場合によっては従属会社が、明示的に許可された担保権等を例外として、特定の金融負債を保証するため、それぞれの資産の全部または一部に対する抵当権、先取特権またはその他の担保権の設定の制限に服すことを定める、担保提供制限条項。

＞　借主および場合によってはエネルの子会社が、明示的に許可された処分を例外として、それぞれの資産または大部分の資産または事業を処分することができないことを定める、処分条項。

＞　借主の支払約束が、他の無担保の非劣後の支払債務と同一の優先順位となることを定める、パリ・パス条項。

＞　（i）エネルの支配権がイタリア国家を除く単一または複数の当事者に取得される、または（ii）エネルまたはその子会社が、グループの資産の大部分をグループ以外の当事者に移行し、グループの金融負債が大幅な危機に晒される際に適用される、チェンジ・オブ・コントロール条項。2つの状況のうちの1つの発生により、（a）資金調達の条件の再交渉、または（b）借入者による強制期限前返済が必要になる可能性がある。

＞　借手または場合により「重要な」子会社の（一定の閾値水準を超える）規定された金融負債の債務不履行事由が発生した場合に、条項の対象である負債に関する債務不履行を構成し、当該負債の返済期限が直ちに到来することを定める、クロス・デフォルト条項。

検討されたすべての金融借入れが、例えば支払不能、破産手続きまたは企業の営業中止などの、国際的取引慣行に通常伴う「債務不履行事由」を規定している。

上述の制限条項のいずれについても、これまでに違反はない。

最後に、エネル・エスピーエーはエネル・グリーン・パワーおよびその子会社のために、貸出契約により実施されたコミットメントに関して、特定の保証を発行していることをここに記載する。これらの保証および関連する貸出契約には、エネル・エスピーエーの保証人としての負担を一部含む、国際的な商慣行では一般的とされる、デフォルト時の一定の制限条項が設定されている。

ヘッジ後の負債構造

下表は、長期負債構造の総額に関する為替リスクのヘッジ効果を示す。（1年以内に期日を迎える分も含む）

百万ユーロ	2019年12月31日					2018年12月31日				
	当初の負債構造			ヘッジ済負債	ヘッジ後の負債構造	当初の負債構造			ヘッジ済負債	ヘッジ後の負債構造
	帳簿価額	額面価額	%			帳簿価額	額面価額	%		
ユーロ	12,268	12,376	80.2%	3,065	15,441	10,665	10,725	75.0%	3,569	14,294
米国ドル	1,305	1,315	8.5%	(1,315)	-	1,277	1,289	9.0%	(1,289)	-
英ポンド	1,735	1,750	11.3%	(1,750)	-	2,261	2,280	16.0%	(2,280)	-
合計	**15,308**	**15,441**	**100.0%**	**-**	**15,441**	**14,203**	**14,294**	**100.0%**	**-**	**14,294**

下表は、報告日付の長期負債総額の金利リスクのヘッジ効果を示す。

長期負債総額	2019年12月31日		2018年12月31日	
	ヘッジ前	ヘッジ後	ヘッジ前	ヘッジ後
%				
変動金利	35.0%	26.3%	18.1%	15.4%
固定金利	65.0%	73.7%	81.9%	84.6%
合計	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**

短期借入金 *- 8,367百万ユーロ*

下表は、2019年12月31日現在の短期借入金をその種類ごとに示している。

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
グループ以外の取引相手からの借入金			
短期銀行借入金（普通預金）	130	45	85
OTCデリバティブのCSAの現金担保	403	240	163
合計	**533**	**285**	**248**
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（グループ会社間の流動勘定）	7,834	4,716	3,118
合計	**7,834**	**4,716**	**3,118**
合計	**8,367**	**5,001**	**3,366**

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、帳簿価格と同じであることをここに記載する。

31.2.2 純損益を通じて公正価値で測定された金融負債（FVTPL）

このカテゴリーには、主にグループ会社の債務のヘッジに関連する流動および非流動デリバティブ負債のみが含まれる。詳細は注記33.2「純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ」に記載されている。

31.2.3 純損益

次の表は、デリバティブを除く金融商品のカテゴリー毎の純損益を示す。

百万ユーロ	純利益/（純損失）		うち、減損/減損の戻入
	2019年12月31日	2018年12月31日	**2019年12月31日**
償却原価で測定される金融資産	252	6	1
FVOCIで計上される金融資産	1	10	-
償却原価で測定された金融負債	(747)	(639)	-

デリバティブによる純損益に関する詳細については、注記7「デリバティブから生じた純金融収益/（費用）」を参照。

注記32 リスク管理

32.1 金融リスク管理の目的および規定

会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、為替リスク、信用リスクおよび流動性リスクにさらされている。
エネル・エスピーエーは、金融リスクの管理のために、内部委員会、特化した方針および業務上の限度からなるシステムを採用した。目標は、予想外の業績の変動を防止するために金融リスクを軽減することである。

32.2 金利リスクおよび為替リスク

一般持株会社の営業の一環として、エネル・エスピーエーは、特に金利および為替の変動リスクなど、様々な市場リスクに晒されている。

金利リスクおよび為替リスクは、主に金融商品の存在により発生する。
会社が保有する主な金融負債には、債券、銀行借入金、その他の借入金、デリバティブ、デリバティブ取引の現金担保および買掛金などがある。これらの金融商品の主な目的は、会社の営業のための資金調達である。当社が保有する主な金融資産には、金融債権、デリバティブ、デリバティブ取引の担保として差し入れられた現金預託、現金および現金同等物、短期預金ならびに売掛金などがある。
詳細については、注記31の「金融商品」を参照。
金利リスクおよび為替リスクのエクスポージャーの原因は、前年比で変化はない。

親会社として、エネル・エスピーエーは、金利および為替の金融デリバティブ契約について、金市場へのアクセスおよび財務管理機能を一元化している。この活動の一環として、エネル・エスピーエーはグループ会社の市場との仲介者の役割を担い、そのポジションは甚大となり得るが、それはエネル・エスピーエーの上記のリスクへのエクスポージャーを表すものではない。

2019年、クリアリング義務の作動に関して規制当局が設定した閾値（EMIR – 欧州市場インフラ規則 – 欧州議会第648/2012号）の超過は検知されなかった。

2019年12月31日現在に有効な金融デリバティブの取引量を、各商品分類の想定元本も含め以下に示す。

デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フロー交換額である。この値は価値または数量として表示できる（例えば、トンであれば、想定元本に合意された価格を乗じることによってユーロ建の金額に換算される）。
ここで報告されるデリバティブの想定元本は、当事者間で交換された金額を示しておらず、このため、会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。

金利リスク
金利リスクとは、市場金利の変動により金融商品の将来のキャッシュ・フローまたは公正価値が変動するリスクである。

当社の金利リスクは、変動金利の金融負債の金利支払いに関連するフローの変動、通常固定金利の債務証券である公正価値で測定する金融資産/負債の価値の負の変動または新規の負債性金融商品の交渉での財務条件の変更である。
金利リスクは、金利の変動にさらされる負債額を減少させ、資本コストを抑え、付随する結果のボラティリティを抑えるという二つの目標を通じて管理する。
この目標は、契約の種類、満期および金利により金融負債のポートフォリオを戦略的に多様化し、OTCデリバティブ、主に金利スワップを使用し特定のエクスポージャーのリスク特性を修正することで達成する。

未決済契約の想定元本を以下に記載する。

百万ユーロ	想定元本	
	2019年12月31日	2018年12月31日
金利デリバティブ		
金利スワップ	8,470	10,901
合計	**8,470**	**10,901**

このような契約の公正価値またはキャッシュ・フローの変動が、原金融負債の公正価値および/またはキャッシュ・フローの対応する変動によって相殺されるように、当該契約の期間が原金融負債の満期を超過しないようにしている。
金利スワップは、通常、固定金利の金利フローと変動金利の金利フローの定期的な交換が実施され、どちらも想定元本に基づき計算される。

年度末現在、契約期間中の金利スワップの想定元本は8,470百万ユーロで（2018年12月31日現在は10,901百万ユーロ）、うち1,540百万ユーロは（2018年12月31日からの変化はほぼない）当社の負債分のヘッジに関連しており、6,930百万ユーロ（2018年12月31日現在は9,323百万ユーロ）はグループ会社の負債の市場でのヘッジであり、これらの会社が同額の想定元本で実施した分である。後者の大幅な減少は、主に新規発行に関連する金利スワップの期限前解約による。

金利デリバティブの詳細については、注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

金利リスクに対しヘッジされていない変動利付負債は、市場金利が上昇した場合に損益計算書に影響を及ぼす（借入費用を高める）可能性がある主なリスク要因となっている。

2019年12月31日現在、長期金融負債総額の35%が変動金利であった（2018年12月31日現在は18.1%）。IAS第39号に準じて有効と考えられる金利のヘッジを考慮に入れると、2019年12月31日現在は長期金融負債総額の73.7%（2018年12月31日現在は84.3%）がヘッジされていた計算である。この比率は、管理の目的上はヘッジとして扱われているがヘッジ会計の適格を有しないデリバティブを含めた計算でも基本的に同一となっている。

金利リスクの感応度分析

会社は、金融商品のポートフォリオの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する。

特に、感応度分析では、キャッシュ・フロー・ヘッジ要素については資本について、ならびに、金融デリバティブの公正価値に基づく公正価値ヘッジ要素、および金融デリバティブを使用してヘッジされていない長期債務総額の部分については純損益について、市場シナリオがそれぞれに与える影響の可能性を測定する。

これらのシナリオは、報告日の利回り曲線の上方および下方の平行移動により表示される。

前年と比較すると、感応度分析で使用される方法や仮定に変動はない。

他のすべての変数が一定であるとすると、会社の税引前利益は以下のようになる。

百万ユーロ

		2019年12月31日				2018年12月31日			
		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響	
	ベーシスポイント	増加	減少	増加	減少	増加	減少	増加	減少
外貨の長期変動金利借入金総計の金融費用の変動	25	10	(10)	-	-	5	(5)	-	-
非ヘッジ手段と分類されたデリバティブの公正価値の変動	25	30	(30)	-	-	6	(6)	-	-
ヘッジ手段と指定されたデリバティブの公正価値の変動									
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25	-	-	39	(39)	-	-	36	(36)
公正価値ヘッジ	25	-	-	-	-	-	-	-	-

為替リスク

為替リスクとは、為替相場の変動により金融商品の将来のキャッシュ・フローまたは公正価値が変動するリスクである。

エネル・エスピーでは、為替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。

為替リスクのエクスポージャーは、前年比で変化はない。

詳細については、注記31の「金融商品」を参照。

為替相場の変動に対す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、為替予約やクロス・カレンシー金利スワップなど、多様なOTCデリバティブを用いる。これらの取引契約は、原資産のエクスポージャーの満期を超えないようにする。

為替予約は、取引当事者間で特定の将来の日付に特定の為替レート（予約実行レート）で異なる通貨建の元本を交換することに合意する契約である。この取引では、2つの金額の実際の交換（デリバラブル・フォワード）、または予約実行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）が求められる場合がある。

クロス・カレンシー金利スワップは、外貨建ての長期の固定または変動金利負債を、同額のユーロの変動または固定金利負債に変更させるために用いる。これは、元本が異なる通貨であることの他、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が、金利スワップとは異なる。

次の表は、2019年12月31日と2018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ものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2019年12月31日	2018年12月31日
外国為替デリバティブ		
為替予約	6,064	6,980
－商品の為替リスクをヘッジ	4,225	5,349
－将来のキャッシュ・フローをヘッジ	1,146	825
－その他の為替予約	693	806
クロス・カレンシー金利スワップ	4,193	5,264
合計	**10,257**	**12,244**

具体的な内訳は、以下のとおりである。

- **想定元本合計4,225百万ユーロの為替予約で、うち2,112百万ユーロはグループ会社からのエネルギー商品購入に関連した為替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1,146百万ユーロの為替予約で、うち783百万ユーロが市場での取引。**
- **想定元本合計693百万ユーロの為替予約で、うち346百万ユーロは、投資支出の為替リスク（271百万ユーロ）、およびそれよりも程度は少ないものの営業費用の為替リスクをヘッジするために市場で取引を実施。**
- **エネル・エスピーエーまた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為替リスクをヘッジするための想定元本4,193百万ユーロのクロス・カレンシー金利スワップ。**

詳細については、注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照。
グループの負債の分析では、中長期負債総額の19.8%はユーロ以外の通貨建てである。

為替ヘッジおよび会社の機能通貨または口座通貨建ての外国通貨の負債部分を考慮すると、負債はクロス・カレンシー金利スワップにて完全にヘッジされている。

為替リスクの感応度分析

当社は、金融商品のポートフォリオの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する。
特に、感応度分析では、キャッシュ・フロー・ヘッジ要素については資本について、および金融デリバティブの公正価値に基づく公正価値ヘッジ要素、ならびに金融デリバティブを使用してヘッジされていない長期債務総額の部分については純損益について、市場シナリオがそれぞれに与える影響の可能性を測定する。
これらのシナリオは、報告日に見られた価値と比較した、すべ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る。
前年と比較すると、感応度分析で使用される方法や仮定に変動はない。
他のすべての変数が一定であるとすると、税引前利益は以下のようになる。

百万ユーロ

		2019年12月31日				2018年12月31日			
		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響	
	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計の金融費用の変動	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
非ヘッジ手段と分類されたデリバティブの公正価値の変動	10%	(9)	11	-	-	(14)	17	-	-
ヘッジ手段と指定されたデリバティブの公正価値の変動									
キャッシュ・フロー・ヘッジ	10%	-	-	(364)	445	-	-	(411)	502
公正価値ヘッジ	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

32.3 信用リスク

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相手の信用力の悪化の可能性である。会社は、（通常は金融原資産に関する）デリバティブ取引、銀行および金融機関に保有する預金、外国為替取引ならびにその他の金融商品に関する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の原因は、前年比で変化はない。

当社の信用リスク管理は、市場および社内評価の両方で支払い能力を有すると考えられる信用状態の優れた大手のイタリアおよびインターナショナル金融機関から取引相手を選定し、それらの取引相手のなかでエクスポージャーを多様化すること基づいている。信用エクスポージャーおよ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ガバナンス規則に規定された方針および手順のもと、リスクの監視の責任を担う部署が定期的に監視し、この監視は、必要とされる迅速な緩和行動の特定を確実に実施するためにも行っている。

この通常の枠組みの中で、エネル・エスピーエーは大手金融機関との証拠金契約を締結しており、現金担保の交換をコールすることで、カウンターパーティー・リスクを大幅に軽減している。

金融債権

百万ユーロ

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	純価値
			2019年12月31日		
正常債権	12か月の予想信用損失	0.23%	3,025	7	3,018
不良債権（延滞）	全期間の予想信用損失				
不良債権（破綻）					
合計			**3,025**	**7**	**3,018**

売掛金およびその他の債権：集合的ベースで測定

百万ユーロ

	平均損失率（デフォルト率（PD）＊デフォルト時損失率（LGD））	2019年12月31日 総帳簿価額	予想損失引当金	純価値
売掛金				
支払期限前売掛金		-	-	-
支払期限経過売掛金				
－180日超（信用減損）	1.92%	260	5	255
売掛金合計		**260**	**5**	**255**
その他の債権				
支払期限前その他債権		560	-	560
支払期限経過その他債権		-	-	-
その他の債権合計		**560**	**-**	**560**
合計		**820**	**5**	**815**

32.4 流動性リスク

流動性リスクとは、現金または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義務の履行において、当社が困難に直面するリスクである。

流動性リスク管理規定の目的は以下の通り。

＞　グループの適切な流動性レベルを確保し、関連する機会費用を最小限に抑える。

＞　満期特性および資金調達源に関して、均衡のとれた債務構造を維持する。

短期的には、現金および短期預金、利用可能なコミットメント付き融資枠、およ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リソース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、バランスの取れた負債の満期プロファイルを維持し、金融商品、市場/通貨ならびにカウンターパーティについて、資金調達元を多様化することで流動性リスクは軽減される。

2019年12月31日現在、エネル・エスピーエーは合計4,153百万ユーロの現金および現金同等物を保有し（2018年12月31日現在は2,007百万ユーロ）、1年以上の満期を有する信用供与枠は6,350百万ユーロ（うち使用高ゼロ）である（2018年12月31日現在は5,800百万ユーロ）。

満期分析

以下の表は、当社の長期負債の満期プロファイルの概要である。

百万ユーロ	満期				
	3ヵ月未満	3ヵ月から1年	1年から2年	2年から5年	5年以上
社債：					
－固定金利	410	468	584	2,866	3,274
－変動金利	-	27	111	291	581
合計	**410**	**495**	**695**	**3,157**	**3,855**
銀行借入金					
－固定金利	-	-	-	-	-
－変動金利	-	150	402	-	-
合計	**-**	**150**	**402**	**-**	**-**
ノンバンク資金調達：					
－固定料率リースに基づくもの	-	1	1	-	-
合計	**-**	**1**	**1**	**-**	**-**
グループ会社からの借入金					
－固定金利	-	-	-	1,200	1,100
－変動金利	23	23	46	138	3,611
－固定料率リースに基づくもの	-	-	1	-	-
合計	**23**	**23**	**47**	**1,338**	**4,711**
合計	**433**	**669**	**1,145**	**4,495**	**8,566**

32.5 金融資産と金融負債の相殺

下表は、金融資産および負債の純残高を示した表である。より詳細には、当社では資産および負債を相殺する意図はないため、財務書類ではデリバティブの相殺契約は存在しない。現在の市場規制で想定されるように、デリバティブを関与する取引を保証するため、エネル・エスピーエーは大手金融機関と現金担保の交換をコールする証拠金契約を締結しており、その内訳を以下の表に記載する。

百万ユーロ						2019年12月31日
	(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）で認識される総額	金融資産/（負債）で認識され財政状態計算書で相殺される総額	財政状態計算書で表示される金融資産/（負債）の純残高	金融商品	現金担保で保証された金融資産/（負債）の純残高	金融資産/（負債）の純残高
金融資産						
デリバティブ資産：						
－金利リスク	329	-	329		-	329
－為替リスク	706	-	706	-	(755)	(49)
－その他	53	-	53	-	-	53
デリバティブ資産合計	**1,088**	**-**	**1,088**	**-**	**(755)**	**333**
金融資産合計	**1,088**	**-**	**1,088**	**-**	**(755)**	**333**
金融負債						
デリバティブ負債：						
－金利リスク	(693)	-	(693)	-	662	(31)
－為替リスク	(1,026)	-	(1,026)	-	976	(50)
－その他	-	-	-	-	-	-
デリバティブ負債合計	**(1,719)**	**-**	**(1,719)**	**-**	**1,638**	**(81)**
金融負債合計	**(1,719)**	**-**	**(1,719)**	**-**	**1,638**	**(81)**
金融資産/（負債）純残高	**(631)**	**-**	**(631)**	**-**	**883**	**252**

注記33 デリバティブとヘッジ会計

以下の表は、デリバティブ金融資産および負債の公正価値および想定元本を、ヘッジ関係およびヘッジ対象リスクの種類に基づいて分類し、流動分および非流動部分の内訳別にして示す。

デリバティブ契約の想定元本は、キャッシュ・フローが生じた場合の基礎となる金額である。この値は価値または数量として表示できる（例えば、トンであれば、想定元本に合意された価格を乗じることによってユーロ建の金額に換算される）。ユーロ以外の通貨建ての金額は、WM/ロイター社（WMR）が提示した期末時点の為替レートによって換算されている。

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	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**増減**	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**増減**
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ										
キャッシュ・フロー・ヘッジ										
－為替リスク	2,008	1,751	605	468	137	-	615	-	14	(14)
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**2,008**	**1,751**	**605**	**468**	**137**	**-**	**615**	**-**	**14**	**(14)**
FVTPLのデリバティブ										
－金利リスク	3,452	4,661	329	304	25	13	-	-	-	-
－為替リスク	484	1,096	11	21	(10)	2,546	2,543	90	67	23
－その他	-	-	-	-	-	358	203	53	11	42
FVTPLのデリバティブ合計	**3,936**	**5,757**	**340**	**325**	**15**	**2,917**	**2,746**	**143**	**78**	**65**
デリバティブ資産の合計	**5,944**	**7,508**	**945**	**793**	**152**	**2,917**	**3,361**	**143**	**92**	**51**

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	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	増減	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	増減
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ										
キャッシュ・フロー・ヘッジ										
－金利リスク	1,440	1,440	284	159	125	-	-	-	-	-
－為替リスク	1,291	1,876	910	912	(2)	470	615	5	221	(216)
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**2,731**	**3,316**	**1,194**	**1,071**	**123**	**470**	**615**	**5**	**221**	**(216)**
FVTPLのデリバティブ										
－金利リスク	3,452	4,661	330	302	28	113	138	79	66	13
－為替リスク	495	1,096	12	22	(10)	2,962	2,655	99	68	31
FVTPLのデリバティブ合計	**3,947**	**5,757**	**342**	**324**	**18**	**3,075**	**2,793**	**178**	**134**	**44**
デリバティブ負債の合計	**6,678**	**9,073**	**1,536**	**1,395**	**141**	**3,545**	**3,408**	**183**	**355**	**(172)**

前へ　次へ

33.1　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。価格が上昇また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どうかによって異なるが、指定されていればデリバティブはヘッジ目的と分類されることになる。
ヘッジ会計は、IFRS第9号のすべての要件を満たす場合、金利リスク、為替リスク、商品価格リスクおよび在外営業活動に対する純投資などのリスク抑制のため取引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する。また、当社は、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローの変動を、ヘッジ手段が高い水準で効果的に相殺しているかについての評価も文書化する。

ヘッジ対象として指定された予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジについて、当社はそれらの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。
＞　キャッシュ・フロー・ヘッジ
＞　公正価値ヘッジ
＞　在外営業活動に対する純投資
当社が晒されている金融商品から生じるリスクの性質およびその程度に関する詳細については、注記32「リスク管理」を参照。
有効なヘッジ関係は以下のすべての要件を満たすこととする。
＞　ヘッジ手段と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ヘッジ関係における価値変動の大部分を占めていない
＞　指定時のヘッジ比率が、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使用し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、定性的評価または定量的計算を通じて当社が評価する。
＞　ヘッジ手段およ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、ヘッジ手段およびヘッジ対象の潜在的リスクが異なる場合、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）。

ヘッジ手段の動きがヘッジ対象の動き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ついては、経済関係の存在は、潜在する各リスク要因に市場で使用可能な全ての標準デリバティブを定義したランキング・マトリクスより推定する。このランキングは、考えられるリスクのヘッジ有効性に基づいて導き出される。
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、当社では、ヘッジ非有効部分を最小化するため、すべてのヘッジ関係について（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、定性的評価または定量的計算により評価する。

＞　ヘッジ対象およびヘッジ手段の重要な条件が整合し、ヘッジ・デリバティブの信用リスク調整に他の非有効性の発生原因が存在しない場合、定性的評価に基づき、ヘッジ関係は十分に有効であるとみなされる。
＞　ヘッジ対象およびヘッジ手段の重要な条件が整合しない、または非有効性の発生原因が少なくても一つは存在する場合、ヘッジの非有効性は仮想デリバティブを用いたドル・オフセット法の累積により定量化する。この手法では、報告日および取引開始日における、ヘッジ手段およ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であると考えられる。
＞　基礎の差異（すなわち、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローが、ヘッジ手段のキャッシュ・フローまた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応じて決まる）
＞　時間の差異（すなわち、ヘッジ対象およびヘッジ手段の決済または発生が異なる日付で生じる）
＞　数量または想定元本の差異（すなわち、ヘッジ対象およびヘッジ手段が異なる数量また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・ヘッジ手段またはヘッジ対象のキャッシュ・フローまた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リスク）
＞　信用リスク（相手方の信用リスクが、ヘッジ手段およびヘッジ対象の公正価値の変動に異なる影響を与える）

キャッシュ・フロー・ヘッジ
キャッシュ・フロー・ヘッジは、認識されている資産または負債に伴う特定のリスク、または、純損益に影響を与える可能性が極めて高い取引に起因する将来のキャッシュ・フローの変化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た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損益は、直ちに損益計算書で認識される。
資本に累積された金額は、ヘッジ対象が純損益に影響する期間の純損益として組み替えられる。（例：ヘッジされた売上予測が行われる場合）
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）または非金融負債の認識につながる、もしくはヘッジされた非金融資産または非金融負債の予定取引が公正価値ヘッジの会計処理を適用する確定約定になった場合、資本に累計された金額（すなわち、キャッシュ・フロー・リザーブ）は除去されヘッジされた資産または負債の当初の金額（原価またはその他の帳簿価額）に含められる。（「ベーシス調整」を行う）

ヘッジ手段が期限切れまたは売却されたり、ヘッジがもはやヘッジ会計の要件を満たさなくなった場合、その時点で資本に累積されている損益は資本に残し、予定取引が最終的に損益計算書に認識されたときに認識される。予定取引が発生しないと予測される場合、資本の部に計上された利得又は損失の累計額は即座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、スポット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、フォワード要素（損益またはOCI）の会計処理は、ケースごとに判断する。このアプローチは、再生可能資産の外国為替リスクのヘッジ目的で当社が用いるものである。

逆に、ヘッジ手段として通貨間のクロス・カレンシー金利スワップを使用するヘッジ関係では、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・スプレッドを切り離し、ヘッジコスト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に基づく動的なヘッジ会計アプローチ（一般的に、流動性に基づくアプローチとして知られる）を採用する。

このアプローチでは、市場で取引される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、それを対象リスクをより効果的に回避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を持たせる流動性に基づくアプローチでは、デリバティブのロールオーバー時に、新たなデリバティブに置き換えることが可能である。これは、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、以下の両方の条件を満たしている場合に使用できる。

＞　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満たしている。

これらの要件を満たしているかは四半期ごとに確認する。

ロールオーバー時に、ヘッジ関係は解消される。そのため、その日以降、新たなデリバティブの有効な公正価値が株主持分（キャッシュ・フロー・ヘッジ・リザーブ）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、こうしたヘッジ手段を使用している。

デリバティブに関する公正価値測定の詳細については、注記34「公正価値測定」を参照。

33.1.1 信用リスクの種類によるヘッジ関係

金利リスク

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の取引残高に関し、金利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ものである。

百万ユーロ

2019年12月31日	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	それ以降	合計
金利スワップ							
想定元本	-	-	-	-	-	1,440	1,440
金利スワップ平均金利						2.32	

百万ユーロ

2018年12月31日	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	それ以降	合計
金利スワップ							
想定元本	-	-	-	-	-	1,440	1,440
金利スワップ平均金利						2.32	

当年度末に契約中で、ヘッジ手段として指定された金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フロー・ヘッジおよ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のみを表す。
下表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2019年12月31日および2018年12月31日現在の想定元本と公正価値を示したものである。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
	2019年12月31日	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,440**	**1,440**	**(284)**	**(159)**
金利スワップ	-	-	-	-	1,440	1,440	(284)	(159)

前年比でデリバティブの公正価値が減少したのは、主に2019年を通じてイールドカーブの長期金利部分が全体的に低下したことに起因する。

下表は、金利リスクをヘッジするキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから今後数年間に予想されるキャッシュ・フローである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2019年12月31日**	**2019年**	**2020年**	**2021年**	**2022年**	**2023年**	**それ以降**
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	(284)	(16)	(15)	(15)	(33)	(32)	(178)

下表は、財政状態計算書に対する金利ヘッジ・デリバティブの影響を示す。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
2019年12月31日			
金利スワップ	1,440	(284)	(284)
2018年12月31日			
金利スワップ	1,440	(159)	(159)

下表は、金利リスクにさら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す。

百万ユーロ	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	キャッシュ・フロー・ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	キャッシュ・フロー・ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金
	2019年			2018年		
変動金利の借入	284	(284)	-	159	(159)	-
合計	**284**	**(284)**	**-**	**159**	**(159)**	**-**

下表は、金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが純損益およびその他の包括利益に与えた影響を示す。

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	損益計算書の項目	ヘッジコスト	その他の包括利益から損益に振り替えた金額	損益計算書の項目
2019年12月31日						
変動金利の借入	(139)	-		-	11	**金融費用**
2019年12月31日の合計	**(139)**	**-**		**-**	**11**	
2018年12月31日						
変動金利の借入	(38)	-		-	11	**金融費用**
2018年12月31日の合計	**(38)**	**-**		**-**	**11**	

為替リスク

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の取引残高に関し、為替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ものである。

百万ユーロ

2019年12月31日	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	**それ以降**	**合計**
クロス・カレンシー金利スワップ							
想定元本合計	**470**	**789**	**-**	**1,113**	**-**	**1,397**	**3,769**
ユーロ-米ドルのクロス・カレンシー・スワップ（CCS）の想定元本	-	202	-	1,113	-	-	1,315
ユーロ/米ドル平均約定為替レート		1.13		1.34			
ユーロ-英ポンドのクロス・カレンシー・スワップ（CCS）の想定元本	470	587			-	1,397	2,454
ユーロ/英ポンド平均約定為替レート	0.85	0.82				0.69	

百万ユーロ

2018年12月31日	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	**それ以降**	**合計**
クロス・カレンシー金利スワップ							
想定元本合計	**1,229**	**447**	**757**		**1,091**	**1,332**	**4,856**
ユーロ-米ドルのクロス・カレンシー・スワップ（CCS）の想定元本	-	-	198	-	1,091	-	1,289
ユーロ/米ドル平均約定為替レート			1.13		1.34		
ユーロ-英ポンドのクロス・カレンシー・スワップ（CCS）の想定元本	1,229	447	559	-	-	1,332	3,567
ユーロ/英ポンド平均約定為替レート	0.68	0.85	0.82			0.68	

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日現在の未決済の取引残高に関し、為替リスクに対するヘッジ手段の想定元本および公正価値をヘッジ対象の種類別に示したものである。

百万ユーロ		**公正価値**		**想定元本**	**公正価値**		**想定元本**
		資産	**負債**		**資産**	**負債**	
ヘッジ手段	**ヘッジ対象**	**2019年12月31日**			2018年12月31日		
クロス・カレンシー金利スワップ	**外貨建て固定金利借入れ**	602	(915)	3,567	482	(1,131)	4,658
クロス・カレンシー金利スワップ	**外貨建て変動金利借入れ**	3	-	202	-	(1)	198
合計		**605**	**(915)**	**3,769**	**482**	**(1,132)**	**4,856**

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ているクロスカレンシー金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フローヘッジとして機能する。具体的には、これらのデリバティブは外貨建て固定利付社債および2017年にバンク・オブ・アメリカから融資を受けた米ドル建て変動金利借入金をヘッジしている。

下表は、為替リスクに対応したデリバティブの2019年12月31日および2018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ものである。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
	2019年12月31日	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日	**2019年12月31日**	2018年12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2,008**	**2,365**	**605**	**482**	**1,761**	**2,491**	**(915)**	**(1,132)**
クロス・カレンシー金利スワップ	2,008	2,365	605	482	1,761	2,491	(915)	(1,132)

2019年12月31日現在のクロス・カレンシー金利スワップの想定元本は3,769**百万ユーロとなり（2018年12月31日現在は**4,856**百万ユーロ）、対応するマイナスの公正価値は**310**百万ユーロ（2018年12月31日現在はマイナス**650**百万ユーロ）であった。**

想定元本の1,087**百万ユーロの増減は、主にクロス・カレンシー金利スワップの通常の満了**1,229**百万ユーロならびに米ドルおよび英ポンドに対するユーロの下落を反映している。**

下表は、為替リスクをヘッジする商品の財政状態計算書に対する影響である。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
2019年12月31日			
クロス・カレンシー金利スワップ	3,769	(310)	(281)
2018年12月31日			
クロス・カレンシー金利スワップ	4,856	(650)	(598)

下表は、為替リスクにさら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である。

百万ユーロ	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	キャッシュ・フロー・ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	キャッシュ・フロー・ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金
	2019年			2018年		
外貨建て固定金利借入れ	283	(283)	(30)	596	(596)	(53)
外貨建て変動金利借入れ	(2)	2	1	2	(2)	1
合計	**281**	**(281)**	**(29)**	**598**	**(598)**	**(52)**

下表は、為替リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが純損益およびその他の包括利益に与えた影響を示す。

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	損益計算書の項目	ヘッジコスト	その他の包括利益から純損益に振り替えた金額	損益計算書の項目
2019年12月31日						
外貨建て固定金利借入れ	341	-		23	329	**金融収益**
外貨建て変動金利借入れ	4	-		-	10	**金融収益**
2019年12月31日の合計	**345**	-		**23**	**339**	
2018年12月31日						
外貨建て固定金利借入れ	29	-		17	50	**金融収益**
外貨建て変動金利借入れ	10	-		-	5	**金融収益**
2018年12月31日の合計	**39**	**-**	**-**	**17**	**55**	

下表は、為替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・フローである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
為替に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2019年12月31日**	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	**それ以降**
正の公正価値	605	62	63	57	233	29	342
負の公正価値	(915)	(34)	(54)	(40)	(39)	(39)	(621)

33.1.2 資本に対するキャッシュ・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	ヘッジコスト	その他の包括利益で認識される公正価値の総変動額	損益で認識される公正価値の総変動額	損益で認識される公正価値の総変動額-非有効部分	ヘッジコスト	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
	2019年12月31日				2018年12月31日			
金利ヘッジ	-	(139)	11	-	-	(38)	11	-
為替ヘッジ	23	345	(339)	-	17	39	(55)	-
ヘッジ・デリバティブ	**23**	**206**	**(328)**	**-**	**17**	**1**	**(44)**	-

33.2 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

下表は、2019年12月31日および2018年12月31日の時点でのそれぞれ種類のリスクのFVTPL（損益を通じて公正価値で測定）のデリバティブの想定元本と公正価値である。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在	**2019年12月31日現在**	2018年12月31日現在	**2019年12月31日現在**	2018年12月31日現在	**2019年12月31日現在**	2018年12月31日現在
金利に関するFVTPLのデリバティブ	**3,465**	**4,661**	**329**	**304**	**3,565**	**4,799**	**(410)**	**(368)**
金利スワップ	3,465	4,661	329	304	3,565	4,799	(410)	(368)
為替レートに関するFVTPLのデリバティブ	**3,030**	**3,638**	**100**	**88**	**3,457**	**3,750**	**(111)**	**(91)**
先渡予約	2,818	3,434	87	83	3,245	3,546	(96)	(84)
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
クロス・カレンシー金利スワップ	212	204	13	5	212	204	(15)	(7)
その他のFVTPLのデリバティブ	**358**	**203**	**53**	**11**	**-**	**-**	**-**	**-**
エクイティ・スワップ	358	203	53	11	-		-	
FVTPLのデリバティブ合計	**6,853**	**8,502**	**482**	**403**	**7,022**	**8,549**	**(521)**	**(459)**

2019年12月31日現在、純損益を通じて公正価値で測定される金利、為替およびその他のデリバティブの想定元本は13,875百万ユーロとなり（2018年12月31日現在は17,051百万ユーロ）、マイナスの公正価値39百万ユーロ（2018年12月31日現在はマイナス56百万ユーロ）に対応する。

年度末の金利スワップは7,030百万ユーロであった。これは主に、グループ会社の債務のヘッジで、市場（3,565百万ユーロ）およびこれらの会社の仲介（3,465百万ユーロ）として取引している。

想定元本の合計は前年比で2,430百万ユーロ減少した。より詳細には、以下の理由により市場での取引が1,234百万ユーロ減少した。

＞　ヘッジ前金利スワップの期限前解約1,250百万ユーロ

＞　償却による、または満期に達した金利スワップ234百万ユーロ

＞　新規の金利スワップ250百万ユーロ

想定元本3,242百万ユーロの市場での先渡予約（2018年12月31日は3,570百万ユーロ）は、主にエネルギー商品の価格に関連した為替リスクを軽減するために、グループ会社の引当金のプロセスおよび市場取引とマッチさせたOTCデリバティブ取引による。また、再生可能エネルギーおよびインフラストラクチャ・ネットワークス・セクターでの投資物品および非エネルギー商品の取得に関連する勘定通貨以外の通貨での予想キャッシュ・フロー、ならびにクラウド・サービスの提供による営業費用に関連するユーロ以外の通貨の予想キャッシュ・フローもヘッジする。

前年比の想定元本および公正価値の増減は通常の業務に関連するものである。

想定元本212百万ユーロ（2018年12月31日は204百万ユーロ）のクロス・カレンシー金利スワップは、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為替リスクのヘッジに関連し、市場取引でマッチされている。クロス・カレンシー金利スワップの想定元本の増加、8百万ユーロは主に満期をむかえた1,229百万ユーロのクロス・カレンシー金利スワップによる。想定元本の金額はまた、他の主要通貨に対するユーロ相場の変動も反映している。

注記34 公正価値測定

当社は、国際会計基準で求められる場合、IFRS第13号に準拠し公正価値を測定する。

公正価値は、資産の売却時に受け取るであろう価格または負債の移行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であり、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。

資産および負債の公正価値は、公正価値の測定に使用されるバリュエーション手法へのインプットに基づき、以下に定義された3つのレベルの公正価値ヒエラルキーに分類される。

＞　レベル1：測定日に会社が取得可能な同等の資産または負債の活発市場での（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インプットのうち、資産または負債について直接（例えば価格）または（価格から得られた）間接的に観察可能なもの

＞　レベル3：観察可能な市場データ以外に基づいた資産または負債のインプット（観察不可能なインプット）

これについて、以下を評価するため関連情報が開示されている。

＞　財政状態計算書で当初認識時以降、継続的または非継続的に公正価値で測定される資産および負債について、それらの測定を実施するにあたり使用するインプットおよびバリュエーション手法、さらに

＞　重大な観測不能なインプット（レベル3）を用いて継続的に公正価値を測定する場合、その測定が当期のその他の包括利益および純損益に与える影響

この目的のため以下を定められる。

＞　資産または負債の継続的な公正価値の測定は、IFRS上、各事業年度末に財政状態計算書で要求または容認されている。

＞　資産または負債の非継続的な公正価値測定は、IFRS上、特定の状況において財政状態計算書で要求または容認されている。

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については、各金融商品の種類に適した評価方法および期末の市場データ（金利、為替レート、ボラティリティなど）を用い、市場の利回り曲線に基づく将来キャッシュ・フローを割り引き、ユーロ以外の通貨についてWM/ロイター社（WMR）が提示する為替レートにより換算して算定する。商品関連の契約については、入手可能な場合は、規制市場と非規制市場の双方の相場を用いて測定する。

新たな国際会計基準に基づき、エネル・グループは2013年、カウンターパーティー・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、カウンターパーティー（信用評価調整、CVA ）と自社（債務評価調整、DVA ）の信用リスクの測定を採用することとした。

さらに具体的には、当グループは、ポジションの正味エクスポージャーに対して潜在的将来エクスポージャー評価技法を使用してCVA および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。この技法において使用されたすべてのインプットは、市場において観察可能である。見積りインプットの根底にある仮定の変更は、その商品について報告された公正価値に影響を与える。

デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フロー交換額である。この値は価値または数量として表示できる（例えば、トンであれば、想定元本に合意された価格を乗じることによって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、WM/ロイター社（WMR）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、当事者間で交換された金額を示すとは限らず、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。非上場金融商品については、公正価値は、金融商品の各カテゴリーの適切な評価技法、期末時点の市場データを用いて算定される。これにはエネル・エスピーエーの信用スプレッドも含まれる。

34.1 財政状態計算書で公正価値で測定された資産

以下の表は、財政状態計算書上で継続的または非継続的に公正価値で測定された各資産クラス別に、事業年度末の公正価値、分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	2019年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2019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									
－為替リスク	33	605	-	605	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計		**605**	**-**	**605**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
－金利リスク	33	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ合計		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
純損益を通じた公正価値									
－金利リスク	33	329	-	329	-	-	-	-	-
－為替リスク	33	11	-	11	-	90	-	90	-
－その他		-	-	-	-	53	-	53	-
純損益を通じた公正価値合計		**340**	**-**	**340**	**-**	**143**	**-**	**143**	**-**
合計		**945**	**-**	**945**	**-**	**143**	**-**	**143**	**-**

34.2 財政状態計算書で公正価値で測定された負債

以下の表は、財政状態計算書上で継続的または非継続的に公正価値で測定された各負債クラス別に、事業年度末の公正価値、および分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ		非流動負債				流動負債			
	注記	2019年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2019年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
デリバティブ									
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
―金利リスク	33	284	-	284	-	-	-	-	-
―為替リスク	33	910	-	910	-	5	-	5	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計		**1,194**	**-**	**1,194**	**-**	**5**	**-**	**5**	**-**
純損益を通じた公正価値									
―金利リスク	33	330	-	330	-	79	-	79	-
―為替リスク	33	12	-	12	-	99	-	99	-
純損益を通じた公正価値合計		**342**	**-**	**342**	**-**	**178**	**-**	**178**	**-**
合計		**1,536**	**-**	**1,536**	**-**	**183**	**-**	**183**	**-**

34.3 財政状態計算書で公正価値で測定されない負債

以下の表は、財政状態計算書上は公正価値で測定されない負債ではあるが、その公正価値の公表が求められているものをクラス別に、その事業年度末日の公正価値と公正価値が分類される公正価値ヒエラルキーのレベルを示したものである。

百万ユーロ		負債			
	内容	2019年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
社債：					
―固定金利	31.2.1	9,073	9,073	-	-
―変動金利	31.2.1	966	70	896	-
合計		**10,039**	**9,143**	**896**	**-**
銀行借入金					
―固定金利		-	-	-	-
―変動金利	31.2.1	554	-	554	-
合計		**554**	**-**	**554**	**-**
ノンバンク資金調達：					
―固定料率リースに基づくもの		2	-	2	-
合計		**2**	**-**	**2**	**-**
グループ会社からの借入金：					
―固定金利	31.2.1	2,655	-	2,655	-
―変動金利		4,023	-	4,023	-
―固定料率リースに基づくもの		1	-	1	-
合計		**6,679**	**-**	**6,679**	**-**
合計		**17,274**	**9,143**	**8,131**	**-**

注記35 関連当事者

関連当事者は、国際会計基準の規定および該当するCONSOBの措置に基づき特定される。

エネル・エスピーエーが行う子会社との取引は主に、サービスの提供、財源の調達および採用、保険による補償、人事の管理および組織、法務および法人向けサービス、ならびに税務および管理業務の計画および調整を伴うものであった。

いずれの取引も日常業務の一貫として行われ、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、エネル・グループのコーポレート・ガバナンス規定（詳しくは、当社のホームページ（www.enel.com）で入手できるコーポレート・ガバナンスおよび保有構造を参照）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。

2010年11月、**エネル・エスピーエー取締役会は、エネル・エスピーエーが直接もしくはその子会社を通して間接的に行う関連当事者取引の承認および執行に関する手続を承認した。その手続（**www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties**参照）は、関連当事者取引の透明性ならびに手続上および実質的な妥当性を確保するための規定を定めている。かかる規定は、イタリア民法第**2391**条の**2**の規定およびCONSOB公表の実施規定の導入時に採用された。**2019**年には、改正後のCONSOB規定**17221**号（**2010**年**3**月**12**日制定）で定められた関連当事者間取引に関する規則に基づき、情報開示が必要とされる取引は実施されなかった。**

下表は、当社および関連当事者間の商業取引、財務取引およびその他の関係をまとめたものである。

商業およびその他の関係

2019年

百万ユーロ	債権	債務	費用		収益	
			物品	サービス	物品	サービス
	2019年12月31日	2019年12月31日	2019年		2019年	
子会社						
コデンサ・エスエー・イーエスピー	-	1	-	-	-	-
セントラル・ヘラドラ・テルメレトリカ・フォルタレザ・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・ヘネラシオン・ペルー・エスエーエー	6	-	-	-	-	1
エネル・アメリカス・エスエー	69	-	-	-	-	1
エネル・チリ・エスエー	23	-	-	-	-	2
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエーエー	6	-	-	-	-	1
エネル・ヘネラシオン・ピウラ・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・ヘネラシオン・チリ・エスエー	4	-	-	-	-	2
エネル・ブラジル・エスエー	33	-	-	-	-	10
エネル・エックス・エスアールエル	3	4	-	-	-	3
エネル・エックス・イタリア・エスピーエー	2	9	-	-	-	-
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	27	3	-	-	-	6
エンデサ・ヘネラシオン・エスエー	-	1	-	1	-	1
エンデサ・レッド・エスエー	2	-	-	-	-	-
エンデサ・エスエー	7	4	-	-	-	3
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	5	-	-	-	-	1
イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー	4	-	-	-	-	1
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー	9	-	-	-	-	1
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	197	6	-	-	-	23
エネル・ディストリブシオン・チリ・エスエー	4	-	-	-	-	2
エネル・エネルギア・エスピーエー	40	54	-	-	-	10
エネル・イベリア・エスエルユー	476	4	-	3	-	-
エネル・グリーン・パワー・チリ・リミテッド	2	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	13	2	-	1	-	13
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	1	-	-	-	-	-
エネル・ジェネラシオン・コンスタネラ・エスエー	1					
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	1	1	-	-	-	1
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	-	-	4	-	-
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル	3	5	-	3	-	1
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	1	3	-	2	-	-
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	13	-	-	-	-	3
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	106	3	-	-	-	6
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	2	-	-	-	1
エネル・イタリア・エスピーエー	25	10	-	70	-	9

百万ユーロ	債権	債務	費用		収益	
			物品	サービス	物品	サービス
	2019年12月31日	2019年12月31日	2019年		2019年	
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	7	50	-	-	-	3
エネル・ソール・エスアールエル	(1)	6	-	-	-	-
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	1	33	-	-	-	2
エネル・エスアイ・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エンデサ・エネルジア・エスエー	3	2	-	1	-	2
エネルギア・ヌエバ・エネルギア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィー	1	-	-	-	-	-
ガス・イ・エレクトリシダッド・ヘネラシオン・エスアーユー	2	-	-	-	-	1
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	1	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	4	-	-	-	-	-
Slovenské elektrárne AS	16	-	-	-	-	-
ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリアス・ヘネラシオン・エスエーユー	1	1	-	1	-	1
Vektor Enerji Üretim A[02 18]	8					
合計	**1,132**	**207**	**-**	**86**	**-**	**111**
その他の関連当事者						
ジーエスイー	1	1	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
モンテ・デイ・パッツィ・ディ・シエナ	-	1	-	1	-	-
合計	**2**	**2**	**-**	**1**	**-**	**2**
合計	**1,134**	**209**	**-**	**87**	**-**	**113**

2018年

百万ユーロ	債権	債務	費用		収益	
			物品	サービス	物品	サービス
	2018年12月31日	2018年12月31日	2018年		2018年	
子会社						
コデンサ・エスエー・イーエスピー	-	1	-	-	-	-
セントラル・ヘラドラ・テルメレトリカ・フォルタレザ・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・ヘネラシオン・ペルー・エスエーエー	5	-	-	-	-	-
エネル・アメリカス・エスエー	37	-	-	-	-	2
エネル・チリ・エスエー	26	-	-	-	-	1
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエーエー	5	-	-	-	-	1
エネル・ヘネラシオン・ピウラ・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・ヘネラシオン・チリ・エスエー	2	-	-	-	-	1
エネル・ブラジル・エスエー	24	-	-	-	-	-
エネル・エックス・エスアールエル	-	5	-	1	-	-
エネル・エックス・イタリア・エスピーエー	-	6	-	-	-	-
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	21	3	-	2	-	(5)
エンデサ・ヘネラシオン・エスエー	(2)	1	-	1	-	(1)
エンデサ・インジェニエリア・エスエルユー	-	1	-	1	-	-
エンデサ・レッド・エスエー	1	-	-	-	-	1
エンデサ・エスエー	3	3	-	1	-	1
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	4	-	-	-	-	-
イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー	3	-	-	-	-	-
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー	8	-	-	-	-	-
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	90	111	-	-	-	8
エネル・ディストリブシオン・チリ・エスエー	2	-	-	-	-	1
エネル・エネルギア・エスピーエー	6	47	-	-	-	5
エネル・イベリア・エスエルユー	1	4	-	3	-	-
エネル・グリーン・パワー・チリ・リミテッド	2	-	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	9	32	-	-	-	9
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	1	-	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	2	2	-	-	-	-
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	2	-	2	-	-
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル	5	3	-	3	-	2
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	2	-	-	-	-	1
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	11	-	-	1	-	3
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	44	46	-	-	-	2
エネル・ルーマニア・エスアールエル	5	1	-	-	-	1
エネル・イタリア・エスピーエー	24	21	-	61	-	7

百万ユーロ	債権	債務	費用		収益	
			物品	サービス	物品	サービス
	2018年12月31日	2018年12月31日	2018年		2018年	
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	2	46	-	-	-	2
エネル・ソール・エスアールエル	4	3	-	-	-	(1)
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	2	26	-	-	-	-
エンデサ・エネルジア・エスエー	2	1	-	1	-	-
エネルギア・ヌエバ・エネルギア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィー	1	-	-	-	-	-
ガス・イ・エレクトリシダッド・ヘネラシオン・エスアーユー	1	-	-	-	-	(1)
オーペン・ファイバー・エスピーエー	4	-	-	-	-	4
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	-	-	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	2	-				1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	-
ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリアス・ヘネラシオン・エスエーユー	-	-	-	1	-	-
Vektor Enerji Üretim A[02 18]	8	1	-	-	-	-
合計	**386**	**367**	**-**	**78**	**-**	**48**
その他の関連当事者						
エニ	-	-	-	1	-	-
ジーエスイー	1	1	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
モンテ・デイ・パッツィ・ディ・シエナ	-	1	-	1	-	-
合計	**2**	**2**	**-**	**2**	**-**	**2**
合計	**388**	**369**	**-**	**80**	**-**	**50**

財務関係

2019年

百万ユーロ	債権	債務	保証	費用	収益	配当金
	2019年12月31日			2019年		
子会社						
コンサート・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・アメリカス・エスエー	-	-	-	-	-	270
エネル・チリ・エスエー	-	-	-	-	-	175
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	163	53	4,476	16	104	1,507
エネル・エックス・エスアールエル	174	-	-	-	1	-
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	24	-	-	-	-	-
エネル・エネルギア・エスピーエー	8	2,291	1,946	-	8	1,698
エネル・イベリア・エスエルユー	-	-	-	-	-	1,245
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィー	148	11,307	38,584	207	162	-
エネル・グリーン・パワー・チリ・リミテッド	-	-	2	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・メヒコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィー	37	-	2,720	-	37	-
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	36	-	9,082	-	20	-
エネル・グリーン・パワー・コロンビア・エスエーエス	-	-	201	-	1	-
エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	-	-	8	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア（ピーティーワイ）リミテッド	-	-	35	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	-	-	30	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	267	-	1,679	12	49	237
エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエー	13	-	106	-	8	-
エネル・グリーン・パワー・ロシア・エルエルシー	-	-	50	-	-	-
エネル・グリーン南アフリカ	-	-	1,088	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・デベロップメント・エスアールエル	-	2	-	1	-	-
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル	26	-	17	-	1	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	658	7	1,548	46	42	245
エネル・イタリア・エスピーエー	3	42	254	3	5	15
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	146	-	1,217	-	6	75
エネル・ソール・エスアールエル	1	16	335	-	1	-
エネル・トレード・ルーマニア・エルアールエル	-	-	7	-	-	-
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	30	230	1,631	160	114	-
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	23	1	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	23	-	19	-	1	-
エネルパワー・エスピーエー	-	34	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・アールエスエー（ピーティーワイ）リミテッド	22	-	-	-	11	-
ヌオベ・エネルギー・エルアールエル	12	-	85	-	1	-

百万ユーロ	債権	債務	保証	費用	収益	配当金
	2019年12月31日				2019年	
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	85	-	3,370		45	-
オーペン・ファイバー・エスピーエー	207	-	19	-	10	-
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	-	-	-	-	-	41
エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスエー	-	-	3	-	-	-
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	-	-	-	-	-	39
エネル・エックス・イタリア・エスピーエー	-	19	6	-	-	-
エネル・エックス・モビリティ・エスアールエル	-	56	53	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	-	-	93	-	1	-
エネル・エックス・インターナショナル・エスアールエル	8	-	-	-	-	-
エネル・エックス・ノースアメリカ・インク	-	-	37	-	-	-
エネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー	-	-	751	-	-	-
エネル・エックス・ポルスカ・エスピー・ゼットオー・オー	-	-	11	-	-	-
エネル・エックスUKリミテッド	-	-	13	-	-	-
エナノック・アイルランド・リミテッド	-	-	8	-	-	-
パルケ・エオリコ・パンパ・エスエー	-	-	22	2	4	-
合計	**2,091**	**14,083**	**69,507**	**447**	**632**	**5,547**

2018年

百万ユーロ	売掛金	買掛金	保証	費用	収益	配当金
	2018年12月31日			2018年		
子会社						
コンサート・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・アメリカス・エスエー	-	-	-	-	-	162
エネル・チリ・エスエー	-	-	-	-	-	157
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	121	370	4,343	23	69	949
エネル・エックス・エスアールエル	58	-	-	-	-	-
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	12	-	-	-	-	-
エネル・エネルギア・エスピーエー	8	1,504	1,912	-	8	792
エネル・イベリア・エスエルユー	1	-	-	-	1	486
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィー	164	6,095	33,377	802	240	-
エネル・グリーン・パワー・チリ・リミテッド	-	-	47	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・メヒコ・エスアールエル・デ・シーヴィー	23	-	3,086	-	23	-
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	13	-	6,787	-	12	-
エネル・グリーン・パワー・コロンビア・エスエーエス	-	-	48	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	-	-	8	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア（ピーティーワイ）リミテッド	-	-	12	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	-	-	36	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	59	245	1,724	60	97	557
エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエー	6	-	271	1	8	-
エネル・グリーン・パワー・ロシア・エルエルシー	-	-	50	-	-	-
エネル・グリーン南アフリカ	-	-	1,113	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・デベロップメント・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイ	1	-	-	-	-	66
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル	17	-	1	-	-	2
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	64	466	1,998	55	35	229
エネル・イタリア・エスピーエー	2	29	236	3	3	16
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	122	-	1,217	-	7	100
エネル・ソール・エスアールエル	1	51	321	-	1	-
エネル・トレード・ルーマニア・エルアールエル	-	-	7	-	-	-
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	89	54	1,614	174	95	-
エネル・ファクター・エスピーエー	-	-	-	-	-	2
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	21	1	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	15	-	21	-	1	-
エネルパワー・エスピーエー	-	35	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・アールエスエー（ピーティーワイ）リミテッド	11	-	-	-	11	-
ヌオベ・エネルギー・エルアールエル	27	-	86	-	1	-

百万ユーロ	売掛金	買掛金	保証	費用	収益	配当金
	2018年12月31日				2018年	
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	38	-	3,015	-	36	-
オーペン・ファイバー・エスピーエー	127	-	36	-	2	-
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	-	-	-	-	-	37
エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスエー	-	-	8	-	-	-
エネル・エックス・イタリア・エスピーエー	-	13	3	-	-	-
エネル・エックス・モビリティ・エスアールエル	-	55	53	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	-	-	105	-	-	-
エネル・エックス・インターナショナル・エスアールエル	-	19	-	-	-	-
エネル・エックス・ノースアメリカ・インク	-	-	20	-	-	-
ヘネラドラ・デ・モンテクリスト・エスエー	-	-	8	-	-	-
パルケ・エオリコ・パンパ	2	-	22	-	2	-
タインマス・エナジー・ストレージ・リミテッド	-	-	11	-	-	-
合計	**981**	**8,960**	**61,597**	**1,118**	**652**	**3,555**
その他の関連当事者						
シーイーエスアイ・エスピーエー	-	-	-	-	-	1
合計	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
合計	**981**	**8,960**	**61,597**	**1,118**	**652**	**3,556**

財務状態計算書、損益計算書およびキャッシュ・フローの関連当事者の取引の影響を以下の表に示す。

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%
	2019年12月31日			2018年12月31日		
資産						
デリバティブ-非流動	945	332	35.1%	793	306	38.6%
その他の非流動金融資産	200	191	95.5%	136	125	91.9%
その他の非流動資産	127	118	92.9%	134	125	93.3%
売掛金	255	257	-	191	189	99.0%
デリバティブ-流動	143	16	11.2%	92	14	15.2%
その他の流動金融資産	2,883	1,552	53.8%	1,860	536	28.8%
その他の流動資産	796	759	95.4%	268	74	27.6%
負債						
長期借入金	14,206	6,095	42.9%	13,397	4,141	30.9%
デリバティブ-非流動	1,536	9	0.6%	1,395	20	1.4%
その他の非流動負債	21	8	38.1%	12	9	75.0%
短期借入金	8,367	7,834	93.6%	5,001	4,715	94.3%
買掛金	84	41	48.8%	82	43	52.4%
デリバティブ-流動	183	76	41.5%	355	53	14.9%
その他の短期金融負債	234	23	9.8%	276	31	11.2%
その他の流動負債	2,209	160	7.2%	2,029	317	15.6%

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%
	2019年			2018年		
収益	114	113	99.1%	53	50	94.3%
サービスおよびその他の営業費用	261	86	33.0%	275	79	28.7%
株式投資から生じた収益	5,548	5,547	100.0%	3,567	3,556	99.7%
デリバティブから生じた金融収益	1,003	369	36.8%	1,626	437	26.9%
その他の金融収益	273	263	96.3%	320	215	67.2%
デリバティブから生じた金融費用	925	313	33.8%	1,581	1,033	65.3%
その他の金融費用	775	134	17.3%	768	85	11.1%

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%
	2019年			2018年		
営業活動によるキャッシュ・フロー	3,995	(1,098)	-27.5%	3,449	1,574	45.6%
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー	(2,399)	1,149	-47.9%	(2,587)	397	-15.3%
財務活動によるキャッシュ・フロー	550	2,256	-	(1,344)	4,333	-

注記36 政府補助金-法令第124/2017第1条第125-129段落に基づく開示

法令第124/2017号第1条第125-129段落（その後の修正を含む）に従い、以下にイタリアの公的機関または組織から受領した補助金、ならびにエネル・エスピーエーおよび完全連結子会社、個人および官民事業体から受領した寄付の情報を記載する。開示は、次の二つについて行う。（I）イタリアの公的企業/州組織からの補助金（ii）イタリアに所在するまたはイタリアで設立された官民機関に対するエネル・エスピーエーおよび関連子会社からの寄付

以下では、2019年に、複数回にわたる金融取引を通じた場合でも、同一の委譲者/寄贈者からの1万ユーロを超える支払いがあった場合について開示する。これらは、現金ベースで認識される。

2019年2月11日法令第12号で承認された、2018年12月14日政令第135号第3-4条の定めに従い、受領した補助金については2012年12月24日法令第234号第52条に定められた国家補助の国内登録に記載された情報を参照。

寄贈された寄付については、重大な件を以下に記す。

ユーロ

受益者	金額	寄付の詳細
アショカ・イタリア・オンルス	75,000	地域の持続可能な成長を推進するための寄付
ヨーロッパ大学院	103,000	研究支援のための寄付
Fondazione Centro Studi Enel	50,000	研究プロジェクトおよび高等訓練を支援するための寄付
Fondazione Teatro del Maggio Musicale	400,000	2019年文化プロジェクトへの寄付
Fondazione MAXXI	600,000	2019年文化プロジェクトへの寄付
サンタ・チェチーリア国立アカデミア財団	650,000	2019年文化プロジェクトへの寄付
Elettrici senza frontiere Onlus	40,000	エネルギー開発のための寄付
スカラ座財団	600,000	2019年文化プロジェクトへの寄付
Stichtingグローバル・レポーティング・イニシアティブ	106,500	2019年寄付金
Fondazione Opes Onlus	40,000	2019年寄付金
エネル・クオレ・オンルス	40,000	2019年寄付金
合計	**2,704,500**	

注記37 コミットメントおよび保証

百万ユーロ

	2019年12月31日	2018年12月31日	増減
有価証券および保証：			
－第三者	25	25	-
－子会社	69,507	61,597	7,910
合計	**69,532**	**61,622**	**7,910**

第三者に付与された保証は、主に中米経済統合銀行（BCIE）の利益となる銀行保証25百万ユーロであり、エネル南アメリカがエネル・エスピーエーに統合した後に付与された。
子会社の代理として発行したその他の保証には以下がある。

- ヨーロッパおよび他の市場で発行された債券を保証するため、エネル・ファイナンス・インターナショナルの代理として発行した38,084百万ユーロ
- 事業計画に基づく新規プロジェクトの進展のためエネル・グリーン・パワーが管理する様々な会社に代わって発行した17,455百万ユーロ
- イー・ディストリブッツィオーネ、エネル・プロデュツィオーネ、エネル・グリーン・パワー、エネル・グリーン・パワー・ペルー、エネル・ソールおよびエネル・エックス・モビリティへの貸出の保証として欧州投資銀行（EIB）に発行した3,397百万ユーロ
- エネル・グリッド・エフィシエンシーIIローンを受領したイー・ディストリブッツィオーネの代理としてカーサ・デポジティ・エ・プレスティティに発行した1,407百万ユーロ
- 電力購入契約に基づく義務のため、セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレの代理としてエネル・エスピーエーがシングル・バイヤーに発行した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）への参加を決定した従業員を有する様々なグループ会社の代理としてINPSに発行した969百万ユーロ
- エネル・イタリア、エネル・イノベーション・ハブス、エネル・グローバル・トレーディング、エネル・プロデュツィオーネ、エネルパワー、ヌオベ・エネルギー、エネル・エスアイ、エネル・グリーン・パワー、エネル・ソールおよびエネル・エックス・イタリアの代理としてグループのVAT 手続きに参加することに関して税務当局に発行した827百万ユーロ
- 北米市場におけるコマーシャル・ペーパー・プログラムを保証するため、米国会社であるエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシーの代理として発行した751百万ユーロ
- 送電サービスの合意に関して、イー・ディストリブッツィオーネ、エネル・グローバル・トレーディング、エネル・プロデュツィオーネ、エネル・グリーンパワー、エネル・エネルギアおよびエネル・エックス・イタリアの代理としてテルナに発行した646百万ユーロ
- ユーロ・コマーシャル・ペーパー・プログラムを保証するため、エネル・ファイナンス・インターナショナルの代理として発行した500百万ユーロ
- ガス輸送能力について、エネル・グローバル・トレーディング、エネル・エスアイおよびエネル・プロデュツィオーネの代理としてスナム・レテ・ガスに発行した336百万ユーロ

＞ **エネル・グローバル・トレーディングおよびエネル・プロデュツィオーネの代理として、エネルギー・マーケット・オペレーターを保証した銀行へのカウンター・ギャランティーの発行300百万ユーロ**

＞ **電力購入について、エネル・グローバル・トレーディングの代理としてアールダブリューイー・アンド・トレーディング・ジーエムビーエイチに発行した50百万ユーロ**

＞ **電力市場での取引のため、エネル・グローバル・トレーディングの代理としてイーオン・エネルギー・トレーディングに発行した50百万ユーロ**

＞ **ガス供給について、エネル・グローバル・トレーディングの代理としてウィンガス・ギーエム－ビーエイチ・アンド・シーオー・ケージーに発行した32百万ユーロ**

＞ **賃貸契約に基づく義務の履行について、エネル・イタリアの代理としてエクセルシア・ノベに発行した34百万ユーロ**

＞ **子会社の代理として親会社による財務支援活動の一環として様々な受益者に発行した3,519百万ユーロ**

2018年12月31日と比較し、子会社の代理として発行したその他の保証の増加は、主に連結債務の資金補充およびエネル・グループの財務戦略の一環である債券の発行を反映している。

特に、2019年1月14日、エネル・エスピーエーにより支配されており、オランダで登記されている当グループのファイナンス会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーが、機関投資家向けにヨーロッパ市場で発行した合計1,000百万ユーロとなる第3回目のグリーンボンドを、エネル・エスピーエーが保証したことが挙げられる。

当グループの財務戦略に従って、そのコストが国際連合の持続可能な開発目標（SDG）の達成に連動する2件の機関投資家向け「多目的SGDリンク債」の募集（1件は米国市場および国際市場において合計15億ドル、約14億ユーロ相当、ならびに1件は欧州市場において合計25億ユーロ）が行われた。いずれもエネル・エスピーエーの保証付きである。

親会社として、主に債権譲渡について、エネル・エスピーエーは複数のグループ会社にレター・オブ・パトロネージの保証も行っている。

注記38 偶発債務および資産

ブリンディジ・スド火力発電所－エネル従業員に対する刑事訴訟

ブリンディジ・スド火力発電所に関する刑事訴訟が、ブリンディジ裁判所で行われた。複数のエネル・プロデュツィオーネの従業員（民事訴訟では有罪）が、1999年から2011年の期間の操業の結果、石炭廃棄物による発電所付近の土壌汚染に関して、犯罪的被害を引き起こし、有害物質を廃棄したとして訴えられた。2013年末、告発対象期間が拡大され、2012年と2013年も含まれるようになった。訴訟の過程で、ブリンディジ県および同市を含む被害者側が総額約14億ユーロの被害届を提出した。2016年10月26日、ブリンディジ裁判所は以下の判決を下した。(i) 被告人13名のうち9名（エネル・プロデュツィオーネの社員/管理職）は、過失がないとして無罪。(ii) 2名の被告人に関しては、訴権の時効により訴訟手続を進める必要はないと判断。(iii) 残る2名の被告人に関しては有罪とし、法令の既定により懲役9カ月。損害賠償金の支払いに関しては、同裁判所は以下の判決を下した。(i) 損害賠償を求めて刑事訴訟を起こしていた公共機関および団体のすべての申立てを棄却。(ii) 損害賠償を求めていた民間当事者による申立ての大部分は認められ、これに関し、仮賠償なしの賠償金の金額に関しては、民事裁判所の審判に委ねる。有罪判決を受けた従業員および民事被告人、エネル・プロデュツィオーネ、ならびに訴権の時効が言い渡された従業員は、同判決に上訴した。2019年2月8日、レッチェ控訴院は以下の判決を下した。(i) エネル・プロデュツィオーネのエグゼクティブ2名の刑事上の有罪判決につき、第一審裁判所の判決を支持。(ii) 一部の民間の上訴人の損害賠償の申し立てを棄却。(iii) 第一審裁判所で損害賠償が認められた一部の当事者に言及し、第一審裁判所で棄却された一部の損害賠償を認め、仮賠償なしの賠償金の金額について民事裁判所に委ねた。(iv) ブリンディジ裁判所判決について、第一審裁判所または控訴のいずれでも損害賠償が認められなかったブリンディジ県への訴訟費用の支払いを除き、他の判決を認めた。

レッチェ控訴院は、その後の判決によって、ブリンディジ県が前記の判決に対して申し立てた控訴を容認し、重大な誤りがあったことが確認されるとして損害賠償を受ける同県の包括的権利を認めた。被告はこの判決に対し2019年6月22日に破棄院に上告した。

ブリンディジ発電所の廃棄物処理を巡る違法行為という主張に関しては、レッジョ・カラブリア裁判所およびヴィボ・ヴァレンツィア裁判所でも、違法な廃棄物投棄の罪が問われて多数のエネル・プロデュツィオーネ従業員に対する刑事訴訟が行われている。ただしエネル・プロデュツィオーネは、民事の損害賠償金の責任者として召喚されていない。

レッジョ・カラブリア裁判所における刑事訴訟は、2016年6月23日の公判で終了した。犯罪行為は行われなかったとして、エネル側被告人のほぼ全員に対する主な告発に関して、裁判所は無罪を言い渡した。唯一1件の訴訟は、出訴期限に基づき却下された。同様に、軽犯罪に関する残るすべての申立てに関しても、出訴期限に基づき却下された。ヴィボ・ヴァレンツィア裁判所の訴訟手続きは継続しており、出訴期限法で犯罪の無効化はできないと裁判所が判断したため、現在法廷証言の段階である。2020年2月24日の審理において、検察側専門家証人が証言を行ったところであり、手続きは2020年4月27日に続行される。

エネル・エネルギアおよびセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレに対する反トラスト訴訟

2017年5月11日、競争当局はエネル・エスピーエー（「エネル」）、エネル・エネルギア・エスピーエー（「EE」）およびセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ（「SEN」）に対し、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第102条のもと、市場支配的地位の濫用の疑いについて審議を開始すると発表した。審議は、とりわけ、自由市場で営業するグループ企業の利益のため（EE）、統合されていない競合他社の妨害が可能な一連の複製不可能な商業戦略を用いた排他的戦略に、三社が関与したとの疑いについてである。

2018年12月20日、競争当局は最終判決を下し、2019年1月8日に当事者に通知した。判決は、エネル・エスピーエー、SENおよびEEに対し、TFEU第102条の市場支配的地位の濫用に違反したとして、93,084,790.50ユーロの罰金を課すものであった。

争点となった行為は、プライバシー同意制度の一環として取得した規制市場の顧客データの違法利用を通じた排他的戦略の採用である。

物理的な拠点（エネル・ポインツおよびエネル・ポイント・パートナー・ショップス）での販売活動、組織、およびウィンバック規定に関する、訴訟を開始するためのその他の申し立てについて、競争当局は、予備調査結果は、エネルのグループ会社の一部で乱用行為を行ったとする十分な証拠を入手できていないという決断を下した。

SEN、EEおよびエネルはラツィオ州行政裁判所に判決に対する異議申し立てを行った。ラツィオ州行政裁判所は、2019年10月17日に言い渡した判決によって、(i) 罰金の決定の違法性に関するEEおよびSENの異議を一部支持し、その結果として同決定を取り消し、特に、主張される違反行為が発生したといわれる期間の大幅な削減に関して、ラツィオ州行政裁判所が終局判決の中で規定する具体的パラメータに基づいて罰金を再計算することを競争当局に命じた一方、(ii) 親会社としてのエネルに帰された親会社責任のみに関してエネルの異議を退けた。3社は国家評議会に上訴状を提出し、特にEEおよびSENは、上訴を一部支持したラツィオ州行政裁判所の判決の中で言及された主張される乱用の期間の削減が適切ではないことを主張した一方、エネルは、その申立てが全面的に支持されるべきだと主張した。競争当局もラツィオ州行政裁判所の判決に対する交差上訴状を提出し、原判決の回復を求めた。

上訴状の作成および通知が完了する前の2019年12月6日、競争当局は制裁金を再計算して27,529,786.46ユーロに減額し、2019年12月13日に独自にその通知を行った。

そのため、SEN、EEおよびエネルは、たとえ修正されたその金額であっても罰金の執行を停止するために、競争当局への通知および国家評議会への申立書の提出を行い、上訴が決されるまで関連する支払いが停止されることを求めた。2020年2月20日に開催された予審においては、紛争における弁論の審理の期日を設ける国家評議会のその後の決定および結果としての2020年5月21日の最終決定を考慮して、この申立てに関する議論は行われなかった。

ビーイージーに関する訴訟

ビーイージー・エスピーエーがイタリアで仲裁手続を申請した後、エネルパワーは、自社がアルバニアの水力発電所建設契約に反したとする訴えを完全に棄却するという有利な判決を2002年に勝ち取り、破棄院も2010年にこれを支持した。この結果、ビーイージーは子会社のアルバニア・ビーイージー・アンビエントを通じ、エネルとエネルパワーのアルバニア法人をこの件で訴えた。ティラナ地方裁判所は、アルバニア最高裁の支持を得て、エネルパワーとエネルに対し、2004年の不法行為による被害への賠償金として約25百万ユーロの支払いを、また、その後の数年での被害について不特定額の支払いを命じた。アルバニア・ビーイージー・アンビエントは、この判決を受けて430百万ユーロを超える支払を要求した。

アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーが講じた法的措置を通じてイタリアで発行され、エネルパワー・エスピーエーを勝訴とした仲裁の遵守を逸脱したことを理由に、エネルパワー・エスピーエーとエネル・エスピーエーがビーイージー・エスピーエーの債務を確認することを求めてローマ裁判所に申し立てた追加的訴訟の第一段階は、2015年6月16日の決定によって完了した。エネルパワー・エスピーエーとエネル・エスピーエーは、この訴訟で裁判所に対し、ビーイージーの賠償責任を認め、アルバニアの裁判所が出した判決が執行された場合には、エネル側がアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーに支払を要求される可能性がある額の支払をビーイージーに命令することを求めた。ローマ裁判所は、この決定で、アルバニアでの判決が執行可能であることを宣言した裁判所がこれまでにないので、ビーイージー・エスピーエーが被告適格を有しないか、そうでないとしてもエネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーが訴えの利益を欠いているのだから申立ては認められないと判断した。裁判所は、訴訟費用の相殺を命じた。エネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーはこの判決の全面的破棄を求めるローマ控訴院への控訴を行った。2019年11月13日に予定されていた次回審理は2020年5月7日まで延期された。

2016年11月5日、エネル・エスピーエーとエネルパワー・エスピーエーは、アルバニアの破棄院に申立てを行い、2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決を無効にするよう求めた。現在もこの訴訟は未決である。

2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決内容を執行するため、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーによる訴訟手続きが行われている。

アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーは、ニューヨーク州およびアイルランドの裁判所においてアルバニアの判決の執行を求める2件の手続を開始したが、いずれの裁判所もそれぞれ2018年2月23日および2月26日にエネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーを勝訴とする判決を下した。したがって、アイルランドまたはニューヨークで係属している訴訟はない。

フランス

2012年2月、アルバニア・ビーイージー・アンビエントはパリの大審裁判所に、エネル・エスピーエーとエネルパワー・エスピーエーを相手取り、アルバニアでの判決をフランスでも適用するよう求める訴えを起こした。エネルとエネルパワーはこれに対し反訴した。

大審裁判所での審理の開始を受けて、ビーイージー・アンビエントの主導権により再度、エネル・フランスは2012年から2013年の間に2件の売掛金の事前差押命令を受けた。これはエネル・フランスについてのエネル・エスピーエーの売掛金を差し押さえることが目的である。

2018年1月29日、大審裁判所はエネルおよびエネルパワーの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、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーによるティラナ地方裁判所の判決のフランスにおける認識および執行の申立てを退けた。とりわけ、大審裁判所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と相反しており、今回は2002年の仲裁裁定がそれに該当する。(ii) ビーイージーがイタリアにおける仲裁手続きで得られなかった決定をアルバニアで得ようとして、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーを通じて同一の請求を再度申し立てたことは不正行為にあたる。

アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーは判決に上訴した。パリ控訴院での公判は2020年6月9日に予定されており、主張書面が当事者間で取り交わされている。

オランダ

2014年7月末の時点で、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーはアムステルダム裁判所に提訴し、アルバニアでの判決をオランダでも適用するよう求めている。2016年6月29日、同裁判所は以下の判決を下した。(i) アルバニアの判決は、オランダでの認定と執行の条件を満たしている。(ii) エネルとエネルパワーに対し、60,673.78ユーロの費用および付帯費用に加え、433,091,870.00ユーロをアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーに支払うことを命じる。(iii) 暫定的に執行可能な判決を宣言することを求めたアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーの要求を却下。

2016年6月29日、エネルとエネルパワーは同日に言い渡されたアムステルダム裁判所の判決を不服として控訴を行った。2016年9月27日、アルバニア・ビーイージー・アンビエントも、2016年6月29日の裁判所の判決を不服として控訴し、本案の部分滅失を覆すよう求めた。2017年4月11日、アムステルダム控訴院はエネルとエネルパワーの求めを認め、他の2件の未決の控訴にこの件を加えた。

2018年7月17日の判決で、アムステルダム控訴院は、エネルおよびエネルパワーによる抗告を支持し、アルバニアの判決はオランダでは執行不可能であると言い渡した。控訴院は、アルバニアの判決は恣意的かつ明らかに不合理であり、オランダの公の秩序に反すると判断した。これらの理由により、裁判所はエネルおよびエネルパワーの追加の申立を分析する必要はないとの見解を示した。

アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーが提起した従属質問に関し、控訴院での審議は継続した。質問は、アルバニアの争議の本案の判決に従って判決を下すよう依頼したもので、特にエネルおよびエネルパワーによるアルバニアでの工場建設が失敗したことに対する非契約責任が生じる疑いについてである。2019年12月3日、アムステルダム控訴院は2016年6月29日の第一審裁判所の判決を破棄する判決を下し、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーが行ったすべての請求を退けた。同裁判所は、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーの従属請求に対するその管轄権を肯定した上で、アルバニア法に基づく事件の本案の再分析後にこの結論に達した。したがって、エネルおよびエネルパワーはアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーに何らかの金額を支払う責任を負っておらず、後者は実際に、特別な手続の一部としてその後定量化される違法な保全のための差押えにおいて発生した損失ならびに事実審および控訴審の手続きの費用を控訴人である両社に補償することを、同控訴院により命じられた。2020年3月3日、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーがオランダ最高裁判所に上告状を提出したことが判明した。

ルクセンブルク

ルクセンブルクでも、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーの主導により、JPモルガンバンク・ルクセンブルク・エスエーも、エネル・エスピーエーの売掛金に関する事前差押えの命令に協力した。並行して、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーはティラナ地方裁判所の判決内容をルクセンブルクで執行するための訴状を提出した。この手続きは依然として進行中であり、判決はまだ言い渡されていない。

2001年政令第231号違反

2018年8月10日、判決のためミラノ裁判所に2019年5月23日に出廷するよう求める呼出状がイー・ディストリブッツィオーネに通知された。イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーに加え、係争には従業員1名、複数の第三者企業およびその代表者が、法務担当者の行政責任について政令第231/2001号に違反した疑いで関与した。廃棄物の違法取り扱い（統一環境規則第256条）の犯罪に着手した疑い、および送電線の除去作業に関連する文化遺産規定の規定違反（政令第42/2004号）に対して訴訟手続きが開始された。2020年1月16日に開催された最終回の審理において、ミラノ検事室は、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーの従業員の無罪（その結果としての、政令第231/2001号に準じた同社の無罪）を求める主張を行い、その後、ミラノ裁判所が2020年1月23日に発行した無罪判決によってこの主張が確認された。

注記39 将来の会計基準

以下は、2019年12月31日以降に当グループにおいて効力を発する会計基準、改訂および解釈指針の一覧である。

- **2018年3月に公表された「*IFRS基準における概念フレームワークへの参照の改訂*」。本書では、影響を受ける基準の改訂を明確にし、改訂された概念フレームワークへの参照を更新している。新たな概念が組み込まれ、更新された定義と認識基準を記載し、重要な概念を明確化した本改訂には、2018年3月に公表された「財務報告の概念フレームワークの改訂」最新版に付随している。改訂された概念フレームワークおよび上記改訂は、2020年1月1日以降に開始する年次報告期間から発効する。**
- **会計基準全体で「重要性がある」の定義を揃え、多数の側面を明確にするために2018年10月に公表された「IAS第1号およびIAS第8号の改訂－*『重要性がある』の定義*」。重要性があるの新たな定義は次のとおりである：「情報は、それを省略、誤表示または覆い隠したときに、特定の報告企業の財務情報を提供する一般目的財務書類の主要な利用者が当該財務書類に基づいて行う意思決定に影響を与えると合理的に予想し得る場合には重要性がある」。 この改訂は、2020年1月1日以降に開始する年次会計期間から発効し、早期適用が許容される。**
- **2019年9月に公表された「IFRS第9号、IAS第39号およびIFRS第7号の改訂－*金利指標改革*」。この改訂は、ヘッジ会計に関連する規定および移行期間中（すなわち、正式な代替的金利指標の決定まで）の特定の追加的開示要件を改訂している。この改革は、代替的金利が決定された時点で公正価値の測定、ヘッジ会計の効果および正味財政状態に影響を与える。**
- **2020年1月に公表された「IAS第1号の改訂－*負債の流動負債または非流動負債への分類*」。この改訂は、負債の表示に関するIAS第1号の規定に関連するものである。より具体的には、この変更は以下の点を明確化している。**
  - **負債を流動または非流動に分類する際に採用する基準。決済を延期する企業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。**
  - **分類は、企業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または予想の影響を受けない。**
  - **借入れの条件がどのように分類に影響するか。**
  - **決済とは、現金、資本性金融商品、その他の資産またはサービスの相手方当事者への移転をいう。**

  この改訂は、承認を条件として、2022年1月1日以降に開始する年次会計期間から発効し、早期適用が認められる。

当社は、将来におけるこの条項の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。

注記40 後発事象

イタリア子会社の企業再編成

2020年1月1日、イタリアの会社へのエネルの投資が、「エネル・イタリア」と命名されている事業単位の譲渡によって再編成された。

この取引は、エネルが事業を行っている主な国で既に完了しまたは進行している当グループの構造の簡素化および最適化のプロセスに従って、イタリア国内のエネル・グループの企業構造の合理化を継続し、イタリアの様々な事業の経営に傾注される資源をグローバルな機能および外国投資から分離することを目的としている。

現在の企業組織図と比較すると、エネル・エスピーエーは、イタリアの下位持株会社（その役割は現在のエネル・イタリア・エスピーエーが引き受ける）を直接支配し、次に後者がイタリア国内のすべての株式投資を保有することになる。

特に、エネルは、エネル・エネルギア・エスピーエー、セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーの各社への株式投資、ならびに、企業分割によって譲渡されたグローバルな事業部門を除いて、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーおよびエネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル（会社分割されたエネル・グリーン・パワー・エスピーエーのイタリアの事業を保有する新設会社）の株式投資によって構成される事業単位をエネル・イタリアに譲渡した。

合計価額12,147百万ユーロの譲渡された事業単位には、イタリアの子会社への金融サービスの提供に関与していた従業員および人員、（エネル・イタリア・エスピーエーに均衡のとれた財務構造を付与するために必要であったことから）エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーに対する債務の一部、ならびに同事業単位の構成要素に関連する契約、債権および債務も含まれる。

エネル・グリーン・パワー・エスピーエーのエネル・エスピーエーへの部分的会社分割

被分割会社の臨時株主総会により2019年10月3日に、および、譲受会社の取締役会により2019年10月24日に承認された会社分割計画に従って、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーのエネル・エスピーエーへの部分的分割が2020年1月17日に完了した。

この取引は、(i) エネル・グリーン・パワーが所有しているエネル・ノースアメリカ・インク（2019年10月8日まではエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インクと呼ばれていた）およびエネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・ノースアメリカ・エルエルシーへの株式投資（後者についてはその資本金の全部を占める）、ならびに (ii) エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーとのグループ会社間ローン契約のエネル・エスピーエーへの譲渡を想定している。

譲受会社により完全に所有されていた会社の分割が取引に含まれたため、交換比率は定められておらず、譲受会社の資本金は増加しない。

会社分割には、2019年6月30日現在の被分割資産の正味帳簿価額に等しいエネル・グリーン・パワーの株主持分の1百万ユーロの減少、およびエネル・エスピーエーの資本準備金の同額の増加が伴う。

会社分割は、2020年2月1日より法律上、会計上および税務上の効力を生じた。

新型コロナウイルス（COVID-19）のパンデミック

新型コロナウイルス（COVID-19）の流行は中国の武漢市で始まり、中国国家当局から世界保健機関に2019年12月30日に初めて報告された。

2020年初頭の数週間は、国際機関が多大な懸念を表明した一方で、流行は東南アジアおよび中東の特定の地域に限られているように見え、中国、韓国およびイランのいくつかの地域のみに影響を与えた。

2月後半には、イタリアでの新型コロナウイルスの最初の散発的流行の本格的な事例によって流行の第二段階が始まり、欧州全体への拡散が急速に拡大した。

最近になって、世界保健機関は新型コロナウイルスに関連する公衆衛生上の緊急事態がパンデミックの水準まで高まったことを宣言し、最初の報告後わずか2ヵ月超で、中国国外で確認された事例件数はこの伝染病が最初に発生した中国国内で報告された事例件数を今や超えている。これは、欧州でのウイルス感染の拡大、イタリアおよびスペインにおける感染者数が現時点では最大となっていること、米国における急速な感染拡大、ならびに中南米およびアフリカにおける最初の大流行の発生によるものである。

人に投与可能なワクチン開発の臨床試験を待つ間、伝染病の影響を封じ込めるために、各国政府は人々の自由な移動を制限することを基本的な目的とする多数の封じ込め措置を採用しており、これらの措置は、将来のウイルス感染拡大の状況に基づいて維持またはより厳格化される可能性がある。

当グループは、地方レベルで導入された措置の遵守を確保するためのガイドラインを公表し、職場における感染を防止し、その影響を軽減する最も適切な手順を採用するための多数の手段を講じた。

特に、とりわけ以下の要素の寄与によって事業継続性が管理されている。

- **当グループがその最大の事業展開を有する国々において在宅勤務が可能な職種のすべての従業員がスマート勤務を利用。デジタル化への投資の結果、このアプローチは数年前から導入されており、当グループの人員が同一の効率性および有効性の下で在宅勤務することを可能にしている。**
- **当グループの発電資産の通常運転、電力サービスの継続、ならびに、市場に関するすべての活動および顧客関係の遠隔管理を確保するデジタル化されたインフラの使用。**

また、エネル・グローバル・タスクフォースは国レベルで対応しており、、グローバルな技術的ビジネス・ラインとの相乗効果により、当グループが事業を行っている国々における活動実施の調整および指示を委ねられている。

当グループは、2020年3月11日のESMAの勧告に従って、基本的に以下の観点から事業活動、財政状況および業績に対する新型コロナウイルスの実際のおよび潜在的な影響を評価する内部での分析を実施した。

- **主な関心のある分野および当グループが事業を行っている主要国におけるマクロ経済的影響の予測**
- **エネルギーおよびその他の商品市場における電力およびガスの価格の予測**
- **伝染病の感染拡大を抑制するために地方レベルで講じられた様々な措置による、当グループが事業を行っている国の電力需要に対する影響の予測**
- **一部の国において経済活動に課された制限によって生じる可能性のある単一の事業ラインのサプライチェーンのレベルでの供給および補給の遅延の可能性の分析**

当社は、絶えず展開するシナリオの中で、現時点で入手可能な情報に基づいて、当グループに対する潜在的影響の最善の見積りをリアルタイムで獲得し、対応策および危機管理計画を講じることによってその影響を軽減させるために、マクロ経済上および事業上の変数の変化を常時監視している。
当グループの地理的多様性、バリューチェーン全体に沿って統合されたビジネスモデル、堅実な財務構造、および既に獲得しているデジタル化の水準により同一レベルのサービスで事業活動の継続を保証することが可能であることから、新型コロナウイルスが当グループに重大な影響を与えるという証拠はない。

注記41 CONSOB「発行体の規制」第149-12条に規定される監査人の手数料

2019年12月31日現在、エネル・エスピーエおよびその子会社が監査人およびそのサービス・ネットワークに属する事業体にサービスの対価として2019年に支払った手数料を、CONSOB「発行体の規制」第149-12条の定めるところに従い以下の表に記載する。

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）
エネル・エスピーエー		
監査	内訳	
	－EYエスピーエー	1.0
	－EYネットワークのエンティティ	-
認証サービス	内訳	
	－EYエスピーエー	1.1
	－EYネットワークのエンティティ	-
その他サービス	内訳	
	－EYエスピーエー	-
	－EYネットワークのエンティティ	-
合計		**2.1**
エネル・エスピーエーの子会社		
監査	内訳	
	－EYエスピーエー	2.8
	－EYネットワークのエンティティ	10.3
認証サービス	内訳	
	－EYエスピーエー	1.5
	－EYネットワークのエンティティ	2.4
その他サービス	内訳	
	－EYエスピーエー	-
	－EYネットワークのエンティティ	0.1
合計		**17.1**
合計		**19.2**

前へ　次へ

Consolidated financial statements

Consolidated Income Statement

Millions of euro	Notes	2019	of which with related parties	2018	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services [1]	8.a	77,366	4,604	73,037	5,387
Other income	8.b	2,961	16	2,538	38
	[Subtotal]	**80,327**		**75,575**	
Costs					
Electricity, gas and fuel purchases [1]	9.a	33,755	7,189	37,264	7,737
Services and other materials [1]	9.b	18,580	2,617	18,406	2,644
Personnel	9.c	4,634		4,581	
Net impairment/(reversals) of trade receivables and other receivables	9.d	1,144		1,096	
Depreciation, amortization and other impairment losses	9.e	9,682		5,355	
Other operating expenses [1]	9.f	7,276	235	1,769	272
Capitalized costs	9.g	(2,355)		(2,264)	
	[Subtotal]	**72,716**		**66,207**	
Net income/(expense) from commodity risk management [1]	10	**(733)**	11	**532**	10
Operating income		**6,878**		**9,900**	
Financial income from derivatives	11	1,484		1,993	
Other financial income	12	1,637	88	1,715	59
Financial expense from derivatives	11	1,142		1,532	
Other financial expense	12	4,518	46	4,392	55
Net income/(expense) from hyperinflation		95		168	
Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method	13	(122)		349	
Income before taxes		**4,312**		**8,201**	
Income taxes	14	836		1,851	
Net income from continuing operations		**3,476**		**6,350**	
Net income from discontinued operations		-		-	
Net income for the year (shareholders of the Parent Company		**3,476**		**6,350**	
Attributable to shareholders of the Parent Company		2,174		4,789	
Attributable to non-controlling interests		1,302		1,561	
Basic earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.21*		*0.47*	
Diluted earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.21*		*0.47*	
Basic earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.21*		*0.47*	
Diluted earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.21*		*0.47*	

(1) The 2018 figures have been represented to take account of the interpretations of the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) contained in the Agenda Decision of March 2019, which involved changes in the classification, with no impact on margins, of the effects of purchase and sales contracts for commodities measured at fair value through profit or loss (for more details, see note 4.3 of the consolidated financial statements).

Statement of Consolidated Comprehensive Income

Millions of euro	Notes	2019	2018
Net income for the period		**3,476**	**6,350**
Other comprehensive income recyclable to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		39	(552)
Change in fair value of hedging costs		120	83
Share of the other comprehensive income of equity investments accounted for using the equity method		(57)	(57)
Change in the fair value of financial assets at FVOCI		5	(3)
Change in translation reserve		(481)	(1,287)
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss (net of taxes)			
Remeasurement of net liabilities (assets) for employee benefits		(502)	(120)
Change in fair value of equity investments in other entities		-	12
Total other comprehensive income/(loss) for the period	34	**(876)**	**(1,924)**
Total comprehensive income/(loss) for the period		**2,600**	**4,426**
Attributable to:			
- shareholders of the Parent Company		1,745	3,667
- non-controlling interests		855	759

Consolidated Balance Sheet

Millions of euro	Notes				
ASSETS		**at Dec. 31, 2019**		at Dec. 31, 2018	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Non-current assets					
Property, plant and equipment	16	79,809		76,631	
Investment property	19	112		135	
Intangible assets	20	19,089		19,014	
Goodwill	21	14,241		14,273	
Deferred tax assets	22	9,112		8,305	
Equity investments accounted for using the equity method	23	1,682		2,099	
Derivatives	24	1,383	*15*	1,005	
Non current contract assets	25	487		348	
Other non-current financial assets	26	6,006		5,769	
Other non-current assets	27	2,701		1,272	
	[Total]	**134,622**		**128,849**	
Current assets					
Inventories	28	2,531		2,818	
Trade receivables	29	13,083	*896*	13,587	*1,085*
Current contract assets	25	186		135	
Tax receivables		409		660	
Derivatives	24	4,085	*8*	3,914	*52*
Other current financial assets	30	4,305	*27*	5,160	*21*
Other current assets	31	3,115	*183*	2,983	*165*
Cash and cash equivalents	32	9,029		6,630	
	[Total]	**36,703**		**35,887**	
Assets classified as held for sale	33	**101**		**688**	
TOTAL ASSETS		**171,426**		**165,424**	

Millions of euro	Notes				
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		**at Dec. 31, 2019**		at Dec. 31, 2018	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Equity attributable to the shareholders of the Parent Company					
Share capital		10,167		10,167	
Treasury share reserve		(1)		-	
Other reserves		1,130		1,700	
Retained earnings (loss carried forward)		19,081		19,853	
	[Total]	**30,377**		**31,720**	
Non-controlling interests		**16,561**		**16,132**	
Total shareholders' equity	34	**46,938**		**47,852**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	35	54,174	*715*	48,983	*804*
Employee benefits	36	3,771		3,187	
Provisions for risks and charges (non-current portion)	37	5,324		5,181	
Deferred tax liabilities	22	8,314		8,650	
Derivatives	24	2,407		2,609	
Non-current contract liabilities	25	6,301	*151*	6,306	
Other non-current liabilities	38	3,706		1,901	*86*
	[Total]	**83,997**		**76,817**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	35	3,917		3,616	
Current portion of long-term borrowings	35	3,409	*89*	3,367	*89*
Provisions for risks and charges (current portion)	37	1,196		1,312	
Trade payables	39	12,960	*2,291*	13,387	*2,924*
Income tax payable		209		333	
Derivatives	24	3,554	*8*	4,343	*35*
Current contract liabilities	25	1,328	*39*	1,095	*25*
Other current financial liabilities	40	754		788	
Other current liabilities	42	13,161	*30*	12,107	*69*
	[Total]	**40,488**		**40,348**	
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	33	**3**		**407**	
Total liabilities		**124,488**		**117,572**	
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		**171,426**		**165,424**	

Statement of Changes in Consolidated Shareholders' Equity (note 34)

	Share capital and reserves attributable to the shareholders of the Parent Company															
	Share capital	Share premium reserve	Treasury share reserve	Legal reserve	Other reserves	Reserve from translation of financial statements in currencies other than euro	Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	Reserve from measurement of costs of hedging financial instruments	Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	Reserve from equity investments accounted for using the equity method	Reserve from remeasurement of defined benefit plans	Reserve from disposal of equity interests without loss of control	Reserve from acquisitions of non-controlling interests	Retained earnings and loss carried forward	Equity attributable to the shareholders of the Parent Company	Non-controlling interests	Total shareholders' equity
At December 31, 2017	**10,167**	**7,489**	**-**	**2,034**	**2,262**	**(2,614)**	**(1,588)**	**-**	**(23)**	**(5)**	**(646)**	**(2,398)**	**(1,163)**	**21,280**	**34,795**	**17,366**	**52,161**
Application of new accounting standards (IFRS 9 and IFRS 15)	-	-	-	-	-	-	348	(348)	3	-	-	-	-	(3,707)	(3,704)	(576)	(4,280)
Monetary revaluation (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	212	212	362	574
At January 1, 2018 restated	**10,167**	**7,489**		**2,034**	**2,262**	**(2,614)**	**(1,240)**	**(348)**	**(20)**	**(5)**	**(646)**	**(2,398)**	**(1,163)**	**17,785**	**31,303**	**17,152**	**48,455**
Distribution of dividends and interim dividends	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,765)	**(2,765)**	**(1,137)**	**(3,902)**
Monetary revaluation (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73	**73**	**143**	**216**
Transactions in non-controlling interests	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	17	(460)		**(443)**	**(850)**	**(1,293)**
Change in the scope of consolidation	-	-		-	-	(94)	(14)		27		(5)	-	-	(29)	**(115)**	**65**	**(50)**
Comprehensive income for the period	-	-		-	-	(609)	(491)	90	9	(58)	(63)	-	-	4,789	**3,667**	**759**	**4,426**
of which																	
- other comprehensive income/(loss)	-	-		-	-	*(609)*	*(491)*	90	9	(58)	(63)	-	-	-	**(1,122)**	**(802)**	***(1,924)***
- net income/(loss) for the period	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,789	**4,789**	**1,561**	**6,350**
At December 31, 2018	**10,167**	**7,489**	**-**	**2,034**	**2,262**	**(3,317)**	**(1,745)**	**(258)**	**16**	**(63)**	**(714)**	**(2,381)**	**(1,623)**	**19,853**	**31,720**	**16,132**	**47,852**
Distribution of dividends	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-		(3,050)	**(3,050)**	**(1,190)**	**(4,240)**
Purchase of treasury shares	-	(9)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(10)**	-	**(10)**
Reclassifications	-	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	-	-	-	-
Monetary revaluation (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		104	**104**	**170**	**274**
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61	-	**61**	**593**	**654**
Change in the scope of consolidation	-	-	-	-	-	(220)	41				(11)		(3)	-	**(193)**	**1**	**(192)**
Comprehensive income for the period	-	-	-	-	-	(265)	94	111	5	(56)	(318)	-	-	2,174	**1,745**	**855**	**2,600**
of which			-														
- other comprehensive income/(loss)	-	-	-	-	-	*(265)*	94	*111*	5	(56)	*(318)*	-	-	-	**(429)**	**(447)**	***(876)***
- net income/(loss) for the period	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*2,174*	**2,174**	**1,302**	**3,476**
At December 31, 2019	**10,167**	**7,487**	**(1)**	**2,034**	**2,262**	**(3,802)**	**(1,610)**	**(147)**	**21**	**(119)**	**(1,043)**	**(2,381)**	**(1,572)**	**19,081**	**30,377**	**16,561**	**46,938**

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	2019	of which with related parties	2018	of which with related parties
Income before taxes for the period		**4,312**		**8,201**	
Adjustments for:					
Net impairment/(reversals) of trade receivables and other receivables	9.d	1,144		1,096	
Depreciation, amortization and other impairment losses	9.e	9,682		5,355	
Financial (income)/expense	11-12	2,443		2,048	
Net income of equity investments accounting for using the equity method	13	123		(349)	
Changes in net working capital:		(273)		153	
- inventories	28	318		(117)	
- trade receivables	29	(877)	*189*	426	*(253)*
- trade payables	39	(51)	*(633)*	734	*559*
- other contract asset [1]	25	(31)		-	
- other contract liabilities [1]	25	154		750	
- other assets/liabilities		214	*18*	(1,640)	*71*
Accruals to provisions		515		449	
Utilization of provisions		(1,838)		(1,226)	
Interest income and other financial income collected	11-12	1,582	88	1,768	*59*
Interest expense and other financial expense paid	11-12	(4,235)	*(46)*	(4,342)	*(55)*
Net (income)/expense from measurement of commodities		(86)		(71)	
Income taxes paid	14	(1,850)		(1,721)	
Capital (gains)/losses		(268)		(286)	
Cash flows from operating activities (A)		**11,251**		**11,075**	
Investments in property, plant and equipment	16	(8,236)		(6,908)	
Investments in intangible assets	20	(1,023)		(1,351)	
Investments in non-current contract assets		(692)		(271)	
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	6	(320)		(1,472)	
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	6	688		424	
(Increase)/Decrease in other investing activities		468		(83)	
Cash flows from investing/disinvesting activities (B)		**(9,115)**		**(9,661)**	
Financial debt (new long-term borrowing)	43.3	8,899		13,424	
Repayments of financial debt [1]	43.3	(5,511)	*(89)*	(12,040)	*(89)*
Other changes in net financial debt [1]		355		1,826	
Receipts from disposal of equity investments without loss of control [1]		-		2	
Payments for acquisitions of equity investments without change of control and other transactions with non-controlling interests [1]		530		(1,404)	
Purchase of own shares		(10)		-	
Dividends and interim dividends paid		(3,957)		(3,444)	
Cash flows from financing activities (C)		**306**		**(1,636)**	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (D)		**(76)**		**(185)**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (A+B+C+D)		**2,366**		**(407)**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the period [2]		6,714		7,121	
Cash and cash equivalents at the end of the period [3]		9,080		6,714	

(1) In order to improve the presentation of these items, they have been broken down to a greater extent than in the past, making it necessary to reclassify the figures for 2018 in order to ensure the uniformity and comparability of the data with the previous year.
(2) Of which cash and cash equivalents equal to €6,630 million at January 1, 2019 (€7,021 million at January 1, 2018), short-term securities equal to €63 million at January 1, 2019 (€69 million at January 1, 2018) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" in the amount of €21 million at January 1, 2019 (€31 million at January 1, 2018).
(3) Of which cash and cash equivalents equal to €9,029 million at December 31, 2019 (€6,630 million at December 31, 2018), short-term securities equal to €51 million at December 31, 2019 (€63 million at December 31, 2018) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" in the amount of €21 million at December 31, 2018.

Notes to the financial statements

1. Form and content of the 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. 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 South America.
The consolidated financial statements for the period ended December 31, 2019 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 scope of consolidation is attached.

These financial statements have been audited by EY SpA.

Basis of presentation

The consolidated financial statements for the year ended December 31, 2019 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 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 consolidated balance sheet, the statement of changes in consolidated shareholders' equity and the consolidated statement of cash flows and the related notes.
The assets and liabilities reported in the consolidated balance sheet 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 or in the 12 months following the balance-sheet date; current liabilities are liabilities that are expected to be settled during the normal operating cycle of the Group or within the 12 months following the close of the financial year.
The consolidated income statement is classified on the basis of the nature of costs, with separate reporting of net income (loss) from continuing operations and net income (loss) from discontinued operations attributable to shareholders of the Parent Company and to non-controlling interests.
The indirect method is used for the consolidated cash flow statement, with separate reporting of any cash flows by operating, investing and financing activities associated with 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 joint ventures or associates;
- investing/disinvesting activities comprise investments in property, plant and equipment and intangible assets and disposals of such assets and contract assets related to service concession arrangements. 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, dividends paid to non-controlling interests by the Parent Company or other consolidated companies 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 on "cash flows" in the report on operations.

The income statement, the balance sheet and the statement of cash flows report transactions with related parties, the definition of which is given in the next section below.

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 Company Enel SpA. All figures are shown in millions of euro unless stated otherwise.

The consolidated income statement, the consolidated balance sheet and the consolidated statement of cash flows report transactions with related parties, the definition of which is given in the section "Accounting policies and measurement criteria".

The consolidated financial statements provide comparative information in respect of the previous period.

2. Accounting policies and measurement criteria

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 value of revenue, costs, assets and liabilities and the related disclosures concerning the items involved as well as contingent assets and liabilities at the balance sheet 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 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.

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 this item of revenue, see note 8.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 and goodwill exceeds its recoverable amount, which is the higher of the fair value less costs of disposal and the value in use, the assets are impaired.
Such assessments of the recoverable amount of assets are carried out in accordance with the provisions of IAS 36, as described in greater detail in note 21 below.
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 in exam, 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 five years. Consequently, cash flows related to subsequent periods are determined based on a long-term growth rate that does not exceed the average long-term growth rate for the particular sector and country.
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 estimation factors on which the calculation of such values is performed could generate different recoverable values. 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.

Expected credit losses on financial assets

At the end of 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, 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 Group's past history, existing 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 (i.e., 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 receivable, 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 receivables, Enel 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 the receivables 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 are specific information about any significant increase in credit risk, the Group applies 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 client 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 refer to note 43 "Financial instruments".

Depreciable value of certain elements of Italian hydroelectric plants subsequent to enactment of Law 134/2012

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 tender 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 transfer 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 economic and technical 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 were 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 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 47. Changes in the assumptions made in estimating the input date could have an impact on the fair value recognized for those instruments.

Development costs

In order to determine the recoverability of development costs, 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 withdrawal 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 withdrawal 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 36.

Litigation

The Enel 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 loss can be made. note 52 provides information on the most significant contingent liabilities of the Group.

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.

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 entity-specific estimates.
One of the most significant judgements for Group in adopting IFRS 16 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 Parent Company or other guarantee underlying;
- 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.

Income tax

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2019, the consolidated financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses 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 profits sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.
Significant management judgement 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 the income statement in the year in which this circumstance arises.
For more detail in deferred tax assets recognized or not recognized, please see note 22.

Management judgments

Identification of cash generating units (CGUs)

For impairment testing, if the recoverable amount cannot be determined for an individual asset, the Group identifies the lowest aggregation 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 area, business area, regulatory framework, etc.) and the evidence that the cash inflows of the group of assets are closely interdependent among them and 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.
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 impaired where necessary.
The CGUs identified by management to which the goodwill recognized in these consolidated financial statements has been allocated are indicated in note 21.

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 shareholding, 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 analyses 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.
Following such analysis of the existence of control, in application of IFRS 10 the Group consolidated certain companies (Emgesa and Codensa) on a line-by-line basis even though it did not hold more than half of the voting rights, determining that the requirements for de facto control existed.
The Group 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.

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 when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of at least two parties of a joint arrangement.

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.

Determination of the existence of significant influence over an associate

Associated companies 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.

Application of "IFRIC 12 - Service concession arrangements" to concessions

"IFRIC 12 - Service concession arrangements" applies to "public-to-private" service concession arrangements, which can be defined as contracts wherein the grantor conveys to an operator the right to manage the infrastructure used to provide services that give access to major public facilities for a certain period of time on behalf of the grantor.

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 in Brazil.

Further details about the infrastructure used in the service concession arrangements in the scope of IFRIC 12 are provided in note 17.

Revenue from contracts with customers (within the scope of IFRS 15)

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 the note 8.a "Revenue from sales and services").

Identification of the contract

The Group carefully analyses 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.

Identification and satisfaction of performance obligations

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.

Determination of the transaction price

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 high probable that a significant reversal in the cumulative revenue recognized will not occur when the uncertainty is resolved.

Principal versus agent assessment

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.

Allocation of transaction price

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.

Contract costs

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 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.

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 43 "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 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 judgement, 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 value changes 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 46.1 "Derivatives and hedge accounting".

Leases

The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long term expiring date, requires considerable professional judgments for application of IFRS 16. In particular, this regards:

> the application of the definition of a lease to the cases typical of the sectors in which the Group operates;

- the identification of the non-lease component into the lease arrangements;
- the evaluation of any renewable and termination options included into the lease arrangements in order to determine the lease term of contracts, 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".

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.

2.2 Significant accounting policies

Related parties

Related parties are mainly parties that have the same controlling entity as Enel SpA, companies that directly or indirectly through one or more intermediaries control, are controlled or are subject to the joint control of Enel SpA and in which the latter has a holding that enables it to exercise a significant influence. Related parties also include entities that operating 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.

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/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, 2018 in accordance with the accounting policies adopted by the Parent Company.
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 and the other components of 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, income, 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 fair value of the consideration paid or received and the corresponding fraction of equity acquired or sold 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 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.

Investment in joint arrangements and associates

A joint venture is an entity 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.
An associate is an entity over which the Group has significant influence. Significant influence is the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee without having control or joint control over the investee.
The Group's investments in its joint ventures and associates 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. Goodwill is not individually tested for impairment.
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. The OCI of such investees is presented as specific items of the Group's OCI.
Distributions received from joint venture and associates reduce the carrying amount of the investments. Profits 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 such evidence, the Group calculates the amount of impairment as the difference between the recoverable amount of the associate or joint venture and its carrying amount.
In the case of the Slovak Power Holding BV joint venture, any impairment losses are assessed by determining the recoverable value using the price formula specified in the agreement to sell the 66% stake in Slovenské elektrárne by Enel Produzione to EP Slovakia, which is based on various parameters, including the evolution of the net financial position of SE, developments in energy prices in the Slovakian market, the operating efficiency of SE as measured on the basis of benchmarks defined in the contract

and the enterprise value of Mochovce units 3 and 4. This value is compared against the carrying amount of the investment, which is measured on the basis of the results of that formula at the closing date for the transaction of July 28, 2017.

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 Group's 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 participating interest held.

Translation of foreign currency items

Transactions in currencies other than the functional currency are recognized at the exchange rate prevailing on the date of the transaction. Monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency other than the functional currency are later translated using the period-end exchange rate.

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 value was determined. Any exchange rate 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, 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 profits/losses, assets and liabilities are stated in euro, which is the presentation currency of the Parent Company, Enel SpA.

In order to prepare the consolidated financial statements, the financial statements of consolidated companies in functional currencies other than the presentation currency used in the consolidated financial statements are translated into euros by applying the relevant period-end exchange rate to the assets and liabilities, including goodwill and consolidation adjustments, and the average exchange rate for the period, which approximates the exchange rates prevailing at the date of the respective transactions, to the income statement items.

Any resulting exchange rate 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.

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 pertaining to the shareholders of the Parent Company was recognized as goodwill. If the difference is negative, the Group re-assesses whether it has correctly identified all of the assets acquired and all of the liabilities assumed and reviews the procedures used to measure the amounts to be recognized at the acquisition date. If the reassessment still results in an excess of the fair value of net assets acquired over the aggregate consideration transferred, the resulting gain is a bargain purchase and is recognized through profit or loss.
The value of non-controlling interests was determined in proportion to the interest held by minority 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. Any positive difference between the price paid, measured at fair value as at the acquisition date, plus the value of any non-controlling interests, and the net value of the identifiable assets and liabilities of the acquiree 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 value of non-controlling interests is determined either in proportion to the interest held by minority 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, is 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 international accounting standards, 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 takes into account 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 under "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 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 net carrying amount of the replaced unit is derecognized through profit or loss.
Property, plant and equipment, net of its residual value, is depreciated on a straight-line basis over its estimated useful life, which is reviewed annually and, if appropriate, adjusted prospectively. Depreciation begins when the asset is available for use.

The estimated useful life of the main items of property, plant and equipment is as follows:

Civil buildings	10-70 years
Buildings and civil works incorporated in plants	10-100 years
Hydroelectric power plants:	
- penstock	7-85 years
- mechanical and electrical machinery	5-60 years
- other fixed hydraulic works	5-100 years
Thermal power plants:	
- boilers and auxiliary components	3-59 years
- gas turbine components	3-59 years
- mechanical and electrical machinery	3-59 years
- other fixed hydraulic works	3-62 years
Nuclear power plants	50 years
Geothermal power plants:	
- cooling towers	20-25 years
- turbines and generators	25-30 years
- turbine parts in contact with fluid	10-25 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	20-30 years
Public and artistic lighting:	
- public lighting installations	10-20 years

- artistic lighting installations	20 years
Transport lines	12-50 years
Transformer stations	20-55 years
Distribution plant:	
- high-voltage lines	10-60 years
- primary transformer stations	5-55 years
- low and medium-voltage lines	5-50 years
Meters:	
- electromechanical meters	3-34 years
- electricity balance measurement equipment	3-30 years
- electronic meters	6-35 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 net 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 remaining 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 economic and technical life of the asset (where this exceeds the term of the concession), as discussed in the section above on the "Depreciable value 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 2067.
A number of generation companies that operate in Argentina, Brazil and Mexico hold administrative concessions with similar conditions to those applied under the Spanish concession system. These concessions will expire by 2088.

Infrastructure serving a concession

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 balance-sheet value 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 concessions 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 operates and maintains that infrastructure for the period 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 the paragraph "Property, plant and equipment".
However, for construction/upgrade services, both types of consideration are generally classified as a contract asset during the construction/upgrade period.
For more details about such consideration, please see note 8.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 1 January 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 1 January 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 prices.

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 dismantle and remove the underlying asset and to restore the underlying asset or the site on which it is located.
Right-of-use assets are subsequently depreciated on a straight-line basis over the shorter of the lease term and the estimated useful lives of the right-of-use assets, as follows:

	Average residual life (years)
Buildings	7
Ground rights of renewable energy plants	31
Vehicles and other means of transport	5

If ownership of the leased underlying asset transfers to the Group at the end of the lease term or if the cost of the right-of-use asset reflects the exercise of 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. Further details about impairment are provided in the section "Impairment of non-financial assets".
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. As 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".
Previously, in compliance with IAS 17, the Group classified leases which transfer substantially all the risks and rewards incidental to the ownership of the related asset to the lessee as finance leases. In this case, leased assets were recognized at the lower of their fair value and the present value of the minimum lease payments due, including the payment required to exercise any purchase option.
Subsequent to initial recognition, the assets were depreciated on the basis of their useful lives or, if the Group was not reasonably certain to acquire the assets at the end of the lease, over the shorter of the lease term and the useful life of the assets. Leases which did not comply with the definition of a finance

lease were classified as operating leases; payments made under operating lease were recognized as a cost on a straight-line basis over the lease term.

Group as a lessor

Lessor accounting under IFRS 16 is substantially unchanged from accounting under IAS 17.
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 using the same classification principle under IAS 17.
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 them as other revenue.

Investment property

Investment property consists of the Group's real estate held to earn rentals and/or for capital appreciate 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 47 "Assets 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 net book value 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 entity 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 costs are recognized as an intangible asset only when Group can demonstrate the technical feasibility of completing the intangible 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 reported net of accumulated amortization and any impairment losses.
Amortization is calculated on a straight-line basis over the item'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 Group's intangible assets have a definite 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 life is reviewed annually to determine whether the indefinite 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 net book value of the derecognized assets.
The estimated useful life of the main intangible assets, distinguishing between internally generated and acquired assets, is as follows:

Development costs:	
- internally generated	2-26 years
- acquired	3-26 years
Industrial patents and intellectual property rights:	
- internally generated	3-10 years
- acquired	2-50 years
Concessions, licenses, trademarks and similar rights:	
- internally generated	20 years-
- acquired	1-40 years
Intangible assets from service concession arrangements	
- internally generated	-
- acquired	5 years
Other:	
- internally generated	2-28 years
- acquired	1-28 years

The Group also presents capitalized costs to obtain a contract with a customer within the scope of IFRS 15 in this item.
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 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 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.
The Group does not incur any costs to fulfil a contract that are eligible for capitalization.

Goodwill

Goodwill arises on the acquisition of subsidiaries and represents the excess of the acquisition cost, of any non-controlling interest and of any previously held interest over the acquisition date fair value of the acquiree's assets, liabilities and identifiable contingent liabilities. After initial recognition, goodwill is not amortized, but is tested for recoverability at least annually using the criteria described in the paragraph "Impairment of non-financial assets". For the purpose of impairment testing, goodwill is allocated, from the acquisition date, to each of the cash generating units that are 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, non-financial assets are reviewed to determine whether there is evidence of impairment.
Goodwill, intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use are tested for recoverability annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets can be impaired.
If such evidence exists, the recoverable amount of any involved asset is estimated on the basis of the use of the asset and their future disposal, in accordance with the Group's most recent Business Plan. For the estimate of the recoverable amount, please refer to the paragraph "Use of estimates".
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 cash generating unit (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 under "Depreciation, amortization and 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 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 net carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized and depreciation or amortization had been performed. The original value of goodwill is not restored even if in subsequent years the reasons for the impairment no longer obtain.
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 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 (green certificates, energy efficiency certificates and CO_2 emissions allowances) that were not utilized for 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. Within the latter, CO_2 emissions allowances are allocated to sub-portfolios on the basis of the compliance year to which they have been assigned.
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 (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 receivables above-mentioned at their fair value plus, in the case of a financial asset not 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 Group's business model and the contractual cash-flow characteristics of the instrument.
For this purposes, 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 recycling of cumulative gains and losses (debt instruments);
- financial assets designated at fair value through OCI with no recycling 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 receivables and financial receivables.
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 not classified as held for trading by the Group reinsurance company.
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 the income statement.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) - Equity instruments

This category includes mainly equity investments in unlisted entities irrevocably designated as such upon initial recognition.
Gains and losses on these financial assets are never recycled 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 assessment.
Dividends on such investments are recognized in profit or loss unless they clearly represents a recovery of a part of the cost of the investment.

Financial assets at fair value through profit or loss

This category mainly includes: securities, equity investments in other entities, 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 include also listed equity investments which the Group had not irrevocably elected to classify at fair value through OCI. Dividends on listed equity investments are also recognized as other income in the statement of profit or loss 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 the end of 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, contract assets and all other assets in the scope.
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 receivable, 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 loss allowance equal to lifetime expected credit losses has been recognized in the previous reporting date, the Group measures the loss allowance at an amount equal to 12-month expected credit losses when significant increase in credit risk condition is no longer met.
The Group recognizes in profit or loss, as 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 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).

Cash and cash equivalents

This category includes deposits that are available on demand or at very short term, as well as highly short-term liquid financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value.
In addition, for the purpose of the consolidated statement of cash flows, cash and cash equivalents do not include bank overdrafts at period-end.

Financial liabilities at amortized cost

This category mainly includes borrowings, trade payables, finance leases 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.

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 receivable 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.

For more details about hedge accounting, please refer to the note 46 "Derivatives and hedge accounting".

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 Group intention to hold the financial instrument till maturity or not.

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:

- 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 hedging 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".

Such contracts are recognized as derivatives and, as a consequence, at fair value through profit or loss 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.

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 delivery;
- in accordance with the entity's expected purchase, sale or usage requirements.

The Group analyses all contracts to buy or sell non-financial assets, 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 according to 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 either to settle on a net basis, or to realize the asset and settle the liability simultaneously.

Hyperinflation

In a hyperinflationary economy, the Group adjusts non-monetary items, shareholders' equity and items deriving from index-linked contracts up to the limit of recoverable value, 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 result (gain or loss) of 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 criteria 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 balance sheet.
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 IFRS/IAS applicable to the specific 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 included 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 non-current assets (or disposal group) as held for sale. In that 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 revaluations 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 of disposal 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 line of business or geographical area of operations;

> is part of a single coordinated plan to dispose of a separate major line of business or geographical area of operations; or
> is a subsidiary acquired exclusively with a view to resale.

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 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 re-presented 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 income from continuing operations for all periods presented.

Environmental certificates

Some Group companies are affected by national regulations governing green certificates and energy efficiency certificates (so-called white certificates), as well as the European "Emissions Trading System". Green certificates, which now only exist outside of Italy, 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 income, 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 are recognized under revenue from contracts with customers, with a corresponding decrease in inventories.

For the purposes of accounting for charges arising from regulatory requirements concerning green certificates, energy efficiency certificates and CO_2 emissions allowances, the Group uses the "net liability approach".

Under this accounting policy, 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 accruals basis under other operating expenses, as they represent "system charges" consequent upon 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 balance sheet date (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 is recognized on an accruals basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.
If the value of plan assets exceeds 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 income) 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.
Employees are also enrolled in defined contribution plans under which the Group 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 income statement 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 the employment relationship, both for a Group's decision both for an employee's decision to accept voluntary redundancy in exchange for these 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 after the end of the annual reporting period, 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 after the end of the annual reporting period, the entity measures the liability in accordance with the requirements for other long-term 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 Group 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.
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.
Provisions do not include liabilities for 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 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 period in which the changes occur, with the exception of those in the costs of decommissioning, dismantling 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 value of the related assets and are taken to the income statement through depreciation. Where they increase the value 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 in the income statement.
Decreases in estimates are recognized up to the carrying amount of the assets. Any excess is recognized immediately in the income statement.
For more information on the estimation criteria adopted in determining provisions for dismantling and/or restoration of property, plant and equipment, especially those associated with nuclear power plants, please see the section on the "use of estimates".

Revenue from contracts with customers

The Group recognizes revenue from contracts with customers in order to represent the transfer of promised goods or services to the customers at an amount that reflects the consideration at which the Group expects to be entitled in exchange for those goods or services.
The Group applies this core principle using a five-step model:

- identify the contract with the customer (step 1).
  The Group applies IFRS 15 to contracts with customers in the scope of the standard when the contract is legally enforceable and all the criteria envisaged for step 1are met:

If the criteria are not met, any consideration received from the customer is generally recognized as an advance;

- identify the performance obligations in the contract (step 2).

The Group identifies 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 in the context of the contract.

As an exception, the Group accounts for a single performance obligation 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.

In assessing the existence and the nature of the performance obligations, the Group considers all contract's features as mentioned in step 1.

For each distinct good or service identified, the Group determines whether it acts as a principal or agent, respectively if it controls or not the specified good or service that is promised to the customer before its control is transferred to the customer. When the Group acts as agent, it recognizes revenue on a net basis, corresponding to any fee or commission to which it expects to be entitled;

- determine the transaction price (step 3).

The transaction price represents 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).

The Group determines the transaction price at inception of the contract and updates it each reporting period for any changes in circumstances.

When the Group determines the transaction price, it considers whether the transaction price includes variable consideration, non-cash consideration received from a customer, consideration payable to a customer and a significant financing component;

- allocate the transaction price (step 4).

The Group allocates the transaction price at contract inception to each separate performance obligation to depict the amount of consideration to which the Group expects to be entitled in exchange for transferring the promised goods or services.

When the contract includes a customer option to acquire additional goods or services that represents a material right, the Group allocates the transaction price to this performance obligation (i.e. the option) and defers the relative revenue until those future goods or services are transferred or the option expires.

The Group generally allocates the transaction price on the basis of the relative stand-alone selling price of each distinct good or service promised in the contract (that is, the price at which the Group would sell that good or service separately to the customer);

- recognize revenue (step 5).

The Group recognizes revenue when (or as) each performance obligation is satisfied by transferring the promised good or service to the customer, which is when the customer obtains control of the good or service.

As a first step, the Group determines if one of the over-time criteria is met.

For each performance obligation satisfied over time, the Group recognizes revenue over time by measuring progress toward the complete satisfaction of that performance obligation using an output method or an input method and applies a single method of measuring progress from contract inception until full satisfaction and to similar performance obligations and in similar circumstances.

When the Group cannot reasonably measure the progress, it recognizes revenue only to the extent of the costs incurred that are considered recoverable.

If the performance obligation is not satisfied over time, the Group determines the point in time at which the customer obtains the control, considering whether the indicators of the transfer of control collectively indicate that the customer has obtained control.

Depending on the type of transaction, the broad criteria used under IFRS 15 are summarized below:

- revenue from the sale of goods is recognized at the point in time at which the customer obtains the control of goods if the Group considers that the sale of goods is satisfied at a point in time;
- revenue from providing services is recognized on basis of the progress towards complete satisfaction of the performance obligation measured with an appropriate method that better depicts this progress if the Group considers that the performance obligation is satisfied over time. The cost incurred method (cost-to-cost method) is considered appropriate for measuring progress, except when specific contract analysis suggest the use of an alternative method, which better depicts the Group's performance obligation fulfilled at reporting date.

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.

Further details on the application of this revenue recognition model are provided in the paragraph "Management judgments" and in note 8.a "Revenue from sales and services".

If the Group performs by transferring goods or services to a customer before the customer pays consideration or before payment is due, it recognizes a contract asset relating to the right to consideration in exchange for goods or services transferred to the customer.

If a customer pays consideration before the Group transfers goods or services to the customer, the Group recognized a contract liability when the payment is made (or the payment is due) that is recognized as revenue when the Group performs under the contract.

Other revenue

The Group recognizes revenue other than those related to contracts with customers mainly referring to:

> revenue from contracts to sell energy commodities at a future date and a fixed price with physical settlement that do not meet the own use exemption and therefore is recognized according to IFRS 9;

> results from changes in fair value of contracts to sell at a future date energy commodities with physical delivery under IFRS 9;

> operating lease revenue accounted for on an accrual basis in accordance with the substance of the relevant lease agreement.

Other operating income

Other operating income primarily include gains on disposal of assets that are not an output of the Group 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.
Grants related to long-lived assets, 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 recognized on a deferred basis under other liabilities and are credited to profit or loss on a straight-line basis over the useful life of the asset.

Financial income and expense from derivatives

Financial income and expense from derivatives includes:

- income and expense from derivatives measured at fair value through profit or loss on interest rate and foreign exchange 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 foreign exchange 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 is recorded 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 net carrying amount of the financial asset or liability.
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 a 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 period, which are recognized under "income tax payable" net of payments on account, or under "tax receivable" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.
In particular, such payables and receivables 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 assets and liabilities in the financial statements and their corresponding values 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 the deferred tax 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 arrangements, 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 unused tax credits and any unused tax losses, when recovery is probable, i.e. when an entity expects to have sufficient future taxable income to recover the asset.
The recoverability of deferred tax assets is reviewed at each period-end.
Unrecognized deferred tax assets are re-assessed at each reporting date and they are recognized to the extent that it has become probable that future taxable profits will allow the deferred tax asset to be recovered.
Deferred taxes 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 against current tax liabilities relate to income taxes levied by the same taxation authority that arise at the time of reversal if a legally enforceable right to set-off exists.

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 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 there is uncertainty over income tax treatments, the uncertainty should be reflected in the manner that better 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 when it concludes it is not probable that the taxation authority will accept an uncertain tax treatment, using the expected value or the most likely amount, whichever method better predicts the resolution of the uncertainty.
The Group applies significant judgment in identifying uncertainties over income tax treatments and reassesses any judgments and estimates made if a change in facts and circumstances might change a conclusions about the acceptability of a tax treatment or the estimate of the effect of uncertainty, or both.
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, 2019:

> "IFRS 16 - *Leases*", issued on January 2016, which replaces "IAS 17 - Leases", "IFRIC 4 - Determining whether an Arrangement contains a Lease", "SIC 15 - Operating Leases-Incentives" and "SIC 27 - Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease".
The standard sets out the principles for the recognition, measurement, presentation and disclosure of leases and requires lessees to account for all leases under a single on-balance sheet model similar to the accounting for finance leases under IAS 17.
The nature and effect of the changes as a result of adoption of this new accounting standard are described in note 4 "Changes in accounting policies and disclosures".

> "Amendments to IAS 19 - *Plan Amendment, Curtailment or Settlement*", issued in February 2018.
When an amendment, curtailment or settlement of a defined benefit plan occurs during the annual reporting period, the amendments specify that, for the remainder of the annual reporting period, an entity shall determine:
- current service cost using the actuarial assumptions used to remeasure the net defined benefit liability (asset); and
- net interest using the net defined benefit liability (asset) remeasured and the discount rate used to remeasure the net defined benefit liability (asset).

The amendments also clarify that the past service cost (or the gain/loss on settlement) is calculated ignoring the effect of the asset ceiling that is determined in a second step and is recognized in the normal manner in other comprehensive income. The amendments do not address the accounting for "significant market fluctuations" in the absence of a plan amendment, curtailment or settlement.
The application of these amendments did not have a significant impact in the consolidated financial statements.

> "Amendments to IAS 28 - *Long-term interests in associates and joint ventures*", issued in October 2017; the amendments clarify that an entity applies "IFRS 9 - Financial Instruments" to non-current interests in associates and joint ventures to which the equity method is not applied.
The application of these amendments did not have a significant impact in the consolidated financial statements.

> "IFRIC 23 - *Uncertainty over Income Tax Treatments*", issued in June 2017; the interpretation clarifies how to apply the recognition and measurement requirements in IAS 12 when there is uncertainty over income tax treatments.
The application of this interpretation did not have a significant impact in the consolidated financial statements.

> *"Annual improvements to IFRSs 2015-2017 cycle"*, issued in December 2017; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards. More specifically, the following standards were amended:
- "IFRS 3 - Business Combinations"; the amendments clarify that, when an entity obtains control of a business that is a joint operation, it applies the requirements for a business combination achieved in stages, including remeasuring its entire previously held interests in the assets of the joint operation at the acquisition-date fair value. These amendments apply to business combinations for which the acquisition date is on or after 1 January 2019;
- "IFRS 11 - Joint Arrangements"; the amendments clarify that when an entity obtains joint control of a joint operation that constitutes a business (as defined in IFRS 3), it should not remeasure its

previously held interests in that joint operation. These amendments apply to transactions in which it obtains joint control on or after 1 January 2019;

- "IAS 12 - Income Taxes"; the amendments clarify that the income tax consequences when the entity recognizes a liability to pay a dividend are linked more directly to past transactions or events that generated distributable profits than distributions to owners. Therefore, the related income tax consequences of dividends shall be recognized in income statement, other comprehensive income or equity according to where the entity originally recognized those past transactions or events;
- "IAS 23 - Borrowing Costs"; the amendments clarify that an entity treats as part of general borrowings any specific borrowing, originally made to develop a qualifying asset, that remain outstanding when substantially all the activities necessary to prepare that asset for its intended use or sale are complete. These amendments apply to borrowing costs incurred on or after 1 January 2019.

The application of these amendments did not have a significant impact in the consolidated financial statements.

4. Changes in accounting policies and disclosures

4.1 Application of "IFRS 16 - Leases"

Transition disclosures

The Group adopted "IFRS 16 - Leases" using the modified retrospective method, with the date of initial application on January 1, 2019; under this method, the standard is applied retrospectively with the cumulative effect of initial applying IFRS 16 recognized at the date of initial application. Accordingly, the comparative information (for year 2018) has not been restated and it is presented, as previously reported, under IAS 17 and related Interpretations. Additionally, the disclosure requirements in IFRS 16 have not been applied to comparative information.

On transition to IFRS 16, the Group elected to use the transition practical expedient to not reassess whether a contract is, or contains, a lease, at January 1, 2019. Therefore, the Group applied the standard only to contracts that were previously identified as leases applying IAS 17 and IFRIC 4 at the date of initial application.

At transition, the Group:

- did not change the carrying amounts of recognized assets and liabilities at the date of initial application for leases previously classified as finance leases under IAS 17;
- recognized right-of-use assets and lease liabilities for those leases previously classified as an operating lease applying IAS 17, except for leases of low-value assets, whose amount is considered not material, for which is not required to make any adjustments on transition. The Group mainly recognized a right-of-use asset at the date of initial application in an amount equal to the lease liability, adjusted by the amount of any prepaid or accrued lease payments relating to that lease recognized in the balance sheet immediately before the date of initial application. Lease liabilities were recognized based on the present value of the remaining lease payments, discounted using the incremental borrowing rate of the Group's lessee entity as of January 1, 2019.

The Group used the following practical expedients when applying IFRS 16 to leases previously classified as an operating lease under IAS 17:

- relied on its assessment of whether leases are onerous applying IAS 37 immediately before the date of initial application and adjusted the right-of-use asset at the date of initial application by the

amount of any provision for onerous leases recognized immediately before the date of initial application;

- applied the short-term leases exemption to leases with lease terms ending within 12 months of the date of initial application;
- applied the low-value assets exemption for contracts whose amounts are considered not material;
- used hindsight, particularly to determine the lease term for contracts that contain options to extend or terminate a lease.

IFRS 16 affects substantially all of the Group entities that act as a lessee. The most significant cases affected by the new provisions of IFRS 16 regard the right-of-use in respect of buildings, ground rights of renewable energy plants, cars and other means of transportation (such as shipping) and other technical machinery.

The Group is not required to make any adjustments on transition for leases in which it acts as a lessor.

Millions of euro

ASSETS		at Dec. 31, 2018	IFRS 16 effect	at Jan. 1, 2019
Non-current assets				
Property, plant and equipment		76,631	1,370	78,001
Investment property		135	-	135
Intangible assets		19,014	-	19,014
Goodwill		14,273	-	14,273
Deferred tax assets		8,305	-	8,305
Equity investments accounted for using the equity method		2,099	-	2,099
Derivatives		1,005	-	1,005
Non-current contract assets		346	-	346
Other non-current financial assets		5,769	-	5,769
Other non-current assets		1,272	-	1,272
	(Total)	**128,849**	**1,370**	**130,219**
Current assets				
Inventories		2,818	-	2,818
Trade receivables		13,587	-	13,587
Current contract assets		135	-	135
Income tax credits		660	-	660
Derivatives		3,914	-	3,914
Other current financial assets		5,160	-	5,160
Other current assets		2,983	-	2,983
Cash and cash equivalents		6,630	-	6,630
	(Total)	**35,887**	**-**	**35,887**
Assets classified as held for sale		**688**	**2**	**690**
TOTAL ASSETS		**165,424**	**1,372**	**166,796**

Millions of euro

LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		at Dec. 31, 2018	IFRS 16 effect	at Jan. 1, 2019
Equity attributable to the shareholders of the Parent Company				
Share capital		10,167	-	10,167
Other reserves		1,700	-	1,700
Retained earnings/loss carried forward		19,853	-	19,853
	[Total]	**31,720**	**-**	**31,720**
Non-controlling interests		**16,132**	**-**	**16,132**
Total shareholders' equity		**47,852**	**-**	**47,852**
Non-current liabilities				
Long-term borrowings		48,983	1,311	50,294
Employee benefits		3,187	-	3,187
Provisions for risks and charges - non-current		5,181	-	5,181
Deferred tax liabilities		8,650	-	8,650
Derivatives		2,609	-	2,609
Non-current contract liabilities		6,306	-	6,306
Other non-current liabilities		1,901	-	1,901
	[Total]	**76,817**	**1,311**	**78,128**
Current liabilities				
Short-term borrowings		3,616	-	3,616
Current portion of long-term borrowings		3,367	59	3,426
Provisions for risks and charges - current		1,312	-	1,312
Trade payables		13,387	-	13,387
Income tax payable		333	-	333
Derivatives		4,343	-	4,343
Current contract liabilities		1,095	-	1,095
Other current financial liabilities		788	-	788
Other current liabilities		12,107	-	12,107
	[Total]	**40,348**	**59**	**40,407**
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale		**407**	2	**409**
Total liabilities		**117,572**	**1,372**	**118,944**
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		**165,424**	**1,372**	**166,796**

Millions of euro	2019
	IFRS 16 effect
Total costs [1]	(21)
Operating income	**21**
Financial expense	54
Income before taxes	**(33)**
Income taxes	(9)
Net income for the period (shareholders of the Parent Company and non-controlling interests)	**(24)**

(1) The figure reflects a decrease of €224 million in costs for services, leases and rentals and an increase of €203 million in depreciation and amortization.

IFRS 16 reconciliation

Millions of euro	
Minimum payments due in respect of operating leases at Dec. 31, 2018	2,441
(Discounting effect)	(1,051)
(Low-value lease exemption)	(1)
(Short-term lease exemption)	(19)
Finance lease liabilities at Dec. 31, 2018	657
Payments due in respect of leases for renewal periods not included in operating lease commitments at Dec. 31, 2018	-
Lease liabilities at Jan. 1, 2019	**2,027**

4.2 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 and in accordance with IAS 29, certain items of the balance sheets 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 balance-sheet figures was conducted by applying the inflation indices starting from that date. In addition to being already reflected in the opening balance sheet, the accounting effects of that remeasurement also include changes during the period. More specifically, the effect of the remeasurement of non-monetary items, the components of equity and the components of the income statement recognized in 2019 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 period.

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 period in order to adjust these amounts to current values.

The cumulative changes in the general price indices at December 31, 2018 and December 31, 2019 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%

In 2019, the application of IAS 29 generated net financial income (gross of tax) of €95 million.

The following tables report the effects of IAS 29 on the balance at December 31, 2019 and the impact of hyperinflation on the main income statement items for 2019, 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, 2018	Hyperinflation effect for the period	Exchange differences	Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2019
Total assets	**765**	368	(276)	**857**
Total liabilities	**197**	38	(71)	**164**
Shareholders' equity	**568**	330 (1)	(205)	**693**

(1) The figure includes net income for 2019, equal to €56 million.

Millions of euro

	IAS 29 effect	IAS 21 effect	Total effect
Revenue	297	(325)	(28)
Costs	306 (1)	(236) (2)	70
Operating income	**(9)**	**(89)**	**(98)**
Net financial income/(expense)	(4)	(17)	(21)
Net income/(expense) from hyperinflation	95	-	95
Income before taxes	**82**	**(106)**	**(24)**
Income taxes	26	(18)	8
Net income for the year (shareholders of the Parent Company and non-controlling interests)	**56**	**(88)**	**(32)**
Attributable to shareholders of the Parent Company	39	(32)	7
Attributable to non-controlling interests	17	(56)	(39)

(1) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €85 million.
(2) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €(16) million.

4.3 Application of IFRIC agenda decision on transactions on non-financial items with physical delivery within "IFRS 9 - Financial instruments"

Transition disclosures

In its Agenda Decision of March 2019, the IFRS Interpretations Committee (IFRIC) clarified the proper recognition of contracts entered into to buy or sell fixed-price non-financial items, accounted for at fair value through profit or loss under IFRS 9 and physically settled, including energy commodities.

Based on that measure, the Group changed its accounting policy for the year ended December 31, 2019, with no impact on net income or equity.

Past practice was based on the recognition in:

- "Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value" of changes in the fair value of outstanding derivatives as well as of the effects in profit or loss, at the settlement date, of the derecognition of derivative assets/liabilities deriving from the fair value measurement of those contracts;
- "Revenue from sales and services" and "Electricity, gas and fuel purchases" of revenue and costs on the settlement date.

The current treatment of such contracts for non-financial items that do not meet the requirements for the own use exemption envisages recognition in:

- under "Revenue" of changes in fair value on outstanding sale contracts as well as, at the settlement date, of the revenue together with the effects in profit or loss from the derecognition of assets/liabilities deriving from the fair value measurement of those contracts;
- under costs:
  - of changes in fair value on outstanding purchase contracts and
  - at the settlement date, of the associated purchase costs as well as the effects in profit or loss from derecognition of assets/liabilities deriving from the fair value measurement of those contracts.

Consequently the income statement line "Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value" has been renamed as "Net income/(expense) from commodity risk management", which currently includes only changes in fair value and settlement effects of energy commodity derivatives without physical settlement.

Impact on the income statement

Millions of euro	Notes	2018	Effect of IFRIC application	2018
Revenue				
Revenue from sales and services	8.a	73,134	(97)	73,037
Other income	8.b	2,538	-	2,538
	[Subtotal]	**75,672**	(97)	**75,575**
			-	
Costs			-	
Electricity, gas and fuel purchases	9.a	35,728	1,536	37,264
Services and other materials	9.b	18,870	(464)	18,406
Personnel	9.c	4,581	-	4,581
Net impairment/(reversals) of trade receivables and other receivables	9.d	1,096	-	1,096
Depreciation, amortization and other impairment losses	9.e	5,355	-	5,355
Other operating expenses	9.f	2,889	(1,120)	1,769
Capitalized costs	9.g	(2,264)	-	(2,264)
	[Subtotal]	**66,255**	(48)	**66,207**
Net income/(expense) from commodity risk management	10	**483**	49	**532**
Operating income		**9,900**	-	**9,900**
Financial income from derivatives	11	1,993	-	1,993
Other financial income	12	1,715	-	1,715
Financial expense from derivatives	11	1,532	-	1,532
Other financial expense	12	4,392	-	4,392
Net income/(expense) from hyperinflation		168	-	168
Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method	13	349	-	349
Income before taxes		**8,201**	-	**8,201**
Income taxes	14	1,851	-	1,851
Net income from continuing operations		**6,350**	-	**6,350**
Net income from discontinued operations		-	-	-
Net income for the year (shareholders of the Parent Company and non-controlling interests)		**6,350**	-	**6,350**
Attributable to shareholders of the Parent Company		4,789	-	4,789
Attributable to non-controlling interests		1,561	-	1,561
Basic earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.47*	-	*0.47*
Diluted earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.47*	-	*0.47*
Basic earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.47*	-	*0.47*
Diluted earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.47*	-	*0.47*

With regard to the details in notes 8 and 9 on revenue and costs, respectively, the following tables give a breakdown of the effects of the application of the interpretation on contracts in commodities with physical delivery that fall within the scope of IFRS 9:

Millions of euro	Notes	2018	Effect of IFRIC application	2019
Revenue from sales and services				
Sale of electricity	8.a	43,110	(3,832)	39,278
Sale of fuels	8.a	8,556	(7,637)	919
Sale of environmental certificates	8.a	497	(461)	36
Sale of energy commodities under contracts with physical delivery (IFRS 9)	8.a	-	13,843	13,843
Gain (loss) on derivatives on sale of commodities with physical delivery	8.a	-	(2,010)	(2,010)
Total		**52,163**	**(97)**	**52,066**

Millions of euro	Notes	2018	Effect of IFRIC application	2019
Purchase of electricity, gas and fuel				
Electricity	9.a	19,584	218	19,802
Gas	9.a	12,944	1,318	14,262
Total		**32,528**	**1,536**	**34,064**
Other materials	9.b	**2,375**	**(464)**	**1,911**
Other operating expenses				
Gain/(Loss) on derivatives on sale of commodities with physical delivery	9.f	-	(1,120)	(1,120)
Total		**34,903**	**(48)**	**34,855**
Net income/(expense) from commodity risk management	10	**483**	**49**	**532**
Total impact of IFRIC application on profit or loss		-	-	-

5. Restatement of comparative disclosures

The figures presented in the comments and tables of the notes to the financial statements are consistent and comparable between 2018 and 2019.

Note that in the light of the introduction of the new accounting policy for the recognition of contracts for the sale and purchase of non-financial items that are accounted for at fair value through profit or loss in accordance with IFRS 9 and settled with physical delivery, analogous reclassifications of the comparative balances for 2018 have been performed to ensure the uniformity and comparability of the figures. These reclassifications had no impact on margins or on shareholders' equity. Please see section 4.3 for further details.

With regard to disclosures for operating segments, beginning with the close of the accounts at September 30, 2019, the Enel Group has changed its primary and secondary reporting segments in accordance with the provisions of IFRS 8. Specifically, bearing in mind that in 2019 management, understood as the highest operational decision-making level for the purpose of taking decisions on the resources to be allocated to the segment and of measuring and evaluating the results, has begun to report performance by business area, the Group has therefore adopted the following reporting sectors:

- primary sector: business area; and
- secondary sector: geographical area.

The business area is therefore the main discriminant in the analyzes performed and decisions taken by the management of the Enel Group, and is fully consistent with the internal reporting prepared for these purposes since the results are measured and evaluated first and foremost for each business area and only thereafter are they broken down by country.
The new business structure is organized as follows: Thermal Generation and Trading, Enel Green Power, Infrastructure and Networks, End-user Markets, Enel X, Services and Holding/Other.
Finally, it should be noted that with effect from September 2019, the Latin America area connected with the Enel Green Power business area also includes the countries Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador and Nicaragua, which had previously been reported in the North and Central America geographical area (now renamed North America and consisting of the following countries: United States, Canada and Mexico).
In order to ensure full comparability of the figures commented here in the light of the new breakdown of the primary and secondary reporting sectors for IFRS 8 disclosure purposes and of the reallocation of countries in the Enel Green Power segment, the comparative figures for 2018 have been adjusted appropriately.

6. Main changes in the scope of consolidation

In the two periods under review, the scope of consolidation changed as a result of a number of transactions.

2018

- Disposal, on March 12, 2018, of 86.4% of Erdwärme Oberland GmbH, a company developing geothermal plants headquartered in Germany. The total transaction price was €0.9 million, with a realized capital gain of €1 million;
- acquisition, on April 2, 2018, of 33.6% of the minority interests in Enel Generación Chile, enabling Enel Chile to increase its stake in Enel Generación Chile to 93.55%. In addition, on that date the merger of the renewables company Enel Green Power Latin America SA into Enel Chile took effect;
- acquisition, on April 3, 2018, acting through Enel Green Power España, of 100% of Parques Eólicos Gestinver SLU and Parques Eólicos Gestinver Gestión SLU for €57 million, of which €15 million of existing debt assumed;
- acquisition, on June 7, 2018, by Enel Sudeste of control of the Brazilian distribution company Enel Distribuição São Paulo (formerly Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA) following initial participation of shareholders. The tender for 100% of the shares ended on July 4, 2018. At September 30, 2018, the company was consolidated on the basis of a 95.88% holding by the Group;
- acquisition, on July 25, 2018, acting through the subsidiary Endesa Red, of 94.6% of Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA, a company operating in the distribution and sale of electricity in the autonomous city of Ceuta in North Africa;
- disposal, on September 28, 2018, to Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ"), a long-term institutional investor, and CKD Infraestructura México SA de CV ("CKD IM"), the investment vehicle of leading Mexican pension funds, of 80% of eight special purpose vehicles that own eight plants in operation or under construction in Mexico. Following the close of the transaction, Enel Green Power SpA holds 20% of their share capital, meaning that the companies are now accounted for using the equity method;
- disposal, on October 18, 2018, by Enel Green Power SpA of the biomass generation plant of Finale Emilia;

- disposal, on December 14, 2018, by Enel Green Power SpA of its wholly owned subsidiary Enel Green Power Uruguay SA, which in turn owns the vehicle Estrellada SA of the 50 MW Melowind wind farm at Cerro Largo.

2019

- Disposal, on March 1, 2019, of 100% of Mercure Srl, a company to which the business unit consisting of the Mercure biomass plant and the related legal relationships had been previously transferred. The price for the transaction was €168 million;
- acquisition, on March 14, 2019, by Enel Green Power SpA, acting through its US renewables subsidiary Enel Green Power North America (EGPNA, now renamed Enel North America), of 100% of 13 companies that own operating renewable generation plants from Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), a joint venture 50% owned by EGPNA and 50% by General Electric Capital's Energy Financial Services;
- acquisition, on March 27, 2019, by Enel Green Power SpA (EGP), acting through its US renewables subsidiary EGPNA (now ENA), of Tradewind Energy, a renewable energy project development company based in Lenexa, Kansas. EGP has incorporated the entire Tradewind development platform, which includes 13 GW of wind, solar and storage projects located in the United States. The agreement also provided for the sale, which took place in June, of Savion, a wholly owned subsidiary of Tradewind;
- on April 30, 2019, Enel X Italia acquired 100% di YouSave SpA, an Italian company operating in the energy services sector, providing assistance to large electricity consumers;
- on May 31, 2019, the finalization, acting through the renewables subsidiary Enel Green Power Brasil Participações Ltda, of the disposal of 100% of three renewables plants in Brazil. The total price of the transaction was about R$2.7 billion, the equivalent of about €603 million;
- acquisition, on November 14, 2019, by Enel X Srl of 55% di PayTipper, an authorized payment institution that offers its customers financial services to facilitate their daily lives. The contract is accompanied by a put option for the remaining 45%.

Other changes

In addition to the above changes in the scope of consolidation, the following transactions, which 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:

- Enel SpA increased its stake over the course of 2019 in Enel Américas by 5.74% under the provisions of the two share swap contracts signed with a financial institution and as a result of a non-proportional capital increase in the subsidiary, bringing the Group's interest to 59.97%;
- on March 25, 2019, Enel X International acquired 40% of EnerNOC Japan K.K, bringing its stake to 100%;
- on September 5, 2019, Enel Green Power Development acquired 23.44% of EGP India, bringing its interest to 100%;
- on November 21, 2019, Enel Brasil acquired 4.1% of Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA for about €93 million;
- on December 5, 2019, Enel SpA increased its stake in Enel Chile by 0.11% under the provisions of two share swap transactions with a financial institution to increase its interest in Enel Chile SA by a maximum of 3% of share capital.

Acquisition of geothermal, solar and wind plants from Enel Green Power North America Renewable Energy Partners

On March 14, 2019, Enel Green Power SpA, acting through its US subsidiary Enel Green Power North America (EGPNA, now called Enel North America), acquired 100% of 13 companies owning seven operating renewable generation plants with a total capacity of 650 GW from Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), a joint venture 50% owned by EGPNA (now ENA) and 50% by General Electric Capital's Energy Financial Services.

The acquisition involved a cash outflow of €225 million, of which €198 million for the equity acquired and €27 million for the settlement with the counterparty of a number of creditor positions that the latter had in respect of the companies acquired.

The 13 companies included in the transaction own the following seven plants: Cove Fort, Salt Wells, Stillwater (two plants), Cimarron Bend, Lindahl, Sheldon Springs.

The transaction involved the provisional recognition of negative goodwill of €106 million and the concomitant recognition of a loss by EGPNA REP, which is accounted for using the equity method, reflecting the capital loss (€88 million pertaining to EGPNA) on the sale of the 13 companies to EGPNA.

The following table reports the provisional fair values of the net assets acquired:

Millions of euro	Carrying amount prior to March 14, 2019	Adjustments from purchase price allocation	Carrying amount at March 14, 2019
Property, plant and equipment	947	86	1,033
Intangible assets	20	(20)	-
Goodwill	13	(13)	-
Investments accounted for using the equity method	(10)	-	(10)
Inventories	2	-	2
Trade receivables	6	-	6
Other current assets	7	-	7
Cash and cash equivalents	6	-	6
Borrowings	(579)	(24)	(603)
Provisions for risks and charges - non-current	(9)	7	(2)
Deferred tax liabilities	-	(56)	(56)
Other non-current liabilities	(2)	(5)	(7)
Short-term borrowings	(2)	-	(2)
Current portion of long-term borrowings	(41)	8	(33)
Trade payables	(8)	-	(8)
Other current liabilities	(2)	-	(2)
Non-controlling interests	-	-	-
Net assets acquired	**348**	**(17)**	**331**
Cost of the acquisition	**225**	**-**	**225**
(of which paid in cash)	*225*	-	*225*
Goodwill/(Badwill)	(123)	17	(106)

The companies acquired contributed €112 million in revenue and €41 million in operating income to results for 2019.

Acquisition of Tradewind Energy

On March 27, 2019, Enel Green Power acquired Tradewind Energy, a renewables project development company with 13 GW of wind, solar and storage projects located in the United States.

Under the terms of the agreement, Savion, a 100% subsidiary of Tradewind, which has a 6 GW development platform of solar and storage projects, would be sold to the Green Investment Group, part of the Australian multinational Macquarie, and the Cheyenne Ridge company would be sold to Xcel. At June 30, 2019, those disposals had been finalized. Definitive regulatory approval of the disposal of Savion was obtained in July 2019.

The following table reports the provisional fair values of the net assets acquired:

Millions of euro	Carrying amount prior to March 27, 2019	Adjustments from purchase price allocation	Carrying amount at March 27, 2019
Property, plant and equipment	8	(2)	6
Intangible assets	2	100	102
Deferred tax assets	11	(11)	-
Other non-current assets	31	3	34
Trade receivables	3	(3)	-
Other current assets	1	117	118
Cash and cash equivalents	4	-	4
Deferred tax liabilities		(26)	(26)
Other non-current liabilities	(1)	-	(1)
Short-term borrowings	(87)	-	(87)
Trade payables	(6)	(4)	(10)
Other current financial liabilities	(54)	25	(29)
Other current liabilities	(3)	(2)	(5)
Net assets acquired	**(91)**	**197**	**106**
Cost of the acquisition	**6**	**25**	**31**
(of which paid in cash)	*6*	*25*	*31*
Goodwill/(Badwill)	97	(172)	(75)

The accounting effects of the transaction involved the recognition of negative goodwill of €75 million. During the year, the process of allocating the purchase price was completed by independent experts, who allocated the portfolio of projects under development to "intangible assets". Those no longer considered strategic and subsequently sold were recognized under "other current assets".

Acquisition of YouSave

On April 30, 2019, Enel X Italia acquired 100% of YouSave SpA, an Italian company that operates in the energy services sector, providing assistance to large energy consumers in the industrial, services and government sectors with the aim of significantly reducing energy expenditure by jointly improving prices and the amount of power consumed.

The total consideration, equal to €29 million, based on the structure of the operation, was divided as follows:

- price at the date the agreement was signed, equal to €20 million;
- a final price adjustment of €9 million.

The acquisition involved a cash outlay of €26 million, including the payment of €3 million into an escrow account.
This residual amount of €3 million represents a deferred component to be paid on the 18th month from the execution date, unless the conditions for the payment of the indemnity by the seller to the buyer with respect to a dispute pending before the Court of Bergamo should exist.

The following table reports the provisional fair values of the net assets acquired:

Millions of euro	Carrying amount prior to April 30, 2019	Adjustments from purchase price allocation	Post-adjustment carrying amount at April 30, 2019
Net assets acquired	**15**	**24**	**39**
Cost of the acquisition	**29**	**-**	**29**
Goodwill/(Badwill)	14	(24)	(10)

Acquisition of PayTipper

On November 14, 2019, Enel X acquired 55% of PayTipper, a payment institution with agreements with an extensive network of sales outlets that offers its customers financial services to facilitate their daily lives. In addition, the contract is associated with a put option for the remaining 45%, to be exercised no later than April 30, 2024. At December 31, 2019 the put option had a value of €17 million.
The Group will determine the fair value of the assets acquired and the liabilities assumed within 12 months of the acquisition date.

Determination of goodwill

Millions of euro	
Net assets acquired	**4**
Cost of the acquisition	**22**
(of which paid in cash)	*5*
Goodwill	18

Disposal of three renewables plants in Brazil

On May 31, 2019 the disposal of 100% of three operating renewables plants in Brazil was finalized through the renewables subsidiary Enel Green Power Brasil Participações Ltda. The total consideration in the transaction, paid to Enel at closing, was equal to the enterprise value of the plants and amounted to about R$2.7 billion, equivalent to about €603 million.

Millions of euro	
Value of the transaction	603
Net assets sold	(565)
Transaction costs	(4)
Reversal of OCI reserve	(41)
Capital loss	**(7)**

Disposal of Mercure Srl

March 1, 2019, saw the finalization of the sale of 100% of Mercure Srl, a company to which a business unit consisting of the Mercure biomass power plant and related legal relationships had previously been transferred. The price for the sale was €168 million.

Millions of euro	
Value of the transaction	168
Net assets sold	60
Capital gain	**108**

7. Segment information

The representation of performance and financial position by business area presented here is based on the approach used by management in monitoring Group performance for the two periods being compared.

As already discussed in note 5 to the consolidated financial statements, since September 2019, segment information has been reformulated to give a more consistent view of the decision-making processes implemented by management, which give priority to analyzes by Business Line rather than by Country or Region.

In order to ensure full comparability of the figures commented here in the light of the new breakdown of the primary and secondary reporting sectors for IFRS 8 disclosure purposes and of the reallocation of countries in the Enel Green Power segment, the comparative figures for 2018 have been restated appropriately. At the same time, within each CGU, lower level operating units were identified at the intersections of the organizational matrix (Business Line/Country/Region), which in accordance with IAS 36 made it possible to prospectively reallocate the goodwill associated with the higher level and reported cumulatively at December 31, 2018 in the column "Other, eliminations and adjustments".

For more information on performance and financial developments during the year, please see the dedicated section in the report on operations.

Segment information for 2019 and 2018

Results for 2019 (1)

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	30,519	7,360	20,092	19,482	967	1,901	6	80,327
Revenue and other income from transactions with other segments	1,532	373	1,697	13,062	163	80	(16,907)	-
Total revenue	**32,051**	**7,733**	**21,789**	**32,544**	**1,130**	**1,981**	**(16,901)**	**80,327**
Total costs	29,980	3,143	13,511	29,186	972	1,855	(16,757)	61,890
Net income/(expense) from commodity risk management	(676)	14	-	(71)	-	-	-	(733)
Depreciation and amortization	1,142	1,241	2,692	333	145	171	26	5,750
Impairment losses	4,031	99	371	930	111	33	1	5,576
Reversals of impairment losses	(284)	(12)	(62)	(139)	-	(3)	-	(500)
Operating income	**(3,494)**	**3,276**	**5,277**	**2,163**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6,878**
Capital expenditure	**851**	**4,293**(2)	**3,905**	**449**	**270**	**134**	**45**	**9,947**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue flows between the segments. An analogous approach was taken for other income and costs for the period.
(2) Does not include €4 million regarding units classified as "held for sale".

Results for 2018 (1) (2) (3)

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	26,630	7,613	18,250	20,340	849	1,878	15	75,575
Revenue and other income from transactions with other segments	977	443	1,718	13,431	157	60	(16,786)	-
Total revenue	**27,607**	**8,056**	**19,968**	**33,771**	**1,006**	**1,938**	**(16,771)**	**75,575**
Total costs	27,130	3,288	12,429	30,681	882	1,918	(16,570)	59,756
Net income/(expense) from commodity risk management	640	(162)	-	(11)	-	65	-	532
Depreciation and amortization	1,098	1,101	2,483	314	86	113	19	5,214
Impairment losses	158	131	337	1,000	15	15	1	1,657
Reversals of impairment losses	(21)	(129)	(68)	(193)	4	(5)	(8)	(420)
Operating income	**(118)**	**3,505**	**4,787**	**1,958**	**19**	**(38)**	**(213)**	**9,900**
Capital expenditure	**839**	**2,784** (4)	**3,630**	**374**	**183**	**106**	**36**	**8,152**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue flows between the segments. An analogous approach was taken for other income and costs for the period.
(2) The figures have been restated to ensure comparability with results for 2019, which are presented using business area as the primary reporting segment.
(3) The 2018 figures have been adjusted to take account of the interpretations of the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) contained in the Agenda Decision of March 2019, which involved changes in the classification, with no impact on margins, of the effects of purchase and sales contracts for commodities measured at fair value through profit or loss (for more details, see note 4.3 of the consolidated financial statements).
(4) Does not include €378 million regarding units classified as "held for sale".

Financial position by segment

At December 31, 2019

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	11,863	30,351	36,333	160	442	663	11	79,823
Intangible assets	134	4,697	23,782	3,624	605	466	29	33,337
Non-current and current contract assets	-	-	482	-	53	75	43	653
Trade receivables	3,219	1,726	7,649	3,838	607	676	(4,632)	13,083
Other	1,426	1,421	1,654	543	1,098	1,283	(1,350)	6,075
Operating assets	**16,642**(1)	**38,195**(2)	**69,900**(3)	**8,165**	**2,805**	**3,163**	**(5,899)**	**132,971**
Trade payables	3,383	2,192	5,411	5,028	414	949	(4,417)	12,960
Non-current and current contract liabilities	199	167	7,271	75	5	16	(104)	7,629
Sundry provisions	3,410	903	4,412	494	34	578	459	10,290
Other	1,074	1,843	8,867	2,642	415	1,451	(503)	15,789
Operating liabilities	**8,066**	**5,105**	**25,961**(4)	**8,239**	**868**	**2,994**	**(4,565)**	**46,668**

(1) Of which €4 million regarding units classified as "held for sale".
(2) Of which €7 million regarding units classified as "held for sale".
(3) Of which €10 million regarding units classified as "held for sale".
(4) Of which €3 million regarding units classified as "held for sale".

At December 31, 2018 (1)

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	15,448	25,971	35,026	73	344	371	10	77,243
Intangible assets (2)	38	1,220	15,875	1,078	347	414	14,343	33,315
Non-current and current contract assets	15	-	348	-	47	78	(7)	481
Trade receivables	4,345	1,290	7,582	4,640	282	696	(5,224)	13,611
Other	2,483	1,042	2,424	555	113	1,728	(1,985)	6,358
Operating assets	**22,329**(3)	**29,523**(4)	**61,255**(5)	**6,346**	**1,133**	**3,285**	**7,137**(6)	**131,008**
Trade payables	4,680	1,806	5,555	5,535	381	890	(5,458)	13,389
Non-current and current contract liabilities	220	100	7,156	41	13	12	(141)	7,401
Sundry provisions	2,490	768	4,644	551	35	669	524	9,681
Other	1,647	1,517	6,746	2,454	257	1,311	(998)	12,934
Operating liabilities	**9,037**	**4,191**(7)	**24,101**(8)	**8,581**	**686**	**2,882**	**(6,073)**	**43,405**

(1) The figures have been restated to ensure comparability with the results at December 31, 2019, which are presented using business area as the primary reporting segment.
(2) Intangible assets include goodwill allocated by country, which was reallocated by business area in 2019 in the light of new breakdown of primary and secondary reporting segments for the purpose of IFRS 8 disclosures.
(3) Of which €4 million regarding units classified as "held for sale".
(4) Of which €635 million regarding units classified as "held for sale".
(5) Of which €5 million regarding units classified as "held for sale".
(6) Of which €23 million regarding units classified as "held for sale".
(7) Of which €19 million regarding units classified as "held for sale".
(8) Of which €3 million regarding units classified as "held for sale".

The following table reconciles segment assets and liabilities and the consolidated figures.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018
Total assets	**171,426**	**165,424**
Equity investments accounted for using the equity method	1,682	2,099
Non-current derivative assets	1,383	1,005
Other non-current financial assets	6,006	5,769
Long-term tax receivables included in "Other non-current assets"	1,587	231
Current financial assets	4,305	5,160
Current derivative assets	4,065	3,914
Cash and cash equivalents	9,029	6,630
Deferred tax assets	9,112	8,305
Tax receivables	1,206	1,282
Financial and tax assets of "Assets held for sale"	80	21
Segment assets	**132,971**	**131,008**
Total liabilities	**124,488**	**117,572**
Long-term borrowings	54,174	48,983
Non-current derivative liabilities	2,407	2,609
Short-term borrowings	3,917	3,616
Current portion of long-term borrowings	3,409	3,367
Current financial liabilities	754	788
Current derivative liabilities	3,554	4,343
Deferred tax liabilities	8,314	8,650
Income tax payable	209	333
Other tax payables	1,082	1,093
Financial and tax liabilities of "Liabilities held for sale"	-	385
Segment liabilities	**46,668**	**43,405**

Revenue

8.a Revenue from sales and services - *€77,366 million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Sale of electricity[1]	40,045	39,278	767	2.0%
Transport of electricity	10,470	10,101	369	3.7%
Fees from network operators	866	1,012	(146)	-14.4%
Transfers from institutional market operators	1,625	1,711	(86)	-5.0%
Sale of gas	3,294	4,401	(1,107)	-25.2%
Transport of gas	617	576	41	7.1%
Sale of fuels[1]	914	919	(5)	-0.5%
Connection fees to electricity and gas networks	785	714	71	9.9%
Construction contracts	749	735	14	1.9%
Sale of environmental certificates[1]	36	36	-	-
Sale of value-added services	343	390	(47)	-12.1%
Other sales and services	1,295	1,305	(10)	-0.8%
Total IFRS 15 revenue	**61,039**	**61,178**	**(139)**	**-0.2%**
Operating leases	24	26	(2)	-7.7%
Sale of energy commodities under contracts with physical delivery (IFRS 9)[1]	10,775	13,843	(3,068)	-22.2%
Gain/(Loss) on derivatives on sale of commodities with physical delivery[1]	5,519	(2,010)	7,529	-
Reinsurance premiums	6	-	6	-
Other revenue	3	-	3	-
TOTAL REVENUE FROM SALES AND SERVICES	**77,366**	**73,037**	**4,329**	**5.9%**

(1) The 2018 figures have been adjusted to take account of the interpretations of the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) contained in the Agenda Decision of March 2019, which involved changes in the classification, with no impact on margins, of the effects of purchase and sales contracts for commodities measured at fair value through profit or loss (for more details, see note 4.3 of the consolidated financial statements).

The increase in revenue from energy sales (€767 million) is mainly attributable to the consolidation of Enel Distribuição São Paulo in June 2018.

Revenue from the transport of electricity came to €10,470 million in 2019, an increase of €369 million. This increase was mainly due to the acquisition of Enel Distribuição São Paulo and the greater distribution revenue in Italy, above all as a result of the regulatory change with Resolution no. 654/15 of the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment (ARERA) (related to "regulatory lag").

Revenue generated by fees from network operators came to €866 million, a decrease of €146 million compared with the previous year due, above all, to lower fees for the remuneration of generation plants in Italy.

Revenue from the sale of natural gas for 2019, which totaled €3,294 million, decreased by €1,107 million from the previous year (€4,401 million in 2018). The decrease reflects lower quantities sold and, above all, lower average prices applied for sales in Spain (€1,136 million) compared with the previous year.

Other non-IFRS 15 revenue increased by €4,468 million due to the sale of commodities under contracts for physical delivery and adjustments to their fair value, including for the unsettled portion following reclassification as a result of application of the IFRIC Agenda Decision of March 2019 concerning the recognition of contracts on commodities with the physical delivery of energy within the scope of IFRS 9.

Revenue from contracts with customers (IFRS 15) for 2019 totaled €61,039 million and can be broken down into point-in-time and over-time revenue as shown in the table below:

Millions of euro

	2019															
	Italy		Iberia		Latin America		Europe and Euro-Mediterranean Affairs		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 revenue (IFRS 15)	**22,635**	**52**	**17,860**	**78**	**515,573**	**503**	**1,383**	**934**	**646**	**27**	**76**	**81**	**7**	**7**	**58,180**	**2,859**

The table below gives a breakdown of revenue from sales and services by geographical area.

Millions of euro

	2019	2018
Italy [1]	26,420	27,385
Europe		
Iberia [1]	18,265	18,379
France	1,259	1,006
Switzerland	217	1,039
Germany	3,746	2,297
Austria	173	155
Slovenia	40	27
Slovakia	1	-
Romania	1,311	1,214
Greece	73	62
Bulgaria	8	9
Belgium	26	320
Czech Republic	152	113
Hungary	418	399
Russia	897	989
Netherlands	6,553	2,139
United Kingdom	726	1,685
Other European countries	(23)	113
Americas		
United States	501	466
Canada	18	23
Mexico [1]	233	519
Brazil	7,752	6,518
Chile	3,263	3,169
Peru	1,261	1,275
Colombia	2,243	2,242
Argentina	1,323	1,265
Other South American countries	169	14
Other		
Africa	92	82
Asia	249	133
Total	**77,366**	**73,037**

(1) The 2018 figures have been adjusted to take account of the interpretations of the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) contained in the Agenda Decision of March 2019, which involved changes in the classification, with no impact on margins, of the effects of purchase and sales contracts for commodities measured at fair value through profit or loss (for more details, see note 4.3 of the consolidated financial statements).

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:

Type of product/service	*Nature and timing of satisfaction of performance obligation*	*Accounting policies*
Sale/transport 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. In these cases, the Group applies an output method 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.	Revenue from the sale and transport of electricity/gas to end users is recognized when these commodities are delivered to the customer and is based on the quantities provided during the period, even if these have not yet been invoiced. It 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.

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 that affect 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.
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 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-incurred method (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.

8.b Other income - *€2,961 million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Operating grants	19	20	(1)	-5.0%
Grants for environmental certificates	475	664	(189)	-28.5%
Capital grants (electricity and gas business)	25	22	3	13.6%
Sundry reimbursements	521	353	168	47.6%
Gains on disposal of subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale	325	287	38	13.2%
Gains on the disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	79	61	18	29.5%
Service continuity bonuses	32	44	(12)	-27.3%
Other income	1,485	1,087	398	36.6%
Total	**2,961**	**2,538**	**423**	**16.7%**

Grants for environmental certificates amounted to €475 million, a decrease of €189 million from the previous year due essentially to a reduction in grants on energy efficiency certificates obtained on distribution in Italy.

Sundry reimbursements increased by €168 million, attributable mainly to Enel Generación Chile for the indemnity received from the customer Anglo American for early withdrawal from a long-term electricity supply agreement totaling €160 million, of which €80 million related to Thermal Generation and Trading Business Line and €80 million related to the Enel Green Power Business Line.

Gains on the disposal of entities came to €325 million in 2019, an increase of €38 million, and mainly include:

- the gain on the sale of Mercure Srl, a special-purpose vehicle to which Enel Produzione had previously transferred the Valle del Mercure biomass plant (€108 million);
- the negative goodwill (of €181 million) resulting from the definitive allocation of the purchase price of (i) a number of companies sold by Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC (€106 million) and (ii) Tradewind, which transitioned from being an associated company to a wholly-owned subsidiary (negative goodwill of €75 million);
- the gains of €42 million on the disposals of Gratiot and Outlaw, two renewable energy projects developed by Tradewind.

In 2018, this item mainly included:

- the gain on the sale, with loss of control, of eight project companies in Mexico at the end of September 2018 and the associated re-measurement at fair value of the 20% stake retained by the Group in the companies sold (€190 million);
- the gain on the sale of EF Solare Italia (€65 million);
- the gain on the sale of a number of companies within the Enel Green Power Business Line in Uruguay (€18 million).

The aggregate "other income" increased by €398 million in 2019, essentially attributable to:

- an increase in revenue in Argentina following the Edesur agreement with the local authorities resolving reciprocal pending issues arising during the 2006-2016 period (€233 million);
- the adjustment to the amount paid for the acquisition of eMotorWerks in 2017 in application of certain contract clauses (€98 million);

- the €50 million payment under the agreement that e-distribuzione reached with F2i and 2i Rete Gas for the early, lump-sum settlement of the second indemnity connected with the sale, in 2009, of e-distribuzione's share held in Enel Rete Gas.

In 2018, this aggregate mainly included the €128 million indemnity related to the e-distribuzione agreement for the sale of Enel Rete Gas in 2009.

The following table shows a breakdown of total revenue from sales and services by business area based on the approach used by management to monitor the Group's performance during the two years being compared.

Millions of euro	2019							
	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X Services		Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from sales and services	31,744	7,173	20,599	32,042	1,011	1,946	(17,149)	77,366
Other income	307	560	1,190	502	119	35	248	2,961
Total revenue	**32,051**	**7,733**	**21,789**	**32,544**	**1,130**	**1,981**	**(16,901)**	**80,327**
	2018 (1)							
Revenue from sales and services	27,412	7,650	18,805	33,444	964	1,958	(17,196)	73,037
Other income	195	406	1,163	327	42	(20)	425	2,538
Total revenue	**27,607**	**8,056**	**19,968**	**33,771**	**1,006**	**1,938**	**(16,771)**	**75,575**

(1) The 2018 figures have been adjusted to take account of the interpretations of the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) contained in the Agenda Decision of March 2019, which involved changes in the classification, with no impact on margins, of the effects of purchase and sales contracts for commodities measured at fair value through profit or loss (for more details, see note 4.3 of the consolidated financial statements).

Costs

9.a Electricity, gas and fuel purchases - *€33,755 million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Electricity[1]	20,449	19,802	647	3.3%
Gas[1]	10,706	14,262	(3,556)	-24.9%
Nuclear fuel	125	118	7	5.9%
Other fuels	2,475	3,082	(607)	-19.7%
Total	**33,755**	**37,264**	**(3,509)**	**-9.4%**

(1) The 2018 figures have been adjusted to take account of the interpretations of the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) contained in the Agenda Decision of March 2019, which involved changes in the classification, with no impact on margins, of the effects of purchase and sales contracts for commodities measured at fair value through profit or loss (for more details, see note 4.3 of the consolidated financial statements).

Purchases of electricity, gas and other fuels decreased by €3,509 million in 2019 mainly due to the reclassifications in response to the IFRIC Agenda Decision of March 2019 concerning the recognition of non-financial transactions for physical deliveries within the scope of IFRS 9. For more information, see section 4.3 of the notes to the consolidated financial statements.
This reduction, under "fuels", also includes the €206 million in impairment losses on fuel inventories associated with the coal-fired plants subject to impairment in Italy and Spain.

9.b Services and other materials - *€18,580 million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Transmission and transport	9,879	9,754	125	1.3%
Maintenance and repairs	1,145	1,013	132	13.0%
Telephone and postal costs	181	180	1	0.6%
Communication services	142	129	13	10.1%
IT services	806	773	33	4.3%
Leases and rentals	382	589	(207)	-35.1%
Other services	3,935	4,057	(122)	-3.0%
Other materials	2,110	1,911	199	10.4%
Total	**18,580**	**18,406**	**174**	**0.9%**

(1) The 2018 figures have been adjusted to take account of the interpretations of the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) contained in the Agenda Decision of March 2019, which involved changes in the classification, with no impact on margins, of the effects of purchase and sales contracts for commodities measured at fair value through profit or loss (for more details, see note 4.3 of the consolidated financial statements).

Costs for services and other materials amounted to €18,580 million in 2019, an increase on 2018 of €174 million. This increase is mainly attributable to "other materials", which includes the impairment of spare-parts inventories associated with the coal-fired plants subject to impairment in Italy and Spain for a total of €102 million.

9.c Personnel - *€4,634 million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Wages and salaries	3,240	3,157	83	2.6%
Social security contributions	875	894	(19)	-2.1%
Deferred compensation benefits	103	103	-	-
Other post-employment and long-term benefits	108	113	(5)	-4.4%
Early retirement incentives	101	138	(37)	-26.8%
Other costs	207	176	31	17.6%
Total	**4,634**	**4,581**	**53**	**1.2%**

Personnel costs amounted to €4,634 million in 2019, an increase of €53 million.
The Group's workforce decreased by 1,019 employees, mainly reflecting the negative difference between new hires and terminations (1,094 employees) due to early-retirement incentives, only partially offset by a net increase for changes in the scope of consolidation (75 employees) essentially attributable to:

- the disposal of the Mercure plant by Enel Produzione in Italy;
- the acquisition of Tradewind in the USA;
- the sale of the Reftinskaya GRES plant in Russia;
- the acquisition of PayTipper Network Srl, FlagPay Srl, and PayTipper in Italy.

The increase in wages and salaries despite the decrease in the total workforce essentially reflects the greater average size of the workforce in 2019 due to the consolidation of Enel Distribuição São Paulo, which only took effect as from June 2018.
Early retirement incentives in 2019 totaled €101 million, a decrease of €37 million mainly attributable to Latin America and Italy in reflection of terminations of employment in application of the provisions of Article 4 of Law 92/2012 (the "Fornero Act") applied mainly in 2018, which were only partially offset by the cost increase in Spain for the *Plan de Salida* incentive plan.

The table below shows the average number of employees by category, along with a comparison with the previous year, and the headcount as of December 31, 2019.

	Average [1]			Headcount[1]
	2019	2018	Change	**at Dec. 31, 2019**
Senior managers	1,375	1,343	32	1,357
Middle managers	11,016	10,614	402	11,329
Office staff	35,066	33,906	1,160	36,280
Blue collar	20,846	20,834	12	19,287
Total	**68,303**	**66,697**	**1,606**	**68,253**

(1) For companies consolidated on a proportionate basis, the headcount corresponds to Enel's percentage share of the total.

9.d Net impairment/(reversals) of trade receivables and other receivables - *€1,144 million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Impairment of trade receivables	1,239	1,367	(128)	-9.4%
Impairment of other receivables	116	18	98	-
Total impairment of trade and other receivables	**1,355**	**1,385**	**(30)**	**-2.2%**
Reversals of impairment losses on trade receivables	(202)	(281)	79	-
Reversals of impairment losses on other receivables	(9)	(8)	(1)	-
Total reversals of impairment losses on trade and other receivables	**(211)**	**(289)**	**78**	-
TOTAL NET IMPAIRMENT/(REVERSALS) OF TRADE AND OTHER RECEIVABLES	**1,144**	**1,096**	**48**	**4.4%**

The aggregate, which totaled €1,144 million, includes impairment losses and reversals of impairment losses on trade and other receivables. The decrease in impairment for Italian companies operating in end-user markets was more than offset by the increased impairment resulting from the consolidation of Enel Distribuição São Paulo and by a decrease in reversals of impairment for Endesa Energia.

9.e Depreciation, amortization and other impairment losses - *€9,682 million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Property, plant and equipment	4,481	4,132	349	8.4%
Investment property	3	7	(4)	-57.1%
Intangible assets	1,266	1,075	191	17.8%
Other impairment losses	4,221	272	3,949	-
Other reversals of impairment losses	(289)	(131)	(158)	-
Total	**9,682**	**5,355**	**4,327**	**80.8%**

In 2019, depreciation, amortization and other impairment losses essentially reflect the impairment losses recognized on a number of coal-fired plants in Italy, Spain, Chile and Russia for a total of €4,010 million, including related decommissioning charges.

These impairment losses are essentially attributable to:

- the reduced competitiveness of plants with higher CO_2 emissions compared with other technologies, particularly in Spain and Italy, based on the changing characteristics of the market in terms of commodity prices and increased compliance costs in relation to CO_2 emissions, as well as the additional penalties, particularly in Italy, due to introduction of new capacity-market regulations for the remuneration mechanism for available capacity, which restricts the scope of application for plants with higher CO_2 emissions;
- agreements with the Chilean government for the early decommissioning of the Tarapacá and Bocamina I coal-fired plants (by May 31, 2020, and December 31, 2023, respectively) within the scope of the decarbonization process that has begun in the country (€356 million);
- the adjustment (€127 million) to the fair value of the Reftinskaya plant as a result of its classification as held for sale following the binding agreement approved by the parties in June 2019.

The change also includes the depreciation of right-of-use assets, which, as of January 1, 2019, are subject to depreciation over the term of the lease agreement in application of IFRS 16 (€203 million).

These effects were partially offset by reversals of impairment for gas plants in Italy in the amount of €265 million in response to impairment testing.

In 2018, this aggregate included the impairment of biomass assets in Italy (€94 million), of the assets of Nuove Energie (€24 million), of the Augusta and Bastardo power plants (€23 million), and of the Alcudia power plant in Spain (€82 million). These effects were partially offset by the reversal of impairment for the Hellas CGU (€117 million).

9.f Other operating expenses - *€7,276 million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
System charges - emissions allowances	430	443	(13)	-2.9%
Charges for energy efficiency certificates	416	607	(191)	-31.5%
Charges for purchases of green certificates	62	41	21	51.2%
Losses on disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	76	61	15	24.6%
Taxes and duties	1,035	1,126	(91)	-8.1%
Gain/(Loss) on derivatives on the purchase of commodities with physical delivery[1]	4,583	(1,120)	5,703	-
Other	674	(509)	1,183	-
Total	**7,276**	**1,769**	**5,507**	-

(1) The 2018 figures have been adjusted to take account of the interpretations of the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) contained in the Agenda Decision of March 2019, which involved changes in the classification, with no impact on margins, of the effects of purchase and sales contracts for commodities measured at fair value through profit or loss (for more details, see note 4.3 of the consolidated financial statements).

Other operating expenses increased by €5,507 million mainly due to the reclassifications in response to the IFRIC Agenda Decision of March 2019 concerning the recognition of non-financial transactions with physical delivery within the scope of IFRS 9. For more information, see section 4.3 of the notes to the consolidated financial statements.

This change was partially offset by a decrease in environmental compliance costs in Italy and a reduction in taxes in Spain for suspension (in accordance with RD no. 15/2015 of October 5, 2018) of the application of taxes on conventional thermal power generation and on the consumption of hydrocarbons used in generation.

9.g Capitalized costs - *€(2,355) million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Personnel	(899)	(836)	(63)	-7.5%
Materials	(980)	(852)	(128)	-15.0%
Other	(476)	(576)	100	-17.4%
Total	**(2,355)**	**(2,264)**	**(91)**	**-4.0%**

Capitalized costs increased by €91 million, mainly for the development and execution of increased investment within the Infrastructure and Networks Business Line in Colombia, Peru and Italy.

10. Net income/(expense) from commodity risk management - *€(733) million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Income:				
- income from cash flow hedge derivatives	200	93	107	-
- income from derivatives at fair value through profit or loss [1]	1,311	3,910	(2,599)	-66.5%
Total income	**1,511**	**4,003**	**(2,492)**	**-62.3%**
Expense:				
- expense on cash flow hedge derivatives	(23)	(68)	45	-66.2%
- expense on derivatives at fair value through profit or loss [1]	(2,221)	(3,403)	1,182	-34.7%
Total expense	**(2,244)**	**(3,471)**	**1,227**	**-35.4%**
NET INCOME/(EXPENSE) FROM COMMODITY RISK MANAGEMENT	**(733)**	**532**	**(1,265)**	-

1. The 2018 figures have been adjusted to take account of the interpretations of the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) contained in the Agenda Decision of March 2019, which involved changes in the classification, with no impact on margins, of the effects of purchase and sales contracts for commodities measured at fair value through profit or loss (for more details, see note 4.3 of the consolidated financial statements).

Net expense from the management of commodity risk amounted to €733 million for 2019 (compared with net income of €532 million in 2018), which can be broken down as follows:

- net income on cash flow hedge derivatives in the amount of €177 million (compared with net income of €25 million in 2018);
- net expense on derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €910 million (compared with net income of €507 million in 2018),

For more information on derivatives, see note 46 "Derivatives and hedge accounting".

11. Net financial income/(expense) from derivatives - *€342 million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Income:				
- income from derivatives designated as hedging derivatives	1,120	1,142	(22)	-1.9%
- income from derivatives at fair value through profit or loss	364	851	(487)	-57.2%
Total income	**1,484**	**1,993**	**(509)**	**-25.5%**
Expense:				
- expense on derivatives designated as hedging derivatives	(538)	(408)	(130)	31.9%
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	(604)	(1,124)	520	-46.3%
Total expense	**(1,142)**	**(1,532)**	**390**	**25.5%**
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**342**	**461**	**(119)**	**-25.8%**

Net income from derivatives on interest and exchange rates amounted to €342 million for 2019 (compared with a net income balance of €461 million in 2018), which can be broken down as follows:

- net income on derivatives designated as hedging derivatives in the amount of €582 million (compared with net income of €734 million in 2018), mainly in respect of cash flow hedges;

> net expense on derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €240 million (compared with net expense of €273 million in 2018).

The net balances recognized in 2019 on both hedging and trading derivatives mainly refer to the hedging of exchange risk. For more information on derivatives, see note 46 "Derivatives and hedge accounting".

12. Other net financial income/(expense) - *€(2,786) million*

Other financial income

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Interest income from financial assets (current and non-current):				
- interest income at effective rate on non-current securities and receivables	126	93	33	35.5%
- interest income at effective rate on short-term financial investments	162	163	(1)	-0.6%
Total interest income at the effective interest rate	**288**	**256**	**32**	**12.5%**
Financial income on non-current securities at fair value through profit or loss	-	-	-	-
Exchange gains	**915**	**910**	**5**	**0.5%**
Income on equity investments	**4**	**12**	**(8)**	**-66.7%**
Other income	**1,262**	**1,190**	**72**	**6.1%**
TOTAL FINANCIAL INCOME	**2,469**	**2,368**	**101**	**4.3%**

Financial income, in the amount of €2,469 million, increased by €101 million compared with the previous year, due mainly to an increase in "other income" as a result of the application to the Argentine companies of IAS 29 related to accounting for hyperinflationary economies (+€179 million). See note 4.2 of the consolidated financial statements for the year ended December 31, 2019 for more information. This was partly offset by the effect of the adjustment to fair value in 2018 of Enel Produzione's financial receivable arising from the sale of 50% of Slovak Power Holding (€134 million).

Other financial expense

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Interest expense on financial debt (current and non-current):				
- interest on bank borrowings	386	408	(22)	-5.4%
- interest expense on bonds	2,030	1,953	77	3.9%
- interest expense on other borrowings	183	127	56	44.1%
Total interest expense	**2,599**	**2,488**	**111**	**4.5%**
Exchange losses	**1,229**	**1,378**	**(149)**	**-10.8%**
Accretion of post-employment and other employee benefits	**135**	**107**	**28**	**26.2%**
Accretion of other provisions	**186**	**169**	**17**	**10.1%**
Charges on equity investments	**2**	**1**	**1**	-
Other expenses	**1,104**	**734**	**370**	**50.4%**
TOTAL FINANCIAL EXPENSE	**5,255**	**4,877**	**378**	**7.8%**

Other financial expense amounted to €5,255 million, a total increase of €378 million compared with 2018. The change reflects the following factors in particular:

> an increase in other expenses of €370 million, due largely to:

- an increase of €252 million in financial expense as a result of the application to the Argentine companies of IAS 29 related to accounting for hyperinflationary economies. See note 4.2 of the consolidated financial statements for the year ended December 31, 2019 for more information;
- the effect of the recognition in 2018 of the reversal of impairment recognized on the financial receivable arising from the sale of 50% of Slovak Power Holding (€186 million);
- a reduction of €83 million in financial expense due to an increase in the capitalization of charges;

> an increase in interest expense on financing in the amount of €111 million. This reflected the increase in interest expense on bonds (€77 million) and financial expense from the application of IFRS 16 (€54 million);

> a decrease of €149 million in exchange rate losses, primarily reflecting developments in the exchange rates associated with net financial debt denominated in currencies other than the euro.

13. Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method - *€(122) million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Share of income of associates	120	521	(401)	-77.0%
Share of losses of associates	(242)	(172)	(70)	-40.7%
Total	**(122)**	**349**	**(471)**	-

The share of income and losses of equity investments accounted for using the equity method deteriorated by €471 million compared with the previous year. In addition to reflecting the Group's shares in companies measured using the equity method, the change was due mainly to the 2018 adjustment to the fair value of the 50% stake held in Slovak Power Holding (€362 million), which had been written down multiple times in previous years. This reduction also shows the effects of reacquiring controlling interests in 13 companies from EGPNA REP, which resulted in a change in the scope of consolidation and the recognition of a capital loss by EGPNA REP.

14. Income taxes - *€836 million*

Millions of euro

	2019	2018	Change	
Current taxes	2,137	2,014	123	6.1%
Adjustments for income taxes relating to prior years	(132)	(150)	18	-12.0%
Total current taxes	**2,005**	**1,864**	**141**	**7.6%**
Deferred tax expense	(567)	92	(659)	-
Deferred tax income	(602)	(105)	(497)	-
TOTAL	**836**	**1,851**	**(1,015)**	**-54.8%**

The decrease in income taxes in 2019 compared with the previous year is essentially due to the reduction in income.

In percentage terms, the tax burden has decreased due, in particular, to:

> the release of €494 million in deferred taxes by Enel Distribuição São Paulo following the merger with Enel Brasil Investimentos Sudeste SA (Enel Sudeste);

- the agreement with the tax authorities concerning the "patent box" option, which provides for preferential taxation of earnings resulting from the use of intellectual property (€53 million);
- a decrease in taxes (in the amount of €35 million) recognized in Argentina by the generation companies Enel Generación Costanera and Central Dock Sud as a result of exercising the *"revalúo impositivo"* option for tax incentives. In return for payment of a tax in lieu, this mechanism allows the remeasurement of certain assets for tax purposes, resulting in the recognition of deferred tax assets and the greater deductibility of future depreciation;
- the reversal of deferred tax liabilities by EGPNA as an ancillary effect of the acquisition of a number of companies from EGPNA REP;
- the deductibility of goodwill resulting from the merger of GasAtacama into Enel Generación Chile.

These effects were partially offset by recognition in the previous year of the following:

- greater deferred tax assets on past losses by Enel Distribuição Goiás as a result of the efficiency improvement measures implemented by the Group subsequent to the acquisition (€274 million);
- a decrease in income taxes in Italy for the recognition of deferred tax assets (€85 million) for the past losses of 3Sun following the merger with Enel Green Power SpA;
- a reduction in deferred tax liabilities (€61 million) following the tax reform in Colombia, which led to a reduction in progressive tax rates from 33% to 30%.

For more information on changes in deferred tax assets and liabilities, see note 22.

The following table provides a reconciliation of the theoretical tax rate and the effective tax rate.

Millions of euro

	2019		2018	
Income before taxes	4,312		8,201	
Theoretical taxes	1,035	24.0%	1,968	24.0%
Change in tax effect on impairment losses, capital gains and negative goodwill	93		(180)	
Reversal of deferred taxes in Brazil	(494)		-	
Recognition of deferred tax assets on past losses in Brazil	-		(274)	
Recognition of deferred tax assets on past losses in Italy	-		(86)	
Change in tax effect on Kino gain and other items in Mexico	-		100	
Impact on deferred taxation of changes in tax rates	(33)		(61)	
Patent box mechanism in Italy	(50)		-	
Remeasurement for tax purposes of certain assets in Argentina	(35)		-	
IRAP	235		237	
Other differences, effect of different tax rates abroad compared with the theoretical rate in Italy, and other minor items	85		147	
Total	**836**		**1,851**	

15. Basic and diluted earnings per share

Both of these indicators have been calculated based on an average number of ordinary shares for the year of 10,166,331,854, adjusted for the 1,549,152 treasury shares with a par value of €1.00 each (0 at December 31, 2018).

	2019	2018	Change	
Net income from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	2,174	4,789	(2,615)	-54.6%
Net income from discontinued operations attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	-	-	-	-

Net income attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	2,174	4,789	(2,615)	-54.6%
Number of ordinary shares	10,166,331,854	10,166,679,946	(348,092)	-
Dilutive effect of stock options	-	-	-	-
Basic and diluted earnings per share (euro)	0.21	0.47	(0.26)	-55.3%
Basic and diluted earnings from continuing operations per share (euro)	0.21	0.47	(0.26)	-55.3%
Basic and diluted earnings from discontinued operations per share (euro)	-	-	-	-

16. Property, plant and equipment - *€79,809 million*

The breakdown of and changes in property, plant and equipment for 2019 is shown 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	655	9,919	158,257	503	1,401	1,077	411	6,092	178,315
Accumulated depreciation	-	5,303	94,314	345	1,095	363	264	-	101,684
Balance at Dec. 31, 2018	**655**	**4,616**	**63,943**	**158**	**306**	**714**	**147**	**6,092**	**76,631**
Capital expenditure	3	43	1,742	33	61	7	3	6,340	8,232
IFRS 16 as at Jan. 1, 2019	-	-	-	-	-	1,370	-	-	1,370
Assets entering service	18	313	3,451	1	39	-	15	(3,837)	-
Exchange differences	(5)	31	(322)	-	(3)	9	-	(144)	(434)
Change in the scope of consolidation	9	105	834	-	2	51	2	(18)	985
Disposals	(6)	(13)	(66)	(2)	(3)	(64)	(1)	-	(155)
Depreciation	-	(189)	(3,885)	(26)	(91)	(260)	(30)	-	(4,481)
Impairment losses	(31)	(286)	(3,230)	(1)	(3)	-	-	(394)	(3,945)
Reversals of impairment losses	-	115	167	-	-	-	-	-	282
Other changes	20	151	1,140	(2)	14	174	-	240	1,737
Reclassifications from/to assets held for sale	-	(90)	(310)	-	-	-	-	(13)	(413)
Total changes	**8**	**180**	**(479)**	**3**	**16**	**1,287**	**(11)**	**2,174**	**3,178**
Cost net of accumulated impairment	663	10,265	160,068	527	1,471	2,614	427	8,266	184,301
Accumulated depreciation	-	5,469	96,604	366	1,149	613	291	-	104,492
Balance at Dec. 31, 2019	**663**	**4,796**	**63,464**	**161**	**322**	**2,001**	**136**	**8,266**	**79,809**

Plant and machinery includes assets to be relinquished free of charge with a net carrying amount of €8,976 million (€8,747 million at December 31, 2018), largely regarding power plants in Iberia and Latin America amounting to €4,267 million (€4,390 million at December 31, 2018), and the electricity distribution network in Latin America totaling €3,911 million (€3,806 million at December 31, 2018).

For more information on leased assets, see note 18 below.

The types of capital expenditure made during 2019 are summarized below. These expenditures, totaling €8,924 million, increased by €2,394 million from 2018, an increase that was particularly concentrated in solar power plants.

Millions of euro

	2019	2018
Power plants:		
- thermal	602	400
- hydroelectric	382	504
- geothermal	145	114
- nuclear	130	156
- alternative energy sources	3,695	2,170
Total power plants	**4,954**	**3,344**
Electricity distribution networks [1]	3,874	3,090
Land, buildings, and other assets and equipment	96	96
TOTAL	**8,924**	**6,530**

(1) The figure for 2019 includes €592 million in infrastructure investments within the scope of IFRIC 12 (€271 million in 2018).

Capital expenditure on power plants amounted to €4,954 million, an increase of €1,610 million on the previous year, essentially reflecting increased investment in alternative energy plants. Capital expenditure on power plants is mainly attributable to wind farms in North America, Spain, Brazil, South Africa and Greece, and on solar plants in the United States, Brazil and Spain.
Capital expenditure on the electricity distribution network amounted to €3,874 million, an increase of €784 million compared with the previous year, and mainly concerned service-quality improvements in Italy and Brazil and the production of smart meters in the amount of €730 million.

The change in the scope of consolidation in 2019 mainly concerns the acquisition of controlling interests in a number of companies of EGPNA REP, a joint venture held equally by EGPNA (now Enel North America) and General Electric Capital's Energy Financial Services, companies that were previously measured using the equity method (€1,033 million), and the acquisition of Tradewind Energy, a company developing renewable energy projects in the United States, and Yousave SpA.

Impairment mainly concerns adjustments to the carrying amount of a number of coal-fired plants in Italy, Spain, Chile and Russia.
In Chile, specifically, the value of two plants has been adjusted due in part to the agreement reached with the Chilean government concerning their early decommissioning, and the value of the Reftinskaya coal-fired plant in Russia has been adjusted due to its sale.
In Spain, the deterioration in the market in relation to developments in commodity prices and the functioning of the CO_2 emissions market in the 3rd Quarter of 2019 compromised the competitiveness of coal-fired plants. In Italy, in addition to a deterioration in market conditions, implementation of new capacity market regulations for the remuneration mechanism for available capacity restricted the scope of future application for plants with higher CO_2 emission, excluding coal technology from the electricity market. For these reasons, the carrying amount of a number of coal-fired plants in Italy and Spain, including the associated dismantling costs, has been written down by a total of €3,527 million.
These effects were partially offset by reversals of impairment for gas plants in Italy in the amount of €265 million following impairment testing.

Reclassifications from/to assets held for sale mainly concern the Reftinskaya GRES plant, which was sold by Enel Russia to JSC Kuzbassenergo in the 4th Quarter of 2019.

Other changes include the provisioning of decommissioning costs and plant restoration charges in Italy and Spain in the amount of €825 million, mainly in respect of coal-fired plants, the effects of IAS 29 on property, plant and equipment for a total of €462 million and the effect of capitalizing interest on loans specifically dedicated to capital expenditures in the amount of €159 million (€77 million in 2018), as detailed below:

Millions of euro

	2019	Rate (%)	2018	Rate (%)	Change	
Enel Green Power SpA	4	1.2%	4	1.7%	-	-
Enel Green Power Brazil	16	5.8%	19	0.9%	(3)	-15.8%
Enel Green Power North America	16	0.2%	9	0.5%	7	77.8%
Enel Green Power Mexico	36	7.0%	3	5.2%	33	-
Enel Green Power South Africa	17	6.4%	6	6.3%	11	-
Enel Américas Group	14	8.3%	16	8.5%	(2)	-12.5%
Enel Chile Group	12	8.0%	9	7.7%	3	33.3%
Endesa Group	3	1.8%	4	1.9%	(1)	-25.0%
EGP Spain Group	3	1.8%	-	-	3	-
Enel Russia Group	5	9.1%	-	-	5	-
EGP India Group	3	7.5%	-	-	3	-
Enel Produzione	9	4.8%	7	4.8%	2	28.6%
Enel Finance International	21	1.6%	-	-	21	-
Total	**159**		**77**		**82**	**-**

At December 31, 2019, contractual commitments to purchase property, plant and equipment amounted to €763 million.

17. 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.
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 assets from contracts with clients at Dec. 31, 2019	Amount recognized among financial assets at Dec. 31, 2019	Amount recognized among intangible assets at Dec. 31, 2019
Enel Distribuição Rio	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1997-2026	7 years	Yes	134	800	641
Enel Distribuição Ceará	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	9 years	Yes	61	525	591
Enel Green Power Mourão	Brazilian government	Power generation	Brazil	2016-2046	27 years	No	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	Brazilian government	Power generation	Brazil	2016-2046	27 years	No	-	30	-

Celg Distribuição	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	2015-2045	26 years	No	99	33	491
Enel Green Power Volta Grande	Brazilian government	Power generation	Brazil	2017-2047	28 years	No	-	316	-
Enel Distribuição São Paulo	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	9 years	No	185	1,003	893
Total							**479**	**2,714**	**2,616**

The value of the assets at the end of the concessions classified under financial assets has been measured at fair value. For more information, see note 47 "Assets measured at fair value".

18. Leases

As at January 1, 2019, the effects on property, plant and equipment of the application of IFRS 16 totaled €1,370 million. The table below shows the changes in right-to-use assets in 2019.

Millions of euro	Leased land	Leased buildings	Leased plant	Other leased assets	Total
Total at December 31, 2018	**10**	**36**	**518**	**150**	**714**
IFRS 16 as at Jan. 1, 2019	520	679	-	171	1,370
Exchange rate differences	4	-	5	-	9
Depreciation	(23)	(124)	(30)	(83)	(260)
Other changes	34	10	(5)	129	168
Total at December 31, 2019	**545**	**601**	**488**	**367**	**2,001**

Lease liabilities and changes during the year are shown in the table below:

Millions of euro	
Total at December 31, 2018	**657**
IFRS 16 as at Jan. 1, 2019	1,370
Increases	224
Payments	(212)
Other changes	(75)
Total at December 31, 2019	**1,964**
of which medium to long term	*1,689*
of which short term	*275*

Millions of euro	
	2019
Depreciation of right-of-use assets	260
Interest expense on lease liabilities	57
Expense relating to short-term leases (included in cost for services and other materials)	50
Expense relating to leases of low-value assets (included in cost for services and other materials)	4
Variable lease payments (included in cost for services and other materials)	9
Total	**380**

19. Investment property - *€112 million*

Investment property at December 31, 2019, came to €112 million, a decrease of €23 million year on year.

Millions of euro	
Cost net of accumulated impairment	179
Accumulated depreciation	44
Balance at Dec. 31, 2018	**135**
Depreciation	(3)
Impairment losses	(24)
Other changes	4
Total changes	**(23)**
Cost net of accumulated impairment	157
Accumulated depreciation	45
Balance at Dec. 31, 2019	**112**

The Group's investment property consists of properties in Italy, Spain, Brazil and Chile, which are free of restrictions on the sale of the investment property 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 for the year was mainly due to impairment recognized on a number of assets of Enel Italia.

For more information on the valuation of investment property, see notes 47 "Assets measured at fair value", and 47.1 "Fair value of other assets".

20. Intangible assets - *€19,089 million*

A breakdown of and changes in intangible assets for 2019 are shown below:

Millions of euro	Development costs	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	42	2,352	15,246	6,899	3,294	-	985	986	29,804
Accumulated depreciation	19	1,987	1,705	4,119	2,479	-	-	481	10,790
Balance at Dec. 31, 2018	**23**	**365**	**13,541**	**2,780**	**815**	**-**	**985**	**505**	**19,014**
Capital expenditure	1	120	1	-	46	-	562	293	1,023
Assets entering service	12	306	6	-	255	-	(579)	-	-
Exchange differences	-	(4)	(104)	(45)	(2)	-	(18)	-	(173)
Change in the scope of consolidation	4	1	1	-	50	7	144	-	207
Disposals	-	-	-	(14)	-	-	(1)	1	(14)
Depreciation	(4)	(226)	(206)	(373)	(283)	-	-	(187)	(1,279)
Impairment losses	-	(2)	(1)	-	(82)	-	(3)	(1)	(89)
Reversals of impairment losses	-	-	4	-	-	-	-	-	4
Other changes	(13)	22	4	269	146	-	(18)	(2)	408
Reclassifications from/to assets held for sale	-	-	-	-	-	-	(12)	-	(12)
Total changes	**-**	**217**	**(295)**	**(163)**	**130**	**7**	**75**	**104**	**75**
Cost net of accumulated impairment	46	2,767	15,083	6,987	3,747	10	1,060	1,275	30,975
Accumulated depreciation	23	2,185	1,837	4,370	2,802	3	-	666	11,886
Balance at Dec. 31, 2019	**23**	**582**	**13,246**	**2,617**	**945**	**7**	**1,060**	**609**	**19,089**

629/913

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

In 2019, intangible assets registered a net increase of €75 million. The rise mainly reflects the capitalization of the Group's new investments in digital transformation initiatives and a number of acquisitions of highly innovative industrial assets.
Industrial patents and intellectual property rights relate mainly to costs incurred in purchasing software and open-ended software licenses. The most important applications relate to invoicing and customer management, the development of Internet portals and the management of company systems. The increase recorded in 2019 (+59%) is mainly due to the Group's investments in digital transformation initiatives. Among these, the "Digitaly" project deserves special mention (€55.5 million). It seeks to introduce digital technologies and applications, making it possible to simplify our organizational model and redesign certain key processes and operating approaches, increasing their effectiveness and overall efficiency.
The item also includes the portion of the value of patents that can be recognized in accordance with the provisions of the international accounting standards. Amortization is calculated on a straight-line basis over the asset's residual useful life.
Concessions, licenses, trademarks and similar rights include the costs incurred for the acquisition of customers by the foreign electricity distribution and gas sales companies. Amortization is calculated on a straight-line basis over the term of the average period of the relationship with customers or of the concessions.

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, 2019.

Millions of euro

	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	at Dec. 31, 2019	Initial fair value
Endesa Distribución Eléctrica	-	Electricity distribution	Spain	Indefinite	Indefinite	-	5,678	5,673
Codensa	Republic of Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinite	-	1,469	1,839
Enel Distribución Chile (formerly Chilectra)	Republic of Chile	Electricity distribution	Chile	Indefinite	Indefinite	-	1,433	1,667
Enel Distribución Perú (formerly Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Republic of Peru	Electricity distribution	Peru	Indefinite	Indefinite	-	638	548
Enel Distributie Muntenia	Romanian Ministry for the Economy	Electricity distribution	Romania	2005-2054	34 years	Yes	131	191

The item includes assets with an indefinite useful life in the amount of €9,218 million (€9,271 million at December 31, 2018), essentially accounted for by concessions for distribution activities in Spain (€5,678 million), Colombia (€1,469 million), Chile (€1,433 million), and Peru (€638 million), for which there is no statutory or currently predictable expiration date. On the basis of the forecasts developed, cash flows for each CGU, with which the various concessions are associated, are sufficient to recover the carrying amount. The change during the year is essentially attributable to changes in exchange rates. For more information on service concession arrangements, see note 17.

"Other" intangible assets mainly consist of investments in digital applications for which there is no ownership title or use license, as well as customer lists acquired externally and other intangible assets of various types.

The change in the scope of consolidation for 2019 mainly refers to the companies acquired in North America from EGPNA REP.

Impairment losses amounted to €89 million in 2019. For more information, see note 9.e.

Other changes include the reclassification of public-to-private service concession agreements (under development) to non-current assets deriving from contracts with customers in Brazil in application of IFRS 15.

21. Goodwill - €14,241 million

Millions of euro	at Dec. 31, 2018			Change in consol.	Exchange rate diff.	Impairment losses	Offsetting cost with accum. impairment	Other changes	at Dec. 31, 2019		
	Cost	Cumulative impairment	**Net carrying amount**						Cost	Cumulative impairment	**Net carrying amount**
Iberia[1]	11,177	(2,392)	8,785	-	-	-	-	-	11,177	(2,392)	**8,785**
Chile	1,209	-	1,209	-	-	-	-	-	1,209	-	**1,209**
Argentina	276	-	276	-	-	-	-	-	276	-	**276**
Peru	561	-	561	-	-	-	-	-	561	-	**561**
Colombia	530	-	530	-	-	-	-	-	530	-	**530**
Brazil	1,420	-	1,420	-	(9)	-	-	-	1,411	-	**1,411**
Central America	54	-	54	(13)	1	-	-	-	42	-	**42**
Enel Green Power North America	106	(11)	95	-	2	(27)	38	-	70	-	**70**
Enel X North America	328	-	328	-	7	-	-	-	335	-	**335**
PayTipper SpA[2]	-	-	-	19	-	-	-	-	19	-	**19**
Market Italy[3]	579	-	579	-	-	-	-	-	579	-	**579**
Enel Green Power Italy	23	(3)	20	-	-	-	3	-	20	-	**20**
Romania[4]	426	(13)	413	-	(10)	-	-	(2)	414	(13)	**401**
Tynemouth Energy	3	-	3	-	-	-	-	-	3	-	**3**
Total	**16,892**	**(2,419)**	**14,273**	**6**	**(9)**	**(27)**	**41**	**(2)**	**16,646**	**(2,405)**	**14,241**

(1) Includes Endesa and Enel Green Power España.
(2) The figure can be subject to change once the purchase-price allocation process has been finalized. For more information, see note 6.
(3) Includes Enel Energia.
(4) Includes Enel Distribuţie Muntenia, Enel Energie Muntenia and Enel Green Power Romania.

632/913

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Goodwill matrix

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other	Total
Italy	**-**	**20**	**-**	**579**	**19**	**-**	**-**	**618**
Enel Green Power	-	20	-	-	-	-	-	20
Enel Energia	-	-	-	579	-	-	-	579
Other	-	-	-	-	19	-	-	19
Iberia	**-**	**1,190**	**5,788**	**1,807**	**-**	**-**	**-**	**8,785**
Latin America	**44**	**1,961**	**2,005**	**-**	**-**	**35**	**(35)**	**4,010**
Argentina	-	40	236	-	-	-	-	276
Brazil	-	397	1,014	-	-	-	-	1,411
Chile	-	996	213	-	-	-	-	1,209
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Peru	43	196	320	-	-	-	-	561
Panama	-	23	-	-	-	-	-	23
Europe and Euro-Mediterranean Affairs	**3**	**-**	**342**	**59**	**-**	**-**	**-**	**404**
Romania	-	-	342	59	-	-	-	401
Other countries	3	-	-	-	-	-	-	3
North America	**-**	**89**	**-**	**-**	**335**	**-**	**-**	**424**
United States and Canada	-	70	-	-	335	-	-	405
Mexico	-	19	-	-	-	-	-	19
Total	**47**	**3,260**	**8,135**	**2,445**	**354**	**35**	**(35)**	**14,241**

633/913

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The €32 million decrease in goodwill can be attributed mostly to impairment in the amount of €27 million, which concerns the impairment loss on the wind farm of Padoma Wind Power, a company of the Enel Green Power North America Group.

The exchange rate differences are mainly due to unfavorable exchange rate developments in Romania and Brazil, which were partially offset by the positive impact of the US dollar.

The criteria used to identify the cash generating units (CGUs) were essentially based – in line with management's strategic and operational vision – on the specific characteristics of their business, on the operational rules and regulations of the markets in which Enel operates, on the corporate organization, and on the level of reporting monitored by management.

The recoverable value of the goodwill recognized was estimated by calculating the value in use of the CGUs using discounted cash flow models, which involve estimating expected future cash flows and applying an appropriate discount rate, selected on the basis of market inputs such as risk-free rates, betas and market-risk premiums.
Although the CGUs have not changed since last year, the impairment tests were carried out this year at the level of the operating segment within the CGU resulting from the combination of Business Lines and countries/regions.
Cash flows were determined on the basis of the best information available at the time of the estimate, taking account of the specific risks of each CGU, and drawn:

- for the explicit period, from the Business Plan approved by the Board of Directors of the Parent Company on November 25, 2019, 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 five 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 calculated based on the specific characteristics of the businesses related to the various CGUs subject to impairment testing:

- perpetuity, for the businesses of large-hydro (LH) power generation and of distribution, in which the licenses and public concessions are of a long-term nature and are easily renewable; as well as for the Enel X businesses, as they feature the development of specific know-how that is sustainable over the long term;
- annuity, for CGUs that are predominantly characterized by retail business, for which the residual life is, therefore, essentially correlated with the average duration of the customer relationships; as well as for businesses of conventional thermal power generation (G&T). It 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 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 value in use calculated as described above was found to be greater than the amount recognized on the balance sheet.

In order to verify the robustness of the value in use of the CGUs, sensitivity analyses were conducted for the main drivers of the values, in particular WACC, the long-term growth rate and margins, the outcomes of which fully supported that value.

The table below reports the composition of the main goodwill values according to the company to which the cash generating unit (CGU) belongs, along with the discount rates applied and the time horizon over which the expected cash flows have been discounted.

Millions of euro	Amount	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]	Amount	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]
	at Dec. 31, 2019					at Dec. 31, 2018				
Iberia[4]	8,785	1.80%	4.59%	5 years	Perpetuity/26 years EGP/9 years G&T	8,785	1.61%	6.88%	5 years	Perpetuity/24 years
Chile	1,209	2.07%	7.41%	5 years	Perpetuity/25 years EGP/9 years G&T	1,209	2.63%	7.53%	5 years	Perpetuity/25 years
Argentina	276	6.36%	21.84%	5 years	Perpetuity/1 year G&T/4 years LH	276	7.14%	20.07%	5 years	Perpetuity
Peru	561	2.39%	7.46%	5 years	Perpetuity/23 years EGP/9 years G&T	561	3.38%	6.82%	5 years	Perpetuity/26 years
Colombia	530	2.97%	9.01%	5 years	Perpetuity/27 years EGP/18 years G&T	530	2.97%	9.30%	5 years	Perpetuity/28 years
Brazil	1,411	3.61%	10.64%	5 years	Perpetuity/26 years EGP/7 years G&T	1,420	4.00%	9.46%	5 years	Perpetuity/26 years
Central America	42	2.01%	9.68%	5 years	22 years	54	1.46%	8.98%	5 years	24 years
Enel Green Power North America	70	2.01%	6.58%	5 years	24 years	95	2.27%	6.83%	5 years	25 years
Enel X North America	335	2.01%	10.89%	5 years	Perpetuity	328	2.27%	10.31%	5 years	Perpetuity
Market Italy[5]	579	0.48%	10.23%	5 years	15 years	579	0.73%	10.98%	5 years	15 years
Enel Green Power Italy	20	1.03%	6.15%	5 years	Perpetuity/25 years	20	0.99%	6.65%	5 years	Perpetuity/23 years
Romania[6]	401	2.00%	7.27%	5 years	Perpetuity/17 years	413	2.37%	6.78%	5 years	Perpetuity/18 years
PayTipper SpA	19	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Tynemouth Energy	3	n/a	n/a	n/a	n/a	3	n/a	n/a	n/a	n/a

(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).
(4) Includes Endesa and Enel Green Power España.
(5) Includes Enel Energia.
(6) Includes Enel Distribuţie Muntenia, Enel Energie Muntenia and Enel Green Power Romania.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

At December 31, 2019, impairment tests conducted for the CGUs and at the level of the operating segments within the CGUs identified at the intersection of the Business Lines and the countries/regions to which goodwill was allocated found no impairment losses.

22. Deferred tax assets and liabilities - *€9,112 million and €8,314 million*

The following table details 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, 2018	Increase/ (Decrease) taken to income statement	Increase/ (Decrease) taken to equity	Change in the scope of consolidation	Translation adjustment	Other changes	Reclassifications of assets held for sale	at Dec. 31, 2019
Deferred tax assets:								
- differences in the value of intangible assets, property, plant and equipment	1,669	726	(11)	(3)	(1)	(7)		2,372
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses with deferred deductibility	1,726	(119)	(1)	-	(29)	126		1,702
- tax loss carried forward	508	56	-	-	(5)	(57)		502
- measurement of financial instruments	801	37	(60)	-	1	7		786
- employee benefits	869	6	209	-	(10)	12		1,086
- other items	2,732	(104)	1	1	(1)	35		2,664
Total	**8,305**	**602**	**138**	**(2)**	**(45)**	**116**		**9,112**
Deferred tax liabilities:								
- differences on non-current and financial assets	6,638	(623)	(3)	89	(90)	82		6,093
- measurement of financial instruments	403	41	36	-	1	-		481
- other items	1,609	15	8	9	(16)	115		1,740
Total	**8,650**	**(567)**	**41**	**98**	**(105)**	**197**		**8,314**

Non-offsettable deferred tax assets	**4,743**
Non-offsettable deferred tax liabilities	**3,054**
Excess net deferred tax liabilities after any offsetting	**891**

At December 31, 2019, deferred tax assets, recognized when there is a reasonable certainty of their recoverability, totaled €9,112 million (€8,305 million at December 31, 2018).
Deferred tax assets increased by €809 million during the year due, essentially, to taxes recognized in 2019 on the impairment of coal-fired plants in Italy and Spain.
It should also be noted that deferred tax assets (in the amount of €279 million) were not recorded in relation to prior tax losses in the amount of €965 million because, on the basis of current estimates of future taxable income, it is not certain that such assets will be recovered.

Deferred tax liabilities amounted to €8,314 million at December 31, 2019 (€8,650 million at December 31, 2018). They essentially include the determination of the tax effects of the value adjustments to assets acquired as part of the final allocation of the cost of acquisitions made in the various years and the

deferred taxation in respect of the differences between depreciation charged for tax purposes, including accelerated depreciation, and depreciation based on the estimated useful lives of assets.
Deferred tax liabilities decreased by a total of €336 million due, in particular, to the release of €494 million in deferred taxes of Enel Distribuição São Paulo following the merger with Enel Brasil Investimentos Sudeste SA (Enel Sudeste), which nullified the differences between fiscal and carrying amounts of net assets on the books at the time of the acquisition of Enel Distribuição São Paulo. This decrease was partially offset by the effects of hyperinflation.

23. Equity investments accounted for using the equity method - *€1,682 million*

Investments in joint arrangements and associated companies accounted for using the equity method are as follows:

Millions of euro	% held	Income effect	Change in consol	Dividends	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes	% held
	at Dec. 31, 2018						at Dec. 31, 2019
Joint arrangements							
Slovak Power Holding	497 50.0%	(14)	-	-	-	21	504 50.0%
EGPNA Renewable Energy Partners	459 50.0%	(76)	(178)	-	(84)	16	137 20.0%
OpEn Fiber	394 50.0%	(58)	-	-	-	48	384 50.0%
Zacapa Topco Sàrl	147 21.4%	(7)	(5)	-	-	(5)	130 20.6%
Project Kino companies	79 20.0%	(21)	-	-	-	2	60 20.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	72 43.8%	(7)	-	(6)	-	(1)	58 43.8%
Rocky Caney Holding	43 20.0%	4	-	-	-	(1)	46 20.0%
Drift Sand Wind Project	36 50.0%	3	-	-	-	(3)	36 50.0%
Front Marítim del Besòs	37 61.4%	-	-	-	-	-	37 61.4%
Enel Green Power Bungala	40 50.0%	3	-	-	-	(43)	-51.0%
Rusenergosbyt	35 49.5%	44	-	(41)	-	2	40 49.5%
Energie Electrique de Tahaddart	27 32.0%	2	-	(3)	-	-	26 32.0%
Transmisora Elèctrica de Quillota	12 50.0%	1	-	(5)	-	(1)	7 50.0%
PowerCrop	- 50.0%	(9)	-	-	-	9	-50.0%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	- 51.0%	-	-	-	-	-	-51.0%
Nuclenor	- 50.0%	-	-	-	-	-	-50.0%
Associates							
CESI	57 42.7%	7	-	-	-	(3)	61 42.7%
Tecnatom	29 45.0%	1	-	-	-	-	30 45.0%
Suministradora Elèctrica de Cádiz	10 33.5%	4	-	(3)	-	-	11 33.5%
Compañía Eólica Tierras Altas	11 37.5%	-	-	(2)	-	-	9 37.5%
Cogenio Srl	8 20.0%	1	-	-	-	2	11 20.0%
Other	106	-	-	(15)	-	4	95
Total	**2,099**	**(122)**	**(183)**	**(75)**	**(84)**	**47**	**1,682**

639/913

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Income effect includes the positive and negative income figures recognized by the companies in proportion to the share held in these companies by the Enel Group and mainly concerns the EGPNA (now Enel North America) repurchase of 13 companies that own seven operating renewable energy plants from the EGPNA REP joint venture.

The change in the scope of consolidation therefore mainly concerns this operation, as well as the subsequent sale by EGPNA (now named Enel North America) of 30% of its stake in the EGPNA REP joint venture, which owns a number of companies developing wind power projects (the Athena operation, which resulted in a capital loss of €25 million) and the reduction in the share held in the special-purpose vehicle Zacapa Topco Sàrl, which holds 100% of Ufinet International, a leading Latin American wholesale operator of fiber-optic networks.

The reclassification of €84 million to assets held for sale refers to the share held by EGPNA REP Holding LLC in the companies developing hydroelectric projects.

Other changes mainly include the pro rata changes in the OCI reserves or other changes recognized directly in equity. In particular, €21 million for Slovak Power Holding refers to OCI changes on cash flow hedge derivatives, while €48 million for OpEn Fiber is attributable to an increase in reserves for future capital increases by shareholders (€66 million) and OCI reserves for cash flow hedge derivatives (-€18 million). The negative impact of €43 million recognized by the Enel Green Power Bungala companies in Australia refers to the fair value remeasurement of the PPAs signed with customers.
The following tables provide a summary of financial information for each joint arrangement and associate 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		Shareholders' equity	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Joint arrangements														
Slovak Power Holding	10,182	9,295	702	922	10,884	10,217	6,385	5,643	755	981	7,140	6,624	3,744	3,593
OpEn Fiber	3,070	2,084	421	313	3,491	2,397	1,894	1,043	828	565	2,722	1,608	769	789
Zacapa Topco Sàrl	1,376	1,343	99	81	1,475	1,424	753	669	73	65	826	734	649	690
Rusenergosbyt	3	3	144	116	147	119	-	-	131	112	131	112	16	7
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	146	203	132	163	278	366	25	72	85	126	110	198	168	168
Energie Electrique de Tahaddart	77	91	20	11	97	102	6	8	8	9	14	17	83	85
Associates														
CESI	198	75	13	68	211	143	21	13	-	55	21	68	190	75
Tecnatom	62	51	64	67	126	118	35	29	24	24	59	53	67	65
Suministradora Eléctrica de Cádiz	19	6	66	70	85	76	33	26	20	21	53	47	32	29
Compañía Eólica Tierras Altas	4	6	23	27	27	33	2	3	2	2	4	5	23	28

Millions of euro	Total revenue		Income before taxes		Net income from continuing operations	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Joint arrangements						
Slovak Power Holding	2,600	2,587	172	205	131	103
OpEn Fiber	186	114	(157)	(162)	(117)	(127)
Zacapa Topco Sàrl	208	91	(22)	(21)	(32)	(25)
Rusenergosbyt	2,548	2,378	111	88	89	70
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	145	234	21	30	14	21
Energie Electrique de Tahaddart	37	36	9	7	6	5
Associates						
CESI	111	114	9	11	6	7
Tecnatom	104	97	2	-	2	-
Suministradora Eléctrica de Cádiz	18	10	11	6	11	6
Compañía Eólica Tierras Altas	12	12	2	4	1	3

24. Derivatives

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Derivative financial assets	1,383	1,005	4,065	3,914
Derivative financial liabilities	2,407	2,609	3,554	4,343

For more information on derivatives classified as non-current financial assets, please see note 46 for hedging derivatives and trading derivatives.

25. Current/Non-current assets/(liabilities) deriving from contracts with customers

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Assets deriving from contracts with customers	487	346	166	135
Liabilities deriving from contracts with customers	6,301	6,306	1,328	1,095

Non-current assets deriving from contracts with customers 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 (€479 million). These cases arise when the contract holder has not yet obtained the full right to recognize the asset from the grantor at the hypothetical conclusion of the concession arrangement in that there remains a contractual obligation to ensure that the asset becomes operational. It should also be noted that the figure at December 31, 2019, includes investments for the period in the amount of €692 million.

Current assets deriving from contracts with customers mainly concern outstanding construction contracts (€140 million), payments on which are subject to the fulfillment of a performance obligation.

The figure at December 31, 2019, for non-current liabilities deriving from contracts with customers is mainly attributable to distribution in Italy (€3,520 million), Spain (€2,364 million), and Romania (€411 million).

Current liabilities deriving from contracts with customers include the contractual liabilities related to revenue from connections to the electricity grid expiring within 12 months in the amount of €793 million recognized in Italy and Spain, as well as liabilities for construction contracts (€504 million).

26. Other non-current financial assets - *€6,006 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Equity investments in other companies measured at fair value	72	63	9	14.3%
Receivables and securities included in net financial debt (see note 28.1)	3,185	3,272	(87)	-2.7%
Service concession arrangements	2,702	2,415	287	11.9%
Non-current prepaid financial expense	47	19	28	-

Total	**6,006**	**5,769**	**237**	**4.1%**

The change in other non-current financial assets particularly reflects the higher value of service concession arrangements, recognized above all in Brazil, which concern amounts paid to the licensing authorities for the construction and/or improvement of public service infrastructures involved in concession arrangements, which have been recognized in accordance with IFRIC 12.

The following is a breakdown of equity investments in other companies measured at fair value:

Millions of euro		% held		% held	
	at Dec. 31, 2019		at Dec. 31, 2018	Change	
Galsi	14	17.6%	14	17.6%	-
Empresa Propietaria de la Red SA	17	11.1%	17	11.1%	-
European Energy Exchange	8	2.2%	8	2.2%	-
Athonet Srl	7	16.0%	7	16.0%	-
Korea Line Corporation	2	0.3%	2	0.3%	-
Hubject GmbH	10	12.5%	-	-	10
Other	14		15		(1)
Total	**72**		**63**		**9**

26.1 Other non-current financial assets included in net financial debt - *€3,185 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Securities at FVOCI	416	360	56	15.6%
Other financial receivables	2,769	2,912	(143)	-4.9%
Total	**3,185**	**3,272**	**(87)**	**-2.7%**

Securities measured at FVOCI represent financial instruments in which the Dutch insurance companies invest a portion of their liquidity.

The reduction in other financial receivables is mainly attributable to:

- €96 million for the reclassification of medium- and long-term financial receivables to short-term financial receivables and securities of the receivable of e-distribuzione from CSEA (€55 million) and the receivable (€41 million) related to reimbursement of the extraordinary costs incurred by distributors for the early replacement of electromechanical meters with electronic devices;
- €220 million for the decrease in the financial receivable that was recognized in 2018 by Enel North America from EGPNA Preferred Wind Holdings. This loan was repaid with the reacquisition of EGPNA REP;
- an increase of €106 million in Enel Finance International's receivable from Slovak Power Holding.

27. Other non-current assets - *€2,701 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change

Receivables from institutional market operators	232	200	32	16.0%
Other receivables	2,469	1,072	1,397	-
Total	**2,701**	**1,272**	**1,429**	-

Receivables from institutional market operators are essentially unchanged from the previous year.

At December 31, 2019, other receivables mainly regarded tax receivables in the amount of €1,587 million (€231 million at December 31, 2018), security deposits in the amount of €418 million (€307 million at the end of 2018), and non-monetary grants to be received in respect of green certificates totaling €37 million (€50 million at December 31, 2018).

The change for the year mainly reflects the tax receivables recognized by Enel Distribuição São Paulo and Enel Distribuição Ceará related to the PIS/COFINS dispute in Brazil.

The PIS (Program of Social Integration) and COFINS (Contribution for the Financing of Social Security) are federal contributions that pay companies in Brazil with the goal of funding programs for employees, public health, social services, and social security by applying tax rates on the gross revenue of each company. The ICMS (Tax on Commerce and Services) is similar to VAT and is applied on the sale of goods, telecommunications and transport.

Electricity distribution companies in Brazil have filed separate law suits against the Brazilian government's application of PIS/COFINS for the portion calculated on the ICMS tax.

These companies include Enel Distribuição São Paulo, Enel Distribuição Ceará, Enel Distribuição Goiás, and Enel Distribuição Rio.

The Brazilian court has upheld the complaint filed by the companies, according to which the additional ICMS tax must not be included in the tax base for PIS and COFINS. The federal government has filed an appeal of this ruling.

In 2019, Enel Distribuição São Paulo and Enel Distribuição Ceará were notified of the ruling that acknowledges the full deductibility of ICMS for the purposes of calculating PIS and COFINS for the periods between December 2013 and December 2014 for Enel Distribuição São Paulo and from May 2001 onward for Enel Distribuição Ceará.

28. Inventories - *€2,531 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Raw materials, consumables and supplies:				
- fuels	857	1,260	(403)	-32.0%
- materials, equipment and other inventories	1,493	1,345	148	11.0%
Total	**2,350**	**2,605**	**(255)**	**-9.8%**
Environmental certificates:				
- CO_2 emissions allowances	96	119	(23)	-19.3%
- green certificates	12	16	(4)	-25.0%
- white certificates	1	-	1	-
Total	**109**	**135**	**(26)**	**-19.3%**
Buildings held for sale	54	57	(3)	-5.3%
Payments on account	18	21	(3)	-14.3%
TOTAL	**2,531**	**2,818**	**(287)**	**-10.2%**

Raw materials, consumables and supplies consist of materials and equipment used to operate, maintain, and construct power plants and distribution networks, as well as fuel inventories to cover the company's requirements for generation and trading activities.
The overall decrease in inventories for the year (€287 million) is mainly attributable to the impairment of inventories of fuel, materials and spare-parts (€308 million) associated with the coal-fired plants subject to impairment in Italy and Spain.

29. Trade receivables - *€13,083 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Customers:				
- electricity sales and transport	8,532	8,556	(24)	-0.3%
- distribution and sale of gas	1,284	1,145	139	12.1%
- other assets	3,014	3,687	(673)	-18.3%
Total customer receivables	**12,830**	**13,388**	**(558)**	**-4.2%**
Trade receivables due from associates and joint arrangements	253	199	54	27.1%
TOTAL	**13,083**	**13,587**	**(504)**	**-3.7%**

Trade receivables from customers are recognized net of allowances for doubtful accounts, which totaled €2,980 million at the end of the year, compare with a balance of €2,828 million at the end of the previous year. Specifically, the reduction for the period was mainly due to a decline in receivables for the sale and transport of electricity, to an increase in writedowns and to ordinary developments in receivables.
For more information on trade receivables, see note 43 "Financial instruments".

30. Other current financial assets - *€4,305 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Current financial assets included in net financial debt (see note 30.1)	4,158	5,003	(845)	-16.9%
Other	147	157	(10)	-6.4%
Total	**4,305**	**5,160**	**(855)**	**-16.6%**

30.1 Other current financial assets included in net finanical debt - *€4,158 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Short-term portion of long-term financial receivables	1,585	1,522	63	4.1%
Securities at FVOCI	61	72	(11)	-15.3%
Financial receivables and cash collateral	2,153	2,559	(406)	-15.9%
Other	359	850	(491)	-57.8%
Total	**4,158**	**5,003**	**(845)**	**-16.9%**

The change in this item is mainly due to the following:

- a reduction of €406 million in financial receivables and cash collateral due to the decline in cash collateral paid to counterparties for transactions in over-the-counter derivative on interest rates and exchange rates;
- a decrease in "other" due primarily to the payment of the financial receivable recognized by Enel Finance International in 2018 in respect of the renewables companies of Mexico, which are accounted for using the equity method.

31. Other current assets - *€3,115 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Receivables from institutional market operators	732	745	(13)	-1.7%
Advances to suppliers	314	299	15	5.0%
Receivables due from employees	28	30	(2)	-6.7%
Other receivables	1,084	1,139	(55)	-4.8%
Sundry tax receivables	797	622	175	28.1%
Accrued operating income and prepaid expenses	160	148	12	8.1%
Total	**3,115**	**2,983**	**132**	**4.4%**

Receivables from institutional market operators include receivables in respect of the Italian system in the amount of €450 million (€526 million at December 31, 2018) and the Spanish system in the amount of €254 million (€185 million at December 31, 2018).

The increase of €175 million in sundry tax receivables is mainly attributable to a reclassification of tax receivables of Enel Distribuição São Paulo to short term.

Other receivables decreased mainly due to the collection of the receivable deriving from the sale of the eight renewable companies in Mexico last year. This effect is partially offset by the recognition of contingent assets following the sale of a number of companies in North America.

32. Cash and cash equivalents - *€9,029 million*

Cash and cash equivalents, detailed in the table below, are not restricted by any encumbrances, apart from €72 million essentially in respect of deposits pledged to secure transactions carried out.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Bank and postal deposits	7,910	5,531	2,379	43.0%
Cash and cash equivalents on hand	87	328	(241)	-73.5%
Other investments of liquidity	1,032	771	261	33.9%
Total	**9,029**	**6,630**	**2,399**	**36.2%**

33. Assets and disposal groups classified as held for sale - *€101 million and €3 million*

Changes in assets held for sale during 2019 can be broken down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	Reclassification from/to current and non-current assets	Disposals and changes in scope of consolidation	Impairment losses	Other changes	at Dec. 31, 2019
Property, plant and equipment	611	413	(879)	(124)	(7)	14
Intangible assets	5	13	(7)	(6)	2	7
Goodwill	23	-	(23)	-	-	-
Investments accounted for using the equity method	-	80	-	-	-	80
Other non-current assets	1	-	(1)	-	-	-
Cash and cash equivalents	21	-	(33)	-	12	-
Inventories, trade receivables, and other current assets	27	-	(22)	-	(5)	-
Total	**688**	**506**	**(965)**	**(130)**	**2**	**101**

Changes in liabilities in 2019 were as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	Disposals and changes in scope of consolidation	Other changes	at Dec. 31, 2019
Long-term borrowings	99	(100)	1	-
Provisions for risks and charges, non-current portion	1	(2)	1	-
Other non-current liabilities	5	(2)	-	3
Short-term borrowings	284	-	(284)	-
Other current financial liabilities	2	(1)	(1)	-
Trade payables and other current liabilities	16	(11)	(5)	-
Total	**407**	**(116)**	**(288)**	**3**

Assets and liabilities held for sale at December 31, 2019, therefore amount to €101 million and €3 million respectively and mainly regard the value of a number of hydro shareholdings measured using the equity method and held by EGPNA (now Enel North America) and the Rionegro plant in Colombia, which, following decisions by management, meet the requirements of IFRS 5 for classification within this aggregate.
The change for the period essentially concerns the sale of a number of renewable energy companies in Brazil that were previously classified as held for sale and the Reftinskaya GRES plant, which was classified in this aggregate in 2019 and sold in the 4th Quarter of 2019.

34. Shareholders' equity - *€46,938 million*

34.1 Equity attributable to the shareholders of the Parent Company - *€30,377 million*

Share capital - €10,167 million

At December 31, 2019, 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. Share capital is unchanged compared with that registered at December 31, 2018.
At December 31, 2019, 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 an interest of greater than 3% in the Company's share capital included the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake) and Capital Research and Management Company (which held a direct interest of 5.029% at October 11, 2019 for asset management purposes).

Treasury share reserve - *€(1) million*

As at December 31, 2019, treasury shares are represented by 1,549,152 ordinary shares of Enel SpA with a par value of €1.00 each, purchased through a qualified intermediary for a total value of €10 million.
On May 16, 2019, the Shareholders' Meeting approved the long-term incentive plan for 2019 ("2019 LTI Plan" or "Plan") intended for the management of Enel SpA and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Civil Code, granting the Board of Directors all the powers necessary to implement the Plan.
On the same date, the Shareholders' Meeting also authorized the Board of Directors to purchase treasury shares, in compliance with the time limits established by the resolution, to pursue, among other things, the purposes of the 2019 LTI Plan.
On 19 September the Company's Board of Directors, in implementation of the authorization granted and in compliance with the related terms already announced to the market, approved the start of a treasury share purchase program, for a maximum amount of €10.5 million and for a number of shares not exceeding 2.5 million (the "Program"), equal to about 0.02% of Enel's share capital.
Over the duration of the Program (September 23, 2019 - December 2, 2019) the Company purchased 1,549,152 Enel shares at the weighted average price of €6.7779 per share.

Other reserves - *€1,139 million*

Share premium reserve - *€7,487 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.

Legal reserve - *€2,034 million*

The legal reserve is formed of the part of net income that, pursuant to Article 2430 of the Italian Civil Code, cannot be distributed as dividends.

Other reserves - *€2,262 million*

These include €2,215 million related to the remaining portion of the value adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.
Pursuant to Article 47 of the Uniform Income Tax Code (*Testo Unico Imposte sul Reddito*, or "TUIR"), this amount does not constitute taxable income when distributed.

Reserve from translation of financial statements in currencies other than euro - *€(3,802) million*

The decrease for the year, of €485 million, was mainly due to the net strengthening of the functional currency against the foreign currencies used by subsidiaries and the change in the scope of consolidation connected with the purchase of 5.74% of Enel Américas.

Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments - *€(1,610) million*

This includes the net charges recognized in equity from the measurement of cash flow hedge derivatives. The cumulative tax effect is equal to €431 million.

Reserve from measurement of costs of hedging financial instruments - *€(147) million*

As of January 1, 2018, in application of IFRS 9, these reserves include the change in fair value of currency basis points and forward points. The cumulative tax effect is equal to €6 million.

Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI - *€21 million*

This includes net unrealized income from the measurement at fair value of financial assets.
The cumulative tax effect is equal to a negative €3 million

Reserve from equity investments accounted for using the equity method - *€(119) million*

The reserve reports the share of comprehensive income to be recognized directly in equity of companies accounted for using the equity method. The cumulative tax effect is equal to €25 million.

Reserve from remeasurement of net liabilities/(assets) of defined benefit plans - *€(1,043) million*

This reserve includes all actuarial gains and losses, net of tax effects. The change is mainly attributable to the decrease in net actuarial losses recognized during the period, mainly reflecting changes in the discount rate. The cumulative tax effect is equal to €244 million.

Reserve from disposal of equity interests without loss of control - *€(2,381) 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 minority 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 income from the disposal of the minority 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 disposal to third parties of a minority interest without loss of control in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners and a number of companies in South Africa.

The reserve did not change in 2019.

Reserve from acquisitions of non-controlling interests - *€(1,572) million*

This reserve mainly includes the surplus of acquisition prices with respect to the carrying value of the equity acquired following the acquisition from third parties of further interests in companies already controlled in Latin America and in Italy (Enel Green Power SpA).

The change for the period mainly reflects the effects of:

- the increase of 5.74% in the interest held in Enel Américas under the provisions of the share swap contracts entered into with a financial institution, raising that stake to 59.97%;
- the increase of 4.1% in the interest held in Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA;
- the increase of 0.11% in the interest held in Enel Chile under the provisions of the share swap contracts entered into with a financial institution;
- the increase of 23.44% in the interest held in Enel Green Power India, raising that stake to 100%.

Retained earnings and loss carried forward - *€19,081 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, 2018			Change						at Dec. 31, 2019		
	Total	*Of which shareholders of the Parent*	*Of which non-controlling interests*	Gains/(Losses) recognized in equity for the year	Released to income statement	Taxes	**Total**	*Of which shareholders of the Parent*	*Of which non-controlling interests*	**Total**	*Of which shareholders of the Parent*	*Of which non-controlling interests*
Reserve from translation of financial statements in currencies other than euro	**(6,709)**	*(3,206)*	*(3,503)*	(481)	-	-	**(481)**	*(265)*	*(216)*	**(7,190)**	*(3,471)*	*(3,719)*
Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	**(2,007)**	*(1,721)*	*(286)*	(2,036)	2,141	(66)	**39**	*94*	*(55)*	**(1,968)**	*(1,627)*	*(341)*
Reserves from measurement of costs of hedging financial instruments	**(265)**	*(258)*	*(7)*	150	(36)	6	**120**	*111*	*9*	**(145)**	*(147)*	*2*
Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	**(4)**	*(3)*	*(1)*	7	-	(2)	**5**	*5*	-	**1**	*2*	*(1)*
Share of OCI of associates accounted for using the equity method	**(109)**	*(112)*	*3*	(60)	-	3	**(57)**	*(56)*	*(1)*	**(166)**	*(168)*	*2*
Reserves from measurement of equity investments in other companies	**(11)**	*(11)*	-	-	-	-	**-**	-	-	**(11)**	*(11)*	-
Remeasurements of net liabilities/(assets) of defined benfit plans	**(973)**	*(727)*	*(246)*	(702)	-	200	**(502)**	*(318)*	*(184)*	**(1,475)**	*(1,045)*	*(430)*
Total gains/(losses) recognized in equity	**(10,078)**	***(6,038)***	***(4,040)***	**(3,122)**	**2,105**	**141**	**(876)**	***(429)***	***(447)***	**(10,954)**	***(6,467)***	***(4,487)***

651/913

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

34.2 Dividends

	Amount distributed (millions of euro)	Dividend per share (euro)
Dividends paid in 2018		
Dividends for 2017	2,410	0.24
Interim dividends for 2018[1]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2018	**2,410**	**0.24**
Dividends paid in 2019		
Dividends for 2018	2,847	0.28
Interim dividends for 2019[2]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2019	**2,847**	**0.28**

(1) Approved by the Board of Directors on November 6, 2018, and paid as from January 23, 2019 (interim dividend of €0.14 per share for a total of €1,423 million).
(2) Approved by the Board of Directors on November 12, 2019, and paid as from January 22, 2020 (interim dividend of €0.16 per share for a total of €1,627 million).

The dividend for 2019, equal to €0.328 per share, for a total amount of €3,334 million (of which €0.16 per share, for a total of €1,626 million, already paid as an interim dividend), will be proposed to the Shareholders' Meeting of May 14, 2020 at single call. These financial statements do not take account of the effects of the distribution to shareholders of the dividend for 2019, except for the liability in respect of shareholders for the interim dividend for 2019 dividend, which was approved by the Board of Directors on November 12, 2019 for a potential maximum of €1,627 million, and paid as from January 22, 2020 net of the portion pertaining to the 1,549,152 million treasury shares held as at the record date of January 21, 2020.

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 2019.

To this end, the Group constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2019 and 2018, is summarized in the following table.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Non-current financial position	54,174	48,983	5,191
Net current financial position	(5,815)	(4,622)	(1,193)
Non-current financial receivables and long-term securities	(3,184)	(3,272)	88
Net financial debt	**45,175**	**41,089**	**4,086**
Equity attributable to the shareholders of the Parent Company	30,377	31,720	(1,343)
Non-controlling interests	16,561	16,132	429

Shareholders' equity	**46,938**	**47,852**	**(914)**
Debt/equity ratio	**0.96**	**0.86**	-

The percentage increase in the use of debt is attributable to the increase in net financial debt, mainly reflecting the funding requirements of investment in the period, the recognition of a liability following the first-time application of IFRS 16 and the acquisition of control of a number of companies from the EGPNA REP joint venture.

See note 41 for a breakdown of the individual items in the table.

34.3 Non-controlling interests - *€16,561 million*

The following table reports the composition of non-controlling interests by geographic area.

Millions of euro	Non-controlling interests		Net income attributable to non-controlling interests	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Italy	1	7	(2)	-
Iberia	5,961	6,405	36	386
Latin America	9,277	8,406	1,256	1,095
Europe and Euro-Mediterranean Affairs	903	908	6	68
Nord America	222	181	(1)	4
Africa, Asia and Oceania	197	225	7	8
Total	**16,561**	**16,132**	**1,302**	**1,561**

Finally, note that with effect from September 2019, Latin America also includes the countries Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador and Nicaragua, which were previously reported under the geographic area North and Central America (now renamed North America).
In order to ensure full comparability of the figures in the light of the new organization, the comparative figures for 2018 have been restated appropriately.

35. Borrowings

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Long-term borrowings	54,174	48,983	3,409	3,367
Short-term borrowings	-	-	3,917	3,616
Total	**54,174**	**48,983**	**7,326**	**6,983**

For more information on the nature of borrowings, see note 43 "Financial instruments".

36. Employee benefits - *€3,771 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 reports 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 former Catalan companies (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 with foreign companies. For Italy, that benefit, which was granted until the end of 2015 to retired employees only, was unilaterally cancelled;
- the item "health insurance" reports benefits for current or retired employees covering medical expenses;
- "other benefits" mainly regard the loyalty bonus, which is adopted in various countries and for Italy is represented by the estimated liability for the benefit entitling employees covered by the electricity workers national collective bargaining agreement to a bonus for achievement of seniority milestones (25th and 35th year of service). It also includes other incentive plans, which provide for the award to certain Company managers of a monetary bonus subject to specified conditions.

The following table reports changes in the defined benefit obligation for post-employment and other long-term employee benefits at December 31, 2019, and December 31, 2018, respectively, as well as a reconciliation of that obligation with the actuarial liability.

Millions of euro	2019					2018				
	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Total	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION										
Actuarial obligation at the start of the year	**5,072**	**767**	**253**	**23**	**16,323**	**2,413**	**739**	**253**	**25**	**43,659**
Current service cost	20	4	4	32	**60**	16	4	5	36	**61**
Interest expense	335	15	10	5	**365**	247	14	10	5	**276**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	(16)	-	1	-	**(15)**	(2)	-	-	-	**(2)**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	701	91	15	8	**815**	213	(10)	4	(5)	**202**
Experience adjustments	94	55	(4)	13	**158**	21	48	2	7	**78**
Past service cost	(8)	-	-	2	**(6)**	(1)	-	-	7	**6**
(Gains)/losses arising from settlements	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exchange differences	(84)	-	(2)	1	**(85)**	(114)	(1)	(9)	(6)	**(130)**
Employer contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Employee contributions	2	-	-	-	**2**	2	-	-	-	**2**
Benefits paid	(431)	(31)	(14)	(45)	**(521)**	(370)	(30)	(12)	(65)	**(477)**
Other changes	6	3	-	(5)	**4**	2,647	3	-	(2)	**2,648**
Liabilities classified as held for sale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Actuarial obligation at year end (A)	**5,691**	**904**	**263**	**24**	**27,100**	**5,072**	**767**	**253**	**23**	**16,323**
CHANGES IN PLAN ASSETS										
Fair value of plan assets the start of the year	**3,160**	-	-		**-3,160**	1,317	-	-		**-1,317**
Interest income	235	-	-		**235**	173	-	-		**173**
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	272	-	-		**272**	70	-	-		**70**
Exchange differences	(50)	-	-		**(50)**	(82)	-	-		**(82)**
Employer contributions	186	31	14	16	**247**	171	30	12	24	**237**
Employee contributions	2	-	-	-	**2**	2	-	-	-	**2**
Benefits paid	(431)	(31)	(14)	(16)	**(492)**	(370)	(30)	(12)	(24)	**(436)**
Other payments	-	-	-		-	-	-	-		-
Changes in the scope of consolidation	-	-	-	-	-	1,870	-	-		**1,870**
Fair value of plan assets at year-end (B)	**3,374**	-	-		**-3,374**	**3,160**	-	-		**-3,160**
EFFECT OF ASSET CEILING										
Asset ceiling at the start of the year	**24**	-	-	-	**24**	**64**	-	-	-	**64**
Interest income	2	-	-	-	**2**	4	-	-	-	**4**
Changes in asset ceiling	20	-	-	-	**20**	(36)	-	-	-	**(36)**
Exchange differences	(1)	-	-	-	**(1)**	(8)	-	-	-	**(8)**
Changes in the scope of consolidation	-	-	-		-	-	-	-		-
Asset ceiling at year end (C)	**45**	-	-	-	**45**	**24**	-	-	-	**24**
Net liability in balance sheet (A-B+C)	**2,362**	**904**	**263**	**24**	**23,771**	**1,936**	**767**	**253**	**23**	**13,187**

Millions of euro

	2019	2018
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost and past service cost	32	39
Net interest expense	129	107
(Gains)/losses arising from settlements	-	-
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	25	28
Other changes	-	(4)
Total	**186**	**170**

Millions of euro

	2019	2018
Change in (gains)/losses in OCI		
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	(272)	(70)
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	958	282
Changes in asset ceiling excluding amounts included in interest income	20	(38)
Other changes	(4)	(2)
Total	**702**	**172**

The change in cost recognized through profit or loss was equal to €16 million. The impact on the income statement is, therefore, greater than in 2018, due mainly to the effect of interest on pension funds for Enel Distribuição São Paulo in Brazil.
The liability recognized in the balance sheet at the end of the year is reported net of the fair value of plan assets, amounting to €3,374 million at December 31, 2019. Those assets, which are entirely in Spain and Brazil, break down as follows:

	2019	2018
Investments quoted in active markets		
Equity instruments	8%	8%
Fixed-income securities	68%	65%
Investment property	3%	4%
Other	-	-
Unquoted investments		
Assets held by insurance undertakings	-	-
Other	21%	23%
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
	2019				2018			
Discount rate	0.00%-0.70%	0.00%-1.14%	3.40%-7.59%	1.20%-6.45%	0.25%-1.50%	0.21%-1.75%	4.70%-9.15%	1.50%-8.77%
Inflation rate	0.70%	2.00%	3.00%-8.00%	1.00%-3.94%	1.50%	2.00%	3.00%-4.00%	1.50%-4.14%
Rate of wage increases	0.70%-1.70%	2.00%	3.80%-8.00%	2.50%-3.94%	0.025	2.00%	3.80%-5.00%	3.00%-4.20%
Rate of increase in healthcare costs	1.70%	3.20%	7.12%-8.00%	-	2.50%	3.20%	7.12%-8.00%	-
Expected rate of return on plan assets	-	1.09%	6.44%-7.38%	-	-	1.75%	8.63%-9.04%	-

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, 2019				at Dec. 31, 2018			
Decrease of 0.5% in discount rate	321	78	15	5	280	83	9	3
Increase of 0.5% in discount rate	(285)	(73)	(19)	(7)	(243)	(59)	(12)	(9)
Increase of 0.5% in inflation rate	(2)	(74)	(5)	(3)	(5)	(59)	(3)	(6)
Decrease of 0.5% in inflation rate	31	79	10	1	32	61	3	2
Increase of 0.5% in remuneration	19	2	(2)	5	10	(2)	(3)	1
Increase of 0.5% in pensions currently being paid	9	(2)	(3)	(1)	11	(2)	(3)	(3)
Increase of 1% healthcare costs	-	-	12	-	-	-	32	-
Increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees	179	36	19	(1)	155	25	8	(3)

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 €177 million.

The following table reports expected benefit payments in the coming years for defined benefit plans.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018
Within 1 year	461	436
In 1-2 years	447	429
In 2-5 years	1,288	1,273
More than 5 years	2,040	2,017

37. Provisions for risks and charges - *€6,520 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019		at Dec. 31, 2018	
	Non-current	Current	Non-current	Current
Provision for litigation, risks and other charges:				
- nuclear decommissioning	640	-	552	-
- retirement, removal and site restoration	1,840	102	986	71
- litigation	938	132	1,315	191
- environmental certificates	-	33	-	27
- taxes and duties	312	24	409	23
- other	762	504	742	603
Total	**4,492**	**795**	**4,004**	**915**
Provision for early retirement incentives	832	401	1,177	397
TOTAL	**5,324**	**1,196**	**5,181**	**1,312**

Millions of euro		Accrual	Reversal	Utilization	Unwinding of interest	Provisions for retirement and site restoration	Change in the scope of consolidation	Translation adjustment	Other changes	Reclassifications of liabilities held for sale	
	at Dec. 31, 2018										**at Dec. 31, 2019**
Provision for litigation, risks and other charges:											
- nuclear decommissioning	552	-	-	-	5	83	-	-	-	-	640
- retirement, removal and site restoration	1,057	64	(21)	(41)	16	880	2	(8)	(7)	-	1,942
- litigation	1,506	278	(108)	(582)	52	-	-	(16)	-	-	1,070
- environmental certificates	27	38	(18)	(13)	-	-	-	-	1	-	33
- taxes and duties	432	31	(20)	(109)	5	-	-	(2)	(1)	-	336
- other	1,345	302	(90)	(295)	39	13	3	(41)	(10)	-	1,266
Total	**4,919**	**711**	**(317)**	**(1,040)**	**117**	**976**	**5**	**(67)**	**(17)**	**-**	**5,287**
Provision for early retirement incentives	1,574	79	(13)	(437)	36	-	-	-	(6)	-	1,233
TOTAL	**6,493**	**790**	**(330)**	**(1,477)**	**153**	**976**	**5**	**(67)**	**(23)**	**-**	**6,520**

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, 2019, the provision reflected solely the costs that will be incurred at the time of decommissioning of nuclear plants by Endesa, a Spanish public enterprise responsible for such activities in accordance with Royal Decree 1349/2003 and Law 24/2005. Quantification of the costs is based on the standard contract between Endesa 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 Endesa (so-called post-operational costs) and takes account, among the various assumptions used to estimate the amount, 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.

Non-nuclear plant retirement and site restoration provision

The provision for non-nuclear plant retirement and site restoration 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 regards the Endesa Group, Enel Produzione and the companies in Latin America. The increase in the provision in 2019 reflects the Group's decision to promote the halt in generation with coal-fired plants, which prompted an increase in provisions for plant retirement charges for the Bocamina I and Tarapacá plants in Chile and of a number of plants in Italy and Spain.

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 period, as well as revised estimates of the potential costs associated with disputes initiated in prior periods. The balance for litigation mainly regards the companies in Spain (€144 million), Italy (€144 million) and Latin America (€723 million).

The decrease compared with the previous year, equal to €436 million, mainly reflects the change in the provision in Latin America and Iberia, attributable in particular to the resolution of the dispute of Enel Distribuição São Paulo with Electrobras and a number of disputes of EDistribución Redes Digitales SL (the former Endesa Distribución Eléctrica).

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 Enel Energia.

Provision for charges in respect of taxes and duties

The provision for charges in respect of taxes and duties reports 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 new *Imposta Municipale Unica* ("IMU")) in Italy. The Group has taken due account of the criteria introduced with circular no. 6/2012 of the Public Land Agency (which resolved interpretive issues concerning the valuation methods for movable assets considered relevant for property registry purposes, including certain assets typical to generation plants, such as turbines) 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 Land Agency offices and municipalities.

The decrease compared with the previous year, equal to €96 million, mainly reflects uses, primarily in Spain and Italy.

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 €79 million for the year is mainly attributable to the reversal of part of the provision allocated by e-distribution to manage claims by self-generators following the expiry of the deadline for submitting claims, and the use of the provision following the agreement between Edesur and local authorities to settle reciprocal outstanding claims originated in 2006-2016, partly offset by an increase in provisions for environmental charges recognized by Enel Produzione.
The change in the scope of consolidation is attributable to the acquisition of YouSave SpA.

Provision for early retirement incentives

The provision for early retirement incentives includes the estimated charges related to binding agreements for the voluntary termination of employment contracts in response to organizational needs.
The reduction of €341 million for the year reflects, among other factors, uses for incentive provisions established in Spain and Italy in previous years.
In Italy, the latter is largely associated with the union-company agreements signed in September 2013 and December 2015, implementing, for a number of companies in Italy, the mechanism provided for under Article 4, paragraphs 1-7 *ter*, of Law 92/2012 (the Fornero Act). The latter agreement envisages the voluntary termination, in Italy, of about 6,100 employees in 2016-2020.
In Spain, the provisions regard the expansion, in 2015, of the *Acuerdo de Salida Voluntaria* (ASV) introduced in Spain in 2014. The ASV mechanism was agreed in Spain in connection with Endesa's restructuring and reorganization plan, which provides for the suspension of the employment contract with tacit annual renewal. With regard to that plan, on December 30, 2014, the company had signed an agreement with union representatives in which it undertook to not exercise the option to request a return to work at subsequent annual renewal dates for the employees participating in the mechanism.

38. Other non-current liabilities - *€3,706 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Accrued operating expenses and deferred income	552	484	68	14.0%
Other items	3,154	1,417	1,737	-
Total	**3,706**	**1,901**	**1,805**	**95.0%**

The increase in "Other items" of €1,737 million is essentially due to liabilities to customers in Brazil amounting to €1,278 million recognized against "other non-current assets" following the first-level ruling on disputes brought by distribution companies against local authorities to request the elimination of double taxation in the application of the PIS and COFINS taxes on ICMS (tax on the circulation of goods and services, similar to VAT). It also reflects the closure of the dispute between Enel Distribuição São Paulo and Eletrobras, which involved the use of the provision for risks and charges in respect of other non-current liabilities amounting to €297 million, as well as €73 million recognized under other current liabilities.

39. Trade payables - *€12,960 million*

The item amounted to €12,960 million (€13,387 million in 2018) and includes payables in respect of electricity supplies, fuel, materials, equipment associated with tenders, and other services.

More specifically, trade payables falling due in less than 12 months amounted to €12,322 million (€12,718 million in 2018), while those with falling due in more than 12 months amounted to €638 million (€669 million in 2018).

40. Other current financial liabilities - *€754 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Deferred financial liabilities	607	654	(47)	-7.2%
Other items	147	134	13	9.7%
Total	**754**	**788**	**(34)**	**-4.3%**

The decrease in other current financial liabilities is attributable to the €47 million decrease in deferred financial liabilities as a result of a decrease in accrued liabilities on bonds.
The other items mainly refer to amounts due for accrued interest.

41. Net financial position and long-term financial receivables and securities - *€45,175 million*

The following table shows the net financial position and long-term financial receivables and securities on the basis of the items on the consolidated balance sheet.

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Long-term borrowings	43	54,174	48,983	5,191	10.6%
Short-term borrowings	43	3,917	3,616	301	8.3%
Other current financial payables[1]		47	28	19	67.9%
Current portion of long-term borrowings	43	3,409	3,367	42	1.2%
Other non-current financial assets included in net financial debt	26.1	(3,185)	(3,272)	87	-2.7%
Other current financial assets included in net financial debt	30.1	(4,158)	(5,003)	845	-16.9%
Cash and cash equivalents	32	(9,029)	(6,630)	(2,399)	36.2%
Total		**45,175**	**41,089**	**4,086**	**9.9%**

(1) Includes current financial payables included under other current financial liabilities.

Pursuant to CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial position at December 31, 2019, and December 31, 2018, reconciled with net financial debt as provided for in the presentation methods of the Enel Group.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Cash and equivalents on hand	87	328	(241)	-73.5%
Bank and post office deposits	7,910	5,531	2,379	43.0%
Other investments of liquidity	1,032	771	261	33.9%
Securities	51	63	(12)	-19.0%
Liquidity	**9,080**	**6,693**	**2,387**	**35.7%**
Short-term financial receivables	2,522	3,418	(896)	-26.2%
Short-term portion of long-term financial receivables	1,585	1,522	63	4.1%
Current financial receivables	**4,107**	**4,940**	**(833)**	**-16.9%**
Short-term bank debt	(579)	(512)	(67)	**-13.1%**
Commercial paper	(2,284)	(2,393)	109	4.6%
Short-term portion of long-term bank debt	(1,121)	(1,830)	709	38.7%
Bonds issued (short-term portion)	(1,906)	(1,341)	(565)	-42.1%
Other borrowings (short-term portion)	(382)	(196)	(186)	-94.9%
Other short-term financial payables[1]	(1,101)	(739)	(362)	-49.0%
Total short-term financial debt	**(7,373)**	**(7,011)**	**(362)**	**-5.2%**
Net short-term financial position	**5,814**	**4,622**	**1,192**	**25.8%**
Debt to banks and financing entities	(8,407)	(8,819)	412	4.7%
Bonds	(43,294)	(38,633)	(4,661)	-12.1%
Other borrowings	(2,473)	(1,531)	(942)	-61.5%
Long-term financial position	**(54,174)**	**(48,983)**	**(5,191)**	**-10.6%**
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB Communication	**(48,360)**	**(44,361)**	**(3,999)**	**-9.0%**
Long-term financial receivables and securities	**3,185**	**3,272**	**(87)**	**-2.7%**
NET FINANCIAL DEBT	**(45,175)**	**(41,089)**	**(4,086)**	**-9.9%**

(1) Includes current financial payables included under other current financial liabilities.

42. Other current liabilities - *€13,161 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change	
Payables due to customers	1,670	1,773	(103)	-5.8%
Payables due to institutional market operators	4,507	3,945	562	14.2%
Payables due to employees	496	472	24	5.1%
Other tax payables	1,082	1,093	(11)	-1.0%
Payables due to social security institutions	212	212	-	-
Contingent considerations	116	109	7	6.4%
Payables for put options granted to minority shareholders	3	-	3	-
Current accrued expenses and deferred income	372	459	(87)	-19.0%
Payables for dividends	2,143	1,913	230	12.0%
Other	2,560	2,131	429	20.1%
Total	**13,161**	**12,107**	**1,054**	**8.7%**

Payables due to customers include €880 million (€936 million at December 31, 2018) in security deposits related to amounts received from customers in Italy as part of electricity and gas supply contracts. Following the finalization of the contract, deposits for electricity sales, the use of which is not restricted in any way, are classified as current liabilities given that the Company does not have an unconditional right to defer repayment beyond 12 months.

Payables due to institutional market operators include payables arising from the application of equalization mechanisms to electricity purchases on the Italian market amounting to €3,064 million (€2,546 million at December 31, 2018) and on the Spanish market amounting to €1,267 million (€1,131 million at December 31, 2018), and on the Latin American market amounting to €176 million (€268 million at December 31, 2018).

The change in payables for dividends mainly refers the recognition of the interim dividend of Enel SpA, which under the rules is settled in January of the following year. In 2019, the total interim dividend amounted to €1,627 million, compared with €1,423 million the previous year.

The increase in other payables mainly reflects the settlement of a dispute between Enel Distribuição São Paulo and Eletrobras, which includes €73 million under current items but also includes a non-current portion (readers are invited to consult the appropriate note for more on that item). It also reflects the recognition of the liability connected with the acquisition through financial intermediaries (using share swaps) of additional equity stakes in Enel Américas and Enel Chile. The overall amount of that debt at December 31, 2019 was €358 million.

43. Financial instruments

This note provides disclosures necessary for users to assess the significance of financial instruments for the Company's financial position and performance.

43.1 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, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Financial assets at amortized cost	43.1.1	**4,258**	**4,292**	**26,377**	**25,268**
Financial assets at FVTOCI	43.1.2	**480**	**413**	**61**	**72**
Financial assets at fair value through profit or loss					
Derivative financial assets at FVTPL	43.1.3	29	31	3,086	3,163
Other financial assets at FVTPL	43.1.3	2,370	2,080	-	-
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	43.1.3	-	-	-	-
Total financial assets at fair value through profit or loss		**2,399**	**2,111**	**3,086**	**3,163**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	43.1.4	32	25	-	4
Cash flow hedge derivatives	43.1.4	1,322	949	979	747
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**1,354**	**974**	**979**	**751**
TOTAL		**8,491**	**7,790**	**30,503**	**29,254**

For more information on fair value measurement, see note 47 "Assets measured at fair value".

43.1.1 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, 2019	at Dec. 31, 2018	Notes	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018
Cash and cash equivalents		-	-	32	9,029	6,630
Trade receivables	29	917	835	29	12,166	12,752
Short term portion of long term financial receivables		-	-	30.1	1,585	1,522
Cash collateral		-	-	30.1	2,153	2,559
Other financial receivables	26.1	2,769	2,912	30.1	370	859
Financial assets from service concession arrangements at amortized cost	26	340	345	30	13	12
Other financial assets at amortized cost	26, 27	232	200	30, 31	1,061	934
Total		**4,258**	**4,292**		**26,377**	**25,268**

Impairment of financial assets at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost at December 31, 2019 amounted to €3,370 million (€3,083 million at December 31, 2018) and are recognized net of allowances for expected credit losses.

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;
- financial receivables; and
- 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.

For more information on assets deriving from contracts with customers, please see note 25 "Current/Non-current assets/(liabilities) from contracts with customers".

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, 2019			at Dec. 31, 2018		
	Gross amount	Allowance for expected losses	Total	Gross amount	Allowance for expected losses	Total
Cash and cash equivalents	9,029	-	9,029	6,632	2	6,630
Trade receivables	16,063	2,980	13,083	16,415	2,828	13,587
Financial receivables	7,108	231	6,877	8,081	229	7,852
Other financial assets at amortized cost	1,805	159	1,646	1,515	24	1,491
Total	**34,005**	**3,370**	**30,635**	**32,643**	**3,083**	**29,560**

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 credits on a collective basis, as well as for contract assets, the Group uses the following assumptions regarding the ECL parameters:

- PD, assumed equal to the average default rate, is calculated by cluster and considering historical data from at least 24 months;

- LGD is a function of the recovery rates for each cluster, discounted using the effective interest rate; and
- EAD is estimated as equal to the carrying amount at the reporting date net of cash deposits, including invoices issued but not past due and invoices to be issued.

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on financial receivables in accordance with the general simplified approach:

Millions of euro	ECL 12-month	ECL lifetime
Opening balance at Jan. 1, 2018	**7**	**23**
Provisions	-	4
Uses	-	-
Reversals to profit or loss	(188)	(2)
Other changes	268	117
Closing balance at Dec. 31, 2018	**87**	**142**
Opening balance at Jan. 1, 2019	**87**	**142**
Provisions	-	26
Uses	-	-
Reversals to profit or loss	(1)	(3)
Other changes	(8)	(12)
Closing balance at Dec. 31, 2019	**78**	**153**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on trade receivables:

Millions of euro	
Opening balance at Jan. 1, 2018	**2,609**
Provisions	1,367
Uses	(897)
Reversals to profit or loss	(281)
Other changes	30
Closing balance at Dec. 31, 2018	**2,828**
Opening balance at Jan. 1, 2019	**2,828**
Provisions	1,239
Uses	(834)
Reversals to profit or loss	(202)
Other changes	(51)
Closing balance at Dec. 31, 2019	**2,980**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on other financial assets at amortized cost:

Millions of euro	ECL lifetime
Opening balance at Jan. 1, 2018	**15**
Provisions	3
Uses	-
Reversals to profit or loss	(3)
Other changes	9
Closing balance at Dec. 31, 2018	**24**
Opening balance at Jan. 1, 2019	**24**
Provisions	105
Uses	-
Reversals to profit or loss	(7)
Other changes	37
Closing balance at Dec. 31, 2019	**159**

note 44 "Risk management" provides additional information on the exposure to credit risk and expected losses.

43.1.2 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, 2019**	at Dec. 31, 2018	Notes	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Equity investments in other entities at FVOCI	26	64	53		-	-
Securities	26.1	416	360	30.1	61	72
Total		**480**	**413**		**61**	**72**

Changes in financial assets at FVOCI

Equity investments in other entities

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2019	**53**	-
Purchases	87	-
Sales	-	-
Changes in fair value through OCI	-	-
Other changes	(76)	-
Closing balance at Dec. 31, 2019	**64**	-

Securities at FVOCI

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2019	**360**	**72**
Purchases	160	-
Sales	(53)	-
Changes in fair value through OCI	10	-
Reclassifications	(61)	61
Other changes	-	(72)
Closing balance at Dec. 31, 2019	**416**	**61**

43.1.3 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, 2019**	at Dec. 31, 2018	Notes **at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Derivatives at FVTPL	46	29	31	46 3,086	3,163
Equity investments in other entities at FVTPL	26	8	10	-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	26	2,362	2,070	30 -	-
Total		**2,399**	**2,111**	**3,086**	**3,163**

43.1.4 Derivative financial assets designated as hedging instruments

For more information on derivative financial assets, please see note 46 "Derivatives and hedge accounting".

43.2 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	Notes	Non-current		Current	
		at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018

Financial liabilities measured at amortized cost	43.2.1	**54,931**	**49,824**	**28,261**	**27,567**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	43.4	20	34	2,981	3,135
Total financial liabilities at fair value through profit or loss		**20**	**34**	**2,981**	**3,135**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	43.4	1	-	-	-
Cash flow hedge derivatives	43.4	2,386	2,575	573	1,208
Total derivative financial liabilities designated as hedging instruments		**2,387**	**2,575**	**573**	**1,208**
TOTAL		**57,338**	**52,433**	**31,815**	**31,910**

For more information on fair value measurement, please see note 48 "Liabilities measured at fair value".

43.2.1 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, 2019**	at Dec. 31, 2018	Notes	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Long-term borrowings	43.3	54,174	48,983	43.3	3,409	3,367
Short-term borrowings		-	-	43.3	3,917	3,616
Trade payables	39	638	669	39	12,322	12,718
Other financial liabilities	38	119	172	42	8,613	7,866
Total		**54,931**	**49,824**		**28,261**	**27,567**

43.3 Borrowings

43.3.1 Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) - *€57,583 million*

The following table reports the carrying amount and fair value for each category of debt, including the portion falling due within 12 months. For listed debt instruments, the fair value is given by official prices, while 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 Enel SpA.

The table reports the situation of long-term borrowings and repayment schedules at December 31, 2019, broken down by type of borrowing and interest rate

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Changes in carrying amount
	at Dec. 31, 2019					at Dec. 31, 2018					
Bonds:											
- listed, fixed rate	27,312	26,593	1,621	24,972	31,073	23,811	23,099	845	22,254	25,944	3,494
- listed, floating rate	3,515	3,488	258	3,230	3,655	3,187	3,166	305	2,861	3,288	322
- unlisted, fixed rate	14,458	14,359	-	14,359	15,794	12,860	12,758	-	12,758	12,563	1,601
- unlisted, floating rate	760	760	27	733	753	951	951	191	760	932	(191)
Total bonds	**46,045**	**45,200**	**1,906**	**43,294**	**51,275**	**40,809**	**39,974**	**1,341**	**38,633**	**42,727**	**5,226**
Bank borrowings:											
- fixed rate	896	893	279	614	947	1,495	1,486	477	1,009	1,539	(593)
- floating rate	8,610	8,565	842	7,723	8,642	8,987	8,954	1,353	7,601	8,817	(389)
- use of revolving credit lines	70	70	-	70	70	209	209	-	209	210	(139)
Total bank borrowings	**9,576**	**9,528**	**1,121**	**8,407**	**9,659**	**10,691**	**10,649**	**1,830**	**8,819**	**10,566**	**(1,121)**
Leases:											
- fixed rate	1,856	1,856	257	1,599	1,856	561	561	49	512	561	**1,295**
- floating rate	108	108	18	90	108	96	96	16	80	96	**12**
Total leases	**1,964**	**1,964**	**275**	**1,689**	**1,964**	657	657	65	592	657	**1,307**
Other non-bank borrowings:											
- fixed rate	792	822	92	730	811	1,008	988	115	873	1,024	(166)
- floating rate	86	69	15	54	75	101	82	16	66	86	(13)
Total other non-bank borrowings	**878**	**891**	**107**	**784**	**886**	**1,109**	**1,070**	**131**	**939**	**1,110**	**(179)**
Total fixed-rate borrowings	**45,314**	**44,523**	**2,249**	**42,274**	**50,481**	**39,735**	**38,892**	**1,486**	**37,406**	**41,631**	**5,631**
Total floating-rate borrowings	**13,149**	**13,060**	**1,160**	**11,900**	**13,303**	**13,531**	**13,458**	**1,881**	**11,577**	**13,429**	**(398)**
TOTAL	**58,463**	**57,583**	**3,409**	**54,174**	**63,784**	**53,266**	**52,350**	**3,367**	**48,983**	**55,060**	**5,233**

The table below reports long-term financial debt by currency and interest rate.

Long-term financial debt by currency and interest rate

Millions of euro	Carrying amount	Nominal value	Carrying amount	Nominal value	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	at Dec. 31, 2019		at Dec. 31, 2018		at Dec. 31, 2019	
Euro	**27,272**	**27,915**	**23,388**	**24,025**	**2.4%**	**2.9%**
US dollar	20,103	20,239	18,541	18,720	4.8%	5.0%
Pound sterling	4,354	4,394	4,750	4,794	6.1%	6.2%
Colombian peso	1,381	1,381	1,543	1,543	7.6%	7.6%
Brazilian real	2,412	2,458	2,074	2,114	7.4%	7.5%
Swiss franc	419	419	403	403	2.1%	2.1%
Chilean peso/UF	414	421	700	710	6.9%	7.0%
Peruvian sol	426	426	404	404	6.1%	6.1%
Russian ruble	225	227	247	247	8.5%	8.5%
Japanese yen	-	-	-	-	-	-
Other currencies	577	583	300	306		
Total non-euro currencies	**30,311**	**30,548**	**28,962**	**29,241**		
TOTAL	**57,583**	**58,463**	**52,350**	**53,266**		

Long-term financial debt denominated in currencies other than the euro increased by €1,349 million. The change is largely attributable to new borrowing in US dollars and Brazilian reals.

Change in the nominal value of long-term debt

Millions of euro	Nominal value	IFRS 16 effects	Repayments	Other changes: New financing	Other changes: Exchange differences	Nominal value
	at Dec. 31, 2018	at 01.01.2019				at Dec. 31, 2019
Bonds	40,809	-	(1,652)	6,349	539	46,045
Borrowings	12,457	1,370	(3,859)	2,550	(88) (12)	12,418
- of which leases	*657*	*1,370*	*(211)*	*224*	*(88) 12*	*1,964*
Total financial debt	**53,266**	**1,370**	**(5,511)**	**8,899**	**(88) 527**	**58,463**

Compared with December 31, 2019, the nominal value of long-term debt at December 31, 2019 increased by €5,197 million, the net effect of €8,899 million in new borrowings, the increase in financial debt under leases of €1,370 million due to the application of the new IFRS 16, and the impact of adverse exchange rate developments in the amount of €527 million, only partly offset by repayments of €5,511 million and other changes in debt of €(88) million.

Repayments in 2019 concerned bonds in the amount of €1,652 million and borrowings totaling €3,859 million.

More specifically, the main bonds maturing in 2019 included:

- a fixed-rate bond (equivalent to €617 million) issued by Enel SpA, maturing in June 2019;
- a fixed-rate bond (€125 million) issued by Enel Finance International, maturing in November 2019;

- two bonds (equivalent to €331 million) issued by Enel Distribuição São Paulo repaid in advance as part of a liability management operations carried out by the company in June 2019.

The main repayments of borrowings in the year included the following:

- €500 million in respect of loans of Enel SpA repaid in advance;
- €200 million in respect of bank borrowings of Endesa, of which €46 million in subsidized loans;
- the equivalent of €459 million in respect of bank borrowings of Enel Russia, of which €73 million in sustainable loans;
- €285 million in respect of sustainable loans of the Italian companies;
- the equivalent of €1,782 million in respect of loans of companies in South America, of which €248 million in sustainable financing.

The main new borrowing carried out in 2019 involved bonds in the amount of €6,349 million and borrowings of €2,550 million.

The table below shows the main characteristics of financial transactions carried out in 2019:

	Issuer/Borrower	Issue/grant date	Amount in millions of euro	Currency	Interest rate	Interest rate type	Maturity
Bonds:							
	Enel Finance International	21/01/2019	1,000	EUR	1.50%	Fixed rate	21/07/2025
	Enel Finance International	10/09/2019	1,336	USD	2.65%	Fixed rate	10/09/2024
	Enel Finance International	17/10/2019	1,000	EUR	0.00%	Fixed rate	17/06/2024
	Enel Finance International	17/10/2019	1,000	EUR	0.375%	Fixed rate	17/06/2027
	Enel Finance International	17/10/2019	500	EUR	1.125%	Fixed rate	17/10/2034
	Codensa	07/03/2019	54	COP	CPI + 3.56%	Floating rate	07/03/2029
	Codensa	07/03/2019	76	COP	6.30%	Fixed rate	07/03/2023
	Enel Distribuição Ceará	07/03/2019	77	BRL	CDI + 0.50% p.a.	Floating rate	15/03/2023
	Enel Distribuição Ceará	07/03/2019	66	BRL	IPCA + 4.50% p.a.	Floating rate	15/03/2024
	Enel Distribuição Rio	12/04/2019	221	BRL	108% CDI	Floating rate	15/03/2024
	Enel Distribuição São Paulo	28/06/2019	155	BRL	CDI + 0.80% p.a.	Floating rate	15/05/2025
	Enel Distribuição São Paulo	28/06/2019	177	BRL	IPCA + 4.01% p.a.	Floating rate	15/05/2026
	Enel Green Power Volta Grande	05/11/2019	116	BRL	IPCA + 3.70% p.a.	Floating rate	15/10/2029
	Enel Green Power Volta Grande	05/11/2019	63	BRL	IPCA + 3.70% p.a.	Floating rate	15/10/2029
Total bonds			**5,840**				
Bank borrowings:							
	Enel Distribuição Goiás	24/01/2019	129	USD	Libor 3M + 0.10%	Floating rate	29/01/2021
	Enel Distribuição Rio	04/02/2019	89	BRL	8.40%	Fixed rate	07/02/2022
	Endesa	19/03/2019	335	EUR	Euribor 6M + 0.45%	Floating rate	19/03/2034
	Endesa	20/05/2019	300	EUR	Euribor 6M + 0.54%	Floating rate	10/05/2031
	e-distribuzione	20/06/2019	250	EUR	Euribor 6M + 0.41%	Floating rate	20/06/2034
	Enel Russia	24/07/2019	71	RUB	7.67%	Fixed rate	24/07/2020
Total bank borrowings			**1,174**				

The Group's main long-term financial liabilities are governed by covenants that are commonly adopted in international business practice. These liabilities primarily regard the 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 (i) Enel and Enel Finance International NV (including the green bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, which are used to finance the Group's so-called eligible green projects) and those regarding bonds issued by Enel Finance International NV on the US market guaranteed by Enel SpA can be summarized as follows:

- negative pledge clauses under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets or revenue to secure certain financial liabilities, unless the same encumbrances are extended equally or pro rata to the bonds in question;
- pari passu clauses, under which the bonds and the associated security constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and the guarantor and are issued without preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or, in some cases, "significant" subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable.

During 2019, Enel Finance International NV issued two "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.

The main covenants covering Enel's hybrid bonds 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 can be summarized as follows:

- negative pledge clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor are subject to limitations on the establishment of mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their respective assets, with the exception of expressly permitted encumbrances;
- disposals clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor may not dispose of their assets or operations, with the exception of expressly permitted disposals;
- pari passu clauses, under which the payment undertakings of the borrower have the same seniority as its other unsecured and unsubordinated payment obligations;
- change of control clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor could be required to renegotiate the terms and conditions of the financing or make compulsory early repayment of the loans granted;
- rating clauses, which provide for the borrower or the guarantor to maintain their rating above a certain specified level;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer or, in some cases, the guarantor constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable.

In some cases the covenants are also binding for the significant companies or subsidiaries of the obligated parties. All the financial 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 that Enel's net consolidated financial debt shall not exceed 4.5 times annual consolidated EBITDA.

Finally, the debt of Enel Américas SA, Enel Chile SA and the other Latin American subsidiaries (notably Enel Generación Chile SA) contain covenants and events of default typical of international business practice, which had all been complied with as at December 31, 2019.

The following table reports the impact on gross long-term debt of hedges to mitigate exchange risk

Long-term financial debt by currency after hedging

Millions of euro	at Dec. 31, 2019						at Dec. 31, 2018					
	Initial debt structure			Impact of hedge	Debt structure after hedging		Initial debt structure			Impact of hedge	Debt structure after hedging	
	Carrying amount	Nominal amount	%				Carrying amount	Nominal amount	%			
Euro	**27,272**	**27,915**	**47.8%**	**20,218**	**48,133**	**82.3%**	**23,388**	**24,025**	**45.0%**	**18,901**	**42,926**	**80.6%**
US dollar	20,103	20,239	34.6%	(16,445)	3,794	6.5%	18,541	18,720	35.1%	(15,064)	3,656	6.9%
Pound sterling	4,354	4,394	7.5%	(4,394)	-	-	4,750	4,794	9.0%	(4,794)	-	-
Colombian peso	1,381	1,381	2.4%	-	1,381	2.4%	1,543	1,543	2.9%	-	1,543	2.9%
Brazilian real	2,412	2,458	4.2%	968	3,426	5.9%	2,074	2,114	4.0%	1,207	3,321	6.2%
Swiss franc	419	419	0.7%	(419)	-	-	403	403	0.8%	(403)	-	-
Chilean peso/UF	414	421	0.7%	-	421	0.7%	700	710	1.3%	-	710	1.3%
Peruvian sol	426	426	0.7%	-	426	0.7%	404	404	0.8%	-	404	0.8%
Russian ruble	225	227	0.4%	-	227	0.4%	247	247	0.5%	73	320	0.6%
Other currencies	577	583	1.0%	72	655	1.1%	300	306	0.6%	80	386	0.7%
Total non-euro currencies	**30,311**	**30,548**	**52.2%**	**(20,218)**	**10,330**	**17.7%**	**28,962**	**29,241**	**55.0%**	**(18,901)**	**10,340**	**19.4%**
TOTAL	**57,583**	**58,463**	**100.0%**	**-**	**58,463**	**100.0%**	**52,350**	**53,266**	**100.0%**	**-**	**53,266**	**100.0%**

677/913

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 impact the income statement (raising borrowing costs) in the event of an increase in market interest rates.

Millions of euro	2019				2018			
	Pre-hedge	%	Post-hedge	%	Pre-hedge	%	Post-hedge	%
Floating rate	17,113	27.4%	12,208	19.6%	17,175	30.2%	12,983	22.8%
Fixed rate	45,314	72.6%	50,219	80.4%	39,735	69.8%	43,927	77.2%
Total	**62,427**		**62,427**		**56,910**		**56,910**	

At December 31, 2019, 27.4% of financial debt was floating rate (30.2% at December 31, 2018). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IFRS-EU, 19.6% of net financial debt at December 31, 2019 (22.8% at December 31, 2018) was exposed to interest rate risk. Including interest rate derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, 80% of net financial debt was hedged (77% hedged at December 31, 2018).

These results are in line with the limits established in the risk management policy.

43.3.2 Short-term borrowings - €3,917 million

At December 31, 2019 short-term borrowings amounted to €3,917 million, an increase of €301 million on December 31, 2018. They break down as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Short-term bank borrowings	579	512	67
Commercial paper	2,284	2,393	(109)
Cash collateral and other financing on derivatives	750	301	449
Other short-term borrowings [1]	304	410	(106)
Short-term borrowings	**3,917**	**3,616**	**301**

(1) Does not include current financial debt included in other current financial liabilities.

Short-term bank borrowings amounted to €579 million.

Commercial paper amounted to €2,284 million, issued by Enel Finance International, Enel Finance America, Endesa and a number of South American companies.

The main commercial paper programs include:

- €6,000 million of Enel Finance International guaranteed by Enel SpA;
- €3,000 million of Endesa;
- $3,000 million (equivalent to €2,671 million at December 31, 2019) of Enel Finance America.

43.4 Derivative financial liabilities

For more information on derivative financial liabilities, please see note 46 "Derivatives and hedge accounting".

43.5 Net gains and losses

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives.

Millions of euro	2019		2018	
	Net gains/(losses)	*Of which impairment/reversal of impairment*	Net gains/(losses)	*Of which impairment/reversal of impairment*
Financial assets at amortized cost	**(525)**	***(1,137)***	**(409)**	***(1,101)***
Financial assets at FVOCI				
Equity investments at FVOCI	1	-	10	-
Other financial assets at FVOCI	5	-	4	-
Total financial assets at FVOCI	**6**	**-**	**14**	**-**
Financial assets at FVTPL				
Financial assets at FVTPL	177	*(23)*	385	*188*
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial assets at FVTPL	**177**	***(23)***	**385**	***188***
Financial liabilities measured at amortized cost	**(3,514)**	**-**	**(3,545)**	
Financial liabilities at FVTPL				
Financial liabilities held for trading	-	-	-	-
Financial liabilities designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial liabilities at FVTPL	**-**	**-**	**-**	**-**

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 11 "Net financial income/(expense) from derivatives".

44. 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, exchange risk and commodity risk, credit risk and liquidity risk.

As noted in the section "Risk management" in the report on operations, the Group's governance arrangements for financial risks include internal committees and the establishment of specific policies and operational limits. Enel's primary objective is to mitigate financial risks appropriately so that they do not give rise to unexpected changes in results.

The Group's policies for managing financial risks provide for the mitigation of the effects on performance of changes in interest rates and exchange rates with the exclusion of translation risk (connected with consolidation of the accounts). This objective is achieved at the source of the risk, through the diversification of both the nature of the financial instruments and the sources of revenue, and by modifying the risk profile of specific exposures with derivatives entered into on over-the-counter markets or with specific commercial agreements.

As part of its governance of financial risks, Enel regularly monitors the size of the OTC derivatives portfolio in relation to the threshold values set by regulators for the activation of clearing obligations (EMIR – European Market Infrastructure Regulation – no. 648/2012 of the European Parliament and of the Council). During 2019, no overshoot of those threshold values was detected.

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, payables to 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.

For the purpose of EMIR compliance, in order to test the actual effectiveness of the hedging techniques adopted, the Group subjects its hedge portfolios to periodic statistical assessment.

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.

Floating-to-fixed interest rate swaps transform floating-rate financial liabilities into fixed rate liabilities, thereby neutralizing the exposure of cash flows to changes in interest rates.

Fixed-to-floating interest rate swaps transform fixed rate financial liabilities into floating-rate liabilities, thereby neutralizing the exposure of their fair value to changes in interest rates.

Floating-to-floating interest rate swaps transform the indexing criteria for floating-rate financial liabilities.

Some structured borrowings have multi-stage cash flows hedged by interest rate swaps that at the reporting date, and for a limited time, provide for the exchange of fixed-rate interest flows.

Interest rate options involve the exchange of interest differences calculated on a notional principal amount once certain thresholds (strike prices) are reached. These thresholds specify the effective maximum rate (cap) or the minimum rate (floor) to which the synthetic financial instrument will be indexed as a result of the hedge. Certain hedging strategies provide for the use of combinations of options (collars) that establish the minimum and maximum rates at the same time. In this case, the strike prices are normally set so that no premium is paid on the contract (zero cost collars).

Such contracts are normally used when the fixed interest rate that can be obtained in an interest rate swap is considered too high with respect to market expectations for future interest rate developments. In addition, interest rate options are also considered most appropriate in periods of greater uncertainty about future interest rate developments because they make it possible to benefit from any decrease in interest rates.

The following table reports the notional amount of interest rate derivatives at December 31, 2019 and December 31, 2019 broken down by type of contract:

Millions of euro	Notional amount	
	2019	2018
Floating-to-fixed interest rate swaps	7,932	10,032
Fixed-to-floating interest rate swaps	152	154
Fixed-to-fixed interest rate swaps	-	-
Floating-to-floating interest rate swaps	327	165
Interest rate options	50	50
Total	**8,461**	**10,401**

For more details on interest rate derivatives, please see note 46 "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 profit before tax would be affected by a change in the level of interest rates as follows:

Millions of euro	**2019**				
		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	21	(21)	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	6	(6)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	25	-	-	166	(166)
Fair value hedges	25	-	-	-	-

At December 31, 2019, 22.5% (25.4% at December 31, 2018) 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), 85.9% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2019 (82.5% at December 31, 2018).

Exchange risk

Exchange risk mainly manifests itself as unexpected changes in the financial statement items associated with transactions denominated in a currency other than the currency of account. 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 currency of account.

The Group's exposure to exchange 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 exchange 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 exchange 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 currency of account into an equivalent liability in the currency of account.

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, 2019 and December 31, 2018, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	2019	2018
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs) hedging debt denominated in currencies other than the euro	22,756	24,712
Currency forwards hedging exchange risk on commodities	4,291	4,924
Currency forwards hedging future cash flows in currencies other than the euro	4,760	5,386
Other currency forwards	1,488	1,584
Total	**33,294**	**36,606**

More specifically, these include:

- CCIRSs with a notional amount of €22,756 million to hedge the exchange risk on debt denominated in currencies other than the euro (€24,712 million at December 31, 2018);
- currency forwards with a total notional amount of €9,051 million used to hedge the exchange risk associated with purchases and sales of natural gas, purchases of fuel and expected cash flows in currencies other than the euro (€10,310 million at December 31, 2018);
- other currency forwards include OTC derivatives transactions carried out to mitigate exchange risk on expected cash flows in currencies other than the currency of account connected with the purchase of investment goods in the renewables and infrastructure and networks sectors (new generation digital meters), on operating expenses for the supply of cloud services and on revenue from the sale of renewable energy.

At December 31, 2019, 52% (55% at December 31, 2018) of Group long-term debt was denominated in currencies other than the euro.

Taking account of hedges of exchange risk, the percentage of debt not hedged against that risk amounted to 18% at December 31, 2019 (19% at December 31, 2018).

Exchange risk sensitivity analysis

The Group analyses 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 profit before tax would be affected by changes in exchange rates as follows:

Millions of euro		2019			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Exchange rate	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	525	(640)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%	-	-	(2,929)	3,580
Fair value hedges	10%	7	(9)	-	-

Commodity risk

The risk of fluctuations in the price of energy commodities 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 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, 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).

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, 2019 and December 31, 2018, broken down by type of instrument.

Millions of euro	Notional amount	
	2019	2018
Forward and futures contracts	35,824	41,157
Swaps	5,706	6,346
Options	654	549
Embedded	68	-
Total	**42,252**	**48,052**

For more details, please see note 46 "Derivatives and hedge accounting".

Sensitivity analysis of commodity risk

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	**2019**				
		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	15%	(18)	79	-	-
Change in the fair value of derivatives on commodities designated as hedging instruments	15%	-	-	32	(29)

Credit risk

The Group's commercial, commodity and financial operations expose it to credit risk, i.e. the possibility that a deterioration in the creditworthiness of a counterparty that has an adverse impact on the expected value of the creditor position or, for trade payables only, increase average collection times.

Accordingly, the exposure to credit risk is attributable to the following types of operations:

> the sale and distribution of electricity and gas in free and regulated markets and the supply of goods and services (trade receivables);

> trading activities that involve the physical exchange of assets or transactions in financial instruments (the commodity portfolio);
> trading in derivatives, bank deposits and, more generally, financial instruments (the financial portfolio).

In order to minimize credit risk, credit exposures are managed at the Region/Country/Global Business Line level by different units, thereby ensuring the necessary segregation of risk management and control activities. Monitoring 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 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 assign receivables without recourse, which results in the complete derecognition of the corresponding assets involved in the assignment, 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.

Financial receivables

Millions of euro

			at Dec. 31, 2019		
Staging	Basis for recognition of expected loss allowance	Avg loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected loss allowance	Net value
Performing	12 m ECL	1.2%	6,691	78	6,613
Underperforming	Lifetime ECL	41.8%	110	46	64
Non-performing	Lifetime ECL	34.9%	307	107	200
Total			**7,108**	**231**	**6,877**

Contract assets, trade receivables and other receivables: individual measurement

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019			
	Avg loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected loss allowance	Net value
Contract assets	0.2%	**640**	**1**	**639**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	1.2%	4,872	58	4,814
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	1.5%	410	6	404
- 31-60 days	1.4%	218	3	215
- 61-90 days	3.1%	130	4	126
- 91-120 days	11.5%	52	6	46
- 121-150 days	7.4%	54	4	50
- 151-180 days	22.1%	398	88	310
- more than 180 days (credit impaired)	65.2%	1,177	767	410
Total trade receivables		**7,311**	**936**	**6,375**
Other receivables				
Other receivables not past due	20.6%	228	47	181
Other receivables past due:				
- 1-30 days	100.0%	97	97	-
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	3	3	-
- more than 180 days (credit impaired)	-	4	4	-
Total other receivables		**332**	**151**	**181**
TOTAL		**8,283**	**1,088**	**7,195**

Contract assets, trade receivables and other receivables: collective measurement

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019			
	Avg loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected loss allowance	Net value
Contract assets	**6.7%**	**15**	**1**	**14**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	0.8%	3,455	29	3,426
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	2.2%	1,660	36	1,624
- 31-60 days	11.7%	197	23	174
- 61-90 days	18.7%	139	26	113
- 91-120 days	24.5%	98	24	74
- 121-150 days	28.8%	80	23	57
- 151-180 days	37.9%	103	39	64
- more than 180 days (credit impaired)	61.1%	3,020	1,844	1,176
Total trade receivables		**8,752**	**2,044**	**6,708**
Other receivables				
Other receivables not past due	1.5%	521	8	513
Other receivables past due:				
- 1-30 days	-	911	-	911
- 31-60 days	-	3	-	3
- 61-90 days	-	21	-	21
- 91-120 days	-	2	-	2
- 121-150 days	-	5	-	5
- 151-180 days	-	8	-	8
- more than 180 days (credit impaired)	-	2	-	2
Total other receivables		**1,473**	**8**	**1,465**
TOTAL		**10,240**	**2,053**	**8,187**

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 performance and financial position.

The Group holds the following undrawn lines of credit:

Millions of euro	at Dec. 31, 2019		at Dec. 31, 2018	
	Expiring within one year	Expiring beyond one year	Expiring within one year	Expiring beyond one year
Committed credit lines	215	15,461	750	13,758
Uncommitted credit lines	927	-	355	-
Commercial paper	9,627	-	6,990	-
Total	**10,769**	**15,461**	**8,095**	**13,758**

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the Group's long-term debt.

Millions of euro	Maturing in						
	Less than 3 months	From 3 months to 1 year	2021	2022	2023	2024	Beyond
Bonds:							
- listed, fixed rate	992	629	1,385	2,283	2,911	4,919	13,474
- listed, floating rate	-	258	329	518	703	486	1,194
- unlisted, fixed rate	-	-	-	1,825	2,217	1,328	8,989
- unlisted, floating rate	-	27	111	97	97	97	331
Total bonds	**992**	**914**	**1,825**	**4,723**	**5,928**	**6,830**	**23,988**
Bank borrowings:							
- fixed rate	3	276	149	197	33	35	200
- floating rate	82	760	1,285	637	702	722	4,377
- use of revolving credit lines	-	-	-	68	-	-	2
Total bank borrowings	**85**	**1,036**	**1,434**	**902**	**735**	**757**	**4,579**
Leases:							
- fixed rate	67	190	229	430	126	99	715
- floating rate	6	12	18	15	14	14	29
Total leases	**73**	**202**	**247**	**445**	**140**	**113**	**744**
Other non-bank borrowings:							
- fixed rate	27	65	71	117	137	30	375
- floating rate	3	12	23	15	8	-	8
Total other non-bank borrowings	**30**	**77**	**94**	**132**	**145**	**30**	**383**
TOTAL	**1,180**	**2,229**	**3,600**	**6,202**	**6,948**	**7,730**	**29,694**

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, 2019.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Beyond
Commitments to purchase commodities:					
- electricity	97,472	26,667	22,603	17,041	31,161
- fuels	48,016	26,986	13,010	6,119	1,901
TOTAL	**145,488**	**53,653**	**35,613**	**23,160**	**33,062**

45. Offsetting financial assets and financial liabilities

At December 31, 2019, 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.

46. Derivatives and hedge accounting

The following tables show the notional amount and the fair value of derivative financial assets and derivative financial liabilities eligible for hedge accounting or measured a FVTPL, classified on the basis of the type of hedge relationship and the hedged risk, broken down into current and non-current instruments.

The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are converted at the official end-year exchange rates provided by the World Markets Reuters (WMR) Company.

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional		Fair value		Notional		Fair value	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
DERIVATIVE ASSETS								
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	12	12	7	6	-	15	-	1
- on exchange rates	166	171	25	19	-	66	-	3
- on commodities	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**178**	**183**	**32**	**25**	**-**	**81**	**-**	**4**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	335	404	26	12	133	427	-	1
- on exchange rates	11,705	8,318	1,081	675	2,717	4,689	132	252
- on commodities	1,628	1,126	215	262	3,081	1,428	847	494
Total	**13,668**	**9,848**	**1,322**	**949**	**5,931**	**6,544**	**979**	**747**
Trading derivatives:								
- on interest rates	50	50	2	2	-	-	-	-
- on exchange rates	-	197	-	4	3,399	4,057	34	51
- on commodities	322	261	27	25	17,203	20,553	3,052	3,112
Total	372	508	29	31	20,602	24,610	3,086	3,163
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**14,218**	**10,539**	**1,383**	**1,005**	**26,533**	**31,235**	**4,065**	**3,914**

690/913

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, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
DERIVATIVE LIABILITIES								
Fair value hedge derivatives:								
- on exchange rates	5	-	1	-	-	-	-	-
Total	**5**	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	7,704	8,605	779	605	65	272	1	1
- on exchange rates	11,049	13,025	1,560	1,803	2,573	2,791	115	348
- on commodities	601	656	47	167	1,613	2,050	457	859
Total	**19,354**	**22,286**	**2,386**	**2,575**	**4,251**	**5,113**	**573**	**1,208**
Trading derivatives:								
- on interest rates	62	478	6	17	100	138	79	66
- on exchange rates	2	191	-	3	1,679	3,101	38	33
- on commodities	154	133	14	14	17,650	21,845	2,864	3,036
Total	218	802	20	34	19,429	25,084	2,981	3,135
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**19,577**	**23,088**	**2,407**	**2,609**	**23,680**	**30,197**	**3,554**	**4,343**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

46.1 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, foreign exchange rate risk, commodity price risk 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 risks exposure, the Group designates derivatives as either:

> fair value hedges; or
> cash flow hedges.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Group is exposed, please refer the note 44 "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 Group through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending of 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 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 aren't 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 can be the followings:

- 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 fair value movements of the hedging instruments and hedge items).

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 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. cash flow reserve) shall be removed and included in the initial value (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 forward as 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 foreign currency risk on renewables assets.
Conversely, hedging 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 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. Accordingly, starting from that date, changes in the effective fair value of the new derivative will be recognized in shareholders' equity (the cash flow hedge reserve), while changes in the fair value of the old derivative are recognized through profit or loss.

46.1.1 Hedge relationships by type of risk hedged

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, 2019 and December 31, 2018, broken down by maturity.

Interest rate risk

	Maturity					
Millions of euro	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond
At Dec. 31, 2019						
Interest rate swaps						
Total notional amount	199	140	499	187	170	7,054
Notional amount related to IRS in euro	47	-	143	187	170	6,042
Average IRS rate in euro	3.1825		4.9699	4.0516	4.1629	1.8298
Notional amount related to IRS in US dollars	134	134	356	-	-	665
Average IRS rate in US dollars	1.574	2.035	3.523			2.967

Millions of euro	2019	2020	2021	2022	2023	Beyond
At Dec. 31, 2018						
Interest rate swaps						
Total notional amount	714	199	131	396	697	7,598
Notional amount related to IRS in euro	18	68	-	396	697	7,298
Average IRS rate in euro	0.5444	2.7151		2.7098	1.8872	1.9491
Notional amount related to IRS in US dollars	87	131	131	-	-	229
Average IRS rate in US dollars	1.6208	1.5745	2.0359			2.7943

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, 2019 and December 31, 2018, 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, 2019			at Dec. 31, 2018		
Fair value hedges							
Interest rate swaps	Fixed-rate bank borrowings	7		12	7		12
Cash flow hedges							
Interest rate swaps	Floating-rate bonds	11	(499)	3,953	1	(406)	6,105
Interest rate swaps	Floating-rate financial receivables	15	-	140	7		142
Interest rate swaps	Floating-rate non-bank borrowings	-	(281)	4,144	5	(200)	3,476
Total		**33**	**(780)**	**8,249**	**20**	**(606)**	**9,735**

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2019 and December 31, 2018, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Fair value hedges								
Interest rate swaps	12	27	7	7	-	-	-	-
Total	**12**	**27**	**7**	**7**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cash flow hedges								
Interest rate swaps	468	831	26	13	7,769	8,877	780	606
Total	**468**	**831**	**26**	**13**	**7,769**	**8,877**	**780**	**606**
TOTAL INTEREST RATE DERIVATIVES	**480**	**858**	**33**	**20**	**7,769**	**8,877**	**780**	**606**

The notional amount of derivatives classified as hedging instruments at December 31, 2019, came to €8,249 million, with a corresponding negative fair value of €747 million.

Compared with December 31, 2018, the notional amount decreased by €1,486 million, mainly reflecting:

- the early termination of pre-hedge interest rate swaps amounting to €750 million in respect of Enel SpA's "exchange offer" for the repurchase of hybrid bonds expiring January 15, 2075 and January 10, 2074;
- the early termination of pre-hedge interest rate swaps amounting to €2,000 million in respect of "sustainable" bond issues during the year;
- the expiry of interest rate swaps amounting to €714 million;
- new interest rate swaps amounting to €1,745 million.

The value also reflects the reduction of €203 million in the notional amount of amortizing interest rate swaps.

The deterioration in the fair value of €161 million mainly reflects developments in the yield curve.

Fair value hedge derivatives

Net gains and losses recognized through profit or loss, reflecting changes in the fair value of fair value hedge derivatives and the changes in the fair value of the hedged item that are attributable to interest rate risk demonstrated that these hedging relationships were totally effective both in 2019 and the previous year

The following table shows the impact of fair value hedges of interest rate risk in the balance sheet at December 31, 2019 and December 31, 2018:

Millions of euro	2019			2018		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in period
Interest rate swaps	12	7	7	27	7	7

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the balance sheet at December 31, 2019 and December 31, 2018:

Millions of euro	2019			2018		
	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in period
Fixed-rate borrowings	20	7	(7)	35	7	(7)

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, 2019	2020	2021	2022	2024	2025	Beyond
Cash flow hedge derivatives on interest rates							
Positive fair value	26	1	(1)	(2)	(2)	2	32
Negative fair value	(780)	(102)	(121)	(110)	(110)	(94)	(284)

The following table shows the impact of cash flow hedges of interest rate risk in the balance sheet at December 31, 2019 and December 31, 2018:

Millions of euro	2019			2018		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in period
Interest rate swaps	8,237	(754)	(754)	9,723	(593)	(593)

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the balance sheet at December 31, 2019 and December 31, 2018:

Millions of euro	2019				2018			
	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Floating-rate bonds	486	(486)	-	(2)	395	(395)	-	(10)
Floating-rate financial receivables	(15)	15	-	-	(7)	7	-	-
Floating-rate non-bank borrowings	275	(275)	-	(8)	190	(190)	-	(5)
Total	746	(746)	-	(8)	578	(578)	-	(15)

The following table shows the impact of cash flow hedges of interest rate risk through profit or loss and other comprehensive income in the period, gross of tax effects:

Millions of euro	at Dec. 31, 2019			
	Gross changes in fair value through OCI	Net gain/(loss) gross of tax effects through profit or loss for ineffectiveness	Hedging costs through OCI	Net gain/(loss) gross of tax effects through profit or loss for reclassification from OCI
Interest rate hedges	(121)	7	-	47

Exchange risk

The following table reports the maturity profile of the notional amount and associated average contractual exchange rate for the instruments hedging exchange risk on transactions outstanding at December 31, 2019 and December 31, 2018:

Millions of euro	Maturity						
	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond	Total
At Dec. 31, 2019							
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)							
Notional amount	831	1,115	1,781	3,339	3,146	12,511	22,723
Notional amount for CCIRS EUR-USD	-	202	1,781	3,339	1,336	8,904	15,562
Average exchange rate EUR/USD		1.1348	1.1213	1.2184	1.1039	1.2067	
Notional amount for CCIRS EUR-GBP	470	587	-	-	999	3,041	5,097
Average exchange rate EUR/GBP	0.8466	0.8245			0.8765	0.8062	
Notional amount for CCIRS EUR-CHF	92	-	-	-	207	120	419
Average exchange rate EUR/CHF	1.2169				1.0642	1.2100	
Notional amount for CCIRS USD-BRL	269	326	-	-	-	288	883
Average exchange rate USD/BRL	3.9273	3.4742				3.5655	
Currency forwards							
Notional amount	4,459	1,015	18	-	-	-	5,492
Notional amount - currency forward EUR/USD	2,899	958	18	-	-	-	3,875
Average currency forward rate - EUR/USD	1.1774	1.1803	1.1609	-	-	-	
Notional amount - currency forward USD/CLP	527	44	-	-	-	-	571
Average currency forward rate - USD/CLP	678.0443	680.0000	-	-	-	-	
Notional amount - currency forward USD/BRL	313	14	-	-	-	-	327
Average currency forward rate - USD/BRL	4.1274	4.1330	-	-	-	-	
Notional amount - currency forward EUR/ZAR	221	-	-	-	-	-	221
Average currency forward rate - EUR/ZAR	17.7856	-	-	-	-	-	
Notional amount - currency forward EUR/RUB	181	-	-	-	-	-	181
Average currency forward rate - EUR/RUB	74.1277	-	-	-	-	-	

Millions of euro	2019	2020	2021	2022	2023	Beyond	Total
At Dec. 31, 2018							
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)							
Notional amount	2,474	855	934	1,746	3,274	13,149	22,432
Notional amount for CCIRS EUR-USD	-	-	198	1,746	3,274	8,729	13,947
Average exchange rate EUR/USD			1.1348	1.1213	1.2184	1.1726	
Notional amount for CCIRS EUR-GBP	1,229	447	559	-	-	3,846	6,081
Average exchange rate EUR/GBP	0.6753	0.8466	0.8245			0.8261	
Notional amount for CCIRS EUR-CHF	-	89	-	-	-	315	404
Average exchange rate EUR/CHF		1.2170				1.1133	
Notional amount for CCIRS USD-BRL	528	319	177	-	-	94	1,118
Average exchange rate USD/BRL	3.5679	3.5508	3.2948			3.1037	
Currency forwards	-	-	-	-	-		
Notional amount	5,070	1,512	44	-	-		6,626
Notional amount - currency forward EUR/USD	3,071	1,343	44	-	-	-	4,458
Average currency forward rate - EUR/USD	1.2014	1.2199	1.2392	-	-	-	
Notional amount - currency forward USD/CLP	838	92	-	-	-	-	930
Average currency forward rate - USD/CLP	667.5891	667.5175	-	-	-	-	
Notional amount - currency forward USD/BRL	409	-	-	-	-	-	409
Average currency forward rate - USD/BRL	3.6958	-	-	-	-	-	
Notional amount - currency forward EUR/ZAR	220	77	-	-	-	-	297
Average currency forward rate - EUR/ZAR	16.7884	18.0229	-	-	-	-	
Notional amount - currency forward EUR/RUB	139	-	-	-	-	-	139
Average currency forward rate - EUR/RUB	79.4094	-	-	-	-	-	

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on the exchange risk of transactions outstanding as at December 31, 2019 and December 31, 2018, 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, 2019			at Dec. 31, 2018		
Fair value hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Fixed-rate borrowings in foreign currencies	24	(1)	171	7	-	87
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Floating-rate borrowings in foreign currencies	-	-	-	15	-	150
Cash flow hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Floating-rate borrowings in foreign currencies	55	(5)	999	37	(4)	525
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Fixed-rate borrowings in foreign currencies	-	(4)	72	85	(2)	793
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Floating-rate bonds in foreign currencies	6	(1)	302	47	-	346
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Fixed-rate bonds in foreign currencies	1,022	(1,535)	20,877	598	(2,013)	20,234
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Future cash flows denominated in foreign currencies	-	(17)	302	-	(71)	297
Currency forwards	Future cash flows denominated in foreign currencies	3	(63)	811	4	(33)	1,089
Currency forwards	Future commodity purchases denominated in foreign currencies	124	(7)	3,462	114	(15)	4,298
Currency forwards	Purchases of investment goods and other	3	(43)	1,219	42	(12)	1,241
Total		**1,237**	**(1,676)**	**28,215**	**949**	**(2,150)**	**29,060**

Cash flow hedges and fair value hedges include:

- CCIRSs with a notional amount of €21,120 million used to hedge the exchange risk on fixed-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a negative fair value of €495 million;
- CCIRSs with a notional amount of €1,603 million used to hedge the exchange risk on floating-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a positive fair value of €38 million;
- currency forwards with a notional amount of €4,273 million used to hedge the exchange risk associated with purchases of natural gas, purchases of fuel and expected cash flows in currencies other than the euro, with a positive fair value of €57 million;
- currency forwards with a notional amount of €1,219 million and a negative fair value of €40 million in respect of OTC transactions to mitigate the exchange risk on expected cash flows in currencies other than the currency of account connected with the purchase of investment goods in the renewables and infrastructure and networks sectors (new generation digital meters), on operating expenses 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, 2019 and December 31, 2018, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Fair value hedges								
Currency forwards								
CCIRS	166	237	25	22	5	-	(1)	-
Total	**166**	**237**	**25**	**22**	**5**	**-**	**(1)**	**-**
Cash flow hedges								
Currency forwards	3,253	4,302	130	160	2,238	2,326	(113)	(61)
CCIRS	11,169	8,705	1,083	767	11,384	13,490	(1,562)	(2,090)
Total	**14,422**	**13,007**	**1,213**	**927**	**13,622**	**15,816**	**(1,675)**	**(2,151)**
TOTAL EXCHANGE RATE DERIVATIVES	**14,588**	**13,244**	**1,238**	**949**	**13,627**	**15,816**	**(1,676)**	**(2,151)**

The notional amount of CCIRSs at December 31, 2019 amounted to €22,723 million (€22,432 million at December 31, 2018), an increase of €291 million. Cross currency interest rate swaps with a total value of €2,070 million expired, while new derivatives amounted to €2,510 million, of which €1,336 million in respect of bond issues denominated in US dollars in September 2019. The value also reflects developments in the exchange rate of the euro against the main other currencies, which caused their notional amount to increase by €466 million.
The notional amount of currency forwards at December 31, 2019 amounted to €5,491 million (€6,628 million at December 31, 2018), a decrease of €1,137 million. The exposure to exchange risk, especially that associated with the US dollar, is mainly due to purchases of natural gas, purchase of fuel and cash flows in respect of investments. Changes in the notional amount are connected with normal developments in operations.

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 changes in the fair value of the hedged item that are attributable to exchange risk for 2019 and the previous year

Millions of euro	**2019**	2018
	Net gain/(loss)	Net gain/(loss)
Interest rate hedging instruments	1	6
Hedged item	(4)	(6)
Ineffective portion	(3)	-

The following table shows the impact of fair value hedges of interest rate risk in the balance sheet at December 31, 2019 and December 31, 2018:

Millions of euro	2019			2018		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in period
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	171	24	24	237	22	22

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the balance sheet at December 31, 2019 and December 31, 2018:

Millions of euro	2019			2018		
	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in period
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	171	21	(22)	228	22	(22)

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on exchange risk:

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
	at Dec. 31, 2019	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond
Cash flow hedge derivatives on exchange rates							
Positive fair value	1,213	357	272	219	471	141	1,667
Negative fair value	(1,675)	(43)	42	47	33	36	(66)

The following table shows the impact of cash flow hedges of exchange risk in the balance sheet at December 31, 2019 and December 31, 2018:

Millions of euro	2019					
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in period
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	22,552	(479)	(345)	22,195	(1,323)	(1,074)
Currency forwards	5,491	17	52	6,628	99	136
Total	**28,043**	**(462)**	**(293)**	**28,823**	**(1,224)**	**(938)**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the balance sheet at December 31, 2019 and December 31, 2018:

Millions of euro	2019				2018			
	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Floating-rate borrowings	(49)	49	1	-	(32)	32	1	-

in foreign currencies								
Fixed-rate borrowings in foreign currencies	3	(3)	(1)	-	(87)	87	(4)	-
Floating-rate bonds in foreign currencies	(5)	5	-	-	(47)	47	-	-
Fixed-rate bonds in foreign currencies	378	(378)	(135)	-	1,169	(1,169)	(246)	-
Future cash flows denominated in foreign currencies	17	(17)	-	-	71	(71)	-	-
Future cash flows denominated in foreign currencies	59	(59)	(1)	-	30	(30)	1	-
Future commodity purchases denominated in foreign currencies	(119)	119	-	(2)	(100)	100	-	(1)
Purchases of investment goods and other	9	(9)	(32)	1	(66)	66	(36)	(1)
Total	**234**	**(293)**	**(168)**	**(1)**	**938**	**(938)**	**(284)**	**(2)**

The following table shows the impact of cash flow hedges of exchange risk through profit or loss and other comprehensive income in the period, gross of tax effects:

Millions of euro	at Dec. 31, 2019			
	Gross changes in fair value through OCI	Net gain/(loss) gross of tax effects through profit or loss for ineffectiveness	Hedging costs through OCI	Net gain/(loss) gross of tax effects through profit or loss for reclassification from OCI
Exchange rate hedges	834	1	116	189

Commodity risk

The following table reports the notional amount and average price of instruments hedging commodity risk for transactions outstanding at December 31, 2019 and December 31, 2018, broken down by expiry.

	Maturity						
Millions of euro	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond	**Total**
At Dec. 31, 2019							
Commodity swaps							
Notional value on power	703	123	121	135	128	712	**1,922**
Average commodity swap price on power (€/MWh)	47.7	20.5	20.2	20.2	20.2	20.7	
Notional value on coal/shipping	253	-	-	-	-	-	**253**
Average commodity swap price on coal/shipping ($/ton)	62.4	-	-	-	-	-	
Notional value on gas	13	13	13	13	41	66	**159**
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	3.0	3.0	3.0	3.0	7.0	7.9	
Commodity forwards/futures							
Notional value on power	726	2	-	-	-	-	**728**
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	50.5	50.4	-	-	-	-	
Notional value on gas	1,869	662	1	-	-	-	**2,532**
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	15.9	19.1	17.2	-	-	-	
Notional value on CO_2	217	9	-	-	-	-	**226**
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/ton)	18.0	25.0	-	-	-	-	
Notional value on oil	988	115	-	-	-	-	**1,103**
Average commodity forward/future price on oil ($/bbl)	64.8	59.7	-	-	-	-	

	Maturity						
Millions of euro	2019	2020	2021	2022	2023	Beyond	**Total**
At Dec. 31, 2018							
Commodity swaps							
Notional value on power	765	234	90	82	96	494	1,761
Average commodity swap price on power (€/MWh)	52.8	44.2	19.4	19.0	19.0	19.0	
Notional value on coal/shipping	582	47	-	-	-	-	629
Average commodity swap price on coal/shipping ($/ton)	85.0	78.9	-	-	-	-	
Commodity forwards/futures							
Notional value on power	436	16	-	-	-	-	452
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	61.1	54.4	-	-	-	-	
Notional value on gas	352	390	-	-	-	-	742
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	24.1	20.0	-	-	-	-	
Notional value on CO_2	213	67	-	-	-	-	280
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/ton)	13.4	7.8	-	-	-	-	
Notional value on oil	1,170	226	-	-	-	-	1,396
Average commodity forward/future price on oil ($/bbl)	71.4	68.8	-	-	-	-	

The following table reports the notional amount and fair value of instruments hedging interest rate risk on transactions outstanding at December 31, 2019 and December 31, 2018, broken down by type of commodity:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Derivatives								
Cash flow hedges								
Derivatives on power:								
- swaps	1,301	1,249	234	139	621	512	(107)	(227)
- forwards/futures	280	293	34	20	448	159	(44)	(12)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on power	**1,581**	**1,542**	**268**	**159**	**1,069**	**671**	**(151)**	**(239)**
Derivatives on coal/shipping:								
- swaps	-	10	7	74	253	619	(54)	(94)
- forwards/futures	-	-	-	-	-	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal/shipping	**-**	**10**	**7**	**74**	**253**	**619**	**(54)**	**(94)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	79	-	9	-	80	-	(1)	-
- forwards/futures	2,823	723	694	222	812	1,415	(298)	(693)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on gas and oil	**2,902**	**723**	**703**	**222**	**892**	**1,415**	**(299)**	**(693)**

Derivatives on CO_2:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	226	279	84	301	-	1	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on CO_2	**226**	**279**	**84**	**301**	**-**	**1**	**-**	**-**
TOTAL DERIVATIVES ON COMMODITIES	**4,709**	**2,554**	**1,062**	**756**	**2,214**	**2,706**	**(504)**	**(1,026)**

The table reports the notional amount and fair value of derivatives hedging the price risk on commodities at December 31, 2019 and at December 31, 2018, 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 €703 million, derivatives on CO_2 (€84 million), derivatives on power (€268 million) and, to a lesser extent, hedges of coal purchases requested by the generation companies in the amount of €7 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 with physical delivery (all-in-one hedges).

Cash flow hedge derivatives on commodities included in liabilities regard derivatives on gas and oil commodities in the amount of €299 million, derivatives on power in the amount of €151 million and derivatives on coal (€54 million).

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on commodity risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
	at Dec. 31, 2019	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond
Cash flow hedge derivatives on commodities							
Positive fair value	1,062	662	187	69	13	11	120
Negative fair value	(504)	(400)	(79)	(12)	(3)	(3)	(7)

The following table shows the impact of cash flow hedges of commodity risk in the balance sheet at December 31, 2019 and December 31, 2018:

Millions of euro	2019			2018		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in period
Power swaps	1,922	127	127	1,761	(88)	(88)
Coal/shipping swaps	253	(47)	(47)	629	(20)	(20)
Gas and oil swaps	159	8	8	-	-	-
Power forwards/futures	728	(10)	(10)	452	8	8
Coal/shipping forwards/futures	-	-	-	-	-	-
Gas and oil forwards/futures	3,635	396	396	2,138	(471)	(471)
CO_2 forwards/futures	226	84	84	280	301	301
Total	**6,923**	**558**	**558**	**5,260**	**(270)**	**(270)**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the balance sheet at December 31, 2019 and December 31, 2018:

Millions of euro	2019				2018			
	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Future transactions in power	(110)	110	-	7	82	(82)	-	2
Future transactions in coal/shipping	47	(47)	-	-	20	(20)	-	-
Future transactions in gas and oil	(404)	404	-	-	471	(471)	-	-
Future transactions in CO_2	(84)	84	-	-	(301)	301	-	-
Total	**(551)**	**551**	**-**	**7**	**272**	**(272)**	**-**	**2**

The following table shows the impact of cash flow hedges of commodity risk through profit or loss and other comprehensive income in the period, gross of tax effects:

Millions of euro	at Dec. 31, 2019			
	Gross changes in fair value through OCI	Net gain/(loss) gross of tax effects through profit or loss for ineffectiveness	Hedging costs through OCI	Net gain/(loss) gross of tax effects through profit or loss for reclassification from OCI
Commodity price hedges	914	5	-	91

46.2 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, 2019 and December 31, 2018.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Derivatives at FVTPL:								
- derivatives on interest rates:								
- interest rate swaps	50	50	2	2	112	566	(80)	(79)
- interest rate options					50	50	(5)	(5)
- derivatives on exchange rates:								
- currency forwards	3,399	4,092	34	54	1,648	1,175	(37)	(18)
- CCIRS	-	162	-	1	33	2,117	-	(18)
- derivatives on commodities	-	-	-	-	-	-	-	-

Derivatives on power:								
- swaps	282	1,070	25	167	281	229	(28)	(28)
- forwards/futures	5,353	6,260	403	814	4,329	6,955	(155)	(1,016)
- options	3	15	2	28	27	20	(14)	(11)
Total derivatives on power	**5,638**	**7,345**	**430**	**1,009**	**4,637**	**7,204**	**(197)**	**(1,055)**
Derivatives on coal:								
- swaps	311	201	69	56	367	823	(80)	(48)
- forwards/futures	-	-	-	-	-	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal	**311**	**201**	**69**	**56**	**367**	**823**	**(80)**	**(48)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	1,259	896	168	215	852	728	(97)	(186)
- forwards/futures	9,782	11,894	2,126	1,640	11,047	12,712	(2,190)	(1,531)
- options	315	225	247	147	309	289	(273)	(165)
Total derivatives on gas and oil	**11,356**	**13,015**	**2,541**	**2,002**	**12,208**	**13,729**	**(2,560)**	**(1,882)**
Derivatives on CO_2:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	185	243	31	68	524	221	(32)	(65)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on CO_2	**185**	**243**	**31**	**68**	**524**	**221**	**(32)**	**(65)**
Derivatives on other:								
- swaps	4	9	2	2	16	-	(1)	-
- forwards/futures	6	1	3	-	9	1	(4)	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on other	**10**	**10**	**5**	**2**	**25**	**1**	**(5)**	**-**
Embedded derivatives	25	-	3	-	43	-	(4)	-
TOTAL DERIVATIVES	**20,974**	**25,118**	**3,115**	**3,194**	**19,647**	**25,886**	**(3,000)**	**(3,170)**

At December 31, 2019 the notional amount of trading derivatives on interest rates came to €212 million. The fair value of a negative €83 million deteriorated by €1 million on the previous year, mainly due to developments in the yield curve.

At December 31, 2019, the notional amount of derivatives on exchange rates was €5,080 million. The overall decrease in their notional value and the decline in the associated net fair value of €3 million mainly reflected normal operations and developments in exchange rates.

At December 31, 2019, the notional amount of derivatives on commodities came to €35,329 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 €2,541 million and derivatives on power amounting to €430 million. The fair value of trading derivatives on commodities classified as liabilities mainly regards hedges of gas and oil amounting to €2,560 million and derivatives on power amounting to €197 million.

These values include transactions that, although established for hedging purposes, did not meet the requirements for hedge accounting.

The "other" category includes hedges using weather derivatives. In addition to commodity risk, the Group companies are also exposed to changes in volumes associated with weather conditions (for example, temperature impacts the consumption of gas and power).

Embedded derivatives, which are held by Enel Green Power North America, regard supplementary financial clauses in more complex tax equity partnership agreements, which are used to finance investment in new renewables capacity.

47. Assets measured at fair value

The Group determines fair value in accordance with IFRS 13 whenever such measurement is required by the international accounting standards 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 publically 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 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 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 balance sheet at the close of each period;
- non-recurring fair value measurements are those required or permitted by the IFRS in the balance sheet in particular circumstances.

For general information or specific disclosures on the accounting treatment of these circumstances, please see note 2 "Accounting policies and measurement criteria".

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the financial statements, 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
Equity investments in other entities at FVOCI	26	**64**	4	11	49	-	-	-	-
Securities at FVOCI	26.1, 30.1	**416**	416	-	-	**61**	61		
Equity investments in other entities at FVTPL	26	**8**	-	-	8	-	-	-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	26	**2,362**	-	2,362	-	-	-	-	-
Loans and receivables measured at fair value	26	**354**	-	-	354	**51**	51	-	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	46	**7**	-	7	-	-	-	-	-
- on exchange rates	46	**25**	-	25	-	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	46	**26**	-	26	-	-	-	-	-
- on exchange rates	46	**1,081**	-	1,081	-	**132**	-	132	-
- on commodities	46	**215**	29	186	-	**847**	288	559	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	46	**2**	-	2	-	-	-	-	-
- on exchange rates	46	-	-	-	-	**34**	-	34	-
- on commodities	46	**27**	4	23	-	**3,052**	1,056	1,994	2
Inventories measured at fair value	28	-	-	-	-	**42**	40	2	-
Assets classified as available for sale	33	**101**	-	-	101	-	-	-	-
Contingent consideration	27, 31	**96**	-	69	27	**51**	-	38	13

The fair value of "equity investments in other entities at FVOCI" is determined for listed companies on the basis of the quoted price set on the closing date of the year, while that for unlisted companies is based on a reliable valuation of the relevant assets and liabilities.

"Financial service concession arrangements at FVOCI" concern electricity distribution operations in Brazil, mainly by Enel Distribuição Rio, Enel Distribuição Ceará and Enel Distribuição Goiás 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.

"Loans and receivables measured at fair value" includes (recognized in level 3) the fair value of the receivable from the disposal of Slovak Power Holding of €354 million at December 31, 2019. The fair value is determined on the basis of the price formula specified in the contract.

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 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 Reuters (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 international accounting standards, in 2013 the Group 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 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.
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 converted into euros at the year-end exchange rates provided by the World Markets Reuters (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 Group'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 closing date of the year, including the credit spreads of Enel SpA.
The measurement of Enel's financial derivatives is always classified as level 1 or 2, as it is based on market inputs.
The only exception regards derivatives on weather indices (weather derivatives), which are measured using certified historical data on the underlying variables. For example, an HDD ("Heating Degree Days") derivative on a given measurement station indicated in the derivative contract is measured at fair value by calculating the difference between the agreed strike and the historical average of the same variable observed at the same station. The measurement of Enel's weather derivatives is classified as level 3.

47.1 Fair value of other assets

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 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
Loans and receivables	26, 30	**401**	-	19	382	**1,418**		1,286	132
Investment property	19	**154**	22	-	132	-	-	-	-
Inventories	28	-	-	-	-	**54**	-	-	54

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 €54 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.
The most significant of the items is "loans and receivables", which essentially regards e-distribuzione and Enel SpA.

48. Liabilities measured at fair value

The following table reports for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the financial statements 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**	Level 1	Level 2	Level 3	**Fair value**	Level 1	Level 2	Level 3
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	46	-	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	46	**1**	-	1	-	-	-	-	-
- on commodities	46	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	46	**779**	-	779	-	**1**	-	1	-
- on exchange rates	46	**1,560**	-	1,560	-	**115**	-	115	-
- on commodities	46	**47**	7	40	-	**457**	229	228	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	46	**6**	-	6	-	**79**	-	79	-
- on exchange rates	46	-	-	-	-	**38**	-	38	-
- on commodities	46	**14**	3	11		**2,864**	1,047	1,817	-
Contingent consideration	38, 42	**53**	-	5	48	**116**	-	103	13

Contingent consideration 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.

48.1 Fair value of other liabilities

For each class of liabilities not measured at fair value in the balance sheet 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
Bonds:					
- fixed rate	43.3.1	46,867	43,126	3,741	-
- floating rate	43.3.1	4,408	165	4,243	-
Bank borrowings:					
- fixed rate	43.3.1	947	-	947	-
- floating rate	43.3.1	8,712	-	8,712	-
Non-bank borrowings:					
- fixed rate	43.3.1	2,667	-	2,667	-
- floating rate	43.3.1	183	-	183	-
Total		**63,784**	**43,291**	**20,493**	-

49. 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 minority 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.

Finally, note that within the framework of the Corporate Governance rules that the Enel Group has adopted, which are discussed in detail in the report on corporate governance and ownership structure available on the Company's website (www.enel.com), procedures have been implemented to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties.

The following tables summarize transactions with related parties, associated companies and joint arrangements outstanding at December 31, 2019 and December 31, 2018 and carried out during the period.

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other	Key management personnel	**Total 2019**	Associates and joint arrangements	**Overall total 2019**	**Total in financial statements**	**% of total**
Income statement											
Revenue from sales and services	-	1,320	2,733	255	183	-	**4,491**	313	**4,804**	**77,366**	**6.2%**
Other revenue and income	-	-	1	5	-	-	**6**	10	**16**	**2,961**	**0.5%**
Financial income	-	-	1	-	-	-	**1**	87	**88**	**1,637**	**5.4%**
Purchases of electricity, gas and fuel	2,661	3,009	1,372	4	-	-	**7,046**	143	**7,189**	**33,755**	**21.3%**
Costs for services and other materials	-	54	2,338	4	70	-	**2,466**	151	**2,617**	**18,580**	**14.1%**
Other operating expenses	3	182	4	1	-	-	**190**	45	**235**	**7,276**	**3.2%**
Net income/(expense) from commodity risk management	-	-	11	-	-	-	**11**	-	**11**	**(733)**	**-1.5%**
Financial expense	-	-	14	1	-	-	**15**	31	**46**	**4,518**	**1.0%**

715/913

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	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other	Key management personnel	Total at Dec. 31, 2019	Associates and joint arrangements	Overall total at Dec. 31, 2019	Total in financial statements	% of total
Balance sheet											
Non-current derivative assets	-	-	-	-	-	-	-	15	15	1,383	1.1%
Trade receivables	-	45	573	15	13	-	646	250	896	13,083	6.8%
Current derivative assets	-	-	-	-	-	-	-	8	8	4,065	0.2%
Other current financial assets	-	-	-	-	-	-	-	27	27	4,305	0.6%
Other current assets	-	23	69	89	1	-	182	1	183	3,115	5.9%
Long-term borrowings	-	-	715	-	-	-	715	-	715	54,174	1.3%
Non-current contract liabilities	-	-	2	-	6	-	8	143	151	6,301	2.4%
Current portion of long-term borrowings	-	-	89	-	-	-	89	-	89	3,409	2.6%
Trade payables	601	92	726	793	18	-	2,230	61	2,291	12,960	17.7%
Current derivative liabilities	-	-	-	-	-	-	-	8	8	3,554	0.2%
Current contract liabilities	-	-	-	-	1	-	1	38	39	1,328	2.9%
Other current liabilities	-	-	16	-	9	-	25	5	30	13,161	0.2%
Other information											
Guarantees issued	-	250	354	-	164	-	768	-	768		
Guarantees received	-	-	125	-	35	-	160	-	160		
Commitments	-	-	9	-	4	-	13	-	13		

716/913

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	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other	Key management personnel	Total 2018	Associates and joint arrangements	Overall total 2018	Total in financial statements	% of total
Income statement											
Revenue from sales and services	-	1,952	2,622	389	222	-	**5,185**	202	**5,387**	**73,037**	**7.4%**
Other revenue and income	-	-	8	7	3	-	**16**	22	**38**	**2,538**	**1.5%**
Other financial income	-	-	1	-	-	-	**1**	58	**59**	**1,715**	**3.4%**
Purchases of electricity, gas and fuel	3,228	3,234	1,136	-	-	-	**7,598**	139	**7,737**	**37,264**	**20.8%**
Costs for services and other materials	-	52	2,299	3	163	-	**2,517**	127	**2,644**	**18,406**	**14.4%**
Other operating expenses	6	262	4	-	-	-	**272**	-	**272**	**1,769**	**15.4%**
Net income/(expense) from commodity risk management	-	-	1	-	-	-	**1**	9	**10**	**532**	**1.9%**
Financial expense	-	-	16	8	-	-	**24**	31	**55**	**4,392**	**1.3%**

717/913

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	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other	Key management personnel	Total at Dec. 31, 2018	Associates and joint arrangements	Overall total at Dec. 31, 2018	Total in financial statements	% of total
Balance sheet											
Trade receivables	-	120	717	20	36	-	**893**	192	**1,085**	**13,587**	**8.0%**
Derivative assets	-	-	-	-	-	-	**-**	52	**52**	**3,914**	**1.3%**
Other current financial assets	-	-	-	-	-	-	**-**	21	**21**	**5,160**	**0.4%**
Other current assets	-	8	10	146	-	-	**164**	1	**165**	**2,983**	**5.5%**
Long-term borrowings	-	-	804	-	-	-	**804**	-	**804**	**48,983**	**1.6%**
Other non-current liabilities	-	-	-	-	6	-	**6**	80	**86**	**1,901**	**4.5%**
Current portion of long-term borrowings	-	-	89	-	-	-	**89**	-	**89**	**3,367**	**2.6%**
Trade payables	871	160	983	833	19	-	**2,866**	58	**2,924**	**13,387**	**21.8%**
Current derivative liabilities	-	-	-	-	-	-	**-**	35	**35**	**4,343**	**0.8%**
Current contract liabilities	-	-	11	-	14	-	**25**	-	**25**	**1,095**	**2.3%**
Other current liabilities	-	2	7	-	-	-	**9**	60	**69**	**12,107**	**0.6%**
Other information											
Guarantees issued	-	250	354	-	132	-	**736**	-	**736**		
Guarantees received	-	-	135	-	16	-	**151**	-	**151**		
Commitments	-	-	29	-	7	-	**36**	-	**36**		

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

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 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. In 2019, no transactions were carried out for which it was necessary to make the disclosures required in the rules on transactions with related parties adopted with CONSOB Resolution no. 17221 of March 12, 2010, as amended.

50. 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 2019, 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.

Grants received in millions of euro

Financial institution/Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
EU - DG Research	Enel X Srl	0.06	Balance of grant for Flexiciency innovation project funded by H2020
EC	Enel X Srl	0.28	Advance on grant at signing of contract for 5G Solution research and innovation project funded by the EU
Emilia-Romagna Region	e-distribuzione SpA	1.07	Grant received under Decree Law 74/2012 - Funding for urgent measures for population affected by earthquakes of 20 and May 29, 2012 in Emilia-Romagna
Min. Education, Universities & Research (MIUR)	e-distribuzione SpA	0.18	Instalment of grant received for Internet of Energy project, funded under the Artemis - Joint Undertaking call.
Puglia Region	e-distribuzione SpA	0.02	Instalment of grant received for UCCSM-CLUSTER TECNOLOGICI project, funded under the DCF 2007-2013 "Cluster Tecnologici Regionali" - support for regional technology clusters
Marche Region	e-distribuzione SpA	0.09	Grant received under OCDPC no. 437/2017 funding for urgent civil protection measures in response to exceptional weather events affecting the regions of Lazio, Marche and Umbria in the 2nd Half of January 2017
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0.3	Interest rate subsidy on loans for investments in foreign companies in which SIMEST holds an interest. Project Chucas (Costa Rica), funded under Article 4 of Law 100/1990
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0.42	Interest rate subsidy on loans for investments in foreign companies in which SIMEST holds an interest. Project Talinay (Chile), funded under Article 4 of Law 100/1990
		2.42	**Total**

Donations made in millions of euro

Donor	Beneficiary	Amount	Notes
Enel SpA	Ashoka Italy Onlus	0.08	Donation to support sustainable growth
Enel SpA	European University Institute	0.1	Donation to support research
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.05	Donation to support research and advanced training
Enel SpA	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0.4	2019 donation for cultural projects
Enel SpA	Fondazione MAXXI	0.6	2019 donation for cultural projects
Enel SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	0.65	2019 donation for cultural projects
Enel SpA	Elettrici senza frontiere Onlus	0.04	Donation for development energy
Enel SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0.6	2019 donation for cultural projects
Enel SpA	Stichting Global Reporting Initiative	0.11	2019 donation
Enel SpA	Fondazione Opes Onlus	0.04	2019 donation
Enel SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2019 donation
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2019 donation
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2019 donation
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0.08	Balance of special 2018 donation
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi	0.04	Balance of 2018 donation
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi	0.03	2019 donation
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0.04	2019 donation
Enel X Srl	Joint Research Lab per la mobilità urbana	0.1	2019 donation for participation in JRL for urban electric mobility
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.06	Enel Cuore: 20% of 2019 special donation
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	Enel Cuore: balance of 2018 special donation
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.16	50% of 2019 donation
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.03	Balance of 2018 donation
Enel Produzione SpA	Ente Zona Industria di Porto Marghera	0.02	2019 association dues

Donations made in millions of euro

Donor	Beneficiary	Amount	Notes
Enel Produzione SpA	ARTES 4.0	0,01	2019 association dues ARTES 4.0
Enel Produzione SpA	Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale - Porto di Brindisi (Faro Porto)	0,03	Enel Produzione contribution to upgrade safety in Port of Brindisi, thereby supporting the city with an initiative with clear social and economic benefits
Enel Produzione SpA	Parrocchia Maria Ss. Addolorata di Tuturano	0.02	Renovation of football field of the Parish of Tuturano (in the municipality of Brindisi)
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.86	50% advance on 2019 donation
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.8	Balance on special 2018 donation
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.2	2019 donation for Fare Scuola Nel Cuore del Punto Enel
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.12	Donation for Enelpremia 3.0 ed. 2017/2018 Loyalty
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2019 donation
e-distribuzione SpA	E.DSO - European Distribution Systems Operators	0.11	2019 association dues
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.61	20% of2019 donation
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	2.68	80% balance of 2018 donation
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.66	50% 2019 donation
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.59	50% balance of 2018 donation
Enel Green Power SpA	Town of Patanna (TP)	0.01	Donation for restoration of artworks
		12.05	**Total**

51. 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, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Guarantees given:			
- sureties and other guarantees granted to third parties	11,078	10,310	768
Commitments to suppliers for:			
- electricity purchases	97,472	109,638	(12,166)
- fuel purchases	48,016	43,668	4,348
- various supplies	1,034	3,122	(2,088)
- tenders	3,522	3,133	389
- other	3,391	3,270	121
Total	**153,435**	**162,831**	**(9,396)**
TOTAL	**164,513**	**173,141**	**(8,628)**

For more details on the expiry of commitments and guarantees, please see the section "Commitments to purchase commodities" in note 44.

52. Contingent assets and liabilities

The following reports the main contingent assets and liabilities at December 31, 2019, which are not recognized in the financial statements as they do not meet the requirements provided for in IAS 37.

Brindisi Sud thermal generation plant - Criminal proceedings against Enel employees

A criminal proceeding was held before the Court of Brindisi concerning the Brindisi Sud thermal plant. A number of employees of Enel Produzione – cited as a liable party in civil litigation – have been accused of causing criminal damage and dumping of hazardous substances with regard to the alleged contamination of land adjacent to the plant with coal dust as a result of actions between 1999 and 2011. At the end of 2013, the accusations were extended to cover 2012 and 2013. As part of the proceeding, injured parties, including the Province and City of Brindisi, have submitted claims for total damages of about €1.4 billion. In its decision of October 26, 2016, the Court of Brindisi: (i) acquitted nine of the thirteen defendants (employees/managers of Enel Produzione) for not having committed the offense; (ii) ruled that it did not have to proceed as the offense was time-barred for two of the defendants; (and iii) convicted the remaining two defendants, sentencing them with all the allowances provided for by law to nine months' imprisonment. With regard to payment of damages, the Court's ruling also: (i) denied all claims of public parties and associations acting in the criminal proceeding to recover damages; and (ii) granted most of the claims filed by the private parties acting to recover damages, referring the latter to the civil courts for quantification without granting a provisional award. The convicted employees and the civil defendant, Enel Produzione, as well as by the employee for whom the expiry of period of limitations had been declared, appealed the conviction. On February 8, 2019, the Lecce Court of Appeal: (i) confirmed the trial court ruling regarding the criminal convictions of two Enel Produzione executives; (ii) denied the claims for damages of some private appellants; (iii) granted some claims for damages, which had been denied in the trial court, referring the parties, like the others – whose claims had been granted by the trial court – to the civil courts for quantification, without granting a provisional award; (iv) confirmed

for the rest the ruling of the Court of Brindisi except for extending litigation costs to the Province of Brindisi, which had not been awarded damages at either the trial court or on appeal.
With a subsequent ruling, the Court of Appeal of Lecce granted the appeal lodged by the Province of Brindisi against the ruling, acknowledging that a material error had been made and therefore recognizing the generic entitlement of the Province to damages. The defendants filed an appeal against ruling with the Court of Cassation on June 22, 2019.
Criminal proceedings are also under way before the Courts of Reggio Calabria and Vibo Valentia against a number of employees of Enel Produzione for the offense of illegal waste disposal in connection with alleged violations concerning the disposal of waste from the Brindisi plant. Enel Produzione has not been cited as a liable party for civil damages.
The criminal proceedings before the Court of Reggio Calabria ended with the hearing of June 23, 2016. The court acquitted nearly all of the Enel defendants of the main charges because no crime was committed. Just one case was dismissed under the statute of limitations. Similarly, all of the remaining charges involving minor offenses were dismissed under the statute of limitations. The proceedings before the Court of Vibo Valentia are still pending and are currently in the testimony phase, as the court ruled that the offenses could not be dismissed under the statute of limitations. At a hearing on February 24, 2020, the Prosecution's expert witness testified and the proceedings will continue on April 27, 2020.

Enel Energia and Servizio Elettrico Nazionale antitrust proceeding

On May 11, 2017, the Competition Authority announced the beginning proceedings for alleged abuse of a dominant position under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU) against Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) and Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN), alleging, inter alia, that they had engaged in an exclusionary strategy, using a series of non-replicable commercial stratagems capable of hindering their non-integrated competitors to the benefit of the Group's company operating on the free market (EE).
On December 20, 2018 the Competition Authority adopted its final ruling, subsequently notified to the parties on January 8, 2019, with which it levied a fine on Enel SpA, SEN and EE of €93,084,790.50, for abuse of a dominant position in violation of Article 102 of the TFEU.
The disputed conduct consisted in the adoption of an exclusionary strategy through the illegitimate use of the data on regulated market customers acquired as part of the privacy consent mechanism for commercial purposes.
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, 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.
SEN, EE and Enel appealed the ruling before the Lazio Regional Administrative Court. With judgments issued on October 17, 2019, the Lazio Regional Administrative Court: (i) partially granted the appeals of EE and SEN concerning the illegitimacy of the determination of the penalty, which it has, as a result, voided, ordering the Competition Authority to recalculate of the sanction on the basis of specific parameters which were defined by the Lazio Regional Administrative Court in the final rulings, with particular regard to the substantial reduction in the period over which the alleged offense was said to have occurred; and (ii) denied Enel's appeal relating only to the parental liability attributed to it as the parent company. The three companies filed an appeal before the Council of State, with EE and SEN, in particular, arguing that the reduction in the period of the alleged abuse referred to in the judgments of the Lazio Regional Administrative Court partially granting the appeals was not appropriate, while Enel argued that its petition should be granted in full. The Competition Authority also filed a cross appeal against the rulings of the Lazio Regional Administrative Court, asking for restoration of the original situation.

Pending the preparation and notification of the appeals, on December 6, 2019, the Competition Authority, with its own measure notified on December 13, 2019, recalculated the penalty, reducing it to €27,529,786.46.
SEN, EE and Enel therefore notified the Competition Authority and filed with the Council of State a petition to suspend enforcement of the penalty, even in its restated amount, requesting the suspension of the related payment until the appeal was decided. At the pre-trial hearing, held on February 20, 2020, this petition was not discussed in consideration of the supervening action of the Council of State to set a date for the hearing of the arguments in the dispute and the consequent final decision for May 21, 2020.

BEG litigation

Following an arbitration proceeding initiated by BEG SpA in Italy, Enelpower obtained a ruling in its favor in 2002, which was upheld by the Court of Cassation in 2010, which entirely rejected the complaint 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, filed suit against Enelpower and Enel SpA in Albania concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana, 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 from Enel.

With a ruling of June 16, 2015, the first level was completed in the additional suit lodged by Enelpower SpA and Enel SpA with the Court of Rome asking the Court to ascertain the liability of BEG SpA for having evaded compliance with the arbitration ruling issued in Italy in favor of Enelpower SpA through the legal action taken by Albania BEG Ambient Shpk. With this action, Enelpower SpA and Enel SpA asked the Court to find BEG liable and order it to pay damages in the amount that the other could be required to pay to Albania BEG Ambient Shpk in the event of the enforcement of the sentence issued by the Albanian courts. With the ruling, the Court of Rome found that BEG SpA did not have standing to be sued, or alternatively, that the request was not admissible for lack of an interest for Enel SpA and Enelpower SpA to sue, as the Albanian ruling had not yet been declared enforceable in any court. The Court ordered the setting off of court costs. Enel SpA and Enelpower SpA appealed the ruling before the Rome Court of Appeal, asking that it be overturned in full. The next hearing, scheduled for November 13, 2019, was postponed until May 7, 2020.

On November 5, 2016, Enel SpA and Enelpower SpA 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.

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

Albania BEG Ambient Shpk 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 SpA and Enelpower SpA, respectively, on February 23 and February 26, 2018. Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

France

In February 2012, Albania BEG Ambient filed suit against Enel SpA and Enelpower SpA 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*, again at the initiative of BEG Ambient, between 2012 and 2013 Enel France was served with two "*Saise Conservatoire de Créances*" (orders for the precautionary attachment of receivables) to conserve any receivables of Enel SpA in respect of Enel France.
On January 29, 2018, the *Tribunal de Grande Instance* issued a ruling in favor of Enel and Enelpower, denying Albania BEG Ambient Shpk 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, in this case 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 Albania BEG Ambient Shpk, represented fraud.
Albania BEG Ambient Shpk appealed the ruling. The hearing before the Paris Court of Appeal is scheduled for June 9, 2020 and briefs are being exchanged between the parties.

The Netherlands

At the end of July 2014, Albania BEG Ambient Shpk filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands. On June 29, 2016, the court filed its judgment, which: (i) ruled that the Albanian ruling meet the requirements for recognition and enforcement in the Netherlands; (ii) ordered Enel and Enelpower to pay €433,091,870.00 to Albania BEG Ambient Shpk, in addition to costs and ancillary charges of €60,673.78; and (iii) denied Albania BEG Ambient Shpk's request to declare the ruling provisionally enforceable.
On June 29, 2016, Enel and Enelpower filed appeals against the ruling of the Court of Amsterdam issued on the same date. On September 27, 2016, Albania BEG Ambient also appealed the court's ruling of June 29, 2016, to request the reversal of its partial loss on the merits. On April 11, 2017, the Amsterdam Court of Appeal granted the request of Enel and Enelpower to join to two pending appeals.
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. The Court of Appeal found that the Albanian decision was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. For these reasons, the court did not consider it necessary to analyze the additional arguments of Enel and Enelpower.
The proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by Albania BEG Ambient Shpk in the appeal proceedings, with which it is asking the court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged non-contractual liability of Enel and Enelpower in the failure to build the plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a ruling in which it quashed the trial court judgment of June 29, 2016, rejecting any claim made by Albania BEG Ambient Shpk. The Court came to this conclusion after affirming its jurisdiction over Albania BEG Ambient Shpk's subordinate claim and re-analyzing the merits of the case under Albanian law. Enel and Enelpower are therefore not liable to pay any amount to Albania BEG Ambient Shpk, which was in fact ordered by the Court of Appeal to reimburse the appellant 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 March 3, 2020, it was learned that Albania BEG Ambient Shpk had filed an appeal with the Supreme Court of the Netherlands.

Luxembourg

In Luxembourg, again at the initiative of Albania BEG Ambient Shpk, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an order for the precautionary attachment of any receivables of Enel SpA. In parallel Albania BEG Ambient Shpk filed a claim to obtain enforcement of the ruling of the Court of

Tirana in that country. The proceeding is still under way and briefs are being exchanged between the parties. No ruling has been issued.

Violations of Legislative Decree 231/2001

On August 10, 2018, a direct summons for judgment was notified to e-distribuzione to appear before the Court of Milan on May 23, 2019. In addition to e-distribuzione SpA, the proceeding involves one of its employees, as well as a number of third-party companies and their representatives, concerning alleged violations of Legislative Decree 231/2001 on the administrative liability of legal persons. The proceeding was initiated for the alleged commission of the crime of unauthorized handling of waste (Article 256 of the Uniform Environmental Code) and for the violation of the provisions of the Code of Cultural Heritage (Legislative Decree 42/2004) in relation to works to remove a power line. On January 16, 2020, the last hearing was held, in which the Milan prosecutor's office argued for the acquittal of the employee of e-distribuzione SpA (and, consequently, of the company pursuant to Legislative Decree 231/2001), which was then confirmed by the acquittal ruling issued by the Court of Milan on January 23, 2020.

Environmental incentives - Spain

Following the Decision of the European Commission of November 27, 2017 on the issue of environmental incentives for thermal power plants, the European Commission's Directorate-General for Competition opened an investigation pursuant to Article 108, paragraph 2, of the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU) in order to assess whether the environmental incentive for coal power plants provided for in Order ITC/3860/2007 represents State aid compatible with the internal market. According to a literal interpretation of that Decision, the Commission reached the preliminary conclusion that the incentive in question would constitute State aid pursuant to Article 107, paragraph 1, of the 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 April 13, 2018, Endesa Generación SA, acting as an interested third party, submitted comments contesting this interpretation, while on July 30, 2018, it was learned that Gas Natural had appealed the decision of the Commission.

Bono Social - Spain

With the rulings of October 24 and 25, 2016 and November 2, 2016, the Spanish Supreme Court declared Article 45.4 of the Electricity Industry Law no. 24 of December 26, 2013 void for incompatibility with Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of July 13, 2009, granting the appeals filed by Endesa against the obligation to finance the "*Bono Social*" (Social Bonus) mechanism. The Supreme Court recognized Endesa's right to receive all amounts that had been paid to users, in addition to legal interest (equal to about €214 million), under the "*Bono Social*" system, provided for in the law declared void by the Supreme Court. The government challenged these rulings of the Supreme Court, requesting that they be overturned, but the related appeals were denied. Subsequently, the government initiated two proceedings before the Constitutional Court requesting the reopening of the Supreme Court proceedings so that the latter may ask for a preliminary ruling from the European Court of Justice. The Constitutional Court granted the appeals and a preliminary ruling on the petition before the European Court of Justice is pending. The government has not requested the repayment of any sum so far.

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, CIEN was unable to make the electricity available to Tractebel. In October 2009, Tractebel sued CIEN, which submitted its defense. CIEN cited force majeure as a result of the Argentine crisis as the main argument in its defense. Out of court, the Tractebel has indicated that it plans to acquire 30% of the interconnection line involved in the dispute. In March 2014, the court had granted CIEN's motion to suspend the proceedings in view of the existence of other litigation pending between the parties. On February 14, 2019, CIEN received notice of an order reopening the proceeding, with the beginning of expert witness operations. The amount involved in the dispute is estimated at about R$118 million (about €28 million), plus unspecified damages.

For analogous reasons, in May 2010 Furnas had also filed suit against CIEN for failure to deliver electricity, requesting payment of about R$520 million (about €124 million), in addition to unspecified damages, seeking to acquire ownership (in this case 70%) of the interconnection line. The proceeding was decided in 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 Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) 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 Ampla. The latter challenged the findings, asking for a new study, which led to the denial of part of Cibran's petitions. Cibran subsequently appealed the decision and the ruling was in favor of Ampla.

The first suit, filed in 1999 and regarding the years from 1994 to 1999, was adjudicated in September 2014 when the court of first instance issued a ruling against Ampla, levying a fine of about R$200,000 (about €46,000) as well as other damages to be quantified at a later stage. Ampla appealed the ruling and the appeal was upheld by the *Tribunal de Justiça*. In response, on December 16, 2016, Cibran filed an appeal (*recurso especial*) before the *Superior Tribunal de Justiça*, and the proceeding is under way. With regard to the second case, filed in 2006 and regarding the years from 1987 to 2002, on June 1, 2015, the courts issued a ruling ordering Ampla to pay R$80,000 Brazilian (about €19,000) in non-pecuniary damages as well as R$96,465,103 (about €23 million) in pecuniary damages, plus interest. On July 8, 2015 Ampla appealed the decision with the *Tribunal de Justiça* of Rio de Janeiro, which on November 6, 2019 issued a ruling granting Ampla's petition and denying all of Cibran's claims. On November 25, 2019, Cibran appealed the ruling of the *Tribunal de Justiça* of Rio de Janeiro and the proceeding is pending. Decisions at first instance are still pending with regard to the remaining four suits. The value of all the disputes is estimated at about R$524 million (about €116 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), 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 Coelce, 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 has prompted a number of the cooperatives to sue Coelce asking for, among other things, a revision of the fees agreed in the contracts. These actions include the suit filed by Cooperativa de Eletrificação Rural do V do

Acarau Ltda (Coperva) with a value of about R$268 million (about €59 million). Coelce was granted rulings in its favor from the trial court and the court of appeal, but Coperva filed a further appeal (*Embargo de Declaração*), which was denied in a ruling of January 11, 2016. Coperva lodged an extraordinary appeal before the *Superior Tribunal de Justiça* on February 3, 2016, which was granted on November 5, 2018 for the ruling issued in the previous appeal (*Embargo de Declaração*). On December 3, 2018, Enel filed an appeal (*Agravo Interno*) against this ruling of the *Superior Tribunal de Justiça*. The proceedings are currently pending.

AGM litigation - Brazil

In 1993, Celg Distribuição SA - Celg-D (today Enel Distribuição Goiás), the Association of Municipalities of Goiás (AGM), the State of Goiás and the Banca di Goiás reached an agreement (*convenio*) for the payment of municipal debts to Celg-D through the transfer of the portion of ICMS - *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (VAT) that the State would have transferred to those governments. In 2001 the parties to the agreement were sued by the individual municipal governments to obtain a ruling that the agreement was invalid, a position then upheld by the Supreme Federal Court on the grounds of the non-participation of the local governments themselves in the agreement process. In September 2004, Celg-D reached a settlement with 23 municipalities. Between 2007 and 2008, Celg-D was again sued on numerous occasions (there are currently 90 pending suits) seeking the restitution of amounts paid under the agreement. Despite the ruling that the agreement was void, Celg-D argues that the payment of the debts on the part of the local governments is legitimate, as electricity was supplied in accordance with the supply contracts and, accordingly, the claims for restitution of amounts paid should be denied.

The proceedings pending before the Goiás State Court include: (i) a suit filed by the Municipio de Aparecida de Goiânia, which is pending at the preliminary stage at first instance, for an amount of approximately R$565 million (approximately €125 million); (ii) a suit filed by the Municipio de Quirinópolis, also pending at first instance for an amount of about R$303 million (about €67 million); (iii) a suit filed by the Municipio de Anápolis, submitted to the court of first instance after a failed attempt at conciliation between the parties, for an amount of approximately R$294 million (about €64 million).

The total value of the suits is equal to about R$4 billion (about €894 million). It is important to emphasize that the contingent liability deriviing from this dispute is covered by the "Funac" provision established during the privatization of Celg-D.

ANEEL litigation - Brazil

In 2014, Eletropaulo (today Enel Distribuição São Paulo) initiated an action before the federal courts seeking to void the administrative measure of 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, the Authority ordered the restitution of the value of some components of the network previously included in rates because they were considered non-existent and denied Eletropaulo's request to include additional components in rates. On September 9, 2014, the administrative measure of ANEEL was suspended on a precautionary basis. The first-instance proceeding is in its preliminary stages and the value of the suit is R$888 million (about €196 million).

Neoenergia arbitration - Brazil

On June 18, 2018, Neoenergia brought an arbitration action against Electropaulo (today Enel Distribuição São Paulo) before the *Câmara de Arbitragem do Mercado* (CAM) concerning the investment agreement signed by the two companies on April 16, 2018. Neoenergia alleged unequal treatment of the participants in the procedure for the acquisition of Eletropaulo. On September 3, 2018, Neoenergia modified its claim, abandoning its request for specific execution of the obligation contained in the contract. The current claim is a request for damages for losses caused by alleged non-performance of

the investment agreement. A ruling is pending. On February 27, an arbitration ruling was issued denying all of the claims of Neoenergia and ordering it to pay Electropaulo's arbitration costs.

Fortaleza - Brazil

Petroleo Brasileiro SA - Petrobras, as gas supplier for the Fortaleza plant (Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF) in Brazil, announced its intention to terminate the contract between the parties on the grounds that the agreement was allegedly imbalanced financially in consideration of current market conditions. The contract was signed in 2003 as part of the "Priority Thermal Generation Program" established by the Brazilian government in order to increase thermoelectric generation and the security of supply in the country. The program established that the Brazilian government would act as the guarantor of the supply of gas at regulated prices defined by the Brazil's Ministry of Finance, Mines and Energy.

In order to guarantee the security of electricity supply in Brazil, CGTF initiated legal action in the ordinary courts against Petrobras with a request for precautionary protection, obtaining, at the end of 2017, a court injunction suspending the termination of the contract, which was declared still in force.

Subsequently, on February 27, 2018, the court decided to extinguish the action initiated by CGTF before the ordinary courts and, consequently, to revoke the precautionary measure that had permitted the supply of gas. CGTF filed appeals against these latest decisions on both a precautionary and ordinary basis, obtaining a second favorable ruling that enabled the plant to operate for some time but which was subsequently revoked. CGTF has challenged this decision, confident that the courts will recognize Petrobras' obligation to perform the contract. The proceeding is still pending.

At the end of January 2018, CGTF received an arbitration request from Petrobras in relation to the disputes described above and no decision has yet been issued.

Subsequently, a precautionary measure was obtained in favor of CGTF, ordering the suspension of the payment of certain amounts by CGTF to Enel Ceará (the purchaser of the electricity).

On October 25, 2018, another precautionary measure was obtained in favor of CGTF, ordering the restoration of Petrobras' obligation to supply gas. The latter filed an appeal against this decision, which was denied. Petrobras then challenged this decision with a further appeal (*Embargo de Declaração*), which was also denied on December 5, 2019. On January 27, 2020, Petrobras filed two different types of extraordinary appeal before the Supreme Court and the Federal Court of Brasilia, respectively, to contest this decision. The proceedings are currently pending.

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 of a 400 MW hydroelectric plant in the region of Huila (Colombia). More specifically, the first *acción de grupo*, 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. 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. On June 15, 2018, Emgesa filed its final pleadings and is waiting for the court to issue its ruling.

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 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 suit is at a preliminary stage. The estimated value of the proceeding is about 337 billion Colombian pesos (about €96 million).

Arbitration proceedings in Colombia

On October 8, 2018 the Grupo Energía de Bogotá (GEB) (which holds about 51.5% of Emgesa and Codensa) announced that it had started arbitration proceedings before the *Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá* against Enel Américas SA for an alleged breach of contract in relation to the non-distribution of dividends in the 2016, 2017 and 2018 financial years for the companies Emgesa and Codensa and for the failure to comply with certain provisions of the shareholders' agreement. The GEB is claiming damages of about €514 million plus interest. The procedure is in the preliminary phase.
In parallel, GEB also initiated, respectively, 17 arbitration proceedings against Codensa and 20 against Emgesa, for a total of 37 pending disputes (now joined into two separate proceedings for each company), in an attempt to void the decisions of the *Junta Directiva* and shareholders' meetings of the defendant companies for alleged violation of mandatory rules, defect of absolute nullity for illegality of motive and subject matter and alleged violation of shareholders' agreements. The value of the disputes is undetermined and the proceedings are both in the preliminary phase.

Gabčikovo dispute - Slovakia

Slovenské elektrárne ("SE") is involved in a number of cases before the national courts concerning the 720 MW Gabčikovo 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 a management 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 immediately 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. 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) of the Slovak Republic and SE, the latter is entitled to an indemnity in the event of the early termination of the VEG Operating Agreement for reasons not attributable to SE. The arbitration court rejected the objection that it did not have jurisdiction and the arbitration proceeding continued to examine the merits of the case, with a ruling on the amount involved being deferred to any subsequent proceeding. On June 30, 2017, the arbitration court issued its ruling denying the request of SE.
In parallel with the arbitration proceeding launched by SE, both VV and MH Manazment 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, a hearing was held before the Court of Bratislava in which the judge denied the request of the plaintiffs for procedural reasons. Both VV and MH Manazment appealed that decision. A decision is pending in the first proceeding initiated by VV, while the appeal filed by MH Manazment was denied by the Bratislava Court of Appeal on June 8, 2019, upholding the decision of the court of first instance in favor of SE. At the local level, SE was sued by VV 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 and, in particular: (i) for 2006, 2007 and 2008, at the hearing of June 26, 2019, the Court of Bratislava denied the claims of both parties for procedural reasons. The ruling in first instance was appealed by both VV and SE and briefs are being exchanged; (ii) for the proceeding regarding 2011, a date for the hearing has yet to be set; (iii) with regard to the proceeding involving 2012, at the hearing of April 24, 2019, the Court denied the petition of VV, which filed an appeal on June 21, 2019 and the appeal is under way; (iv) for the proceedings concerning 2010 and 2013, the hearing of the court of first instance has been set for March 10, 2020. Finally, in another proceeding before the Court of Bratislava, VV asked for SE to return the fee for the transfer from SE to VV of the technology assets of the Gabčikovo plant as part of the privatization, with a value of about €43 million plus interest. The parties exchanged briefs. At the hearing on November 19, 2019, the court issued a preliminary decision on the case in which it noted the lack of standing of VV. The hearing was adjourned until March 12, 2020 and deadlines have been set for a further exchange of briefs by the parties.

Precautionary administrative proceeding and Chucas arbitration

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, under the provisions of the BOT contract, 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 December 2017, the arbitration board ruled in Chucas' favor, granting recognition of the additional costs in the amount of about $113 million (about €91 million) and legal costs and ruling that the fines should not be paid. ICE appealed the arbitration ruling in the local courts and on September 5, 2019 Chucas was notified of the ruling upholding the 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 is awaiting a decision.

GasAtacama Chile - Chile

On August 4, 2016, the *Superintendencia de Electricidad y Combustibles* (SEC) fined GasAtacama Chile $8.3 million (about 5.8 billion Chilean pesos) for information provided by the latter to the CDEC-SING (*Centro de Despacho Económico de Carga*) between January 1, 2011 and October 29, 2015, relating to the Minimum Technical and Minimum Operating Time variables at the Atacama plant.
GasAtacama Chile appealed this measure with the SEC, which denied the appeal on November 2, 2016. GasAtacama Chile appealed this decision before the Santiago Court of Appeal, which on April 9, 2019, issued a ruling reducing the fine to about $432,000 (about 290 million Chilean pesos). Both GasAtacama Chile and the SEC have appealed this decision before the Supreme Court of Chile. On June 28, 2019, a hearing was held for both parties to submit arguments and on January 15, 2020 the Supreme Court upheld the ruling of the Santiago Court of Appeal, leaving unchanged the reduction in the fine established by that court.
In parallel, GasAtacama Chile also filed an appeal before the Constitutional Court, claiming that the legal provisions under which the SEC imposed the fine had been repealed at the time the penalty was issued. On July 17, 2018, the Constitutional Court rejected GasAtacama Chile's appeal.
In relation to this issue, some operators of the *Sistema Interconectado del Norte Grande* (SING), including Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA and Engie Energía Chile SA, have initiated actions in order to obtain damages in an amount of about €58 million (the former) and about €141 million (the latter two). The disputes were joindered in part in a single proceeding and are currently in the preliminary phase.

Tax litigation in Brazil

Withholding tax - Ampla

In 1998, Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) financed the acquisition of Coelce with the issue of bonds in the amount of $350 million ("Fixed Rate Notes" - FRN) subscribed by its Panamanian subsidiary, which had been established to raise funds abroad. Under the special rules then in force, subject to maintaining the bond until 2008, the interest paid by Ampla to its subsidiary was not subject to withholding tax in Brazil.
However, the financial crisis of 1998 forced the Panamanian company to refinance itself with its Brazilian parent, which for that purpose obtained loans from local banks. The tax authorities considered this financing to be the equivalent of the early extinguishment of the bond, with the consequent loss of entitlement to the exemption from withholding tax.
In December 2005, Ampla carried out a spin-off that involved the transfer of the residual FRN debt and the associated rights and obligations to Ampla Investimentos e Serviços SA.
On November 6, 2012, the *Câmara Superior de Recursos Fiscais* (the highest level of administrative courts) issued a ruling against Ampla, for which the company promptly asked that body for clarifications. On October 15, 2013, Ampla was notified of the denial of the request for clarification (*Embargo de Declaração*), thereby upholding the previous adverse decision. The company provided security for the debt and on June 27, 2014 continued litigation before the ordinary courts (*Tribunal de Justiça*).
In December 2017, the court appointed an expert to examine the issue in greater detail in support of the future ruling. In September 2018, the expert submitted a report, requesting additional documentation. In December 2018, the company 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, 2019 was about €288 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, 2019 was about €145 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 and 2006-2012) and Eletropaulo (2008-2018), challenging the deduction of ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) 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 €98 million at December 31, 2019.

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-IAS, had cancelled 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 cancellation should have been recognized through profit or loss. As a result, the corresponding value (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.
The first two levels of the administrative courts ruled for the tax authorities. At the third level of jurisdiction the company's appeal was denied for formal reasons, a ruling that the company opposed and will continue its defend its actions in court and the appropriateness of the accounting treatment.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2019 was about €71 million.

Tax litigation - 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 total value of the suit at December 31, 2019 was about €54 million.

ICMS - Coelce

The State of Ceará has filed various tax assessments against Companhia Energética do Ceará SA over the years (for tax periods from 2005 to 2014), contesting the determination of the deductible portion of the ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) 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 total value of the suits at December 31, 2019 was about €50 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 total value of the suits at December 31, 2019 was about €49 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 2012 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.
With regard to the disputes concerning corporate income tax, the issues for which an unfavorable outcome is considered possible amounted to about €149 million at December 31, 2019: (i) Enel Iberia is defending the appropriateness of the criterion adopted for determining the deductibility of capital losses

deriving from stock sales (around €103 million) and certain financial charges (around €17 million); (ii) Endesa and its subsidiaries are mainly defending the appropriateness of the criteria adopted for the deductibility of certain financial charges (about €23 million) and costs for decommissioning nuclear power plants (about €6 million).

Income taxes - 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 will continue to defend its actions in court (*Audiencia Nacional*), asking for the suspension of collection to be continued through the current bank guarantee.

The total value of the suit at December 31, 2019 was about €93 million.

53. Future accounting standards

The following provides a list of accounting standards, amendments and interpretations that will take effect for the Group after December 31, 2019:

- "IFRS 17 - *Insurance contracts*", issued in May 2017. The standard will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2021, with earlier application permitted.
- "*Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards*", issued in March 2018. The document sets out the amendments to affected standards in order to update references to the revised Conceptual Framework. These amendments accompany the latest version of the "Revised Conceptual Framework for Financial Reporting", issued in March 2018, which includes some new concepts, provides updated definitions and recognition criteria and clarifies some important concepts. The revised Conceptual Framework and the above amendments will take effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2020.
- "Amendments to IFRS 3 - *Definition of a Business*", issued in October 2018, is intended to assist companies in determining whether a set of activities and assets is a business. The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2020.
- "Amendments to IAS 1 and IAS 8 - *Definition of Material*", issued in October 2018, to align the definition of "material" across accounting standards and clarify a number of aspects. The definition of material is as follows: "information is material if omitting, misstating or obscuring it could reasonably be expected to influence decisions that the primary users of general purpose financial statements make on the basis of those financial statements, which provide financial information about a specific reporting entity." The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2020.
- "Amendments to IFRS 9, IAS 39 and IFRS 7 - *Interest Rate Benchmark Reform*", issued in September 2019, which amend provisions concerning hedge accounting and certain additional disclosure requirements during the transition period (i.e. until the determination of an official alternative interest rate benchmark). The reform will impact fair value measurement, the effects of hedge accounting and net financial position when the alternative rates are established.
- "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, but if the amendments are applied early, they must be applied prospectively.

> "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 that the right of an entity to defer settlement must exist at the end of the reporting period;
- 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;
- how the terms of a loan affect classification; 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, 2022, with earlier application permitted.

The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

54. Events after the reporting period

Fortaleza - Brazil

Petroleo Brasileiro SA - Petrobras, the gas supplier for the Fortaleza plant (Central Geradora Termelétrica Fortaleza or CGTF) in Brazil, has – as discussed in note 52 "Contingent assets and liabilities" - notified its intention to terminate the contract signed between those parties on the basis of an alleged financial imbalance in consideration of current market conditions.
Accordingly, on January 27, 2020, Petrobras filed two different types of extraordinary appeal before the Supreme Court and the Federal Court of Brasilia, respectively, to contest this decision. The proceedings are currently pending.

Endesa arbitration award

Following numerous unsuccessful negotiations, on December 4, 2019, the most representative union within Endesa decided to voluntarily participate in an arbitration proceeding before the *Servicio Interconfederal de Mediación y Arbitraje* (SIMA) with the aim of resolving the main differences relating to 5th Endesa Collective Bargaining Agreement. As a prerequisite to the arbitration proceeding, in December 2019, Endesa's largest union agreed to waive its appeal pending before the Supreme Court against the judgment of the court of first instance of March 26, 2019, which was favorable to Endesa, finding that the company's interpretation of the appropriateness of the elimination of certain social benefits for retired staff as a consequence of the termination of 4th Endesa Collective Bargaining Agreement was legitimate. The other trade unions involved have refused to join the arbitration proceeding, electing to go ahead with the proceedings before the Supreme Court.
On January 21, 2020, the arbitration award was issued, with the amendment of the corresponding parts of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement, which was subsequently signed by the social partners. It 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. At present, it is not possible to quantify the financial impact that the changes adopted will have on 2020, which are currently being evaluated by the company. The parties involved are working together in the transition process to determine and formalize the financial aspects of the accord.

Coronavirus pandemic (COVID-19)

The novel coronavirus (COVID-19) epidemic began in Wuhan, China, and was first reported by national authorities to the World Health Organization on December 30, 2019.
In the early weeks of 2020, despite the considerable concern expressed by international organizations, the epidemic appeared to be limited to certain areas of Southeast Asia and the Middle East, affecting only a number of regions in China, South Korea and Iran.
In the second half of February, the first sporadic full-blown cases of COVID-19 in Italy started a second phase of the epidemic, with a rapid escalation of its spread throughout Europe.
Recently, the World Health Organization confirmed that the health emergency linked to COVID-19 has risen to the level of a pandemic and, just over two months after its initial reporting, the number of cases identified outside China has now exceeded those reported within the country in which the epidemic first occurred. This is due to the growing spread of the virus in Europe, where Italy and Spain have the largest number of infections to date, the rapid rise in the United States, as well as the emergence of the first outbreaks in Latin America and Africa.

To contain the effects of the disease, pending medical trials to develop a vaccine that can be administered to humans, governments have adopted numerous containment measures, essentially

aimed at restricting the free movement of people, which may be maintained, or made more stringent, based on the future spread of the virus.

The Group has issued guidelines aimed at ensuring compliance with the measures introduced at the local level and taken numerous steps to adopt the most suitable procedures to prevent and/or mitigate the effects of contagion in the workplace.

In particular, business continuity is being managed thanks above all to:

- the use of smart working for all employees whose jobs can be done remotely in the countries where the Group has its largest presences, an approach introduced some years ago that, thanks to investments in digitalization, allows our people to work remotely at the same level of efficiency and effectiveness;
- the use of digitalized infrastructures that ensure the normal operation of our generation assets, the continuity of electricity service and the remote management of all activities relating to the market and our relationship with customers.

An Enel Global Task Force is also operational at the country level, which is charged with coordinating and directing the actions to be undertaken in the countries where the Group operates, in synergy with the global technological Business Lines.

In compliance with ESMA's recommendations of March 11, 2020, the Group has conducted internal analyzes to assess the real and potential impacts of COVID-19 on business activities, on the financial situation and on performance, which essentially concern the following dimensions:

- forecasting the macroeconomic impacts on the main areas of interest and in the main countries in which the Group operates;
- forecasting electricity and gas prices in energy and other commodity markets;
- forecasting of the impacts on electricity demand in the countries in which the Group operates of the various measures taken at the local level to contain the spread of the disease;
- analyzing possible delays in supplies and tenders, at the single Business Line supply chain level, that could be caused by the restrictions imposed on economic activity in some countries.

On the basis of the current information available, in a constantly evolving scenario, we are constantly monitoring changes in macroeconomic and business variables in order to obtain the best estimate of the potential impacts on the Group in real time and enable their mitigation with response and contingency plans.

Thanks to the Group's geographical diversification, its integrated business model all along the value chain, a sound financial structure, as well as the level of digitalization achieved, which enables us guarantee the continuity of our operating activities with the same level of service, there is no evidence that COVID-19 will have a significant impact on the Group.

前へ 次へ

Financial statements

Income statement

Euro	Notes	2019	of which with related parties	2018	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	4.a	104,504,176	*104,492,126*	37,979,400	*37,948,667*
Other revenue and income	4.b	9,589,158	*9,091,161*	14,663,248	*11,611,943*
	[Subtotal]	**114,093,334**		**52,642,648**	
Costs					
Purchase of consumables		487,991	*349,025*	775,602	*755,960*
Services, leases and rentals	5.a	150,449,539	*85,349,767*	127,046,752	*73,565,421*
Personnel	5.b	110,633,596		109,461,719	
Depreciation, amortization and impairment losses	5.c	234,691,731		(330,561,950)	
Other operating expenses	5.d	393,616	*1,431,265*	38,375,592	*5,116,819*
	[Subtotal]	**496,656,473**		**(54,902,285)**	
Operating income		**(382,563,139)**		**107,544,933**	
Income from equity investments	6	5,548,170,676	*5,547,425,512*	3,566,532,771	*3,556,152,376*
Financial income from derivatives	7	1,002,848,044	*369,421,833*	1,626,147,028	*436,713,046*
Other financial income	8	272,744,977	*262,878,487*	319,791,543	*215,238,109*
Financial expense from derivatives	7	924,758,695	*313,240,676*	1,580,719,721	*1,033,303,779*
Other financial expense	8	774,794,614	*133,846,909*	767,625,196	*84,563,946*
	[Subtotal]	**5,124,210,388**		**3,164,126,425**	
Income before taxes		**4,741,647,249**		**3,271,671,358**	
Income taxes	9	(49,946,780)		(184,490,162)	
NET INCOME FOR THE PERIOD		**4,791,594,029**		**3,456,161,520**	

Statement of comprehensive income

Euro	Notes	2019	2018
Net income for the year		**4,791,594,029**	**3,456,161,520**
Other comprehensive income recyclable to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		(114,549,683)	(6,800,397)
Change in fair value of hedging costs		30,359,461	17,324,068
Income/(Loss) recognized directly in equity recyclable to profit or loss		**(84,190,222)**	**10,523,671**
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss (net of taxes)			
Change in fair value of equity investments in other entities		-	11,342,491
Remeasurement of employee benefit liabilities		(5,165,403)	72,245
Income/(Loss) recognized directly in equity not recyclable to profit or loss		**(5,165,403)**	**11,414,736**
Income/(Loss) recognized directly in equity	22	**(89,355,625)**	**21,938,407**
TOTAL COMPREHENSIVE INCOME/(LOSS) FOR THE PERIOD		**4,702,238,404**	**3,478,099,927**

Balance sheet

Euro	Notes				
ASSETS		**at Dec. 31, 2019**		at Dec. 31, 2018	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Non-current assets					
Property, plant and equipment	10	10,154,014		9,482,612	
Intangible assets	11	67,472,830		46,939,952	
Deferred tax assets	12	336,116,632		287,982,943	
Equity investments	13	47,858,258,402		45,714,720,133	
Derivatives	14	944,746,850	*331,507,012*	793,268,184	*306,396,047*
Other non-current financial assets	15	199,542,903	*191,250,000*	135,969,073	*125,000,000*
Other non-current assets	16	127,202,083	*118,441,604*	133,926,173	*124,949,541*
	[Total]	**49,543,493,714**		**47,122,289,070**	
Current assets					
Trade receivables	17	255,376,422	*256,545,598*	190,738,941	*189,168,814*
Income tax receivables	18	162,234,654		165,402,633	*29,133*
Derivatives	14	142,921,282	*15,663,320*	91,538,429	*13,908,972*
Other current financial assets	19	2,882,607,896	*1,552,107,943*	1,859,556,945	*536,107,527*
Other current assets	20	795,766,151	*758,688,886*	268,390,867	*74,420,100*
Cash and cash equivalents	21	4,152,553,138		2,006,698,099	
	[Total]	**8,391,459,543**		**4,582,325,914**	
TOTAL ASSETS		**57,934,953,257**		**51,704,614,984**	

Euro	Notes				
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		**at Dec. 31, 2019**		at Dec. 31, 2018	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Shareholders' equity					
Share capital		10,166,679,946		10,166,679,946	
Treasury share reserve		(1,549,152)		-	
Other reserves		11,366,383,938		11,464,338,885	
Retained earnings/(loss carried forward)		4,889,078,236		4,279,339,236	
Net income for the year [1]		3,164,925,237		2,032,826,328	
TOTAL SHAREHOLDERS' EQUITY	22	**29,585,618,205**		**27,943,184,395**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	23	14,205,554,748	*6,095,372,221*	13,397,135,493	*4,140,976,595*
Employee benefits	24	216,400,519		231,247,089	
Provisions for risks and charges	25	28,036,931		45,167,912	
Deferred tax liabilities	12	162,935,484		132,741,154	
Derivatives	14	1,536,090,045	*8,893,614*	1,395,260,905	*19,846,698*
Other non-current liabilities	26	21,485,222	*8,433,792*	11,554,982	*9,303,012*
	(Subtotal)	**16,170,502,949**		**15,213,107,535**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	23	8,367,245,530	*7,833,812,748*	5,000,917,516	*4,715,485,231*
Current portion of long-term borrowings	23	1,102,224,916	*46,307,116*	805,454,249	
Trade payables	27	83,699,918	*41,438,261*	82,378,904	*43,230,644*
Derivatives	14	182,695,923	*75,705,470*	354,554,531	*53,004,689*
Other current financial liabilities	28	233,773,304	*22,565,007*	275,922,893	*31,397,597*
Other current liabilities	30	2,209,292,512	*159,554,006*	2,029,094,961	*317,248,312*
	(Subtotal)	**12,178,932,103**		**8,548,323,054**	
TOTAL LIABILITIES		**28,349,435,052**		**23,761,430,589**	
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		**57,934,953,257**		**51,704,614,984**	

(1) For 2019, net income for the year of €4,792 million (€3,456 million in 2018) is reported net of the interim dividend of €1,627 million (€1,423 million in 2018).

Statement of changes in shareholders' equity

	Share capital and reserves (note 22)												
Euro	Share capital	Share premium reserve	Treasury share reserve	Legal reserve	Reserve pursuant to Law 292/1993	Other sundry reserves	Reserve from remeasurement of net employee benefit plan liabilities/(assets)	Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	Reserve from measurement of costs of hedging financial instruments	Reserve from measurement of financial assets at FVOCI	Retained earnings/(loss carried forward)	Net income for the year	**Total shareholders' equity**
At January 1, 2018	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,245,460**	**(32,623,121)**	**(268,410,091)**	**(69,653,000)**	**-**	**4,424,283,417**	**1,202,486,793**	**27,235,805,955**
Application of new accounting standards	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,342,491	(5,429,221)	-	5,913,270
At January 1, 2018 restated	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,245,460**	**(32,623,121)**	**(268,410,091)**	**(69,653,000)**	**11,342,491**	**4,418,854,196**	**1,202,486,793**	**27,241,719,225**
Other changes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Allocation of 2017 net income:													
- distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(142,333,519)	(1,199,668,234)	**(1,342,001,753)**
- legal reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,818,559	(2,818,559)	-
Capital increase	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2018 interim dividend [1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,423,335,192)	**(1,423,335,192)**
Comprehensive income for the year:													
- income/(loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	-	44,679	72,245	(6,800,397)	17,324,068	-	-	-	10,640,595
- net income for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,456,161,520	**3,456,161,520**
	10,166,679,946	**7,496,016,063**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,290,139**	**(32,550,876)**	**(275,210,488)**	**(52,328,932)**	**11,342,491**	**4,279,339,236**	**2,032,826,328**	**27,943,184,395**
At December 31, 2018	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,290,139**	**(32,550,876)**	**(275,210,488)**	**(52,328,932)**	**11,342,491**	**4,279,339,236**	**2,032,826,328**	**27,943,184,395**
At January 1, 2019	10,166,679,946	7,496,016,063	-	2,033,335,988	2,215,444,500	68,290,139	(32,550,876)	(275,210,488)	(52,328,932)	11,342,491	4,279,339,236	2,032,826,328	27,943,184,395
Purchase of treasury shares	-	(8,950,847)	(1,549,152)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10,499,999)
Allocation of 2018 net income:													
- distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,423,335,193)	(1,423,335,193)
- legal reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	609,491,136	(609,491,136)	-
Capital increase	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2019 interim dividend [2]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247,864	(1,626,668,791)	(1,626,420,927)
Comprehensive income for the year:													
- income/(loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	-	-	(5,165,403)	(114,549,683)	30,359,461	-	-	-	(89,355,625)
Other changes	-	-	-	-	-	351,525	-	-	-	-	-	-	351,525
Net income for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,791,594,029	4,791,594,029
Total at December 31, 2019	**10,166,679,946**	**7,487,065,216**	**(1,549,152)**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,641,664**	**(37,716,279)**	**(389,760,171)**	**(21,969,471)**	**11,342,491**	**4,889,078,236**	**3,164,925,237**	**29,585,518,205**

(1) Approved by the Board of Directors on November 6, 2018 and paid as from January 23, 2019.

(2) Approved by the Board of Directors on November 12, 2019 and paid as from January 22, 2020.

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	2019	of which with related parties	2018	of which with related parties
Income before taxes		**4,741,647,249**		**3,271,671,358**	
Adjustments for:					
Amortization and impairment losses	5.c	234,691,731		(330,561,950)	
Exchange rate adjustments of foreign currency assets and liabilities		107,461,448		39,628,904	
Accruals to provisions		5,934,471		30,514,837	
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	(5,548,170,676)	*(5,547,425,512)*	(3,566,532,771)	*(3,556,152,376)*
Net financial (income)/expense		310,383,994	*(186,189,129)*	355,948,018	*466,123,883*
Cash flows from operating activities before changes in net current assets		**(148,051,783)**		**(199,331,604)**	
Increase/(Decrease) in provisions		(37,912,022)		(70,540,665)	
(Increase)/Decrease in trade receivables	17	(64,493,367)	*(67,233,076)*	46,077,886	*38,878,555*
(Increase)/Decrease in other financial and non-financial assets/liabilities		424,428,904	*(496,710,339)*	1,329,718,118	*984,924,384*
Increase/(Decrease) in trade payables	27	1,321,014	*(1,792,384)*	(54,370,304)	*(30,494,265)*
Interest income and other financial income collected		607,913,769	*422,500,856*	802,804,925	*422,320,744*
Interest expense and other financial expense paid		(1,229,947,164)	*(301,313,857)*	(1,381,667,689)	*(212,658,041)*
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	5,012,873,210	*5,012,128,046*	3,510,078,770	*3,499,698,376*
Income taxes paid (consolidated taxation mechanism)		(571,067,083)		(533,543,154)	
Cash flows from operating activities (a)		**3,995,065,478**		**3,449,226,063**	
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	10-11	(48,040,125)		(32,089,910)	
Investments in equity investments	13	(2,351,358,222)	*(2,351,358,222)*	(2,555,503,401)	*(2,544,488,283)*
Cash flows from investing/disinvesting activities (b)		**(2,399,398,347)**		**(2,587,593,311)**	
Financial debt (new long-term borrowing)	23	3,843,950,000	*3,500,000,000*	3,500,000,000	*2,940,976,595*
Financial debt (repayments)	23	(2,813,331,892)	*(1,500,000,000)*	(4,426,410,410)	
Net change in long-term financial payables/(receivables)		(352,054,165)	*(178,003,627)*	2,735,706,549	*2,815,976,594*
Net change in short-term financial payables/(receivables)		2,727,456,229	*2,255,855,395*	(743,785,682)	*1,516,803,548*
Dividends and interim dividends paid	22	(2,845,332,266)		(2,409,676,207)	
Increase in reserve for purchase of treasury shares	22	(10,499,999)		-	
Cash flows from financing activities (c)		**550,187,907**		**(1,344,165,950)**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c)		**2,145,855,038**		**(482,533,178)**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	21	2,006,698,099		2,489,231,277	
Cash and cash equivalents at the end of the year	21	**4,152,553,137**		**2,006,698,099**	

Notes to the separate financial statements

1. Form and content of the financial statements

Enel SpA is a corporation that operates in the electricity and gas sector and has its registered office in Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy.

As the Parent Company, Enel SpA has prepared the consolidated financial statements of the Enel Group for the year ending December 31, 2019, which are published in a separate document.
On March 19, 2020, the Board of Directors authorized the publication of these separate financial statements at December 31, 2019.
These financial statements have been audited by EY SpA.

Basis of presentation

The financial statements for the year ended December 31, 2019 represent the separate financial statements of the Parent Company, 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 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 financial statements consist of the income statement, the statement of comprehensive income, the balance sheet, the statement of changes in shareholders' equity and the statement of cash flows and the related notes.
The assets and liabilities reported in the balance sheet 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, if any. 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 is classified on the basis of the nature of costs, with separate reporting of net income (loss) from continuing operations and net income (loss) from any discontinued operations.
The indirect method is used for the statement of cash flows, with separate reporting of any cash flows by operating, investing and financing activities associated with discontinued operations, if any.
The income statement, the balance sheet and the statement of cash flows report transactions with related parties.
The financial statements have been prepared on a going concern basis using the cost method, with the exception of items measured at fair value in accordance with IFRS, as explained in the measurement criteria discussed in note 2.
The 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 financial statements provide comparative information in respect of the previous period.

2. Accounting policies and measurement criteria

2.1 Use of estimates and management judgments

Preparing these financial statements under IFRS-EU requires management to take decisions and make estimates and assumptions that may impact the value of revenue, costs, assets and liabilities and the related disclosures concerning the items involved as well as contingent assets and liabilities at the balance sheet 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 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.

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.

Recoverability of non-financial assets

Assets such as property, plant and machinery, intangible assets, assets consisting of the right to use an underlying asset and goodwill are adjusted for impairment when their carrying amount exceeds their recoverable amount, represented by the higher of their fair value less costs of disposal and their value in use.

Recoverable amount is assessed in accordance with the criteria established by IAS 36.

In determining 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 being, 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.

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.

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 lease receivables, 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 receivable, 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 receivables, 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; 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.

For additional details on the key assumptions and inputs used please see note 31"Financial instruments".

Determining the fair value of financial instruments

The fair value of financial instruments is determined on the basis of prices directly observable in the market, where available, or, for unlisted financial instruments, using specific valuation techniques (mainly based on present value) that maximize the use of observable market inputs. In rare circumstances were

this is not possible, the inputs are estimated by management taking due account of the characteristics of the instruments being measured.

In accordance with IFRS 13, the Company includes a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk, applying the method indicated in note 34 "Fair value measurement". Changes in the assumptions made in estimating the input date could have an impact on the fair value recognized for those instruments.

Pensions and other post-employment benefits

Some of the Company's employees participate in pension plans offering benefits based on their wage history and years of service. Certain employees are also eligible for other post-employment benefit schemes.
The expenses and liabilities of such plans are 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 withdrawal 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 withdrawal 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.

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 37 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 judgements for the Company in adopting IFRS 16 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 Company or other guarantee; the lease-related adjustments, in order to reflect in the IBR calculation the fact that the discount rate is directly linked to the type of the underlying asset, rather than being a general incremental borrowing rate. In particular, the risk of default is mitigated for the lessors as they have the right to reclaim the underlying asset itself.

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2019, the separate financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses 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 profits sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.
Significant management judgement 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 profits 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.

Management judgments

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 shareholding, 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 analyses 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.
The Company re-assesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of control.
Finally, the assessment of the existence of control did not find any situations of de facto control.

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of IFRS 11, a joint arrangement is an agreement where two or more parties have joint control.
Joint control exists when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of at least two parties of a joint arrangement.

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

Associated companies are those in which the Company exercises significant influence, i.e. the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee but not exercise control or joint control over those policies. In general, it is presumed that the Company has a significant influence when it has an ownership interest of 20% or more.
In order to determine the existence of significant influence, management must apply judgment and consider all facts and circumstances.
The Company re-assesses whether or not it has significant influence if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of significant influence.

Classification and measurement of financial assets

At initial recognition, in order to classify financial assets as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, management assesses both the contractual cash-flow characteristics of the instrument and the business model for managing financial assets in order to generate cash flows.
For the purpose of evaluating the contractual cash-flow characteristics of the instrument, management performs the SPPI test at an instrument level, in order to determine if it gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding, performing specific assessment on the contractual clauses of the financial instruments, as well as quantitative analysis, if required.
The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.
For more details, please see note 31 "Financial instruments".

Hedge accounting

Hedge accounting is applied to derivatives in order to reflect into the financial statements the effect of risk management strategies.
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 judgement, 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 value changes 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 33.1 "Hedge accounting".

Leases

The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long term expiring date, requires a strong professional judgements 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 into the lease arrangements;
- the evaluation of any renewable and termination options included into the lease arrangements in order to determine the lease term of contracts, also considering the probability of their exercise and any significant leasehold improvements on the underlying asset;
- the identification of any variable lease payments that depend on an index or a rate to determine whether the changes of the latter impact the future lease payments and also the amount of the right of use asset;
- the estimate of the discount rate to calculate the present value of the lease payments; further details on assumptions about this rate are provided in the paragraph "Use of estimates".

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.

2.2 Significant accounting policies

Related parties

Related parties are mainly parties that have the same controlling entity as Enel SpA, companies that directly or indirectly through one or more intermediaries control, are controlled or are subject to the joint control of Enel SpA and in which the latter has a holding that enables it to exercise a significant influence. Related parties also include entities that operating 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.

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 and has the ability, through the exercise of its power over the investee, to affect its returns. Power is defined as having the concrete ability to direct the significant activities of the entity by virtue of the existence of substantive rights.

Joint ventures are entities over which the Company exercises joint control and has rights to the net assets of the entities. 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.

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.

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 recognized at the exchange rate prevailing on the date of the transaction. Monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency other than the functional currency are later translated using the period-end exchange rate.

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 value was determined. Any exchange rate 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, the date of the transaction is the date on which the Company initially recognizes the non-monetary asset or non-monetary liability associated with the advance consideration.
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 international accounting standards, 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 takes into account 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 the Company 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 1 January 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 1 January 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 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 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 entity 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 costs are recognized as an intangible asset only when the Company can demonstrate the technical feasibility of completing the intangible asset and that it has intention, ability and resources to complete the asset in order to use or sell it.
Research costs are recognized as expenses.
Intangible assets with a finite useful life are reported net of accumulated amortization and any impairment losses.
Amortization is calculated on a straight-line basis over the item'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 definite 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 the net book value 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 net carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized and depreciation or amortization had been performed. The original value of goodwill is not restored even if in subsequent years the reasons for the impairment no longer obtain.

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 receivables note above at their fair value plus, in the case of a financial asset not 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 purposes, 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 four categories:

- financial assets at amortized cost (debt instruments);
- financial assets at fair value through OCI with recycling of cumulative gains and losses (debt instruments);
- financial assets designated as at fair value through OCI with no recycling 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 receivables and financial receivables.
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 unlisted entities irrevocably designated as such upon initial recognition.

Gains and losses on these financial assets are never recycled 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 assessment.

Dividends on such investments are recognized in profit or loss unless they clearly represents a recovery of a part of the cost of the investment.

Financial assets at fair value through profit or loss

This category mainly includes: securities, equity investments in other entities, 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 include also 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 statement of profit or loss 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 the end of 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.

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 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 Company measures the loss allowance for those financial assets at an amount equal to 12-month expected credit losses.
For financial assets on which loss allowance equal to lifetime expected credit losses has been recognized in the previous reporting date, the Company measures the loss allowance at an amount equal to 12-month expected credit losses when significant increase in credit risk condition is no longer met.
The Company recognizes in profit or loss, as 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 short-term liquid financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value.

Financial liabilities at amortized cost

This category mainly includes borrowings, trade payables, finance leases 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.

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 fair value attributable to own credit risk is recognized in other comprehensive income.
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 receivable 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.

For more details about hedge accounting, please refer to the note 33.1 "Hedge accounting".

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 till maturity or not.

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.

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 balance sheet date (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 is recognized on an accruals basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.
If the value of plan assets exceeds 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 income) 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.
Employees are also enrolled in defined contribution plans under which the Company 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 income statement 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 the employment relationship, both for a Company's decision both for an employee's decision to accept voluntary redundancy in exchange for these 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 before 12 months after the end of the annual reporting period, the entity 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 end of the annual reporting period, the Company measures the liability in accordance with the requirements for other long-term 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 period in which the changes occur.

Revenue from contracts with customers

The Company recognizes revenue from contracts with customers so as to faithfully represent the transfer of promised goods or services to customers at an amount that reflects the consideration to which the Company expects to be entitled in exchange for those goods or services.
The Company applies this core principle 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, which is when the customer obtains control of the good or service

Financial income and expense from derivatives

Financial income and expense from derivatives includes:

- income and expense from derivatives measured at fair value through profit or loss on interest rate and foreign exchange 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 foreign exchange 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 is recorded 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 net carrying amount of the financial asset or liability.
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 a 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 period, which are recognized under "income tax payable" net of payments on account, or under "tax receivable" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.
In particular, such payables and receivables 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 assets and liabilities in the financial statements and their corresponding values 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 the deferred tax 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 arrangements, 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 carry forward of unused tax credits and any unused tax losses, when recovery is probable, i.e. when an entity expects to have sufficient future taxable income to recover the asset.
The recoverability of deferred tax assets is reviewed at each period-end.
Unrecognized deferred tax assets are re-assessed at each reporting date and they are recognized to the extent that it has become probable that future taxable profits will allow the deferred tax asset to be recovered.
Deferred taxes 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 against current tax liabilities relate to income taxes levied by the same taxation authority that arise at the time of reversal if a legally enforceable right to set-off exists.

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 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 there is uncertainty over income tax treatments, the uncertainty should be reflected in the manner that better 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 when it concludes it is not probable that the taxation authority will accept an uncertain tax treatment, using the expected value or the most likely amount, whichever method better predicts the resolution of the uncertainty.
The Company applies significant judgment in identifying uncertainties over income tax treatments and reassesses any judgments and estimates made if a change in facts and circumstances might change a conclusions about the acceptability of a tax treatment or the estimate of the effect of uncertainty, or both. 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. Recent accounting standards

The Company has applied the following standards, interpretations and amendments that took effect as from January 1, 2019:

> "IFRS 16 - *Leases*", issued on January 2016, which replaces "IAS 17 - Leases", "IFRIC 4 - Determining whether an Arrangement contains a Lease", "SIC 15 - Operating Leases-Incentives" and "SIC 27 - Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease".
The standard sets out the principles for the recognition, measurement, presentation and disclosure of leases and requires lessees to account for all leases under a single on-balance sheet model similar to the accounting for finance leases under IAS 17.

> "Amendments to IAS 19 - *Plan Amendment, Curtailment or Settlement*", issued in February 2018.
The amendments establish that in the event amendments, curtailments or settlements of a defined benefit plan during an annual reporting period, an entity must determine, for the remainder of that period:

- the current service cost using the actuarial assumptions used to recalculate the net defined benefit liability (asset); and
- the net interest using the recalculated net defined benefit liability (asset) and the discount rate used for the recalculation.

The amendments also clarify that the past service cost (or the gain or loss at the time of settlement) shall be determined without considering the effect of the asset ceiling, which is determined subsequently and is normally recognized in other comprehensive income (OCI). The changes do not address the accounting for "significant market fluctuations" in the absence of a plan amendment, curtailment or settlement.

The application of these amendments did not have an impact on these separate financial statements.

- "IFRIC 23 - *Uncertainty over Income Tax Treatments*", issued in June 2017; the interpretation clarifies how to apply the recognition and measurement requirements in IAS 12 when there is uncertainty over income tax treatments.

  The application of these amendments did not have an impact on these separate financial statements.

- "IAS 12 - *Income Taxes*", the amendments clarify that the income tax consequences when the entity recognizes a liability to pay a dividend are linked more directly to past transactions or events that generated distributable profits than distributions to owners. Therefore, the related income tax consequences of dividends shall be recognized in income statement, other comprehensive income or equity according to where the entity originally recognized those past transactions or events.

3.1 Changes in accounting policies and disclosures

Application of "IFRS 16 - Leases"

Transition disclosures

The Company adopted "IFRS 16 - Leases" using the modified retrospective method, with the date of initial application on January 1, 2019; under this method, the standard is applied retrospectively with the cumulative effect of initial applying IFRS 16 recognized at the date of initial application. Accordingly, the comparative information (for year 2018) has not been restated and it is presented, as previously reported, under IAS 17 and related Interpretations. Additionally, the disclosure requirements in IFRS 16 have not been applied to comparative information.
On transition to IFRS 16, the Company elected to use the practical expedient to not reassess whether a contract is, or contains, a lease, at January 1, 2019. Therefore, the Company applied the standard only to contracts that were previously identified as leases applying IAS 17 and IFRIC 4 at the date of initial application.
At transition, the Company:

- did not change the carrying amounts of recognized assets and liabilities at the date of initial application for leases previously classified as finance leases under IAS 17;
- recognized right-of-use assets and lease liabilities for those leases previously classified as an operating lease applying IAS 17, except for leases of low-value assets, whose amount is considered not material, for which is not required to make any adjustments on transition. The Company mainly recognized a right-of-use asset at the date of initial application in an amount equal to the lease liability, adjusted by the amount of any prepaid or accrued lease payments relating to that lease recognized in the balance sheet immediately before the date of initial application. Lease liabilities were recognized based on the present value of the remaining lease payments, discounted using the incremental borrowing rate of the Company as of January 1, 2019.

The Company used the following practical expedients when applying IFRS 16 to leases previously classified as an operating lease under IAS 17:

- relied on its assessment of whether leases are onerous applying IAS 37 immediately before the date of initial application and adjusted the right-of-use asset at the date of initial application by the amount of any provision for onerous leases recognized immediately before the date of initial application;
- applied the short-term leases exemption to leases with lease terms ending within 12 months of the date of initial application;

- applied the low-value assets exemption for contracts whose amounts are considered not material;
- used hindsight, particularly to determine the lease term for contracts that contain options to extend or terminate a lease.

The most significant cases affected by the new provisions of IFRS 16 mainly regard the right-of-use in respect of buildings and cars.
The application of the new standard did not have a significant impact.

Information on the Income Statement

Revenue

4.a Revenue from sales and services - *€104 million*

Revenue from sales and services break down as follows:

Millions of euro

	2019	2018	Change
Revenue from sales and services			
Group companies	104	38	66
Non-Group counterparties	-	-	-
Total revenue from sales and services	**104**	**38**	**66**

Revenue from sales and services refers to services provided to subsidiaries within the scope of the Company's management and coordination functions and for the billing of costs of various nature incurred in relation to subsidiaries.

The increase is attributable to the increase of €16 million in revenue from management fees, as well as adjustments in favor of a number of subsidiaries in 2018.

Revenue from sales and services can be broken down by geographical area as follows:

- €70 million in Italy (€34 million in 2018);
- €17 million in the European Union (-€4 million in 2018);
- €2 million in non-EU Europe (€3 million in 2018);
- €15 million in other countries (€5 million in 2018).

4.b Other revenue and income - *€10 million*

Other revenue and income is essentially related to seconded personnel in both the year under review and the previous year.

Costs

5.a Services, leases and rentals - *€150 million*

Costs for services, leases and rentals break down as follows:

Millions of euro

	2019	2018	Change
Services	140	116	24
Leases and rentals	10	11	(1)
Total services, leases and rentals	**150**	**127**	**23**

Costs for services include costs for services provided by third parties in the amount of €64 million (€53 million in 2018) and costs for services provided by Group companies in the amount of €76 million (€63 million in 2018).

Compared with the previous year, the increase of €11 million in costs for services provided by third parties, mainly reflects the effect of the recognition in 2018 of non-current items settling prior-period transactions.

Costs for services provided by Group companies, which are accounting for mainly by IT support services, management services and personal services, rose by €13 million. The increase is attributable to an increase in costs for management services (€15 million) and system and applications services (€9 million), offset by a decline of €9 million in costs for sundry services and one of €2 million in costs for telephony services.

Costs for leases and rentals mainly concern costs for leasing assets from the subsidiary Enel Italia SpA.

The application of "IFRS 16 - Leases" did not have a significant impact on the accounts of Enel SpA.

5.b Personnel - *€111 million*

Personnel costs break down as follows:

Millions of euro

	Notes	2019	2018	Change
Wages and salaries		66	68	(2)
Social security costs		22	22	-
Post-employment benefits	24	6	6	-
Other long-term benefits	24	7	5	2
Other costs and other incentive plans	25	10	8	2
Total personnel costs		**111**	**109**	**2**

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, 2019.

No.	Average number			Headcount
	2019	2018	Change	**at Dec. 31, 2019**
Senior managers	146	148	(2)	144
Middle managers	345	354	(9)	367
Office staff	250	270	(20)	240
Total	**741**	**772**	**(31)**	**751**

5.c Depreciation, amortization and impairment losses - *€235 million*

Millions of euro

	2019	2018	Change
Depreciation	5	4	1
Amortization	22	13	9
Impairment losses	211	55	156
Reversals of impairment losses	3	403	(400)
Total depreciation, amortization, and impairment losses	**235**	**(331)**	**566**

Depreciation and amortization increased by €10 million on the previous year, mainly reflecting the increase in the average stock of industrial patents and intellectual property rights following investments during the year.

Impairment regarded the writedown of investments in the subsidiaries E-Distribuţie Banat SA (€132 million), Enel Russia PJSC (€70 million) and Enel Produzione SpA (€9 million). Reversals of impairment losses regard the writeback of the value of the subsidiary Enel Global Trading SpA (€3 million). In 2018, reversals of impairment reported the writeback of the value of the investment in Enel Produzione SpA in the amount of €403 million, following the redetermination of the value of the investment in Slovenské elektráme.

For details on the criteria used to determine this impairment loss, see Note 13 "Equity investments" below.

5.d Other operating expenses - *€0 million*

Other operating expenses declined by €39 million, mainly reflecting the reversal of the provision for litigation (€14 million) and the elimination of sundry other operating expenses (€6 million), which the previous year had reflected the settlement of prior-year items.

6. Income from equity investments - *€5,548 million*

Income from equity investments regards dividends and interim dividends approved by subsidiaries and associates in the amount of €5,547 million and by other entities in the amount of €1 million.

Millions of euro

	2019	2018	Change
Dividends from subsidiaries and associates	**5,547**	**3,556**	**1,991**
Enel Produzione SpA	245	229	16
e-distribuzione SpA	1,507	949	558
Enel Factor SpA	-	2	(2)
Enel Italia SpA	15	16	(1)
Enel Energia SpA	1,698	792	906
Servizio Elettrico Nazionale SpA	75	100	(25)
Enel Green Power SpA	237	557	(320)
Enel Iberia SLU	1,245	486	759
Enel Américas SA	270	162	108
Enel Chile SA	175	157	18
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	-	2	(2)
Enel Investment Holding BV	-	66	(66)

Rusenergosbyt LLC	41	37	4
Enel Russia PJSC	39	-	39
CESI SpA	-	1	(1)
Dividends from other companies	**1**	**11**	**(10)**
Emittenti Titoli SpA	-	10	(10)
Empresa Propietaria de la Red SA	1	1	-
Total income from equity investments	**5,548**	**3,567**	**1,981**

7. Net financial income/(expense) from derivatives - *€78 million*

This item breaks down as follows:

Millions of euro

	2019	2018	Change
Income from derivatives:			
- on behalf of Group companies:	**661**	**1,420**	**(759)**
- income from derivatives at fair value through profit or loss	661	1,420	(759)
- on behalf of Enel SpA:	**342**	**206**	**136**
- income from fair value hedge derivatives	-	18	(18)
- income from cash flow hedge derivatives	208	166	42
- income from derivatives at fair value through profit or loss	134	22	112
Total income from derivatives	**1,003**	**1,626**	**(623)**
Expenses on derivatives:			
- on behalf of Group companies:	**666**	**1,414**	**(748)**
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	666	1,414	(748)
- on behalf of Enel SpA:	**259**	**167**	**92**
- expense on fair value hedge derivatives	-	18	(18)
- expense on cash flow hedge derivatives	77	121	(44)
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	182	28	154
Total expenses on derivatives	**925**	**1,581**	**(656)**
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**78**	**45**	**33**

The net financial income from derivatives essentially represents the net financial income on derivatives entered into on behalf of Enel SpA.
The improvement compared with the previous year is essentially due to the increase in net income on cash flow hedge derivatives, entered into on behalf of Enel SpA (€86 million) on both interest rates and exchange rates, partly offset by an increase in net financial expense on derivatives measured at fair value through profit or loss (€42 million).

For more details on derivatives, see note 31 "Financial instruments" and note 33 "Derivatives and hedge accounting".

8. Other net financial income/(expense) - *€(502) million*

This item breaks down as follows:

Millions of euro

	2019	2018	Change
Other financial income			
Interest income			
Interest income on long-term financial assets	10	3	7
Interest income on short-term financial assets	3	16	(13)
Total	**13**	**19**	**(6)**
Positive exchange rate differences	4	28	(24)
Income on fair value hedges - post-hedge adjustment	1	4	(3)
Other	255	269	(14)
Total other financial income	**273**	**320**	**(47)**
Other financial expense			
Interest expense			
Interest expense on bank borrowings	21	32	(11)
Interest expense on bonds	493	549	(56)
Interest expense on other borrowings	133	85	48
Total	**647**	**666**	**(19)**
Negative exchange rate differences	121	65	56
Interest expense on defined benefit plans and other long-term employee benefits	3	3	-
Other	4	34	(30)
Total other financial expense	**775**	**768**	**7**
TOTAL OTHER NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	**(502)**	**(448)**	**(54)**

Other net financial expense essentially reflects interest expense on financial debt of €647 million and negative exchange rate differences of €121 million, partly offset by other financial income of €255 million and interest income on short- and long-term financial assets totaling €13 million.

The increase in net financial expense was mainly attributable to the effects of the decrease in exchange rate gains (€24 million) and in interest income on short-term financial assets (€13 million).

9. Income taxes - *€(50) million*

Millions of euro

	2019	2018	Change
Current taxes	(60)	(189)	129
Deferred tax income	6	4	2
Deferred tax expense	4	1	3
Total taxes	**(50)**	**(184)**	**134**

Income taxes for 2019 showed a creditor position of €50 million, mainly as a result in the reduction in the tax base for the corporate income tax (IRES) compared with income before taxes 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 Uniform Income Tax Code).

Compared with the previous year, the change of €134 million is mainly due to the recognition of non-recurring items in the previous period, i.e. the recognition of the reimbursement of €90 million in income taxes (IRPEG and ILOR) for 1996 and 1997 following two favorable rulings by the Court of Cassation.

The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate.

Millions of euro

	2019	% rate	2018	% rate
Income before taxes	4,742		3,272	
Theoretical corporate income taxes (IRES)	**1,138**	**24.0%**	**785**	**24.0%**
Tax decreases:				
- dividends on equity investments, collected	(1,265)	-26.7%	(799)	-24.4%
- dividends from equity investments, not collected	(7)	-0.1%	(14)	-0.4%
- uses of provisions	(16)	-0.3%	(14)	-0.4%
- prior-year writedowns	-	-	(97)	-3.0%
- other	-	-	(2)	-0.1%
Tax increases:				
- writedowns/(writebacks) for the year	50	1.1%	13	0.4%
- accruals to provisions	9	0.2%	13	0.4%
- prior-year expense	1	-	7	0.2%
- other	7	0.1%	9	0.3%
Total current corporate income taxes (IRES)	**(83)**	**-1.8%**	**(99)**	**-3.0%**
IRAP	**-**	**-**	**-**	**-**
Foreign taxes	**2**	**-**	**-**	**-**
Difference on estimated income taxes from prior years	**(5)**	**-0.1%**	**(111)**	**-3.4%**
Definitive withholdings on dividends from foreign shareholdings	**26**	**0.5%**	**21**	**0.6%**
Total deferred tax items	**10**	**0.2%**	**5**	**0.2%**
- of which impact of change in tax rate	-		-	
- of which changes for the year	12		5	
- of which difference of prior-year estimates	(2)		-	
TOTAL INCOME TAXES	**(50)**	**-1.1%**	**(184)**	**-5.6%**

Information on the Balance Sheet

Assets

10. Property, plant and equipment - *€10 million*

Developments in property, plant and equipment for 2018 and 2019 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	3	3	5	24	41	-	77
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(20)	(37)	-	(67)
Balance at Dec. 31, 2017	**1**	**1**	**-**	**-**	**4**	**4**	**-**	**10**
Capital expenditure	-	-	-	-	2	-	1	3
Depreciation	-	-	-	-	(1)	(3)	-	(4)
Total changes	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**	**(3)**	**1**	**(1)**
Cost	1	3	3	5	26	41	1	80
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(21)	(40)	-	(71)
Balance at Dec. 31, 2018	**1**	**1**	**-**	**-**	**5**	**1**	**1**	**9**
IFRS 16 at January 1, 2019	-	2	-	-	1	-	-	3
Capital expenditure	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(2)
Total changes	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**-**	**1**
Cost	1	5	3	5	27	41	1	83
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(22)	(41)	-	(73)
Balance at Dec. 31, 2019	**1**	**3**	**-**	**-**	**5**	**-**	**1**	**10**

Property, plant and equipment totaled €10 million, an increase of €1 million compared with the previous year, attributable to the positive net balance between the effects of the application of IFRS 16 and depreciation for the same period.

The effects of the application of IRFS 16 at January 1, 2019 to buildings and other assets amounted to €3 million.
The following table reports changes during the year.

Millions of euro	Leased land	Leased buildings	Leased plant and machinery	Leased industrial and commercial equipment	Leased other assets	Total
Balance at Dec. 31, 2018	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
IFRS 16 at January 1, 2019	-	2	-	-	1	3
Depreciation	-	-	-	-	(1)	(1)
Balance at Dec. 31, 2019	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**	**2**

11. Intangible assets - *€67 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, 2017	**31**	**-**	**31**
Investments	14	17	31
Changes	(2)	-	(2)
Assets entering service	-	-	-
Amortization	(13)	-	(13)
Total changes	**(1)**	**17**	**16**
Balance at Dec. 31, 2018	**30**	**17**	**47**
Investments	30	12	42
Assets entering service	17	(17)	-
Amortization	(22)	-	(22)
Total changes	**25**	**(5)**	**20**
Balance at Dec. 31, 2019	**55**	**12**	**67**

Industrial patents and intellectual property rights, in the amount of €55 million, mainly regard costs incurred in purchasing 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). Compared with the previous year, the aggregate increased by €25 million due to the positive balance of investments made in 2019 (€30 million), to assets entering service (€17 million) and to amortization recorded during the same period (€22 million). Investments concerned information technology projects related to the evolution of software associated with existing systems and the development of new systems, while assets entering service refer mainly to digital development projects for the computerization of business processes, compliance and reporting of Holding Company Functions, in particular Administration, Finance and Control, Legal and Corporate Affairs, Health and Safety, Communications, Innovability and Audit. Other intangible assets under development amounted to €12 million, a decrease of €5 million due to the negative balance of assets entering service and investments during the period.

12. Deferred tax assets and liabilities - *€336 million and €163 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, 2018	Increase/(Decrease) taken to income statement	Increase/(Decrease) taken to equity	Other changes	at Dec. 31, 2019
	Total				Total
Deferred tax assets					
Nature of temporary differences:					
- provisions for risks and charges and impairment losses	6	(3)	-	-	3
- derivatives	230	-	52	-	282
- costs for capital increase	-	-	-	-	-
- other items	52	(2)	1	-	51
Total deferred tax assets	**288**	**(5)**	**53**	**-**	**336**
Deferred tax liabilities					
Nature of temporary differences:					
- measurement of financial instruments	127	-	26	-	153
- other items	6	4	-	-	10
Total deferred tax liabilities	**133**	**4**	**26**	**-**	**163**
Excess net deferred IRES tax assets after any offsetting	**155**				**173**
Excess net deferred IRAP tax liabilities after any offsetting	**-**				**-**

Deferred tax assets totaled €336 million (€288 million at December 31, 2018), an increase of €48 million compared with the previous year, which was due mainly to the recognition of deferred tax assets on the fair value measurement of cash flow hedges.
Deferred tax liabilities came to €163 million and increased by €30 million (€133 million at December 31, 2018), essentially due to the recognition of 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 - *€47,858 million*

The table below shows the changes during the year for each investment, with the corresponding values 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	(Writedowns)/Revaluations	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding	Capital grants and loss coverage	Acquisitions/(Disposals)/(Liquidations)/(Repayments)	New cos./Transfers (+/-)/Spin-offs (+/-)	Value adjustments	Net change	Original cost	(Writedowns)/Revaluations	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding
	at Dec. 31, 2018						Changes in 2019				at Dec. 31, 2019				
A) Subsidiaries															
Enel Produzione SpA	4,978	(667)	5	4,316	100.0	-	-	-	(9)	(9)	4,978	(676)	5	4,307	100.0
e-distribuzione SpA	6,329	-	2	6,331	100.0	-	-	-	-	-	6,329	-	2	6,331	100.0
Servizio Elettrico Nazionale SpA	110	-	-	110	100.0	-	-	-	-	-	110	-	-	110	100.0
Enel Global Trading SpA	1,401	(208)	1	1,194	100.0	-	-	-	3	3	1,401	(205)	1	1,197	100.0
Enel Green Power SpA	6,467	-	2	6,469	100.0	-	-	-	-	-	6,467	-	2	6,469	100.0
Enel X Srl	523	-	-	523	100.0	65	-	-	-	65	588	-	-	588	100.0
Enel Investment Holding BV	4,497	(4,488)	-	9	100.0	-	-	-	-	-	4,497	(4,488)	-	9	100.0
Enelpower SpA	189	(159)	-	30	100.0	-	-	-	-	-	189	(159)	-	30	100.0
Enel Global Thermal Generation Srl	11	-	-	11	100.0	5	-	-	-	5	16	-	-	16	100.0
Enel Energia SpA	1,321	(8)	-	1,313	100.0	-	-	-	-	-	1,321	(8)	-	1,313	100.0
Enel Iberia SLU	13,713	-	-	13,713	100.0	-	-	-	-	-	13,713	-	-	13,713	100.0
Enel Italia SpA	543	(41)	3	505	100.0	-	-	-	-	-	543	(41)	3	505	100.0
Enel Innovation Hubs Srl	70	(54)	-	16	100.0	-	-	-	-	-	70	(54)	-	16	100.0
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	22	-	-	22	100.0	20	-	-	-	20	42	-	-	42	100.0
Enel Finance International NV	599	-	-	599	25.0	-	-	-	-	-	599	-	-	599	25.0
Enel Holding Finance Srl	1,798	-	-	1,798	100.0	178	-	-	-	178	1,976	-	-	1,976	100.0
Enel Américas SA	2,822	-	-	2,822	51.8	-	2,017	-	-	2,017	4,839	-	-	4,839	57.3
Enel Chile SA	2,522	-	-	2,522	61.9	-	-	-	-	-	2,522	-	-	2,522	61.9
E-Distribuţie Banat SA	421	-	-	421	51.0	-	-	-	(132)	(132)	421	(132)	-	289	51.0
E-Distribuţie Dobrogea SA	261	-	-	261	51.0	-	-	-	-	-	261	-	-	261	51.0
E-Distribuţie Muntenia SA	952	-	-	952	78.0	-	-	-	-	-	952	-	-	952	78.0
Enel Energie Muntenia SA	330	-	-	330	78.0	-	-	-	-	-	330	-	-	330	78.0
Enel Energie SA	208	-	-	208	51.0	-	-	-	-	-	208	-	-	208	51.0
Enel Romania SA	15	-	-	15	100.0	-	-	-	-	-	15	-	-	15	100.0
Enel Russia PJSC	442	(40)	-	402	56.4	-	-	-	(70)	(70)	442	(110)	-	332	56.4
Enel Insurance NV	252	-	-	252	100.0	-	-	-	-	-	252	-	-	252	100.0
Vektör Enerji Üretim AŞ	-	-	-	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
Enel Green Power Italia Srl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
Total subsidiaries	**50,796**	**(5,665)**	**13**	**45,144**		**268**	**2,017**	**-**	**(208)**	**2,077**	**53,081**	**(5,873)**	**13**	**47,221**	
B) Joint ventures															
OpEn Fiber SpA	490	-	-	490	50.0	68	-	-	-	68	558	-	-	558	50.0

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Rusenergosbyt LLC	41	-	-	41	49.5	-	-	-	-	-	41	-	-	41	49.5		
Total joint ventures	**531**	**-**	**-**	**531**		**66**	**-**	**-**	**-**	**66**	**597**	**-**	**-**	**597**			
C) Associates																	
CESI SpA	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7		
Total associates	**23**	**-**	**-**	**23**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**			
D) Other entities																	
Empresa Propietaria de la Red SA	5	12	-	17	11.1	-	-	-	-	-	5	12	-	17	11.1		
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1		
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Elcogas SA in liquidation	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4.3		
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0		
Total other entities	**10**	**7**	**-**	**17**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**10**	**7**	**-**	**17**			
TOTAL EQUITY INVESTMENTS	**51,360**	**(5,658)**	**13**	**45,715**		**334**	**2,017**	**-**	**(208)**	**2,143**	**53,711**	**(5,866)**	**13**	**47,858**			

The table below reports changes in equity investments in 2019:

Millions of euro	
Increases	
Capital contribution to Enel Holding Finance Srl	178
Recapitalization of Enel X Srl	65
Capital contribution to OpEn Fiber SpA	66
Increase in interest in Enel Américas SA through share swap	443
Subscription of capital increase of Enel Américas SA	1,574
Recapitalization of Enel Global Infrastructure and Networks Srl	20
Recapitalization of Enel Global Thermal Generation Srl	5
Writeback of value of investment in Enel Global Trading SpA	3
Total increases	**2,354**
Decreases	
Writedown of the investment in Enel Russia PJSC	(70)
Writedown of the investment in Enel Produzione SpA	(9)
Writedown of the investment in E-Distribuție Banat SA	(132)
Total decreases	**(211)**
NET CHANGE	**2,143**

In 2019, the value of investments in subsidiaries, joint ventures, associated and other companies increased by €2,143 million as a result of:

- the capital contribution on February 20, 2019, to the subsidiary Enel Holding Finance Srl in the amount of €178 million in order to capitalize its subsidiary Enel Finance America LLC, which had been formed order to meet the needs of financing the Group in North America;
- the recapitalization on May 27 2019, of the subsidiary Enel X Srl through the waiver of a financial receivable due from that company on the intercompany current account in the amount of €65 million;
- the capital contribution on June 3, 2019, to OpEn Fiber SpA, a joint venture with CDP Equity SpA, in the amount of €66 million, in order to sustain the investments needed to implement the company's business plan;
- the writedown of the investment in Enel Russia PJSC in the amount of €70 million on June 30, 2019, following the impairment recognized on the Reftinskaya GRES coal-fired plant, which was then sold on October 1, 2019. The disposal of the plant is entirely consistent with the Enel Group's global growth strategy, which is based on pursuing a more sustainable business model;
- the increase in the interest held in the listed Chilean subsidiary Enel Américas SA to 56.8% from 51.8%, by way of two share swap transactions entered into with a financial institution in October 2018 in order to acquire up to 5% of the capital of Enel Américas, as announced to investors at that time. Under the terms of the share swaps, the amount paid for the ordinary shares and the ADS referred to earlier totaled €443 million;
- the subscription on July 15, 2019, through the exercise of pre-emption rights during the first offer period for shareholders, of 10,639,088,791 newly issued shares of Enel Américas, paying a total amount equivalent to about €1,531 million (about $1.72 billion);
- the subscription, in the second offer period, of an additional 294,771,295 newly issued shares of Enel Américas, paying the equivalent of about €43 million (about $47.7 million), which together with the amount paid during the first offer period raised the total amount paid to about €1,574 million. Following the operation, Enel increased its stake in Enel Américas to 57.26% from 56.8%;
- the writedown of the investment in Enel Produzione SpA of €9 million;
- the recapitalization on October 29, 2019, of the subsidiary Enel Global Infrastructure and Networks Srl through the waiver of a financial receivable due from that company on the intercompany current account in the amount of €20 million;

- the recapitalization on December 19, 2019, of the subsidiary Enel Global Thermal Generation Srl through the waiver of a financial receivable due from that company on the intercompany current account in the amount of €5 million;
- the writedown of the investment in E-Distribuţie Banat SA of €132 million on December 31, 2019;
- the writeback of the value of the investment in Enel Global Trading SpA in the amount of €3 million.

In accordance with IFRS 2, the value of investments in the subsidiaries involved in the Long-term Incentive Plan for 2019 has been increased by the value corresponding to the fair value of the equity component for the year, recognized in specific equity reserves. In the case of the award of equity instruments to the employees of indirect subsidiaries, the value of the equity investment in the direct subsidiary was increased.

The following table shows the previous assumptions used in determining the impairment loss on the investments held in Enel Russia PJSC, E-Distribuţie Banat SA, and Enel Produzione SpA and the reversal of the impairment loss on Enel Global Trading SpA.

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, 2019					at Dec. 31, 2018				
Enel Russia PJSC	402	0.9%	12.8%	5 years	Perpetuity/27 years	442	1.8%	13.2%	5 years	Perpetuity/28 years
Enel Produzione SpA	4,316	0.5%	8.0%	5 years	Perpetuity	3,913	0.7%	8.9%	5 years	Perpetuity
E-Distribuţie Banat SA	421	2.6%	6.3%	5 years	Perpetuity	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Enel Global Trading SpA	1,194	1.9%	7.8%	5 years	Perpetuity	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

(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 value 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 2020-2024 business plan approved by the Board of Directors of the Parent Company on November 25, 2019, 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 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 Green Power SpA, e-distribuzione SpA, E-Distribuţie Dobrogea SA, E-Distribuţie Muntenia SA, Enel Energie Muntenia SA, Enel Energie SA, Enel Romania SA, Rusenergosbyt LLC, Enel Global Infrastructure and Networks Srl, Enel X Srl, Enel Global Trading SpA, and OpEn Fiber SpA, the carrying amount is deemed to be recoverable even if individually greater than shareholders' equity at December 31, 2019, for each shareholding. 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 Green Power SpA, e-distribuzione SpA, E-Distribuţie Banat SA, E-Distribuţie Dobrogea SA, E-Distribuţie Muntenia SA, Enel Energie Muntenia SA, Enel Energie SA, Enel Romania SA, Rusenergosbyt LLC, Enel Global Infrastructure and Networks Srl, Enel X Srl, Enel Global Trading SpA, and OpEn Fiber SpA, the negative difference between the carrying amount of the investments and their shareholders' equity represented a trigger event, following which the value was determined by means of an impairment test of the equity value of the investments in consideration of their expected future cash flows. As a result of this test, a greater value emerged that was not reflected in shareholders' equity to an extent necessary to confirm the full recoverability of the value of the investments.

It should also be noted that these shareholdings 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 shareholders' equity of the investments in subsidiaries, joint ventures, associates and other companies at December 31, 2019.

	Registered office	Currency	Share capital	Shareholders' equity (millions of euro)	Prior year income (loss) (millions of euro)	% holding	Carrying amount (millions of euro)
A) Subsidiaries							
Enel Produzione SpA	Rome	EUR	1,800,000,000	3,274	(786)	100.0	4,307
e-distribuzione SpA	Rome	EUR	2,600,000,000	4,702	1,586	100.0	6,331
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Rome	EUR	10,000,000	194	116	100.0	110
Enel Global Trading SpA	Rome	EUR	90,885,000	570	(46)	100.0	1,197
Enel Green Power SpA	Rome	EUR	272,000,000	6,069	46	100.0	6,469
Enel X Srl	Rome	EUR	1,050,000	525	(28)	100.0	588
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	EUR	1,000,000	8	(1)	100.0	9
Enelpower SpA	Milan	EUR	2,000,000	27	(1)	100.0	30
Enel Global Thermal Generation Srl	Rome	EUR	11,000,000	7	(5)	100.0	16
Enel Energia SpA	Rome	EUR	302,039	1,386	1,027	100.0	1,313
Enel Iberia SLU	Madrid	EUR	336,142,500	16,708	1,036	100.0	13,713
Enel Italia SpA	Rome	EUR	50,100,000	436	3	100.0	505
Enel Innovation Hubs Srl	Rome	EUR	1,100,000	22	-	100.0	16
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	Rome	EUR	10,100,000	11	(18)	100.0	42
Enel Finance International NV	Amsterdam	EUR	1,478,810,371	1,870	80	25.0	599
Enel Holding Finance Srl	Rome	EUR	10,000	1,976	-	100.0	1,976
Enel Américas SA	Santiago	USD	9,783,875,314	10,904	1,938	57.3	4,839
Enel Chile SA	Santiago	CLP	3,882,103,470,184	4	-	61.9	2,522
E-Distribuţie Banat SA	Timisoara	RON	382,158,580	475	7	51.0	289
E-Distribuţie Dobrogea SA	Constanţa	RON	280,285,560	321	5	51.0	261
E-Distribuţie Muntenia SA	Bucharest	RON	271,635,250	1,010	10	78.0	952
Enel Energie Muntenia SA	Bucharest	RON	37,004,350	141	(10)	78.0	330
Enel Energie SA	Bucharest	RON	140,000,000	93	(3)	51.0	208
Enel Romania SA	Judetul Ilfov	RON	200,000	3	-	100.0	15
Enel Russia PJSC	Ekaterinburg	RUB	35,371,898,370	8	-	56.4	332
Enel Insurance NV	Amsterdam	EUR	60,000	273	8	100.0	252
Vektör Enerji Üretim AŞ	Istanbul	TRY	3,500,000	(55)	(5)	100.0	-
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	USD	842,086,000	775	6	-	-
Enel Global Services Srl	(1) Rome	EUR	10,000	-	-	100.0	-
Enel Green Power Italia Srl	(1) Rome	EUR	10,000	-	-	100.0	-
B) Joint ventures							
OpEn Fiber SpA	Milan	EUR	250,000,000	769	(117)	50.0	556
Rusenergosbyt LLC	Moscow	RUB	18,000,000	17	88	49.5	41
C) Associates							
CESI SpA	Milan	EUR	8,550,000	132	6	42.7	23
D) Other companies							
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	USD	56,500,000	135	22	11.1	17
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	USD	2,700,000	17	(4)	11.1	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	(2) Buenos Aires	ARS	14,012,000	-	-	-	-
Elcogas SA in liquidation	Puertollano	EUR	809,690	(118)	(7)	4.3	-
Idrosicilia SpA	Milan	EUR	22,520,000	-	-	1.0	-

(1) Company formed on September 16, 2019. Its first financial year will close on December 31, 2020.
(2) The figures for shareholders' equity and net income refer to the financial statements at December 31, 2016.

Equity investments in other companies at December 31, 2019, 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 still 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, 2019	at Dec. 31, 2018
Equity investments in unlisted companies measured at FVOCI	**17**	**17**
Empresa Propietaria de la Red SA	17	17
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA in liquidation	-	-
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivatives - €945 million, €143 million, €1,536 million, €183 million

Millions of euro

	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Derivative financial assets	945	793	143	92
Derivative financial liabilities	1,536	1,395	183	355

For more details about the nature, recognition and classification of derivative financial assets and liabilities, please see notes 31 "Financial instruments", and 33 "Derivatives and hedge accounting".

15. Other non-current financial assets - *€200 million*

The aggregate is composed of the following:

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Prepaid financial expense		6	8	(2)
Other non-current financial assets included in debt	15.1	194	128	66
Total		**200**	**136**	**64**

Prepaid financial expense 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 duration, between Enel SpA, Enel Finance International NV, and Mediobanca following the closure of the existing line. 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 - *€194 million*

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Financial receivables	31.1.1	191	125	66
Other financial receivables		3	3	-
Total		**194**	**128**	**66**

The increase in other non-current financial assets included in debt was due to the grant of a new loan to the joint venture OpEn Fiber SpA, in order to provide the company with the funds needed to carry out the investments provided for in its business plan in relation to the national project for the development of an ultra-broadband fiber-optic network.

16. Other non-current assets - *€127 million*

This item breaks down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Tax receivables	9	9	-
Receivables from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities	118	125	(7)
Total other non-current assets	**127**	**134**	**(7)**

Tax receivables regard the tax credit 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.

Receivables from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities refer to receivables 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 Company, which are recognized under employee benefits.

On the basis of actuarial forecasts made using current assumptions, the portion due beyond five years of these receivables from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities came to €53 million (€63 million at December 31, 2018).

17. Trade receivables - *€255 million*

The item breaks down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Trade receivables:			
- due from subsidiaries	238	166	72
- due from non-Group customers	17	25	(8)
Total	**255**	**191**	**64**

Trade receivables due from subsidiaries primarily regard the management and coordination services and other activities performed by Enel SpA on behalf of Group companies. Compared with December 31, 2018, the increase is related to the trend in revenue connected with these services.
Receivables due from non-Group customers concern services of various types.
Trade receivables due from subsidiaries break down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Subsidiaries			
Enel Iberia SLU	1	1	-
Enel Produzione SpA	6	3	3
e-distribuzione SpA	23	10	13
Enel Green Power SpA	13	9	4
Enel Américas SA	6	4	2
Endesa SA	7	3	4
Servizio Elettrico Nazionale SpA	3	2	1
Enel Global Trading SpA	1	-	1
Enel Energia SpA	8	6	2
Enel Italia SpA	20	16	4
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-
Enel X Srl	3	-	3
Enel Russia PJSC	13	11	2
Endesa Distribución Eléctrica SL	27	21	6
Enel Global Thermal Generation Srl	1	1	-
Endesa Generación SA	-	(2)	2
Endesa Energía SA	3	2	1
Enel Romania Srl	4	5	(1)
Enel Brasil SA	33	24	9
Enel Distribución Perú SAA	6	5	1
Enel Generación Perú SAA	6	5	1
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	(1)	1
Other	53	40	13
Total	**238**	**166**	**72**

Trade receivables by geographical area are shown below.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Italy	79	54	25
EU	84	68	16
Non-EU Europe	14	12	2
Other	78	57	21
Total	**255**	**191**	**64**

18. Income tax receivables - *€162 million*

Income tax receivables at December 31, 2019, amounted to €162 million and essentially regard the Company's IRES credit for estimated current taxes for 2019 (€84 million) and the receivable with respect to the consolidated IRES return for 2019 (€70 million).

19. Other current financial assets - *€2,883 million*

This item can be broken down as follows:

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Other current financial assets included in debt	19.1	2,578	1,579	999
Other sundry current financial assets		305	281	24
Total		**2,883**	**1,860**	**1,023**

19.1 Other current financial assets included in debt - *€2,578 million*

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Financial receivables due from Group companies:				
- short-term financial receivables (intercompany current accounts)	31.1.1	1,288	313	975
Financial receivables due from others:				
- current portion of long-term financial receivables		1	1	-
- other financial receivables		3	12	(9)
- cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	31.1.1	1,286	1,253	33
Total		**2,578**	**1,579**	**999**

20. Other current assets - *€796 million*

At December 31, 2019, the item broke down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Tax receivables	21	173	(152)
Other receivables from Group companies	758	74	684
Other receivables	17	21	(4)
Total	**796**	**268**	**528**

Tax receivables amounted to €21 million and regarded the remaining receivable for prepaid VAT for 2019 in the amount of €13 million (€168 million at the end of 2018), the receivable for VAT rebates of €4 million and receivables with respect to prior-year income taxes of €4 million.

Other receivables due from Group companies essentially regard receivables for the interim dividend approved in 2019 by the subsidiaries Enel Iberia SLU, Enel Américas SA and Enel Chile SA (€475 million, €63 million and €20 million, respectively) and collected in January and February 2019, IRES receivables in respect of the Group companies participating in the consolidated taxation mechanism (€105 million), and VAT receivables in respect of participating in the Group VAT mechanism (€95 million).

Other receivables, the amount of €17 million at December 31, 2019, decreased by €4 million compared with 2018 (€21 million).

21. Cash and cash equivalents - *€4,153 million*

Cash and cash equivalents break down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Bank and post office deposits	4,153	2,007	2,146
Cash and cash equivalents on hand	-	-	-
Total	**4,153**	**2,007**	**2,146**

Cash and cash equivalents amounted to €4,153 million, an increase of €2,146 million compared with December 31, 2018, reflecting cash flows generated by operating activities.

Liabilities and equity

22. Shareholders' equity - *€29,586 million*

Shareholders' equity amounted to €29,586 million, up €1,643 million compared with December 31, 2018. The change is mainly attributable to net income for the year (€4,702 million), the distribution of the balance of the dividend for 2018 in the amount of €0.14 per share (for a total of €1,423 million), as approved by the shareholders on May 16, 2019, and the interim dividend for 2019 approved by the Board of Directors on November 12, 2019, and paid as from January 22, 2020 (€0.16 per share, for a total of €1,627 million).

Share capital - €10,167 million

At December 31, 2019, the share capital of Enel SpA amounted to €10,166,679,946 fully subscribed and paid up, represented by that same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each. This figure for Enel SpA share capital is therefore unchanged compared with the €10,166,679,946 of December 31, 2018.

At December 31, 2019, 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 an interest of greater than 3% in the Company's share capital included the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake) and Capital Research and Management Company (which held a direct interest of 5.029% at October 11, 2019 for asset management purposes).

Treasury share reserve - *€(1) million*

As at December 31, 2019, treasury shares are represented by 1,549,152 ordinary shares of Enel SpA with a par value of €1.00 each, purchased through a qualified intermediary for a total value of €10 million.
On May 16, 2019, the Shareholders' Meeting approved the long-term incentive plan for 2019 ("2019 LTI Plan" or "Plan") intended for the management of Enel SpA and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code, granting the Board of Directors all the powers necessary to implement the Plan.
On the same date, the Shareholders' Meeting also authorized the Board of Directors to purchase treasury shares, in compliance with the time limits established by the resolution, to pursue, among other things, the purposes of the 2019 LTI Plan.

On 19 September the Company's Board of Directors, in implementation of the authorization granted and in compliance with the related terms already announced to the market, approved the start of a treasury share purchase program, for a maximum amount of €10.5 million and for a number of shares not exceeding 2.5 million (the "Program"), equal to about 0.02% of Enel's share capital.
Over the duration of the Program (September 23, 2019 - December 2, 2019) the Company purchased 1,549,152 Enel shares at the weighted average price of €6.7779 per share.
In accordance with Article 2357-*ter*, paragraph 2, of the Italian Civil Code, treasury shares do not participate in the distribution of the dividend.

Other reserves - *€11,366 million*

Share premium reserve - *€7,487 million*

The share premium reserve as at December 31, 2019, was equal to €7,487 million, a decrease of €9 million on the previous year, reflecting the purchase of treasury shares in the total amount of €10 million.

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 value 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 Uniform Income Tax Code shall apply.

Other sundry reserves - *€68 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. It also includes €29 million in respect of the stock option reserve and €20 million for other reserves.

Reserve from measurement of financial instruments - *€(412) million*

At December 31, 2019, the item was represented by the reserve from measurement of cash flow hedge derivatives and costs of hedging with a negative value of €412 million (net of the positive tax effect of €130 million).

Reserve from measurement of financial assets at FVOCI - *€11 million*

At December 31, 2019, the reserve from measurement of financial assets at FVOCI amounted to €11 million due to the fair value measurement of the investment in Empresa Propietaria de la Red SA.

Reserve from remeasurement of net employee benefit plan liabilities/(assets) - *€(37) million*

At December 31, 2019, the employee benefit plan reserve amounted to €37 million (net of the positive tax effect of €9 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 reserve from measurement of financial instruments and the reserve from measurement of defined benefit plan liabilities/assets in 2018 and 2019.

Millions of euro	at Jan. 1, 2018	Gross gains/(losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes	at Dec. 31, 2018	Gross gains/(losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes	Other changes	at Dec. 31, 2019
Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	(268)	1	(45)	37	(275)	205	(328)	20	(12)	**(390)**
Reserve from measurement of costs of hedging financial instruments	(70)	17	-	-	(53)	23	-	8	-	**(22)**
Reserve for measurement of financial assets at FVOCI	-	11	-	-	11	-	-	-	-	**11**
Reserve from remeasurement of net employee benefit plan liabilities/(assets)	(32)	-	-	-	(32)	(7)	-	2	-	**(37)**
Gains/(Losses) recognized directly in equity	**(370)**	**29**	**(45)**	**37**	**(349)**	**221**	**(328)**	**30**	**(12)**	**(438)**

Retained earnings/(loss carried forward) - *€4,889 million*

For 2019, the item shows an increase of €610 million, attributable to the resolution of the Shareholders' Meeting of May 16, 2019, which provided for the allocation to retained earnings of the remainder of the net income for 2018.

Net income for the year - *€3,165 million*

Net income for 2019, net of the interim dividend for 2019 of €0.16 per share (for a total of €1,627 million), amounted to €3,165 million.
The table below shows the availability of shareholders' equity for distribution.

Millions of euro	at Dec. 31, 2019	Possible uses	Amount available	
Share capital	10,167			
Capital reserves:				
- share premium reserve	7,487	ABC	7,487	
- treasury share reserve	(1)			
Income reserves:				
- legal reserve	2,034	B		
- reserve pursuant to Law 292/1993	2,215	ABC	2,215	
- reserve from measurement of financial instruments	(412)			
- reserve for financial assets at FVOCI	11			
- reserve for capital grants	19	ABC	19	
- stock option reserve	29	ABC	29	(1) (2)
- reserve from remeasurement of employee benefit plan liabilities	(37)			
- other	20	ABC	20	

Retained earnings/(Loss carried forward)	4,889	ABC	4,889
Total	**26,421**		**14,659**
of which amount available for distribution			*14,656*

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 Company 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 costs, or departures pursuant to Article 2423, paragraph 4, of the Italian Civil Code.
It should be noted that, in the three previous years, the available reserve denominated "retained earnings/(loss carried forward) has been used in the amount of €346 million for the distribution of dividends to shareholders.

Enel's goals in capital management are focused on the creation of value for shareholders, safeguarding the interests of stakeholders and ensuring business continuity, as well as on maintaining sufficient capitalization to ensure cost-effective access to outside sources of financing, so as to adequately support growth in the Group's business.

22.1 Dividends

The table below shows the dividends paid by the Company in 2018 and 2019.

	Amount distributed (in millions of euro)	Net dividend per share (in euro)
Dividends paid in 2018		
Dividends for 2017	2,410	0.237
Interim dividend for 2018 (1)	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2018	**2,410**	**0.237**
Dividends paid in 2019		
Dividends for 2018	2,847	0.28
Interim dividend for 2019 (2)	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2019	**2,847**	**0.28**

(1) Approved by the Board of Directors on November 6, 2018, and paid as from January 23, 2019 (interim dividend of €0.14 per share for a total of €1,423 million).
(2) Approved by the Board of Directors on November 12, 2019, and paid as from January 22, 2020 (interim dividend per share of €0.16 for a total of €1,627 million).

The dividend for 2019, equal to €0.328 per share, amounting to a total of €3,334 million (of which €0.16 per share, for a total of €1,626 million already paid as an interim dividend), is to be proposed at the Shareholders' Meeting of May 14, 2020, at a single call. These financial statements do not reflect the effects of the distribution of this dividend for 2019 to shareholders, with the exception of liabilities due to shareholders for the 2019 interim dividend approved by the Board of Directors on November 12, 2019, in the maximum potential amount of €1,627 million, and paid as from January 22, 2020, net of the amount pertaining to the 1,549,152 treasury shares held as at the record date of January 21, 2020.

22.2 Capital management

The Company's objectives for managing capital comprise safeguarding the business as a going concern, creating value for stakeholders and supporting the development of the Group. In particular, the Company seeks to maintain an adequate capitalization that enables it to achieve a satisfactory return for shareholders and ensure access to external sources of financing, in part by maintaining an adequate rating.
In this context, the Company manages its capital structure and adjusts that structure when changes in economic conditions so require. There were no substantive changes in objectives, policies or processes in 2019.
To this end, the Company constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity.
The situation at December 31, 2019 and 2018, is summarized in the following table.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Non-current financial position	(14,206)	(13,397)	(809)
Net current financial position	(2,738)	(2,221)	(517)
Non-current financial receivables and long-term securities	194	128	66
Net financial debt	**(16,750)**	**(15,490)**	**(1,260)**
Shareholders' equity	**29,586**	**27,943**	**1,643**
Debt/equity ratio	**(0.57)**	**(0.55)**	**(0.02)**

23. Borrowings - €14,206 million, €1,102 million, €8,367 million

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018
Long-term borrowings	14,206	13,397	1,102	806
Short-term borrowings	-	-	8,367	5,001

For more details about the nature, recognition and classification of borrowings, please see note 31 "Financial instruments".

24. Employee benefits - *€216 million*

The Company provides its employees with a variety of benefits, including termination benefits, additional months' pay, indemnities in lieu of notice, loyalty bonuses for achievement of seniority milestones, 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, 2019, and December 31, 2018.

Millions of euro	2019				2018			
	Pension benefits	Health insurance	Other benefits	Total	Pension benefits	Health insurance	Other benefits	Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION								
Actuarial obligation at January 1	**174**	**40**	**17**	**231**	**200**	**45**	**28**	**273**
Current service cost	-	-	7	7	-	1	6	7
Interest expense	2	-	-	2	3	1	-	4
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	-	-	-	-	-	-	-	-
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	6	-	-	6	-	-	-	-
Experience adjustments	5	(3)	-	2	-	(1)	-	(1)
Past service cost	-	-	-	-	-	-	-	-
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-	-	-	-	-	-	-
Employer contributions	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributions from plan participants	-	-	-	-	-	-	-	-
Payments for closures	-	-	-	-	-	-	-	-
Other payments	(21)	(2)	(9)	(32)	(23)	(2)	(10)	(35)
Other changes	-	-	-	-	(6)	(4)	(7)	(17)
Actuarial obligation at December 31	**166**	**35**	**15**	**216**	**174**	**40**	**17**	**231**

Millions of euro	2019	2018
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost	7	7
Interest expense	2	4
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-
Total	**9**	**11**

Millions of euro	2019	2018
Remeasurement (gains)/losses in OCI		
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	8	-
Other changes	-	-
Total	**8**	-

The current service cost for employee benefits in 2019 amounted to €7 million, recognized under personnel costs, and was unchanged on 2018, while the interest expense from the accretion of the liability amounted to €2 million (€4 million in 2018).

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.

	2019	2018
Discount rate	0.00%-0.70%	0.25%-1.50%
Rate of wage increases	0.70%-2.70%	1.50%-3.50%
Rate of increase in healthcare costs	2.50%	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% healthcare costs	An increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees
Healthcare plans: ASEM	(2)	2	(2)	-	-	5	35

25. Provisions for risks and charges - *€28 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 judgments and other dispute settlements for the year and an update of the estimates for positions arising in previous years.

The following table shows changes in provisions for risks and charges.

		Taken to profit or loss				
Millions of euro		Accruals	Reversals	Utilization	Other changes	**Total**
	at Dec. 31, 2018					**at Dec. 31, 2019**
						of which current portion
Provision for litigation, risks and other charges:						
- litigation	18	3	(16)	(1)	-	4 1
- other	6	-	-	-	-	6 3
Total	**24**	**3**	**(16)**	**(1)**	**-**	**10** **4**
Provision for early retirement incentives	21	3	-	(6)	-	18 5
TOTAL PROVISIONS FOR RISKS AND CHARGES	**45**	**6**	**(16)**	**(7)**	**-**	**28** **10**

The decrease in the provision for litigation, in the amount of €14 million, mainly reflects reversals to profit or loss and uses resulting from the settlement of a number of disputes for a total of €17 million.
This provision mainly regards labor disputes.
Other provisions for risks and charges, equal to €6 million, are unchanged on the previous year.
The decrease in the provision for early retirement incentives, equal to €3 million, reflects uses during the year.

26. Other non-current liabilities - *€21 million*

Other non-current liabilities amounted to €21 million (€12 million at December 31, 2018). They essentially regard 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 receivables (note 16).
The item also includes the non-current portion of the up-fronts made at the time of the establishment of a number of hedging derivative positions (€10 million) in previous years, which are released to profit or loss on the basis of the amortization plan for the entire duration of the derivative itself.

27. Trade payables - *€84 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Trade payables:			
- due to third parties	43	41	2
- due to Group companies	41	41	-
Total	**84**	**82**	**2**

Trade payables mainly include payables for the provision of services and other activities performed in 2019, and comprise payables due to third parties of €43 million (€41 million at December 31, 2018) and payables due to Group companies of €41 million (€41 million at December 31, 2018).

Trade payables due to subsidiaries at December 31, 2019, break down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Subsidiaries			
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel Global Trading SpA	9	1	8
Enel Green Power SpA	1	-	1
Enel Italia SpA	10	18	(8)
Enel Iberia SLU	4	4	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	3	3	-
Enel X Srl	-	1	(1)
Enel Innovation Hubs Srl	-	2	(2)
Endesa SA	4	3	1
Other	9	8	1
Total	**41**	**41**	**-**

Trade payables break down by geographical area as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Suppliers			
Italy	63	59	4
EU	15	17	(2)
Non-EU Europe	1	1	-
Other	5	5	-
Total	**84**	**82**	**2**

28. Other current financial liabilities - *€234 million*

Other current financial liabilities mainly regard interest expense accrued on debt outstanding at year end.

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Deferred financial liabilities	31.2.1	225	259	(34)
Other items	31.2.1	9	17	(8)
Total		**234**	**276**	**(42)**

More specifically, deferred financial liabilities consist of interest expense accrued on financial debt, while the other items essentially include amounts due to Group companies that accrued as of December 31, 2019, but to be settled in the following year, comprising both financial expense on hedge derivatives on commodity exchange rates and interest expense on intercompany current accounts.

29. Net financial position and long-term financial receivables and securities - *€16,750 million*

The following table shows the net financial position and long-term financial receivables and securities on the basis of the items on the balance sheet.

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Long-term borrowings	23	14,206	13,397	809
Short-term borrowings	23	8,367	5,001	3,366
Current portion of long-term borrowings	23	1,102	806	296
Other non-current financial assets included in debt	15.1	194	128	66
Other current financial assets included in debt	19.1	2,578	1,579	999
Cash and cash equivalents	21	4,153	2,007	2,146
Total		**16,750**	**15,490**	**1,260**

Pursuant to the CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial position at December 31, 2019, reconciled with net financial debt as reported in the Report on Operations.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	*of which with related parties*	at Dec. 31, 2018	*of which with related parties*	Change
Bank and post office deposits	4,153		2,007		2,146
Liquidity	**4,153**		**2,007**		**2,146**
Current financial receivables	**2,578**	*1,288*	**1,579**	*313*	**999**
Short-term bank debt	(130)		(45)		(85)
Short-term portion of long-term bank debt	(1,102)		(806)		(296)
Other short-term financial payables	(8,237)	*(7,634)*	(4,956)	*(4,716)*	(3,281)
Short-term financial debt	**(9,469)**		**(5,807)**		**(3,662)**
Net short-term financial position	**(2,738)**		**(2,221)**		**(517)**
Long-term bank debt	(402)		(1,048)		646
Bonds	(7,707)		(8,208)		501
Non-bank financing (leases)	(1)		-		(1)
Other long-term debt	(6,096)		(4,141)		(1,955)
Long-term borrowings	**(14,206)**		**(13,397)**		**(809)**

Non-current financial position	**(14,206)**		**(13,397)**		**(809)**
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB instructions	**(16,944)**		**(15,618)**		**(1,326)**
Long-term financial receivables	**194**	*191*	**128**	*125*	**66**
NET FINANCIAL DEBT	**(16,750)**		**(15,490)**		**(1,260)**

30. Other current liabilities - *€2,209 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Tax payables	337	245	92
Payables due to Group companies	159	317	(158)
Payables due to employees, recreational/assistance associations	17	18	(1)
Payables due to social security institutions	7	7	-
Payables due to customers for security deposits and reimbursements	2	2	-
Other	1,687	1,440	247
Total	**2,209**	**2,029**	**180**

Tax payables amounted to €337 million and essentially regard amounts due to tax authorities for consolidated IRES (€333 million).

Payables due to Group companies amounted to €159 million. They consist of €44 million in payables in respect of the IRES liability under the consolidated taxation mechanism (€139 million at December 31, 2018) and €110 million in respect of Group VAT (€173 million at December 31, 2018). The decrease of €158 million reflects developments in the debtor positions noted above.

The item "other", equal to €1,687 million, includes the liability for the interim dividend to be paid to shareholders in the amount of €1,628 million, due essentially to the liability for the interim dividend for 2019, which was approved by the Board of Directors of Enel SpA on November 12, 2019 and paid as from January 22, 2020 (€0.16 per share for 2019 and €0.14 per share for 2018) in the amount of €1,627 million (€1,423 million at December 31, 2018).

31. Financial instruments

31.1 Financial assets by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial assets provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial assets, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

Millions of euro

		Non-current		Current	
	Notes	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Financial assets at amortized cost	31.1.1	**194**	**128**	**7,793**	**4,050**
Financial assets at FVOCI	31.1.2				
Equity investments in other companies		**17**	17	**-**	-
Total financial assets at FVOCI		**17**	**17**	**-**	-
Financial assets at FVTPL					
Derivative assets at FVTPL	33	**340**	325	**143**	78

Total financial assets at FVTPL		**340**	**325**	**143**	**78**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	605	468	-	14
Fair value hedge derivatives	33	-	-	-	-
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**605**	**468**	**-**	**14**
TOTAL		**1,156**	**938**	**7,936**	**4,142**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial assets, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

31.1.1 Financial assets at amortized cost

The following table shows financing and receivables by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro		Non-current			Current	
	Notes	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	Notes	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Cash and cash equivalents		**-**	-	21	**4,153**	**2,007**
Trade receivables		**-**	-	17	**255**	**191**
Financial receivables due from Group companies						
Receivables on intercompany current accounts		-	-	19.1	1,288	313
Other financial receivables		-	-		240	209
Total financial receivables due from Group companies		**-**	-		**1,528**	**522**
Financial receivables due from others						
Financial receivables	15.1	191	125		-	-
Current portion of long-term financial receivables		-	-		1	1
Cash collateral for margin agreements on OTC derivatives		-	-	19.1	1,286	1,253
Other financial receivables		3	3		10	18
Total financial receivables due from others		**194**	**128**		**1,297**	**1,272**
Other receivables		**-**	-		**560**	**58**
TOTAL		**194**	**128**		**7,793**	**4,050**

The main changes compared with 2018 regarded:

- an increase of €2,146 million in cash and cash equivalents, attributable to the normal central treasury functions performed by Enel SpA;
- an overall increase of €1,006 million in financial receivables due from Group companies, reflecting the increase in receivables on the intercompany current account held with Group companies (€975 million);
- an increase of €502 million in other receivables, reflecting the rise in receivables for dividends to be collected from subsidiaries.

Impairment losses on financial assets at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost at December 31, 2019 amounted to €7,987 million and are recognized net of allowances for expected credit losses, which totaled €12 million at December 31, 2019. No significant expected loss was found in the impairment testing of cash and cash equivalents and other receivables.

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.

The assessment of the increase in credit risk may be performed on:

- an individual basis, if the receivables have been individually identified for impairment based on available information;
- a collective basis on other cases.

The following table shows the expected losses for each class of financial assets measured at amortized cost.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019			at Dec. 31, 2018		
	Gross carrying amount	Allowance for expected losses	Total	Gross carrying amount	Allowance for expected losses	Total
Cash and cash equivalents	4,153	-	4,153	2,007	-	2,007
Trade receivables	260	5	255	196	5	191
Financial receivables due from Group companies	1,529	1	1,528	523	1	522
Financial receivables due from others	1,497	6	1,491	1,406	6	1,400
Other receivables	560	-	560	58	-	58
Total	**7,999**	**12**	**7,987**	**4,190**	**12**	**4,178**

The following table shows changes in the allowance for expected losses on financial and trade receivables.

Millions of euro

	Allowance for expected losses					
	Financial receivables			Trade receivables		
	Individual	Collective	Total	Individual	Collective	Total
Jan. 1, 2018 IFRS 9	**7**	**-**	**7**	**-**	**5**	**5**
Impairment losses	-	-	-	-	-	-
Utilization	-	-	-	-	-	-
Reversals	-	-	-	-	-	-
Total at Dec. 31, 2018 IFRS 9	**7**	**-**	**7**	**-**	**5**	**5**
Impairment losses	-	-	-	-	-	-
Utilization	-	-	-	-	-	-
Reversals	-	-	-	-	-	-
Total at Dec. 31, 2019 IFRS 9	**7**	**-**	**7**	**-**	**5**	**5**

31.1.2 Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI)

This category mainly includes equity investments in unlisted companies irrevocably designated as such at the time of initial recognition.

Equity investments in other entities, equal to €17 million, are essentially represented by the equity investment held by Enel SpA in Empresa Propietaria de la Red SA. At December 31, 2019 the fair value of the investment was confirmed on the basis of an assessment, deemed reliable, of the significant items of the balance sheet.

31.1.3 Financial assets at fair value through to 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 33.2 "Derivatives at fair value through profit or loss" for more information.

31.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liabilities provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial liabilities, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018
Financial liabilities measured at amortized cost	31.2.1	**14,206**	**13,397**	**11,192**	**7,331**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative liabilities at FVTPL	33	342	324	178	134
Total		**342**	**324**	**178**	**134**
Derivative liabilities designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	1,194	1,071	5	221
Total		**1,194**	**1,071**	**5**	**221**
TOTAL		**15,742**	**14,792**	**11,375**	**7,686**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial liabilities, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".
For more details about fair value measurement, please see note 34 "Fair value measurement".

31.2.1 Financial liabilities measured at amortized cost

The following table shows financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

Millions of euro		Non-current			Current	
	Notes	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Notes	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018
Long-term borrowings	23	14,206	13,397		1,102	806
Short-term borrowings		-	-	23	8,367	5,001
Trade payables		-	-	27	84	82
Other current liabilities		-	-	30	1,639	1,442
Total		**14,206**	**13,397**		**11,192**	**7,331**

Other current liabilities include the liability for the interim dividend to be paid to shareholders in the amount of €1,628 million, due essentially to the liability for the interim dividend for 2019, which was approved by the Board of Directors of Enel SpA on November 12, 2019 and paid as from January 22, 2020 (€0.16 per share for 2019 and €0.14 per share for 2018) in the amount of €1,627 million (€1,423 million at December 31, 2018).

Borrowings

Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) - *€15,308 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 €1,102 million), amounted to €15,308 million at December 31, 2019.
The following table shows the nominal values, carrying amounts and fair values of long-term borrowings at December 31, 2019, 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, 2019					at Dec. 31, 2018					Change
Bonds:											
- fixed rate	7,735	7,602	878	6,725	9,073	7,904	7,813	614	7,199	8,561	(211)
- floating rate	1,010	1,010	27	982	966	1,201	1,201	192	1,009	1,141	(191)
Total	**8,745**	**8,612**	**905**	**7,707**	**10,039**	**9,105**	**9,014**	**806**	**8,208**	**9,702**	**(402)**
Bank borrowings:											
- fixed rate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- floating rate	552	552	150	402	554	1,048	1,048	-	1,048	1,045	(496)
Total	**552**	**552**	**150**	**402**	**554**	**1,048**	**1,048**	**-**	**1,048**	**1,045**	**(496)**
Other financing:											
- under fixed-rate leases	2	2	1	1	2	-	-	-	-	-	2
Total	**2**	**2**	**1**	**1**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
Loans from Group companies:											
- fixed rate	2,300	2,300	-	2,300	2,655	2,300	2,300	-	2,300	2,596	-
- floating rate	3,841	3,841	46	3,796	4,023	1,841	1,841	-	1,841	1,895	2,000
- under fixed-rate leases	1	1	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Total	**6,142**	**6,142**	**46**	**6,096**	**6,679**	**4,141**	**4,141**	**-**	**4,141**	**4,491**	**2,001**
Total fixed-rate borrowings	**10,038**	**9,905**	**879**	**9,026**	**11,731**	**10,204**	**10,113**	**614**	**9,499**	**11,157**	**(208)**
Total floating-rate borrowings	**5,403**	**5,403**	**223**	**5,180**	**5,543**	**4,090**	**4,090**	**192**	**3,898**	**4,081**	**1,313**
TOTAL	**15,441**	**15,308**	**1,102**	**14,206**	**17,274**	**14,294**	**14,203**	**806**	**13,397**	**15,238**	**1,105**

For more details about the maturity analysis of borrowings, please see note 32 "Risk management", while for more about fair value measurement inputs, please see note 34 "Fair value measurement".

The table below shows long-term borrowings by currency and interest rate.

Long-term borrowings by currency and interest rate

Millions of euro	Carrying amount		Nominal value	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2019		at Dec. 31, 2019	
Euro	**10,665**	**12,268**	**12,376**	**3.0%**	**3.2%**
US dollar	1,277	1,305	1,315	7.8%	8.2%
Pound sterling	2,261	1,735	1,750	6.6%	6.9%
Total non-euro currencies	**3,538**	**3,040**	**3,065**		
TOTAL	**14,203**	**15,308**	**15,441**		

The table below reports changes in the nominal value of long-term debt.

Millions of euro	Nominal value	FTA IFRS 16 Jan. 1, 2019	Repayments	New borrowings	Exchange differences	Nominal value
	at Dec. 31, 2018					at Dec. 31, 2019
Bonds	9,105	-	(813)	344	109	**8,745**
Bank borrowings	1,048	-	(500)	-	4	**552**
Non-bank financing	-	3	(1)	-	-	**2**
Loans from Group companies	4,141	1	(1,500)	3,500	-	**6,142**
Total	**14,294**	**4**	**(2,814)**	**3,844**	**113**	**15,441**

Compared with December 31, 2018, the nominal value of long-term debt increased by €1,147 million, reflecting:

- repayments of €2,814 million, including a fixed-rate bond in pounds sterling in the amount of €617 million maturing in June 2019, a bank loan repaid in advance in the amount of €500 million and a loan from Group companies totaling €1,500 million, which was repaid in advance in December 2019;
- the repayment of two tranches of Ina and Ania bonds in the total amount of €56 million;
- the repayment at maturity of the bond denominated "Special series of bonds reserved for employees" in the nominal amount of €1,033 million and bond held in portfolio in the amount of €898 million, with a net decrease of €135 million;
- the recognition of exchange losses of €113 million;
- an exchange offer carried out in May 2019 involving hybrid bonds, which increased debt by €344 million;
- new intercompany financing granted by Enel Finance International for a total of €3,500 million, of which €1,500 million were repaid in advance in December 2019.

The table below reports the characteristics of the bank borrowings obtained in 2019.

New borrowings

Type of loan	Counterparty	Issue date	Amount financed (millions of euro)	Currency	Interest rate (%)	Type of interest rate	Due date
Hybrid bonds	Enel SpA	May 24, 2019	300	EUR	3.5%	fixed rate	May 24, 2025
Total			**300**				

In May 2019, a €300 million hybrid bond was issued, with a first early call date at May 24, 2025. The consideration for this bond was subsequently increased as a result of an exchange offer operation.

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 agreed on December 18, 2017 by Enel SpA and Enel Finance International NV with a pool of banks of up to €10 billion and the loans granted by UniCredit SpA.

The main covenants in respect of the bond issues in the Global/€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.

During 2019, Enel Finance International NV issued two "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.
The main covenants covering the hybrid bonds of Enel SpA 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 the loan agreements between Enel SpA and UniCredit SpA are substantially similar and can be summarized as follows:

- 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.

All the financial 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 Enel Green Power and its subsidiaries in relation to the commitments undertaken within the context of the loan agreements. These guarantees and the associated loan contracts include certain covenants and events of default, some borne by Enel SpA as the guarantor, typical of international business practice.

Debt structure after hedging

The following table shows the effect of the hedges of foreign currency risk on the gross long-term debt structure (including portions maturing in the next 12 months).

Millions of euro	at Dec. 31, 2019					at Dec. 31, 2018				
	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	12,268	12,376	80.2%	3,065	15,441	10,665	10,725	75.0%	3,569	14,294
US dollar	1,305	1,315	8.5%	(1,315)	-	1,277	1,289	9.0%	(1,289)	-
Pound sterling	1,735	1,750	11.3%	(1,750)	-	2,261	2,280	16.0%	(2,280)	-
Total	**15,308**	**15,441**	**100.0%**	**-**	**15,441**	**14,203**	**14,294**	**100.0%**	**-**	**14,294**

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, 2019	at Dec. 31, 2018

	Before hedging	After hedging	Before hedging	After hedging
%				
Floating rate	35.0%	26.3%	18.1%	15.4%
Fixed rate	65.0%	73.7%	81.9%	84.6%
Total	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**

Short-term borrowings - *€8,367 million*

The following table shows short-term borrowings at December 31, 2019, by type.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Loans from non-Group counterparties			
Short-term bank borrowings (ordinary current account)	130	45	85
Cash collateral for CSAs on OTC derivatives received	403	240	163
Total	**533**	**285**	**248**
Borrowings from Group counterparties			
Short-term borrowings from Group companies (on intercompany current account)	7,834	4,716	3,118
Total	**7,834**	**4,716**	**3,118**
TOTAL	**8,367**	**5,001**	**3,366**

It should be specified that the fair value of current borrowings equals their carrying amount as the impact of discounting is not significant.

31.2.2 Financial liabilities at fair value through profit or loss (FVTPL)

This category includes solely current and non-current derivative liabilities relating mainly to hedges of the debt of Group companies. More information is given in note 33.2 "Derivatives at fair value through profit or loss".

31.2.3 Net gains and 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/Reversal of impairment
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**
Financial assets at amortized cost	252	6	1
Financial assets at FVOCI	1	10	-
Financial liabilities measured at amortized cost	(747)	(639)	-

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 7 "Net financial income/(expense) from derivatives.

32. Risk management

32.1 Financial risk management objectives and policies

As part of its operations, the Company is exposed to a variety of financial risks, notably interest rate risk, exchange risk, credit 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.

32.2 Interest rate risk and exchange 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 exchange 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 financial receivables, derivatives, cash deposits provided as collateral for derivatives contracts, cash and cash equivalents and short-term deposits, as well as trade receivables.
For more details, please see note 31 "Financial instruments".
The source of exposure to interest rate risk and exchange risk did not change with respect to the previous year.

As the Parent Company, 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.

During 2019, no overshoots of the threshold values set by regulators for the activation of clearing obligations (EMIR – European Market Infrastructure Regulation – no. 648/2012 of the European Parliament) were detected.

The volume of transactions in financial derivatives outstanding at December 31, 2019, 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, 2019	at Dec. 31, 2018
Interest rate derivatives		
Interest rate swaps	8,470	10,901
Total	**8,470**	**10,901**

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 €8,470 million (€10,901 million at December 31, 2018), of which €1,540 million (essentially unchanged on December 31, 2018) in respect of hedges of the Company's share of debt, and €6,930 million (€9,323 million at December 31, 2018) in respect of hedges of the debt of Group companies with the market intermediated in the same notional amount with those companies. The substantial decrease in the latter is mainly due to the early termination of interest rate swaps with respect to new issues.

For more details on interest rate derivatives, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

The amount of floating-rate debt that is not hedged against interest rate risk is the main risk factor that could impact the income statement (raising borrowing costs) in the event of an increase in market interest rates.

At December 31, 2019, 35% of gross long-term financial debt was floating rate (18.1% at December 31, 2018). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IAS 39, 73.7% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2019 (84.3% at December 31, 2018). Including derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, the ratio is essentially unchanged.

Interest rate risk sensitivity analysis

The Company analyses the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in interest rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact of market scenarios on equity, for the cash flow hedge component, and on profit or loss, for the fair value hedge component on the fair value of financial derivatives and the portion of gross long-term debt not hedged using financial derivatives.
These scenarios are represented by parallel increases and decreases in the yield curve as at the reporting date.
There were no changes in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the Company's profit before tax would be affected as follows:

Millions of euro

		at Dec. 31, 2019				at Dec. 31, 2018			
		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	10	(10)	-	-	5	(5)	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	30	(30)	-	-	6	(6)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	25	-	-	39	(39)	-	-	36	(36)
Fair value hedges	25	-	-	-	-	-	-	-	-

Exchange risk

Exchange 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 exchange 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 exchange risk did not change with respect to the previous year.
For more details, please see note 31 "Financial instruments".
In order to minimize exposure to changes in exchange rates, the Company normally uses a variety of OTC derivatives such as currency forwards and cross currency interest rate swaps. The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying exposure.
Currency forwards are contracts in which the counterparties agree to exchange principal amounts denominated in different currencies at a specified future date and exchange rate (the strike). Such contracts may call for the actual exchange of the two amounts (deliverable forwards) or payment of the difference between the strike exchange rate and the prevailing exchange rate at maturity (non-deliverable forwards).
Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term fixed- or floating-rate liability in foreign currency into an equivalent floating- or fixed-rate liability in euros. In addition to having 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, 2019 and December 31, 2018, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018
Foreign exchange derivatives		
Currency forwards:	6,064	6,980
- hedging exchange risk on commodities	4,225	5,349
- hedging future cash flows	1,146	825
- other currency forwards	693	806
Cross currency interest rate swaps	4,193	5,264
Total	**10,257**	**12,244**

More specifically, these include:

> currency forward contracts with a total notional amount of €4,225 million, of which €2,112 million to hedge the exchange risk associated with purchases of energy commodities by Group companies, with matching transactions with the market;

> currency forward contracts with a notional amount of €1,146 million, to hedge the exchange risk associated with other expected cash flows in currencies other than the euro, of which €783 million in market transactions;

> currency forward contracts with a notional amount of €693 million, of which €346 million in market transactions to hedge the exchange rate risk on investment spending (€271 million) and, to a lesser extent, operating expenditure;

> cross currency interest rate swaps with a notional amount of €4,193 million to hedge the exchange risk on the debt of Enel SpA or other Group companies denominated in currencies other than the euro.

For more details, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

An analysis of the Group's debt shows that 19.8% 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 currency of account or the functional currency of the Company, the debt is fully hedged using cross currency interest rate swaps.

Exchange risk sensitivity analysis

The Company analyses 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, the profit before tax would be affected as follows:

Millions of euro

		at Dec. 31, 2019				at Dec. 31, 2018			
		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%	(9)	11	-	-	(14)	17	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	10%	-	-	(364)	445	-	-	(411)	502
Fair value hedges	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

32.3 Credit 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 (typically on financial underlyings), 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 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 counterparty risk.

Financial receivables

Millions of euro

Staging	Basis for recognizing expected loss allowance	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected loss allowance	Net value
			at Dec. 31, 2019		
Performing	12 m ECL	0.23%	3,025	7	3,018
Underperforming	Lifetime ECL				
Non-performing					
Total			**3,025**	**7**	**3,018**

Trade receivables and other receivables: collective measurement

Millions of euro	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected loss allowance	Net value
		at Dec. 31, 2019		
Trade receivables				
Trade receivables not past due		-	-	-
Trade receivables past due:				
- more than 180 days (credit impaired)	1.92%	260	5	255
Total trade receivables		**260**	**5**	**255**
Other receivables				
Other receivables not past due		560	-	560
Other receivables past due		-	-	-
Total other receivables		**560**	**-**	**560**
TOTAL		**820**	**5**	**815**

32.4 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 Group, 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, 2019 Enel SpA had a total of €4,153 million in cash or cash equivalents (€2,007 million at December 31, 2018), and committed lines of credit amounting to €6,350 million (of which none had been drawn) maturing in more than one year (€5,800 million at December 31, 2018).

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	410	468	584	2,866	3,274
- floating rate	-	27	111	291	581
Total	**410**	**495**	**695**	**3,157**	**3,855**
Bank borrowings					
- fixed rate	-	-	-	-	-
- floating rate	-	150	402	-	-
Total	**-**	**150**	**402**	**-**	**-**
Non-bank financing:					
- under fixed-rate leases	-	1	1	-	-
Total	**-**	**1**	**1**	**-**	**-**
Loans from Group companies					
- fixed rate	-	-	-	1,200	1,100
- floating rate	23	23	46	138	3,611
- under fixed-rate leases	-	-	1	-	-
Total	**23**	**23**	**47**	**1,338**	**4,711**
TOTAL	**433**	**669**	**1,145**	**4,495**	**8,566**

32.5 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 financial statements since the Company does not plan to set-off 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, 2019
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				Correlated amounts not set off in the balance sheet		
				(d)(i)	(d)(ii)	(d)(iii)
	Gross amounts of recognized financial assets/(liabilities)	Gross amounts of recognized financial assets/(liabilities) set off in the balance sheet	Net amounts of financial assets/(liabilities) presented in the balance sheet	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	329	-	329		-	329
- on exchange risk	706	-	706	-	(755)	(49)
- other	53	-	53	-	-	53
Total derivative assets	**1,088**	**-**	**1,088**	**-**	**(755)**	**333**
TOTAL FINANCIAL ASSETS	**1,088**	**-**	**1,088**	**-**	**(755)**	**333**
FINANCIAL LIABILITIES						
Derivative liabilities:						
- on interest rate risk	(693)	-	(693)	-	662	(31)
- on exchange risk	(1,026)	-	(1,026)	-	976	(50)
- other	-	-	-	-	-	-
Total derivative liabilities	**(1,719)**	**-**	**(1,719)**	**-**	**1,638**	**(81)**
TOTAL FINANCIAL LIABILITIES	**(1,719)**	**-**	**(1,719)**	**-**	**1,638**	**(81)**
TOTAL NET FINANCIAL ASSETS/(LIABILITIES)	**(631)**	**-**	**(631)**	**-**	**883**	**252**

33. Derivatives and hedge accounting

The following tables report the notional amount and fair value of derivative financial assets and liabilities by type of hedge relationship and hedged risk, broken down into current and non-current derivative financial assets and liabilities.

The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are converted at the end-year exchange rates provided by the World Markets Reuters (WMR) Company.

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
DERIVATIVE ASSETS	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	Change	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on exchange risk	2,008	1,751	605	468	137	-	615	-	14	(14)
Total cash flow hedges	**2,008**	**1,751**	**605**	**468**	**137**	**-**	**615**	**-**	**14**	**(14)**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	3,452	4,661	329	304	25	13	-	-	-	-
- on exchange risk	484	1,096	11	21	(10)	2,546	2,543	90	67	23
- other	-	-	-	-	-	358	203	53	11	42
Total derivatives at FVTPL	**3,936**	**5,757**	**340**	**325**	**15**	**2,917**	**2,746**	**143**	**78**	**65**
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**5,944**	**7,508**	**945**	**793**	**152**	**2,917**	**3,361**	**143**	**92**	**51**

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
DERIVATIVE LIABILITIES	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	Change	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	1,440	1,440	284	159	125	-	-	-	-	-
- on exchange risk	1,291	1,876	910	912	(2)	470	615	5	221	(216)
Total cash flow hedges	**2,731**	**3,316**	**1,194**	**1,071**	**123**	**470**	**615**	**5**	**221**	**(216)**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	3,452	4,661	330	302	28	113	138	79	66	13
- on exchange risk	495	1,096	12	22	(10)	2,962	2,655	99	68	31
Total derivatives at FVTPL	**3,947**	**5,757**	**342**	**324**	**18**	**3,075**	**2,793**	**178**	**134**	**44**
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**6,678**	**9,073**	**1,536**	**1,395**	**141**	**3,545**	**3,408**	**183**	**355**	**(172)**

33.1 Hedge accounting

Derivatives are initially recognized at fair value, on the trade date of the contract, and are subsequently re-measured at their fair value. The method of recognizing the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item being hedged.

Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, foreign exchange rate risk, commodity price risk and net investments in foreign operations 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 risks exposure, the Company designates derivatives as either:

- cash flow hedges;
- fair value hedges;
- net investments in foreign operations.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Company is exposed, please refer to the note 32 "Risk management".
To be effective a hedging relationship shall meet all of the following criteria:

- existence of an economic relationship between hedging instrument and hedged item;
- the effect of credit risk does not dominate the value changes resulting from the economic relationship;
- the hedge ratio defined at designation resulting equal to the one used for risk management purposes (i.e. same quantity of the hedged item that the entity actually hedges and the quantity of the hedging instrument that the entity actually uses to hedge the quantity of the hedged item).

Based on the IFRS 9 requirements, the existence of an economic relationship is evaluated by the Company through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending of 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 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 aren't 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 followings:

- 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 fair value movements of the hedging instruments and hedged items).

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 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. cash flow reserve) shall be removed and included in the initial value (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 forward as 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 foreign currency risk on renewable assets.

Conversely, for hedging relationships using cross currency cross currency interest rate swap as hedging instrument, the Company 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 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 discontinued. Therefore, starting from that date, changes in the effective fair value of the new derivative will be recognized in shareholders' equity (the cash flow hedge 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.
For more details on the fair value measurement of derivatives, please see note 34 "Fair value measurement".

33.1.1 Hedge relationship by type of credit risk

Interest rate risk

The following table shows the notional amount and the average rate on instruments hedging interest rate risk on transactions outstanding at December 31, 2019 and December 31, 2018, broken down by maturity:

Millions of euro

At Dec. 31, 2019	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond	Total
Interest rate swaps							
Notional amount	-	-	-	-	-	1,440	1,440
Average IRS rate						2.32	

Millions of euro

At Dec. 31, 2018	2019	2020	2021	2022	2023	Beyond	Total
Interest rate swaps							
Notional amount	-	-	-	-	-	1,440	1,440
Average IRS rate						2.32	

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.
The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2019 and December 31, 2018.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Cash flow hedge derivatives	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,440**	**1,440**	**(284)**	**(159)**
Interest rate swaps	-	-	-	-	1,440	1,440	(284)	(159)

The deterioration in the fair value of derivatives compared with the previous year is mainly attributable to the general decline in the long-term segment of the yield curve over the course of 2019.

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	**at Dec. 31, 2019**	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond
Positive fair value	-	-	-	-	-	-	-
Negative fair value	(284)	(16)	(15)	(15)	(33)	(32)	(178)

The following table shows the impact of interest rate hedge derivatives on the balance sheet.

Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the period
At December 31, 2019			
Interest rate swaps	1,440	(284)	(284)
At December 31, 2018			
Interest rate swaps	1,440	(159)	(159)

The following table shows the impact of hedged items exposed to interest rate risk on the balance sheet.

Millions of euro	Fair value used to measure ineffectiveness in period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffectiveness in the period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve
	2019			2018		
Floating-rate borrowings	284	(284)	-	159	(159)	-
Total	**284**	**(284)**	**-**	**159**	**(159)**	**-**

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 profit/(loss)	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, 2019						
Floating-rate borrowings	(139)	-		-	11	financial expense
Total at December 31, 2019	**(139)**	**-**		**-**	**11**	
At December 31, 2018						
Floating-rate borrowings	(38)	-		-	11	financial expense
Total at December 31, 2018	**(38)**	**-**		**-**	**11**	

Exchange risk

The following table shows the notional amount and the average rate on instruments hedging exchange risk on transactions outstanding as at December 31, 2019 and December 31, 2018, broken down by maturity

Millions of euro

At Dec. 31, 2019	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond	Total
Cross currency interest rate swaps							
Notional amount total	**470**	**789**	**-**	**1,113**	**-**	**1,397**	**3,769**
Notional amount CCS EUR-USD	-	202	-	1,113	-	-	1,315
Average contractual exchange rate EUR/USD		1.13		1.34			
Notional amount CCS EUR-GBP	470	587			-	1,397	2,454
Average contractual exchange rate EUR/GBP	0.85	0.82				0.69	

Millions of euro

At Dec. 31, 2018	2019	2020	2021	2022	2023	Beyond	Total
Cross currency interest rate swaps							
Notional amount total	**1,229**	**447**	**757**		**1,091**	**1,332**	**4,856**
Notional amount CCS EUR-USD	-	-	198	-	1,091	-	1,289
Average contractual exchange rate EUR/USD			1.13		1.34		
Notional amount CCS EUR-GBP	1,229	447	559	-	-	1,332	3,567
Average contractual exchange rate EUR/GBP	0.68	0.85	0.82			0.68	

The following table shows the notional amount and the fair value of instruments hedging exchange risk on transactions outstanding as at December 31, 2019 and December 31, 2018, 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, 2019**			at Dec. 31, 2018		
Cross currency interest rate swaps	Fixed-rate borrowings in foreign currency	602	(915)	3,567	482	(1,131)	4,658
Cross currency interest rate swaps	Floating-rate borrowings in foreign currency	3	-	202	-	(1)	198
Total		**605**	**(915)**	**3,769**	**482**	**(1,132)**	**4,856**

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 floating-rate borrowing in US dollars obtained from Bank of America in 2017.

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives on exchange risk as at December 31, 2019 and December 31, 2018, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Cash flow hedge derivatives	**2,008**	**2,365**	**605**	**482**	**1,761**	**2,491**	**(915)**	**(1,132)**
Cross currency interest rate swaps	2,008	2,365	605	482	1,761	2,491	(915)	(1,132)

The notional amount of the cross current interest rate swaps at December 31, 2019 came to €3,769 million (€4,856 million at December 31, 2018) with a corresponding negative fair value of €310 million (a negative €650 million at December 31, 2018).

The decrease in the notional amount, equal to €1,087 million, mainly reflects the ordinary expiry of cross currency interest rate swaps in the amount of €1,229 million and the depreciation of the euro against the US dollar and the pound sterling.
The following table reports the impact on the balance sheet of instruments hedging exchange risk:

Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the period
At December 31, 2019			
Cross currency interest rate swaps	3,769	(310)	(281)
At December 31, 2018			
Cross currency interest rate swaps	4,856	(650)	(598)

The following table reports the impact on the balance sheet of hedged items exposed to exchange risk:

Millions of euro	Fair value used to measure ineffectiveness in the period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffectiveness in the period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve
	2019			2018		
Fixed-rate borrowings in foreign currency	283	(283)	(30)	596	(596)	(53)
Floating-rate borrowings in foreign currency	(2)	2	1	2	(2)	1
Total	**281**	**(281)**	**(29)**	**598**	**(598)**	**(52)**

The following table shows the impact of cash flow hedges on exchange risk on profit or loss and on other comprehensive income:

Millions of euro	Total other comprehensive income profit/(loss)	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, 2019						
Fixed-rate borrowings in foreign currency	341	-		23	329	financial income
Floating-rate borrowings in foreign currency	4	-		-	10	financial income
Total at December 31, 2019	**345**	-		**23**	**339**	
At December 31, 2018						
Fixed-rate borrowings in foreign currency	29	-		17	50	financial income
Floating-rate borrowings in foreign currency	10	-		-	5	financial income
Total at December 31, 2018	**39**	**-**	**-**	**17**	**55**	

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on exchange risk:

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Cash flow hedge derivatives	**at Dec. 31, 2019**	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond
Positive fair value	605	62	63	57	233	29	342
Negative fair value	(915)	(34)	(54)	(40)	(39)	(39)	(621)

33.1.2 Impact of cash flow hedge derivatives on equity gross of tax effects

Millions of euro	Hedging costs	Gross change in fair value recognized in OCI	Gross change in fair value recognized in profit or loss	Gross change in fair value recognized in profit or loss - Ineffective portion	Hedging costs	Gross change in fair value recognized in OCI	Gross change in fair value recognized in profit or loss	Gross change in fair value recognized in profit or loss - Ineffective portion
	at Dec. 31, 2019				at Dec. 31, 2018			
Interest rate hedges	-	(139)	11	-	-	(38)	11	-
Exchange rate hedges	23	345	(339)	-	17	39	(55)	-
Hedging derivatives	**23**	**206**	**(328)**	**-**	**17**	**1**	**(44)**	**-**

33.2 Derivatives at fair value through profit or loss

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives at FVTPL as at December 31, 2019 and December 31, 2018, for each type of risk.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2019**	at Dec. 31, 2018
Derivatives at FVTPL on interest rates	**3,465**	**4,661**	**329**	**304**	**3,565**	**4,799**	**(410)**	**(368)**
Interest rate swaps	3,465	4,661	329	304	3,565	4,799	(410)	(368)
Derivatives at FVTPL on exchange rates	**3,030**	**3,638**	**100**	**88**	**3,457**	**3,750**	**(111)**	**(91)**
Forwards	2,818	3,434	87	83	3,245	3,546	(96)	(84)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-
Cross currency interest rate swaps	212	204	13	5	212	204	(15)	(7)
Derivatives at FVTPL on other	**358**	**203**	**53**	**11**	**-**	**-**	**-**	**-**
Equity swaps	358	203	53	11	-		-	
Total derivatives at FVTPL	**6,853**	**8,502**	**482**	**403**	**7,022**	**8,549**	**(521)**	**(459)**

At December 31, 2019, the notional amount of derivatives at fair value through profit or loss on interest rates, foreign exchange rates and other came to €13,875 million (€17,051 million at December 31, 2018) corresponding to a negative fair value of €39 million (a negative €56 million at December 31, 2018).
Interest rate swaps at the end of the year amounted to €7,030 million. They refer primarily to hedges of the debt of the Group companies with the market (€3,565 million) and intermediated with those companies (€3,465 million).
The overall notional amount shows a decline of €2,430 million on the previous year. More specifically, the decline of €1,234 million in transactions with the market is mainly attributable to the following developments:

- €1,250 million from the early termination of pre-hedge interest rate swaps;
- €234 million from interest rate swaps reaching their natural expiry date or as a result of amortization;
- €250 million in new interest rate swaps.

Forward contracts with the market, with a notional amount of €3,242 million (€3,570 million at December 31, 2018), relate mainly to OTC derivatives entered into to mitigate the exchange 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 and infrastructure and networks (new generation digital meters) and the expected cash flows in currencies other than the euro connected with operating expenses for the provision of cloud services. The change in the notional amount and the fair value as compared with the previous year is associated with normal operations.
Cross currency interest rate swaps, with a notional amount of €212 million (€204 million at December 31, 2018), relate to hedges of exchange risk on the debt of the Group companies denominated in currencies other than the euro and matched with market transactions. The increase in the notional amount of cross currency interest rate swaps of €8 million is mainly due to cross currency interest rate swaps that expired naturally in the amount of €1,229 million. The notional and fair values also reflect developments in the exchange rate of the euro against the other major currencies.

34. Fair value measurement

The Company measures fair value in accordance with IFRS 13 whenever required by international accounting standards.
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 balance sheet 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 period.

For this purpose:

- recurring fair value measurements are those that IFRSs require or permit in the balance sheet at the end of each reporting period;
- non-recurring fair value measurements are those that IFRSs require or permit in the balance sheet 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 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 Reuters (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 international accounting standards, in 2013 the Group 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 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. 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 converted into euros at the official exchange rates provided by the World Markets Reuters (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 closing date of the year, including the credit spreads of Enel SpA.

34.1 Assets measured at fair value in the balance sheet

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the balance sheet, 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, 2019	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2019	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on exchange risk	33	605	-	605	-	-	-	-	-
Total cash flow hedge derivatives		**605**	**-**	**605**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rate risk	33	-	-	-	-	-	-	-	-
Total fair value hedge derivatives		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	329	-	329	-	-	-	-	-
- on exchange risk	33	11	-	11	-	90	-	90	-
- other		-	-	-	-	53	-	53	-
Total fair value through profit or loss		**340**	**-**	**340**	**-**	**143**	**-**	**143**	**-**
TOTAL		**945**	**-**	**945**	**-**	**143**	**-**	**143**	**-**

34.2 Liabilities measured at fair value in the balance sheet

The following table reports, for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the balance sheet, 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, 2019	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2019	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk	33	284	-	284	-	-	-	-	-
- on exchange risk	33	910	-	910	-	5	-	5	-
Total cash flow hedge derivatives		**1,194**	**-**	**1,194**	**-**	**5**	**-**	**5**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	330	-	330	-	79	-	79	-
- on exchange risk	33	12	-	12	-	99	-	99	-
Total fair value through profit or loss		**342**	**-**	**342**	**-**	**178**	**-**	**178**	**-**
TOTAL		**1,536**	**-**	**1,536**	**-**	**183**	**-**	**183**	**-**

34.3 Liabilities not measured at fair value in the balance sheet

The following table shows, for each class of liabilities not measured at fair value in the balance sheet 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, 2019	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	31.2.1	9,073	9,073	-	-
- floating rate	31.2.1	966	70	896	-
Total		**10,039**	**9,143**	**896**	**-**
Bank borrowings:					
- fixed rate		-	-	-	-
- floating rate	31.2.1	554	-	554	-
Total		**554**	**-**	**554**	**-**
Non-bank financing:					
- under fixed-rate leases		2	-	2	-
Total		**2**	**-**	**2**	**-**
Loans from Group companies:					
- fixed rate	31.2.1	2,655	-	2,655	-
- floating rate		4,023	-	4,023	-
- under fixed-rate leases		1	-	1	-
Total		**6,679**	**-**	**6,679**	**-**
TOTAL		**17,274**	**9,143**	**8,131**	**-**

35. Related parties

Related parties have been identified on the basis of the provisions of international accounting standards 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.

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 procedure (available at 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. In 2019, no transactions were

carried out for which it was necessary to make the disclosures required in the rules on transactions with related parties adopted with CONSOB Resolution no. 17221 of March 12, 2010, as amended.

The following tables summarize commercial, financial and other relationships between the Company and related parties.

Commercial and other relationships

2019

Millions of euro	Receivables	Payables	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2019	2019		2019	
Subsidiaries						
Codensa SA ESP	-	1	-	-	-	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Perú SAA	6	-	-	-	-	1
Enel Américas SA	69	-	-	-	-	1
Enel Chile SA	23	-	-	-	-	2
Enel Distribución Perú SAA	6	-	-	-	-	1
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	4	-	-	-	-	2
Enel Brasil SA	33	-	-	-	-	10
Enel X Srl	3	4	-	-	-	3
Enel X Italia SpA	2	9	-	-	-	-
Endesa Distribución Electrica SL	27	3	-	-	-	6
Endesa Generación SA	-	1	-	1	-	1
Endesa Red SA	2	-	-	-	-	-
Endesa SA	7	4	-	-	-	3
E-Distribuţie Banat SA	5	-	-	-	-	1
E-Distribuţie Dobrogea SA	4	-	-	-	-	1
E-Distribuţie Muntenia SA	9	-	-	-	-	1
e-distribuzione SpA	197	6	-	-	-	23
Enel Distribución Chile SA	4	-	-	-	-	2
Enel Energia SpA	40	54	-	-	-	10
Enel Iberia SLU	476	4	-	3	-	-
Enel Green Power Chile Ltda	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Romania Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	13	2	-	1	-	13
Enel Green Power España SL	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Costanera SA	1					
Enel Green Power North America Inc	1	1	-	-	-	1
Enel Innovation Hubs Srl	-	-	-	4	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	3	5	-	3	-	1
Enel Global Thermal Generation Srl	1	3	-	2	-	-
Enel Russia PJSC	13	-	-	-	-	3

Enel Produzione SpA	106	3	-	-	-	6
Enel Romania Srl	4	2	-	-	-	1
Enel Italia SpA	25	10	-	70	-	9
Servizio Elettrico Nazionale SpA	7	50	-	-	-	3
Enel Sole Srl	(1)	6	-	-	-	-
Enel Global Trading SpA	1	33	-	-	-	2
Enel.si Srl	-	2	-	-	-	-
Endesa Energía SA	3	2	-	1	-	2
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	1
Rusenergosbyt LLC	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	4	-	-	-	-	-
Slovenské elektrárne AS	16	-	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	1	-	1	-	1
Vektor Enerji Üretim AŞ	8					
Total	**1,132**	**207**	**-**	**86**	**-**	**111**
Other related parties						
GSE	1	1	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
Monte dei Paschi di Siena	-	1	-	1	-	-
Total	**2**	**2**	**-**	**1**	**-**	**2**
TOTAL	**1,134**	**209**	**-**	**87**	**-**	**113**

2018

			Costs		Revenue	
Millions of euro	Receivables	Payables	Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2018	**at Dec. 31, 2018**	**2018**		**2018**	
Subsidiaries						
Codensa SA ESP	-	1	-	-	-	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Perú SAA	5	-	-	-	-	-
Enel Américas SA	37	-	-	-	-	2
Enel Chile SA	26	-	-	-	-	1
Enel Distribución Perú SAA	5	-	-	-	-	1
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	24	-	-	-	-	-
Enel X Srl	-	5	-	1	-	-
Enel X Italia SpA	-	6	-	-	-	-
Endesa Distribución Eléctrica SL	21	3	-	2	-	(5)
Endesa Generación SA	(2)	1	-	1	-	(1)
Endesa Ingeniería SLU	-	1	-	1	-	-
Endesa Red SA	1	-	-	-	-	1
Endesa SA	3	3	-	1	-	1
E-Distribuţie Banat SA	4	-	-	-	-	-
E-Distribuţie Dobrogea SA	3	-	-	-	-	-
E-Distribuţie Muntenia SA	8	-	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	90	111	-	-	-	8
Enel Distribución Chile SA	2	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	6	47	-	-	-	5

Enel Iberia SLU	1	4	-	3	-	-
Enel Green Power Chile Ltda	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Romania Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	9	32	-	-	-	9
Enel Green Power España SL	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power North America Inc.	2	2	-	-	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	2	-	2	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	5	3	-	3	-	2
Enel Global Thermal Generation Srl	2	-	-	-	-	1
Enel Russia PJSC	11	-	-	1	-	3
Enel Produzione SpA	44	46	-	-	-	2
Enel Romania Srl	5	1	-	-	-	1
Enel Italia SpA	24	21	-	61	-	7
Servizio Elettrico Nazionale SpA	2	46	-	-	-	2
Enel Sole Srl	4	3	-	-	-	(1)
Enel Global Trading SpA	2	26	-	-	-	-
Endesa Energía SA	2	1	-	1	-	-
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	1	-	-	-	-	(1)
OpEn Fiber SpA	4	-	-	-	-	4
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	1
Enel Green Power Hellas SA	2	-				1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	-	-	1	-	-
Vektor Enerji Üretim AS	8	1	-	-	-	-
Total	**386**	**367**	**-**	**78**	**-**	**48**
Other related parties						
Eni	-	-	-	1	-	-
GSE	1	1	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
Monte dei Paschi di Siena	-	1	-	1	-	-
Total	**2**	**2**	**-**	**2**	**-**	**2**
TOTAL	**388**	**369**	**-**	**80**	**-**	**50**

Financial relationships

2019

Millions of euro	Receivables	Payables	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2019			2019		
Subsidiaries						
Concert Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	270
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	175
e-distribuzione SpA	163	53	4,476	16	104	1,507
Enel X Srl	174	-	-	-	1	-
Enel Global Thermal Generation Srl	24	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	8	2,291	1,946	-	8	1,698
Enel Iberia SLU	-	-	-	-	-	1,245
Enel Finance International NV	148	11,307	38,584	207	162	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	2	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	37	-	2,720	-	37	-
Enel Green Power North America Inc.	36	-	9,082	-	20	-
Enel Green Power Colombia SAS	-	-	201	-	1	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	8	-	-	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	-	-	35	-	-	-
Enel Green Power Romania Srl	-	-	30	-	-	-
Enel Green Power SpA	267	-	1,679	12	49	237
Enel Green Power Perú SA	13	-	106	-	8	-
Enel Green Power RUS LLC	-	-	50	-	-	-
Enel Green Power South Africa	-	-	1,088	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	-	2	-	1	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	26	-	17	-	1	-
Enel Produzione SpA	858	7	1,548	46	42	245
Enel Italia SpA	3	42	254	3	5	15
Servizio Elettrico Nazionale SpA	146	-	1,217	-	6	75
Enel Sole Srl	1	16	335	-	1	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	7	-	-	-
Enel Holding Finance Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Global Trading SpA	30	230	1,631	100	114	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	23	1	-	-	-
Enel.si Srl	23	-	19	-	1	-
Enelpower SpA	-	34	-	-	-	-
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	22	-	-	-	11	-
Nuove Energie Srl	12	-	85	-	1	-
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	85	-	3,370		45	-
OpEn Fiber SpA	207	-	19	-	10	-
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	41
Enel Green Power Panama SA	-	-	3	-	-	-
Enel Russia PJSC	-	-	-	-	-	39
Enel X Italia SpA	-	19	6	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	56	53	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	93	-	1	-

Enel X International Srl	8	-	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	-	-	37	-	-	-
Enel Finance America LLC	-	-	751	-	-	-
Enel X Polska Sp. Zo.O.	-	-	11	-	-	-
Enel X UK Limited	-	-	13	-	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	8	-	-	-
Parque Eólico Pampa SA	-	-	22	2	4	-
TOTAL	**2,091**	**14,083**	**69,507**	**447**	**532**	**5,547**

2018

Millions of euro	Receivables	Payables	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2018			2018		
Subsidiaries						
Concert Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	162
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	157
e-distribuzione SpA	121	370	4,343	23	69	949
Enel X Srl	58	-	-	-	-	-
Enel Global Thermal Generation Srl	12	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	8	1,504	1,912	-	8	792
Enel Iberia SLU	1	-	-	-	1	486
Enel Finance International NV	164	6,095	33,377	802	240	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	47	-	-	-
Enel Green Power México Srl de Cv	23	-	3,086	-	23	-
Enel Green Power North America Inc.	13	-	6,787	-	12	-
Enel Green Power Colombia SAS	-	-	48	-	-	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	8	-	-	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	-	-	12	-	-	-
Enel Green Power Romania Srl	-	-	36	-	-	-
Enel Green Power SpA	59	245	1,724	60	97	557
Enel Green Power Perú SA	6	-	271	1	8	-
Enel Green Power RUS LLC	-	-	50	-	-	-
Enel Green Power South Africa	-	-	1,113	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Investment Holding BV	1	-	-	-	-	66
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	17	-	1	-	-	2
Enel Produzione SpA	64	466	1,998	55	35	229
Enel Italia SpA	2	29	236	3	3	16
Servizio Elettrico Nazionale SpA	122	-	1,217	-	7	100
Enel Sole Srl	1	51	321	-	1	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	7	-	-	-
Enel Global Trading SpA	69	54	1,614	174	95	-
Enel Factor SpA	-	-	-	-	-	2
Enel Innovation Hubs Srl	-	21	1	-	-	-
Enel.si Srl	15	-	21	-	1	-
Enelpower SpA	-	35	-	-	-	-
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	11	-	-	-	11	-

Nuove Energie Srl	27	-	86	-	1	-
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	38	-	3,015	-	36	-
OpEn Fiber SpA	127	-	36	-	2	-
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	37
Enel Green Power Panama SA	-	-	8	-	-	-
Enel X Italia SpA	-	13	3	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	55	53	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	105	-	-	-
Enel X International Srl	-	19	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	-	-	20	-	-	-
Generadora do Montecristo SA	-	-	8	-	-	-
Parque Eólico Pampa	2	-	22	-	2	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	-	11	-	-	-
Total	**981**	**8,960**	**61,597**	**1,118**	**652**	**3,555**
Other related parties						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Total	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
TOTAL	**981**	**8,960**	**61,597**	**1,118**	**652**	**3,556**

The impact of transactions with related parties on the balance sheet, income statement and cash flows is reported in the following tables.

Impact on balance sheet

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	at Dec. 31, 2019			at Dec. 31, 2018		
Assets						
Derivatives - non-current	945	332	35.1%	793	306	38.6%
Other non-current financial assets	200	191	95.5%	136	125	91.9%
Other non-current assets	127	118	92.9%	134	125	93.3%
Trade receivables	255	257	-	191	189	99.0%
Derivatives - current	143	16	11.2%	92	14	15.2%
Other current financial assets	2,883	1,552	53.8%	1,860	536	28.8%
Other current assets	796	759	95.4%	268	74	27.6%
Liabilities						
Long-term borrowings	14,206	6,095	42.9%	13,397	4,141	30.9%
Derivatives - non-current	1,536	9	0.6%	1,395	20	1.4%
Other non-current liabilities	21	8	38.1%	12	9	75.0%
Short-term borrowings	8,367	7,834	93.6%	5,001	4,715	94.3%
Trade payables	84	41	48.8%	82	43	52.4%
Derivatives - current	183	76	41.5%	355	53	14.9%
Other current financial liabilities	234	23	9.8%	276	31	11.2%
Other current liabilities	2,209	160	7.2%	2,029	317	15.6%

Impact on income statement

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2019			2018		
Revenue	114	113	99.1%	53	50	94.3%
Services and other operating expenses	261	86	33.0%	275	79	28.7%
Income from equity investments	5,548	5,547	100.0%	3,567	3,556	99.7%
Financial income on derivatives	1,003	369	36.8%	1,626	437	26.9%
Other financial income	273	263	96.3%	320	215	67.2%
Financial expense on derivatives	925	313	33.8%	1,581	1,033	65.3%
Other financial expense	775	134	17.3%	768	85	11.1%

Impact on cash flows

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2019			2018		
Cash flows from operating activities	3,995	(1,098)	-27.5%	3,449	1,574	45.6%
Cash flows from investing/disinvesting activities	(2,399)	1,149	-47.9%	(2,587)	397	-15.3%
Cash flows from financing activities	550	2,256	-	(1,344)	4,333	-

36. 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 2019, 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
Ashoka Italia Onlus	75,000	Donation to promote sustainable growth of territory
European University Institute	103,000	Donation to support research
Fondazione Centro Studi Enel	50,000	Donation to support research projects and advanced training
Fondazione Teatro del Maggio Musicale	400,000	Donation for cultural projects 2019
Fondazione MAXXI	600,000	Donation for cultural projects 2019
Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	650,000	Donation for cultural projects 2019
Elettrici senza frontiere Onlus	40,000	Donation for development energy
Fondazione Teatro alla Scala	600,000	Donation for cultural projects 2019
Stichting Global Reporting Initiative	106,500	2019 donation
Fondazione Opes Onlus	40,000	2019 donation
Enel Cuore Onlus	40,000	2019 donation
Total	**2,704,500**	

37. Contractual commitments and guarantees

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2018	Change
Sureties and guarantees given:			
- third parties	25	25	-
- subsidiaries	69,507	61,597	7,910
Total	**69,532**	**61,622**	**7,910**

Sureties granted to third parties essentially regard a bank surety issued in favor of Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) of €25 million, acquired following the merger of Enel South America into Enel SpA.

Other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries include:

- €38,084 million issued on behalf of Enel Finance International securing bonds issued in European and other international markets;
- €17,455 million issued on behalf of various companies controlled by Enel Green Power for the development of new projects under the business plan;
- €3,397 million issued to the European Investment Bank (EIB) for loans granted to e-distribuzione, Enel Produzione, Enel Green Power, Enel Green Power Perú, Enel Sole and Enel X Mobility;
- €1,407 million in favor of Cassa Depositi e Prestiti issued on behalf of e-distribuzione, 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;
- €969 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);
- €827 million issued to the tax authorities in respect of participation in the Group VAT procedure on behalf of Enel Italia, Enel Innovation Hubs, Enel Global Trading, Enel Produzione, Enelpower, Nuove Energie, Enel.si, Enel Green Power, Enel Sole and Enel X Italia;
- €751 million issued on behalf of the US company Enel Finance America LLC to secure the commercial paper program in the North American market;
- €646 million issued to Terna on behalf of e-distribuzione, Enel Global Trading, Enel Produzione, Enel Green Power, Enel Energia and Enel X Italia in respect of agreements for electricity transmission services;
- €500 million issued on behalf of Enel Finance International to secure the Euro commercial paper program;
- €336 million issued to Snam Rete Gas on behalf of Enel Global Trading, Enel.si and Enel Produzione for gas transport capacity;
- €300 million as counter-guarantees in favor of the banks that guaranteed the Energy Markets Operator on behalf of Enel Global Trading and Enel Produzione;
- €50 million issued to RWE Supply & Trading GmbH on behalf of Enel Global Trading for electricity purchases;
- €50 million issued to E.ON Energy Trading on behalf of Enel Global Trading for trading on the electricity market;
- €32 million issued to Wingas GmbH & CO.KG on behalf of Enel Global Trading for the supply of gas;
- €34 million issued on behalf of Enel Italia to Excelsia Nove for the performance of obligations under rental contracts;

> €3,519 million issued to various beneficiaries as part of financial support activities by the Parent Company on behalf of subsidiaries.

Compared with December 31, 2018, the increase in other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries mainly reflects the issue of bonds as part of the Enel Group finance strategy and the refinancing strategy for consolidated debt.
In particular, on January 14, 2019 Enel Finance International NV, the Group's Dutch-registered finance company, controlled by Enel SpA, placed its third green bond on the European market in the total amount of €1,000 million, intended for institutional investors and backed by a guarantee issued by Enel SpA.
In line with the Group's finance strategy, two "General Purpose SDG Linked Bonds" for institutional investors were placed, one on the US and international markets in the total amount of $1.5 billion, equivalent to about €1.4 billion, and one on the European market for a total of €2.5 billion, with their cost linked to the achievement of the United Nations Sustainable Development Goals (SDG). Both guarantees are by Enel SpA.
In its capacity as the Parent Company, Enel SpA has also granted letters of patronage to a number of Group companies, essentially for assignments of receivables.

38. Contingent liabilities and assets

Brindisi Sud thermal generation plant - Criminal proceedings against Enel employees

A criminal proceeding was held before the Court of Brindisi concerning the Brindisi Sud thermal plant. A number of employees of Enel Produzione – cited as a liable party in civil litigation – have been accused of causing criminal damage and dumping of hazardous substances with regard to the alleged contamination of land adjacent to the plant with coal dust as a result of actions between 1999 and 2011. At the end of 2013, the accusations were extended to cover 2012 and 2013. As part of the proceeding, injured parties, including the Province and City of Brindisi, have submitted claims for total damages of about €1.4 billion. In its decision of October 26, 2016, the Court of Brindisi: (i) acquitted nine of the thirteen defendants (employees/managers of Enel Produzione) for not having committed the offense; (ii) ruled that it did not have to proceed as the offense was time-barred for two of the defendants; and (iii) convicted the remaining two defendants, sentencing them with all the allowances provided for by law to nine months' imprisonment. With regard to payment of damages, the Court's ruling also: (i) denied all claims of public parties and associations acting in the criminal proceeding to recover damages; and (ii) granted most of the claims filed by the private parties acting to recover damages, referring the latter to the civil courts for quantification without granting a provisional award. The convicted employees and the civil defendant, Enel Produzione, as well as the employee for whom the expiry of period of limitations had been declared, appealed the conviction. On February 8, 2019, the Lecce Court of Appeal: (i) confirmed the trial court ruling regarding the criminal convictions of two Enel Produzione executives; (ii) denied the claims for damages of some private appellants; (iii) granted some claims for damages, which had been denied in the trial court, referring the parties, like the others – whose claims had been granted by the trial court – to the civil courts for quantification, without granting a provisional award; (iv) confirmed for the rest the ruling of the Court of Brindisi except for extending litigation costs to the Province of Brindisi, which had not been awarded damages at either the trial court or on appeal.
With a subsequent ruling, the Court of Appeal of Lecce granted the appeal lodged by the Province of Brindisi against the ruling, acknowledging that a material error had been made and therefore recognizing

the generic entitlement of the Province to damages. The defendants filed an appeal against ruling with the Court of Cassation on June 22, 2019.
Criminal proceedings are also under way before the Courts of Reggio Calabria and Vibo Valentia against a number of employees of Enel Produzione for the offense of illegal waste disposal in connection with alleged violations concerning the disposal of waste from the Brindisi plant. Enel Produzione has not been cited as a liable party for civil damages.
The criminal proceedings before the Court of Reggio Calabria ended with the hearing of June 23, 2016. The court acquitted nearly all of the Enel defendants of the main charges because no crime was committed. Just one case was dismissed under the statute of limitations. Similarly, all of the remaining charges involving minor offenses were dismissed under the statute of limitations. The proceedings before the Court of Vibo Valentia are still pending and are currently in the testimony phase, as the court ruled that the offenses could not be dismissed under the statute of limitations. At a hearing on February 24, 2020, the Prosecution's expert witness testified and the proceedings will continue on April 27, 2020.

Enel Energia and Servizio Elettrico Nazionale antitrust proceeding

On May 11, 2017, the Competition Authority announced the beginning proceedings for alleged abuse of a dominant position under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU) against Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) and Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN), alleging, inter alia, that they had engaged in an exclusionary strategy, using a series of non-replicable commercial stratagems capable of hindering their non-integrated competitors to the benefit of the Group's company operating on the free market (EE).
On December 20, 2018 the Competition Authority adopted its final ruling, subsequently notified to the parties on January 8, 2019, with which it levied a fine on Enel SpA, SEN and EE of €93,084,790.50, for abuse of a dominant position in violation of Article 102 of the TFEU.
The disputed conduct consisted in the adoption of an exclusionary strategy through the illegitimate use of the data on regulated market customers acquired as part of the privacy consent mechanism for commercial purposes.
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, 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.
SEN, EE and Enel appealed the ruling before the Lazio Regional Administrative Court. With judgments issued on October 17, 2019, the Lazio Regional Administrative Court: (i) partially granted the appeals of EE and SEN concerning the illegitimacy of the determination of the penalty, which it has, as a result, voided, ordering the Competition Authority to recalculate of the sanction on the basis of specific parameters which were defined by the Lazio Regional Administrative Court in the final rulings, with particular regard to the substantial reduction in the period over which the alleged offense was said to have occurred; and (ii) denied Enel's appeal relating only to the parental liability attributed to it as the parent company. The three companies filed an appeal before the Council of State, with EE and SEN, in particular, arguing that the reduction in the period of the alleged abuse referred to in the judgments of the Lazio Regional Administrative Court partially granting the appeals was not appropriate, while Enel argued that its petition should be granted in full. The Competition Authority also filed a cross appeal against the rulings of the Lazio Regional Administrative Court, asking for the restoration of the original ruling.

Pending the preparation and notification of the appeals, on December 6, 2019, the Competition Authority, with its own measure notified on December 13, 2019, recalculated the penalty, reducing it to €27,529,786.46.

SEN, EE and Enel therefore notified the Competition Authority and filed with the Council of State a petition to suspend enforcement of the penalty, even in its restated amount, requesting the suspension of the related payment until the appeal was decided. At the pre-trial hearing, held on February 20, 2020, this petition was not discussed in consideration of the supervening action of the Council of State to set a date for the hearing of the arguments in the dispute and the consequent final decision for May 21, 2020.

BEG litigation

Following an arbitration proceeding initiated by BEG SpA in Italy, Enelpower obtained a ruling in its favor in 2002, which was upheld by the Court of Cassation in 2010, which entirely rejected the complaint 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, filed suit against Enelpower and Enel SpA in Albania concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana, 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 from Enel.

With a ruling of June 16, 2015, the first level was completed in the additional suit lodged by Enelpower SpA and Enel SpA with the Court of Rome asking the Court to ascertain the liability of BEG SpA for having evaded compliance with the arbitration ruling issued in Italy in favor of Enelpower SpA through the legal action taken by Albania BEG Ambient Shpk. With this action, Enelpower SpA and Enel SpA asked the Court to find BEG liable and order it to pay damages in the amount that the other could be required to pay to Albania BEG Ambient Shpk in the event of the enforcement of the sentence issued by the Albanian courts. With the ruling, the Court of Rome found that BEG SpA did not have standing to be sued, or alternatively, that the request was not admissible for lack of an interest for Enel SpA and Enelpower SpA to sue, as the Albanian ruling had not yet been declared enforceable in any court. The Court ordered the setting off of court costs. Enel SpA and Enelpower SpA appealed the ruling before the Rome Court of Appeal, asking that it be overturned in full. The next hearing, scheduled for November 13, 2019, was postponed until May 7, 2020.

On November 5, 2016, Enel SpA and Enelpower SpA 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.

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

Albania BEG Ambient Shpk 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 SpA and Enelpower SpA, respectively, on February 23 and February 26, 2018. Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

France

In February 2012, Albania BEG Ambient filed suit against Enel SpA and Enelpower SpA 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*, again at the initiative of BEG Ambient, between 2012 and 2013 Enel France was served with two "*Saise Conservatoire de Créances*"

(orders for the precautionary attachment of receivables) to conserve any receivables of Enel SpA in respect of Enel France.

On January 29, 2018, the *Tribunal de Grande Instance* issued a ruling in favor of Enel and Enelpower, denying Albania BEG Ambient Shpk 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, in this case 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 Albania BEG Ambient Shpk, represented fraud.

Albania BEG Ambient Shpk appealed the ruling. The hearing before the Paris Court of Appeal is scheduled for June 9, 2020 and briefs are being exchanged between the parties.

The Netherlands

At the end of July 2014, Albania BEG Ambient Shpk filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands. On June 29, 2016, the court filed its judgment, which: (i) ruled that the Albanian ruling meet the requirements for recognition and enforcement in the Netherlands; (ii) ordered Enel and Enelpower to pay €433,091,870.00 to Albania BEG Ambient Shpk, in addition to costs and ancillary charges of €60,673.78; and (iii) denied Albania BEG Ambient Shpk's request to declare the ruling provisionally enforceable.

On June 29, 2016, Enel and Enelpower filed appeals against the ruling of the Court of Amsterdam issued on the same date. On September 27, 2016, Albania BEG Ambient also appealed the court's ruling of June 29, 2016, to request the reversal of its partial loss on the merits. On April 11, 2017, the Amsterdam Court of Appeal granted the request of Enel and Enelpower to join to two pending appeals.

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. The Court of Appeal found that the Albanian decision was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. For these reasons, the court did not consider it necessary to analyze the additional arguments of Enel and Enelpower.

The proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by Albania BEG Ambient Shpk in the appeal proceedings, with which it is asking the court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged non-contractual liability of Enel and Enelpower in the failure to build the plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a ruling in which it quashed the trial court judgment of June 29, 2016, rejecting any claim made by Albania BEG Ambient Shpk. The Court came to this conclusion after affirming its jurisdiction over Albania BEG Ambient Shpk's subordinate claim and re-analyzing the merits of the case under Albanian law. Enel and Enelpower are therefore not liable to pay any amount to Albania BEG Ambient Shpk, which was in fact ordered by the Court of Appeal to reimburse the appellant 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 March 3, 2020, it was learned that Albania BEG Ambient Shpk had filed an appeal with the Dutch Supreme Court.

Luxembourg

In Luxembourg, again at the initiative of Albania BEG Ambient Shpk, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an order for the precautionary attachment of any receivables of Enel SpA. In parallel Albania BEG Ambient Shpk filed a claim to obtain enforcement of the ruling of the Court of Tirana in that country. The proceeding is still under way and no ruling has been issued.

Violations of Legislative Decree 231/2001

On August 10, 2018, a direct summons for judgment was notified to e-distribuzione to appear before the Court of Milan on May 23, 2019. In addition to e-distribuzione SpA, the proceeding involves one of its employees, as well as a number of third-party companies and their representatives, concerning alleged violations of Legislative Decree 231/2001 on the administrative liability of legal persons. The proceeding was initiated for the alleged commission of the crime of unauthorized handling of waste (Article 256 of the Uniform Environmental Code) and for the violation of the provisions of the Code of Cultural Heritage (Legislative Decree 42/2004) in relation to works to remove a power line. On January 16, 2020, the last hearing was held, in which the Milan prosecutor's office argued for the acquittal of the employee of e-distribuzione SpA (and, consequently, of the Company pursuant to Legislative Decree 231/2001), which was then confirmed by the acquittal ruling issued by the Court of Milan on January 23, 2020.

39. Future accounting standards

The following provides a list of accounting standards, amendments and interpretations that will take effect for the Group after December 31, 2019:

- *"Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards"*, issued in March 2018. The document sets out the amendments to affected standards in order to update references to the revised Conceptual Framework. These amendments accompany the latest version of the "Revised Conceptual Framework for Financial Reporting", issued in March 2018, which includes some new concepts, provides updated definitions and recognition criteria and clarifies some important concepts. The revised Conceptual Framework and the above amendments will take effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2020.
- "Amendments to IAS 1 and IAS 8 - *Definition of Material*", issued in October 2018, to align the definition of "material" across accounting standards and clarify a number of aspects. The new definition of material is as follows: "information is material if omitting, misstating or obscuring it could reasonably be expected to influence decisions that the primary users of general purpose financial statements make on the basis of those financial statements, which provide financial information about a specific reporting entity." The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2020, with earlier application permitted.
- "Amendments to IFRS 9, IAS 39 and IFRS 7 - *Interest Rate Benchmark Reform*", issued in September 2019, which amend provisions concerning hedge accounting and certain additional disclosure requirements during the transition period (i.e. until the determination of an official alternative interest rate benchmark). The reform will impact fair value measurement, the effects of hedge accounting and net financial position when the alternative rates are established.
- "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 that the right of an entity to defer settlement must exist at the end of the reporting period;
  - 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;
  - how the terms of a loan affect classification; 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, 2022, with earlier application permitted.

The Company is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

40. Events after the reporting date

Corporate reorganization of Italian subsidiaries

On January 1, 2020, Enel's investments in Italian companies were reorganized with the transfer of the business unit denominated "Enel Italia".

In line with the process of simplification and optimization of the Group's corporate structure that has already been completed or is under way in the main countries in which Enel operates, this operation is intended to continue the rationalization of the corporate structure of the Enel Group in Italy, separating the resources dedicated to the management of the various Italian businesses from the global functions and foreign investments.

Compared with the current corporate organization chart, Enel SpA will directly control an Italian sub-holding company – with the role to be taken by the current Enel Italia SpA – which in turn will hold all equity investments in Italy.

In particular, Enel has transferred to Enel Italia a business unit consisting of the equity investments in the companies Enel Energia SpA, Servizio Elettrico Nazionale SpA, e-distribuzione SpA, and, excluding the global business branches transferred in demergers, the equity investments of Enel Produzione SpA and Enel Green Power Italia Srl (a newly formed company that will hold the Italian businesses of the demerged Enel Green Power SpA).

The transferred business unit, with a total value of €12,147 million, also includes staff employees and personnel engaged in providing financial services to the Italian subsidiaries, a portion of the debt due to Enel Finance International NV – needed to give Enel Italia SpA a balanced financial structure – and the contracts, receivables and payables associated with the components of the business unit.

Partial demerger of Enel Green Power SpA into Enel SpA

In accordance with the demerger plan approved by the Extraordinary Shareholders' Meeting of the demerged company on October 3, 2019 and by the Board of Directors of the beneficiary company on October 24, 2019, the partial demerger of Enel Green Power SpA into Enel SpA was completed on January 17, 2020.

The operation envisages the transfer to Enel SpA of (i) the wholly owned equity investments held by Enel Green Power in Enel North America Inc. (until October 8, 2019 called Enel Green Power North America Inc.) and Enel Green Power Development North America LLC, representing the entire share capital of the latter; and (ii) an intercompany loan agreement with Enel Finance International NV.

Since operation involved the demerger of a company wholly owned by the beneficiary company, no exchange ratio has been established and the share capital of the beneficiary company will not be increased.
The demerger will entail a reduction in the shareholders' equity of Enel Green Power in the amount of €1 million, equal to the net book value of the demerged assets at June 30, 2019, and an increase of the same amount in the equity reserves of Enel SpA.
The demerger took legal, accounting and tax effect as from February 1, 2020.

Coronavirus pandemic (COVID-19)

The novel coronavirus (COVID-19) epidemic began in Wuhan, China, and was first reported by national authorities to the World Health Organization on December 30, 2019.
In the early weeks of 2020, despite the considerable concern expressed by international organizations, the epidemic appeared to be limited to certain areas of Southeast Asia and the Middle East, affecting only a number of regions in China, South Korea and Iran.
In the second half of February, the first sporadic full-blown cases of COVID-19 in Italy started a second phase of the epidemic, with a rapid escalation of its spread throughout Europe.
Recently, the World Health Organization confirmed that the health emergency linked to COVID-19 has risen to the level of a pandemic and, just over two months after its initial reporting, the number of cases identified outside China has now exceeded those reported within the country in which the epidemic first occurred. This is due to the growing spread of the virus in Europe, where Italy and Spain have the largest number of infections to date, the rapid rise in the United States, as well as the emergence of the first outbreaks in Latin America and Africa.

To contain the effects of the disease, pending medical trials to develop a vaccine that can be administered to humans, governments have adopted numerous containment measures, essentially aimed at restricting the free movement of people, which may be maintained, or made more stringent, based on the future spread of the virus.
The Group has issued guidelines aimed at ensuring compliance with the measures introduced at the local level and taken numerous steps to adopt the most suitable procedures to prevent and/or mitigate the effects of contagion in the workplace.
In particular, business continuity is being managed thanks above all to:

- the use of smart working for all employees whose jobs can be done remotely in the countries where the Group has its largest presences, an approach introduced some years ago that, thanks to investments in digitalization, allows our people to work remotely at the same level of efficiency and effectiveness;
- the use of digitalized infrastructures that ensure the normal operation of our generation assets, the continuity of electricity service and the remote management of all activities relating to the market and our relationship with customers.

An Enel Global Task Force is also operational at the country level, which is charged with coordinating and directing the actions to be undertaken in the countries where the Group operates, in synergy with the global technological Business Lines.
In compliance with ESMA's recommendations of March 11, 2020, the Group has conducted internal analyzes to assess the real and potential impacts of COVID-19 on business activities, on the financial situation and on performance, which essentially concern the following dimensions:

- forecasting the macroeconomic impacts on the main areas of interest and in the main countries in which the Group operates;
- forecasting electricity and gas prices in energy and other commodity markets;

- forecasting of the impacts on electricity demand in the countries in which the Group operates of the various measures taken at the local level to contain the spread of the disease;
- analyzing possible delays in supplies and tenders, at the single business line supply chain level, that could be caused by the restrictions imposed on economic activity in some countries.

On the basis of the current information available, in a constantly evolving scenario, we are constantly monitoring changes in macroeconomic and business variables in order to obtain the best estimate of the potential impacts on the Group in real time and enable their mitigation with response and contingency plans.
Thanks to the Group's geographical diversification, its integrated business model all along the value chain, a sound financial structure, as well as the level of digitalization achieved, which enables us guarantee the continuity of our operating activities with the same level of service, there is no evidence that COVID-19 will have a significant impact on the Group.

41. Fees of the Audit Firm pursuant to Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation

Fees paid in 2019 by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2019 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:	
	- EY SpA	1.0
	- Entities of EY network	-
Certification services	of which:	
	- EY SpA	1.1
	- Entities of EY network	-
Other services	of which:	
	- EY SpA	-
	- Entities of EY network	-
Total		**2.1**
Enel SpA subsidiaries		
Auditing	of which:	
	- EY SpA	2.8
	- Entities of EY network	10.3
Certification services	of which:	
	- EY SpA	1.5
	- Entities of EY network	2.4
Other services	of which:	
	- EY SpA	-
	- Entities of EY network	0.1
Total		**17.1**
TOTAL		**19.2**

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54「後発事象」を参照のこと。

(2) 訴訟

連結財務書類注記52「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）により発布され、1606/2002号の規定(EC)に従って欧州共同体が認識し、2019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2019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では、IAS第36号(資産の減損)で、減損の兆候が存在する場合に、資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回る金額として減損損失を算定する。回収可能価額は(i)売却費用控除後の公正価値及び(ii)使用価値（処分価値を含め、使用を通じて発生する将来キャッシュ・フローの現在価値）のうちいずれか高い金額となる。
日本の会計原則では、最初に資産の帳簿価額を、使用及び最終的処分を通じて発生する割引前キャッシュ・フローの総額と比較する。その結果、資産の帳簿価額が割引前キャッシュ・フローの総額よりも大きいため回収不能であると判断された場合、減損損失を認識する。

（2）のれん

IFRS (IAS第38号)では、子会社の取得から生じたのれんは償却されず、もしあれば、減損損失にて調整される。企業結合によって生じたのれんの認識と測定には、全部のれんアプローチと購入のれんアプローチの2つの方法がある。
日本の会計原則では、のれんの償却は最長20年の期間に渡って規則的に償却され、特定の条件に該当する場合には減損も行われる。のれんは、購入のれんアプローチに類似した方法で認識される。

（3）収益認識

IFRSでは、IFRS15号で、収益とは資本参加者からの拠出に関連するもの以外で、資本の増加をもたらす会計期間中の企業の通常の活動過程で生じる経済的便益の増加をいう。収益は、顧客への財又はサービスの移転と交換に、企業が権利を得ると見込む対価を反映した金額で認識する。
履行義務は、約定した財又はサービスを顧客に移転し、顧客がその財又はサービスの支配を獲得した時点（又は獲得するに応じて）で充足される。従って、収益は顧客が財又はサービスの支配を獲得した時点（又は獲得するに応じて）で認識される。資産の支配とは、資産の使用を指図し、資産からの残りの便益の実質的にすべてを獲得する能力をいう。一方で、日本の会計原則では、売上高は、実現主義の原則に従い、商品等の販売又は役務の給付によって実現したものに限り認識される。
具体的に実現の定義や収益認識要件等について定めた規定はない。一般的に実現とは、外部社との間において経済的な取引が行われたこと、つまり、財貨又は役務が貨幣性資産に形を変えることをいうものとされている。

（4）金融商品

IFRSでは、IFRS9号で、公表価格がない資本性金融商品及びそのデリバティブ（資産）は、必ず公正価値で測定する必要がある。公表価格がない資本性金融商品及びそのデリバティブは、原則、必ず公正価値で測定する必要があるが、但し、公正価値が信頼性をもって測定できない場合に限り、取得原価による測定を認めており、このようなケースは稀である。
一方で、日本の会計原則では、市場で売買されない株式については、時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券として取り扱う。取引慣行が成熟していない一部のウェザー・デリバティブ等で公正な評価額を算定することが極めて困難と認められるデリバティブ取引については、取得価格をもって貸借対照表価格とする。

（5）有給休暇引当金

IFRS(IAS第19号)では、未消化の有給休暇について関連期間にわたり引当計上が要求される。
日本においては、未消化の有給休暇について引当金を計上する実務慣行はない。

（6）過去勤務費用

IFRS(IAS第19号)従業員給付では、過去勤務費用は損益計算書に計上される。
日本の会計原則では、当期に発生した過去勤務費用は、その他の包括利益で即時認識する。

（7）固定資産の再評価

IFRS（IFRS第1号）に基づき、エネル・グループは「取得原価」法を採用しているが、IFRSへの移行日における固定資産については、再評価日における、みなし帳簿価額としての一定の再評価を行っている。
日本においては、この固定資産の再評価は一部の例外を除き認められていない。

（8）子会社の支配の喪失

IFRS　（IFRS第10号）では、親会社は、支配を喪失したときには、公正価値で残余の投資を評価し、差額は損益として認識する。その後、この残存投資は、残存する影響力の程度に応じて、適用可能な会計基準に従って会計処理される。
日本の会計原則では、持分の一部売却の結果、残存投資が関連会社投資に該当する場合には、持分法により測定される。残存持分が関連会社投資に該当しない場合、親会社の個別財務諸表にて、帳簿価額に基づき測定される。子会社が関連会社に該当しない場合には、その投資は個別財務諸表の帳簿価額（原則として、企業結合後における結合企業の株式の公正価値）に基づき測定される。

（9）企業結合　条件付対価

IFRS(IFRS第3号)では、取得企業は、移転した対価の一部として、条件付対価を公正価値で認識する。なお、取得日以降に取得時点で存在した事実及び状況についての追加情報を得ることから、取得日から一年以内にそれら公正価値の計上を行うことが求められている。その他の条件付対価については、損益として認識され、のれんへの変更は行わない。
日本の会計原則では、対価及びのれんの変更についての期限は定められていない。

（10）無形資産の当初認識と測定

IFRS (IAS第38号)では、無形資産は、分離可能な場合で、資産から企業に流入する将来経済的便益がほとんど確実に期待できる場合で、資産の原価が確実に測定できる場合のみ認識することができる。研究活動に対する支出は、発生時の費用として認識しなければならない。開発費は、技術的に実行可能なだけでなく、資産を使用又は販売する意思などの他の状況を証明できる場合にのみ、無形資産として認識される。
日本の会計原則では、研究開発費とソフトウェア以外について、無形資産の認識に関する明確なガイダンスはない。研究開発に関する支出については、発生時の費用として認識する。

（11）個別償却（構成要素アプローチ）

IFRS (IAS第16号)では、有形固定資産のうち、異なる耐用年数や全体の取得原価に対して重要な取得原価を持つ資産項目は、区分して償却しなければならない。
日本の会計原則では、これに関する特別な規定は存在しない。

（12）不利な契約

IFRS (IAS第37号)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。
もし、企業に不利な契約があれば、当該契約の現在債務は、引当金として認識・測定しなければならない。
日本の会計原則では、これに関する特別な規定は存在しない。

（13）賦課金

IFRSでは、IFRIC第21号（賦課金）に従い、賦課金を支払う負債は、関連する法規制により定められた賦課金を支払う原因となる活動が生じた時点で認識する。もし、関連する法規制によって、支払の原因となる活動が一定期間にわたって生じる場合、賦課金を支払う負債は除々に認識されることになる。
日本の会計原則では、賦課金について特に規定されていない。

（14）ジョイント・オペレーション

IFRSでは、IFRS第11号（共同支配の取決め）で、共同支配の取決めのうち、共同支配事業（ジョイント・オペレーション）は、自らの資産、負債、収益及び費用並びに事者に共通して発生したそれらに対する持分相当額を認識する方法により会計処理される。
日本の会計原則では、共同支配投資企業は、共同支配事業に対する投資について、連結財務諸表上、持分法を適用する。また、ジョイント・ベンチャーとジョイント・オペレーションの会計上の取扱いについては区分されていない。

(15) **リース**

IFRS第16号では、借手はリースをファイナンスまたはオペレーティングに分類しないが、短期間リース及び価値の低いリースを除き、使用権資産及びリース負債を認識する。貸手は、原資産の所有に付随する実質的に全てのリスク及び報酬を借手に移転するかどうかに基づいて各リースをファイナンスまたはオペレーティングに分類する。

日本の会計原則では、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) 解約不能のリース期間中のリース料総額の現在価値が見積現金購入価格の90%以上であること(II) リース期間が当該リース物件の経済的耐用年数のおおむね75%以上であること。

IFRS第16号（「リース」）では、借手は原資産の価値が低いリースおよび短期のリースに関して、使用権資産およびリース負債を認識せずに、リース料を費用として認識することを選択することができる。

日本の会計原則では、いくつかの条件を満たす場合（リース総額が3百万円未満のリースなど）、リース資産と負債を認識せずに、リースをオペレーティングリースとして会計処理するために「簡便法」を使用できます。

IFRS第16号（「リース」）では、借手は開始日に使用権資産を取得原価で測定し、リース負債をリース料の現在価値で測定する。

日本の会計原則では、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ます。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：貸手の購入価格とリース支払いの現在価値（資産の残存価値を含む）のいずれか低い方; II）貸手の購入価格が明らかでない場合、リース料の現在価値（割安選択購入権の行使価格含む）と借手の見積現金購入価格のいずれか低い方

主な表示と区分の相違

（1）非継続事業及び売却目的の固定資産

IFRS (IFRS第5号)では、非継続事業の損益、資産、負債及びキャッシュ・フローは、区分表示され開示される。
資産または、資産及び負債グループの帳簿価額が継続的な使用ではなく、主に売却を通じて回収される場合、これらは他の連結財政状態計算書の資産及び負債とは区別して表示される。売却目的の資産は、帳簿価額または売却費用控除後の見積公正価値のいずれか低い方の金額で測定される。
日本の会計原則では、このような非継続事業と売却目的の固定資産についての会計原則はない。

（2）財政状態計算書

IFRS (IAS第1号)では、財政状態計算書の特定の雛形を定めていない。流動性表示がより適切で信頼ある情報を提供しない限り、資産及び負債は流動／固定により表示する。
日本の会計原則では、一般的な貸借対照表の雛形を定めている。IFRSに比べ貸借対照表の見出しは、より詳細に記載することが求められている。公開会社は特定の開示規定に準拠しなければならない。

（3）損益計算書

IFRS　(IAS第1号)では、標準的な雛形を定めていないが、費用は2つの雛形（機能別もしくは性質別）から選択する。損益計算書には最低限の項目を表示することが求められる。
IFRSでは損益項目とその他の包括利益の構成要素の表示について、下記の選択がある。

- 1計算書方式（小計を使用）
- 2計算書方式

日本の会計原則では、3つの利益区分の表示が要求される。それは、営業利益、経常利益、純利益である。通常、性質別に表示される。損益計算書の見出しに関して、日本の会計原則は、IFRS/IASのフレームワークと比較してより詳細に表示することが要求されている。

（4）例外的（重要）項目

IFRS（IAS第1号）では、例外的項目の用語を用いず、その金額、影響を及ぼす範囲及び性質を考慮して、企業の業績をより説明するために説明が求められるべき項目については別個に開示する。
日本の会計原則では、例外的項目は、損益計算書の「特別損益」の区分で別個に表示される。

第７【外国為替相場の推移】

ユーロと日本円の為替は、それぞれ最近５年間及び最近６ヶ月間の日本の一般的な事象を報道している２紙以上の日刊新聞から情報が得られるため、ユーロに関する記載は除外した。

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おいて提出された、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	2019年６月27日関東財務局長に提出
２．半期報告書	2019年９月27日関東財務局長に提出

第二部【提出会社の保証会社等の情報】

第１【保証会社情報】

該当なし。

第２【保証会社以外の会社情報】

該当なし。

第３【指数等の情報】

該当なし。

独立登録会計事務所の同意書

エネル・エスピーエー

取締役会

ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 ローマ

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2018年12月31日現在の連結財政状態計算書並びに同日をもって終了する連結会計年度における連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書及びそれらに関する注記についての私たちの2019年4月17日付の監査報告書が、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。

ローマ市、2019年4月17日

EY・エスピーエー

マッシモ　アントネッリ
(パートナー)

次へ

To the
Board of Directors of
Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

Subject: **Consent of Independent Registered Public Accounting Firm**

We consent to the inclusion of our report dated April 17, 2019 with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries ("Enel Group") as of December 31, 2018 and for the year then ended, comprising the income statement, the statement of comprehensive income, the balance sheet, the statement of changes in equity, the statement of cash flows and the related notes to the financial statements, in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 17, 2019

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Partner)

次へ

エネル・エスピーエー

連結財務書類（2018年12月31日現在）

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14条に準拠した独立監査人の報告書。

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14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、2018年12月31日現在の財政状態計算書、損益計算書、包括利益計算書、株主資本等変動計算書、同日終了事業年度のキャッシュフロー計算書からなる、エネル・グループ（以下「グループ」という。）の連結財務書類および重要な会計方針など、連結財務書類の注記について監査を行った。

当監査法人は、同連結財務書類について、EUが採択している国際財務報告基準および政令第38/2005号第9条に準拠し、2018年12月31日現在のグループの財務状態、ならびに同日終了事業年度の経営成績およびキャッシュフローを公正かつ妥当に表示しているとの見解である。

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。 この基準に基づく当社の責任については、*当報告書の連結財務書類の監査における監査人の責任*の項に詳細を記載している。当監査法人は、イタリア法で財務書類の監査に適用される規制ならびに倫理および独立性の基準に準拠し、エネル・エスピーエーから独立している。また、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を取得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、当監査法人が、当監査期間の連結財務書類の監査で最も重大な事項と専門的に判断した事項である。これらの事項は、連結財務書類全体の監査の観点から判断した事項であり、当監査法人の意見を形成するこれらの事項に関する個別の意見を提供するものではない。

当社は、監査上の主要な検討事項につき以下を特定した。

監査上の主要な検討事項	監査対応
非流動資産の回収可能性 **連結財務書類は、非流動資産残高として、有形固定資産76.631百万ユーロ、無形資産19.014百万ユーロおよびのれん14.273百万ユーロを含んでいる。** **取締役は、財政状態計算書の日付時点で、減損の兆候が確認されたその他の非流動資産および無期限の耐用年数を有する無形資産、のれんを含む、資金生成単位（CGU）の帳簿価額の減損をテストしている。** **各CGUの回収可能額の評価および決定の手法ならびに経営者が採用するプロセスは、その性質のため、時に複雑な仮定に基づいており、取締役の判断を要する。これらの判断は、主に2019-2023年産業計画から導き出したキャッシュフロー予測に加え、その予測に適用する割引率および長期成長率の決定に関連している。** **上記に関し、取締役が判断する主な仮定は、電気・ガスの需要の将来の動き、それに関連する予想価格、再生可能な資源の可用性、インフレ、為替、金利など特定の仮定などを含む将来の経済トレンドに関連する。** **非流動資産の回収可能額を予想するため必要となる判断、また、その仮定の複雑性により、これらを監査上の主要な検討事項とした。** **非流動資産の減損に関する開示は、注記2「*会計方針および測定基準 - 非金融資産の回収可能性*」、注記16「*有形固定資産*」、注記21「*のれん*」に記載されている。**	**この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手続きには、とりわけ以下のものが挙げられる。** **・ 非流動資産の減損手続きおよびグループが導入した関連する管理体制の評価。** **・ CGUを特定するために用いられる条件およびそれらの帳簿価額と連結財務書類との照合の評価。** **・ 業界データおよび見通しとの比較を含め、2019-2023年 産業計画の基となる主な仮定および関連する将来のキャッシュフローの評価。** **・ 2019-2023年 産業計画と各CGUのキャッシュフロー予測の一貫性の評価。** **・ 既に認識した減損損失の戻入に関するIAS第36号の会計要件についての評価。** **・ 実際の結果と以前の見通しとの比較を通じ、経営者が正確な予測をする能力を有するかの評価。** **監査を進めるにあたり、手続きに使用する手法、モデルの計算上の正確性、長期成長率の妥当性、割引率および経営者による感応度分析の結果を確認するため、当監査法人はバリュエーションの専門家を関与させた。** **最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。**

監査上の主要な検討事項	監査対応
電気・ガスの未請求の売上による収入	
小売顧客への電気・ガスの販売による収益は、その供給がなされた時点で認識され、定期的なメーター検針または卸売業者や輸送業者が通知する量に基づく請求金額に加え、年間の電気およびガスの供給予測に基づく未請求分も含まれている。直近のメーター検針日と年度末までの未収入金は、主に過去の状況から判断する顧客の日々の消費量に基づき、天候要因またはその他、予測消費量に影響を与える事象を調整して予測する。 電気・ガスの未請求の売上による収入予測に使用する仮定は複雑であるため、当監査法人は、これを監査上の主要な検討事項であると判断した。 電気・ガスの未請求の売上による収入に関する開示は、注記2「*会計方針および測定基準 - 予想の使用 - 収入認識*」に記載されている。	この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手続きには、とりわけ以下のものが挙げられる。 ・ 電気・ガスの売上による収入認識に関する手続き、およびグループ内の各事業体が導入しているテクノロジー管理など、それに関連する管理体制の評価。 ・ グループのこれらの事業体のERPシステム内のデータおよびアルゴリズムの評価。当監査法人の情報技術専門家のサポートの基に実施。 ・ 経営者が未収収益を判断する際に使用するデータ・サンプルのテスト。必要に応じて、輸送業者および卸売業者から入手し、ネットワークに入力される量と比較する。 後に取得する実際のデータと比較した予想の振り返り分析。 最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。

監査上の主要な検討事項	監査対応
訴訟	
グループは、通常の業務遂行により生じた複数の民事、行政および税務関係の紛争を抱えており、これらは、最終的な結論を容易に予想することが困難であり、かつ重大な責任を負う結果となる可能性がある。 訴訟に関連するリスクの評価は複雑な仮定に基づいており、その性質上、仮定には、取締役の判断が必要とされる。これらの判断は、主に訴訟結果の予想に関連した不確実性の評価、および財務書類での開示の適正さに関連するものであり、社内外の弁護士の評価にも基づいている。 判断を要するという点、これらの訴訟の重大性および評価プロセスが複雑であるという点から、当監査法人では、これを監査上の主要な検討事項と判断した。 訴訟に関する開示については、注記2*会計方針および測定基準 - 予想の使用 - 訴訟*」および注記52「*偶発債務および資産*」に記載されている。	この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手続きには、とりわけ以下のものが挙げられる。 ・ 法律および税務関係の訴訟ならびに進行中の行政訴訟を特定するために導入されている管理体制および手続きの評価。 ・ 法律、税務のリスクを評価する際にグループ内の法務部および税務部が使用する仮定の評価。 ・ 最も重大な紛争に関して法務および税務部にその状況について問い合わせ、関連する主要文書を査閲。これは、当監査法人の税務および法務専門家のサポートの基に実施。 ・ これらの訴訟に関連し、グループの事業体を支援する外部の法務および税務顧問から受領した外部確認書の分析、ならびに法務、税務部門および経営者によるリスク評価で得た情報の一貫性の評価。 最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。

連結財務書類のガバナンスの責任を担う担当者および取締役の責任

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および政令第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、不正か誤謬可にかかわらず、重大な虚偽表示のない財務書類の作成に必要だと判断される内部統制を、法律で定められた条件の範囲内で準備することへの責任も有する。

取締役は、グループが継続企業としての存在能力を有するかを評価する責任があり、連結財務書類の作成において、継続企業の公準の妥当性の評価およびその適切な開示にも責任を有する。親会社であるエネル・エスピーエーの清算または業務停止の予定がある、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、取締役は、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、法律で定められた条件の範囲内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を担う。

連結財務書類の監査に関する監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務書類全体が、不正また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取得し、当監査法人の意見を含めた監査報告書を作成することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重大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、それを常に検知することを保証するものではない。虚偽表示は、不正または誤謬により発生し、個別または総合的に、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予想できる場合に重大であると判断される。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、専門的な判断を下し、職業的懐疑心を保持して監査を実施した。加えて、以下も行った。

- 不正または誤謬かに関わらず、連結財務書類の重大な虚偽表示のリスクを特定および評価し、これらのリスクに対応する監査手順を作成および実行し、当監査法人の意見の根拠を提供するための十分かつ適正な監査証拠を取得した。不正は、共謀、偽造、故意の脱漏、不実表示、または内部統制の変更などが関係するため、不正による虚偽表示が検知されない可能性は、誤謬による虚偽表示の検知よりも高い。
- それぞれの状況で適切な監査手順を作成するため、監査に関係する内部統制を理解したが、これはグループの内部統制の有効性に関する意見を表明することが目的ではない。
- 取締役による会計予測の妥当性およびそれに関連する開示、ならびに採用される会計方針の適正さを評価した。
- 取締役による継続企業の前提に基づいた会計処理の使用およびグループの継続企業の前提に重要な疑義を与え得る事象または状況に関連する重大な不確実性が存在するか否かにつき、取得した監査証拠を基にその妥当性を判断した。重大な不確実性が存在すると判断した場合、関連する財務書類の開示箇所を監査報告書に記載し、また、その開示が不適切である場合は、意見の形成においてその問題を考慮した。当監査法人の最終的な意見は、監査報告書の日付までに取得した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象または状況がグループの継続企業の前提を停止させる原因となる可能性は存在する。
- 当監査法人は、開示事項ならびに連結財務書類の原資産および原事象が適正に表示されるよう記載されているかを含め、連結財務書類全体の表示、構成および内容を評価した。
- 連結財務書類の意見を表明するため、グループ内の各事業体の財務情報に関して、十分かつ適正な監査証拠を取得した。当監査法人は、グループの監査のパフォーマンス、監督および指導に関する責任を担う。また、本監査意見についての責任は単独で負うこととする。

当監査法人は、特に監査の時期および予定する範囲、監査を実施する中で特定した内部統制の重要な欠陥などを含む監査の重要な発見について、ISAイタリアの要件で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した。

当監査法人は、イタリアで適用される倫理およ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ならびに、必要に応じ、関連する保護手段について報告した。

ガバナンス担当者に報告した事項の中で、当期の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した。これらの事案は、当監査法人の監査報告書に記載した。

EU規制第537/14号第10条に準ずる追加情報

エネル・エスピーエーの株主は、2011年4月29日に開催された年次総会にて、2011年12月31日から2019年12月31日までの毎年、当監査法人が連結財務書類の監査に関与することを決定した。

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。

他の法的および規制要件の遵守に関する報告

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落の副段落 e)および1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落に規定された内容に関する意見

エネル・エスピーエーの取締役は、2018年12月31日現在のエネル・エスピーエーの株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書ならびに業務報告書を作成し、これらが連結財務書類との一貫性を有し、該当する法律および規制に準拠していることの責任を負う。

当監査法人は、1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落の規定に従い作成した、株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に含まれる特定の情報および業務報告書と、2018年12月31日現在のエネル・グループの連結財務書類との一貫性ならびに該当する法律および規制の遵守に関する意見を表明し、重大な虚偽表示がないかを評価するため、監査基準（SAイタリア）第720B号に定める内容に従い、監査手続きを実施した。

当監査法人の意見では、業務報告書ならびに株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に記載された上述の特定の情報は、2018年12月31日現在のエネル・グループの連結財務書類と一貫性を有しており、該当する法律および規制に準拠しているとの判断である。

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落（副段落）に規定される声明に関し、監査を通じて取得した事業体に対する当監査法人の知識および理解ならびにその環境につき、特に報告する事項はない。

2016年12月30日、政令第254号を定める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、2016年12月30日、政令第254号に従い、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。

2016年12月30日、政令第254号第3条第10段落に定めるところにより、これらの非財務情報は、個別のコンプライアンス報告書として当監査法人の署名を受ける必要がある。

2019年4月17日　ローマ

EY S.p.A.
署名：パートナー、Massimo Antonelli

本報告書は、国際的な読者の便宜のみのために英語に翻訳されています。

前へ　次へ

Enel S.p.A.

Consolidated financial statements as at December 31, 2018

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, and article 10 of EU Regulation n. 537/2014

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010 and article 10 of EU Regulation n. 537/2014 (Translation from the original Italian text)

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 balance sheet as at December 31, 2018, the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of changes in shareholders' equity, the statement of cash flows for the year then ended, and the notes to the consolidated financial statements, including a summary of significant accounting policies.

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Group as at December 31, 2018, and of its financial performance and its cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005.

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 *Auditor's Responsibilities for the Audit of the Consolidated Financial Statements* section of our report. We are independent of Enel S.p.A. in accordance with the regulations and standards on ethics and independence applicable to audits of financial statements under Italian Laws. 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 judgment, were of most significance in our audit of the consolidated financial statements of the current period. 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.

We identified the following key audit matters:

Key Audit Matter	Audit Response
Recoverability of non-current assets The consolidated financial statements include, within the non-current assets balance, Property, Plant and Equipment for Euro 76.631 million, Intangible Assets for Euro 19.014 million and Goodwill for Euro 14.273 million. The Directors tested for impairment the carrying values of the Cash Generating Units (CGUs) as of the balance sheet date, which include goodwill, intangible assets with indefinite useful lives and other non-current assets where indication of impairment were noted. The process adopted by management and the methodologies for assessing and determining the recoverable amount of each CGU are sometimes based on complex assumptions which, due to their nature, require the Directors to exercise their judgment. Such a judgment relates, primarily, to the cash flow projections deriving from the Industrial Plan 2019-2023 as well as from the determination of the long-term growth rates and the discount rates applied to these projections. In relation to the above, the key assumptions made by the Directors relate to future economic trends, including future trends of the electricity and gas demand and the related expected prices, the availability of renewable resources as well as certain assumptions such as inflation, exchange and interest rates. Because of the judgment required and the complexity of assumptions used to estimate the recoverable amount of the non-current assets, we identified this area as a Key Audit Matter. The disclosures related to the impairment of non-current assets are included in Note 2. **"***Accounting policies and measurement criteria - Recoverability of non-financial assets*", Note 16. "*Property, Plant and Equipment*" and Note 21. "*Goodwill*".	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • Assessment of the impairment process of non-current assets and related controls implemented by the Group; • Assessment of the criteria adopted to identify the CGUs and the reconciliation of their carrying amounts to the consolidated financial statements; • Assessment of the key assumptions underlying the Industrial Plan 2019-2023 and relevant future cash flows, including the comparison with industry data and forecasts; • Assessment of the consistency of the cash flow projections for each CGU with the Industrial Plan 2019-2023; • Assessment of IAS 36 accounting requirements for the reversal of previously recognized impairment losses; • Assessment of the management's ability to make accurate projections, through the comparison of the actual results with the previous forecasts. In performing our procedures we engaged our valuation experts in order to verify the methodologies used in the process, the mathematical accuracy of the model, the reasonableness of the long-term growth rates and the discount rates as well as the results of the sensitivity analysis performed by the management. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Key Audit Matter	Audit Response
Revenues from unbilled sale of electricity and gas	
Revenues from sales of electricity and gas to retail customers are recognized upon delivery and include, in addition to amounts invoiced based on 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. Revenues accrued between the date of the last meter reading and year-end are based on estimates of the daily consumption of customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption. Because of the complexity of assumptions used to estimate the revenues from unbilled sale of electricity and gas, we identified this area as a Key Audit Matter. The disclosures related to the revenues from unbilled sale of electricity and gas are included in Note 2. "*Accounting policies and measurement criteria – Use of estimates – Revenue Recognition*".	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • assessment of the process related to the recognition of revenues from sales of electricity and gas and related key controls, including Information Technology controls, implemented by the entities within the Group; • assessment of the algorithms and data in the ERP systems of such Group entities, also with the support of our Information Technology specialists; • testing of a sample of data used by management to determine the accrued revenues, including, whenever applicable, the comparison of quantities entered into the network as made available by transporters and distributors; • look-back analysis of prior estimates against actual data subsequently reported. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Key Audit Matter	Audit Response
Legal proceedings	
The Group is involved in several civil, administrative and tax disputes arising from the normal course of business, for which final outcomes cannot be easily predicted and could potentially results in significant liabilities. The assessment of the risks associated with the litigations is based on complex assumptions, which, by their nature, require the use of the Directors' judgment. Such judgment relates, primarily, to the assessment of the uncertainties connected to the prediction of the outcome of the proceedings and to the adequacy of the disclosures in the financial statements; it is also based on the assessment made by internal and external legal counsels. Because of the judgment required, the materiality of such litigations and the complexity of the assessment process, we identified this area as a Key Audit Matter. The disclosures related to legal proceedings are included in Note 2. "*Accounting policies and measurement criteria – Use of estimates – Litigation"* and Note 52. *"Contingent liabilities and assets".*	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • assessment of the process and relevant controls implemented to identify legal and tax litigations, and pending administrative proceedings; • assessment of the assumptions used in the valuation of potential legal and tax risks performed by the legal and tax departments within the Group; • inquiry with the legal and tax departments regarding the status of the most significant disputes and inspection of the key relevant documentation, also with the support of our tax and legal experts; • analysis of the external confirmations received from the external legal and tax counsels assisting the Group entities involved in such disputes, and assessment of the consistency of the information obtained with the risk assessment performed by management and the legal and tax departments. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Responsibilities of Directors and Those Charged with Governance for the Consolidated Financial Statements

The Directors are responsible for the preparation of the consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005, and, within the terms provided by the 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, when preparing the consolidated financial statements, for the appropriateness of the going concern assumption, and for appropriate disclosure thereof. The Directors prepare the consolidated financial statements on a going concern basis unless they either intend to liquidate the Parent Company Enel S.p.A. or to cease operations, or have no realistic alternative but to do so.

The statutory audit committee ("Collegio Sindacale") is responsible, within the terms provided by the law, for overseeing the Group's financial reporting process.

Auditor's 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 auditor's 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 International Standards on Auditing (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 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 International Standards on Auditing (ISA Italia), we have exercised professional judgment and maintained professional skepticism throughout the audit. In addition:

- we have identified and assessed the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, designed and performed audit procedures responsive to those risks, and obtained 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;
- we have obtained 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;
- we have evaluated the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the Directors;
- we have concluded on the appropriateness of 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 auditor's report to the related disclosures in the financial statements or, if such disclosures are inadequate, to consider this matter in forming our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Group to cease to continue as a going concern;

- we have evaluated 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.
- we have obtained sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities 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 have communicated with those charged with governance, identified at an appropriate level as 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 have provided those charged with governance with a statement that we have complied with the ethical and independence requirements applicable in Italy, and we have communicated with them all 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 have determined those matters that were of most significance in the audit of the financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We have described these matters in our auditor's report.

Additional information pursuant to article 10 of EU Regulation n. 537/14

The shareholders of Enel S.p.A., in the general meeting held on April 29, 2011, engaged us to perform the audits of the consolidated financial statements for each of the years ending December 31, 2011 to December 31, 2019.

We declare that we have not provided prohibited non-audit services, referred to article 5, par. 1, of EU Regulation n. 537/2014, and that we have remained independent of the Company in conducting the audit.

We confirm that the opinion on the consolidated financial statements included in this report is consistent with the content of the additional report to the audit committee (Collegio Sindacale) in their capacity as audit committee, prepared pursuant to article 11 of the EU Regulation n. 537/2014**.**

Report on compliance with other legal and regulatory requirements

Opinion pursuant to article 14, paragraph 2, subparagraph e) of Legislative Decree n. 39 dated 27 January 2010 and of article 123-bis, paragraph 4 of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the Report on Operations and of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure of Enel S.p.A. as at December 31, 2018, including their consistency with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable laws and regulations.

We have performed the procedures required under audit standard (SA Italia) n. 720B in order to express an opinion on the consistency of the Report on Operations and of specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4 of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998, with the consolidated financial statements of the Enel Group as at December 31, 2018 and on their compliance with the applicable laws and regulations, and in order to assess whether they contain material misstatements.

In our opinion, the Report on Operations and the above mentioned specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure are consistent with the consolidated financial statements of the Enel Group as at December 31, 2018 and comply with the applicable laws and regulations.

With reference to the statement required by art. 14, paragraph 2, subparagraph e) of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have no matters to report.

Statement pursuant to article 4 of Consob Regulation implementing Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the non-financial information pursuant to Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016. We have verified that non-financial information has been approved by Directors.

Pursuant to article 3, paragraph 10, of Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016, such non-financial information are subject to a separate compliance report signed by us.

Rome, April 17, 2019

EY S.p.A.
Signed by: Massimo Antonelli, partner

This report has been translated into the English language solely for the convenience of international readers.

前へ 次へ

独立登録会計事務所の同意書

エネル・エスピーエー

取締役会

ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 ローマ

私たちは、エネル・エスピーエーの2018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2019年4月17日付の監査報告書が、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。

ローマ市、2019年4月17日

EY・エスピーエー

マッシモ　アントネッリ
(パートナー)

前へ　次へ

To the
Board of Directors of
Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

Subject: **Consent of Independent Registered Public Accounting Firm**

We consent to the inclusion of our report dated April 17, 2019 with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2018 and for the year then ended, comprising the income statement, the statement of comprehensive income, the balance sheet, the statement of changes in shareholders' equity, the statement of cash flows and the related notes to the financial statements, in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 17, 2019

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Partner)

前へ 次へ

エネル・エスピーエー

財務書類（2018年12月31日現在）

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14条に準拠した独立監査人の報告書。

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14条に準拠した独立監査人の報告書。
（イタリア語原文翻訳版）

エネル・エスピーエーの株主の皆様

財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2018年12月31日現在の財政状態計算書、損益計算書、包括利益計算書、株主資本等変動計算書、同日終了事業年度のキャッシュフロー計算書からなる、エネル・エスピーエー（以下「会社」という。）の財務書類および重要な会計方針など、その注記について監査を行った。

当監査法人は、財務書類は、EUが採択している国際財務報告および政令第38/2005号第9条に準拠し、2018年12月31日現在の会社の財務状態、ならびに同日終了事業年度の経営成績およびキャッシュフローを公正かつ妥当に表示しているとの見解である。

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。 この基準に基づく当社の責任については、*当報告書の財務書類の監査における監査人の責任*の項に詳細を記載している。当監査法人は、イタリア法の財務書類の監査に適用される規制ならびに倫理および独立性の基準に準拠し、会社から独立している。また、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を取得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、当監査法人が、当監査期間の財務書類の監査で最も重大な事項と専門的に判断した事項である。これらの事項は、財務書類全体の監査の観点から判断した事項であり、その当監査法人の意見を形成するこれらの事項に関する個別の意見は提供していない。

当社は、監査上の主要な検討事項につき以下を特定した。

監査上の主要な検討事項	監査対応
株式投資の回収可能性 2018年12月31日現在の財務書類は、非流動資産に株式投資45.715百万ユーロを含む。 取締役は、グループ内で各法的事業体を管理する戦略に基づき、年次で各株式投資の減損の兆候を評価する。減損の兆候が存在する場合は、該当資産につき減損テストを実施する。 各株式投資の回収可能額を決定するために採用した手法およびプロセスは、その性質のため、時に複雑な仮定に基づいており、取締役の判断を要する。これらの判断は、主に減損の兆候、2019-2023年 産業計画から導き出したキャッシュフロー予測に加え、その予測に適用する割引率および長期成長率の決定に関連している。 株式投資の減損に関する開示は、注記2、「*会計方針および測定基準 - 株式投資の回収可能性*」、注記13、「*株式投資*」、注記5.d、減価償却費、償却費および減損損失*に記載されている*。	この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手順には、とりわけ以下のものが挙げられる。 ・ 株式投資の減損手続きおよび会社が導入した関連する管理体制の評価。 ・ 減損の兆候を特定するために採用している条件の評価。 ・ 業界データおよび見通しとの比較を含め、2019-2023年 産業計画の基となる主な仮定および将来のキャッシュフローの評価。 ・ 2019-2023年 産業計画の各株式投資のキャッシュフロー予測の一貫性の評価。 ・ 実際の結果と以前の見通しとの比較を通じ、経営者が正確な予測をする能力を有するかの評価。 ・ 既に認識した減損損失の戻入に関するIAS第36号の会計要件についての評価。 監査を進めるにあたり、手続きに使用する手法、モデルの計算上の正確性、長期成長率の妥当性および割引率を確認するため、当監査法人はバリュエーションの専門家を関与させた。 最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。

財務書類のガバナンスの責任を担う担当者および取締役の責任

取締役は、EUが採択している国際財務報告および政令第38/2005号第9条に準拠し、財務書類が公正妥当に表示され、作成されていることの責任を担う。また、不正か誤謬可にかかわらず、重大な虚偽表示のない財務書類の作成に必要だと判断される内部統制を、法律で定められた条件の範囲内で準備することにも責任を負う。

取締役は、会社の継続企業としての存在能力を評価する責任があり、財務書類の作成において、継続企業の公準の妥当性の評価およびその適切な開示にも責任を有する。取締役は、会社を清算する、または業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、継続企業の前提を基に財務書類を作成する。

監査役会（「Collegio Sindacale」）は、法律で定められた条件の範囲内で、会社の財務報告不プロセスを監視する責任を担う。

財務書類の監査に関する監査人の責任

当監査法人の目的は、財務書類全体が、不正また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取得し、当監査法人の意見を含めた監査報告書を作成することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重大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、それを常に検知することを保証するものではない。虚偽表示は、不正または誤謬により発生し、個別または総合的に、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予想できる場合に重大であると判断される。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、専門的な判断を下し、職業的懐疑心を保持して監査を実施した。加えて、以下も行った。

- 不正または誤謬かに関わらず、財務書類の重大な虚偽表示のリスクを特定および評価し、これらのリスクに対応する監査手順を作成および実行し、当監査法人の意見の根拠を提供するための十分かつ適正な監査証拠を取得した。不正は、共謀、偽造、故意の脱漏、不実表示、または内部統制の変更などが関係するため、不正による虚偽表示が検知されない可能性は、誤謬による虚偽表示の検知よりも高い。
- 各状況において適切な監査手順を作成するため、監査に関係する内部統制を理解したが、これは会社の内部統制の有効性に関する意見を表明することが目的ではない。
- 取締役による会計予測の妥当性およびそれに関連する開示、ならびに採用される会計方針の適正さを評価した。
- 取締役による継続企業の前提に基づいた会計処理の使用および会社の継続企業の前提に重要な疑義を与え得る事象または状況に関連する重大な不確実性が存在するか否かにつき、取得した監査証拠を基にその妥当性を判断した。重大な不確実性が存在すると判断した場合、関連する財務書類の開示箇所を監査報告書に記載し、また、その開示が不適切である場合は、意見の形成においてその問題を考慮することとする。当監査法人の最終的な意見は、監査報告書の日付までに取得した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象または状況が会社の継続企業の前提を停止させる原因となる可能性はある。
- 当監査法人は、開示事項ならびに財務書類の原資産および原事象が適正に表示されるよう記載されているかを含め、財務書類全体の表示、構成および内容を評価した。

当監査法人は、特に監査の時期および予定する範囲、監査を実施する中で特定した内部統制の重要な欠陥などを含む監査の重要な発見について、ISAイタリアの要件で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した。

当監査法人は、イタリアで適用される倫理およ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ならびに、必要に応じ、関連する保護手段について報告した。

ガバナンス担当者に報告した事項の中で、当期の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した。これらの事案は、当監査法人の監査報告書に記載した。

EU規制第537/14号第10条に準ずる追加情報

エネル・エスピーエーの株主は、2011年4月27日に開催された年次総会にて、2011年12月31日から2019年12月31日までの毎年、当監査法人が財務書類の監査に関与することを決定した。

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。

他の法的および規制要件の遵守に関する報告

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落の副段落 e)および1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落に規定された内容に関する意見

エネル・エスピーエーの取締役は、2018年12月31日現在のエネル・エスピーエーの株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書ならびに業務報告書を作成し、これらが財務書類との一貫性を有し、該当する法律および規制に準拠していることの責任を負う。

当監査法人は、1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落の規定に従い作成した、株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に含まれる特定の情報および業務報告書と、2018年12月31日現在のエネル・エスピーエーの財務書類との一貫性ならびに該当する法律および規制の遵守に関する意見を表明し、重大な虚偽表示がないかを評価するため、監査基準（SAイタリア）第720B号に定める内容に従い、監査手続きを実施した。

当監査法人の意見では、業務報告書ならびに株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に記載された上述の特定の情報は、2018年12月31日現在のエネル・エスピーエーの財務書類と一貫性を有しており、該当する法律および規制に準拠しているとの判断である。

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落（副段落）に規定される声明に関し、監査を通じて取得した事業体に対する当監査法人の知識および理解ならびにその環境につき、特に報告する事項はない。

2016年12月30日、政令第254号を定める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、2016年12月30日、政令第254号に従い、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。

2016年12月30日、政令第254号第3条第10段落に定めるところにより、これらの非財務情報は、個別のコンプライアンス報告書として当監査法人の署名を受ける必要がある。

2019年4月17日　ローマ

EY S.p.A.
署名：パートナー、Massimo Antonelli

本報告書は、国際的な読者の便宜のみのために英語に翻訳されています。

前へ　次へ

Enel S.p.A.

Financial statements as at December 31, 2018

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, and article 10 of EU Regulation n. 537/2014

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010 and article 10 of EU Regulation n. 537/2014 (Translation from the original Italian text)

To the Shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the Audit of the Financial Statements

Opinion

We have audited the financial statements of Enel S.p.A. (the Company), which comprise the balance sheet as at December 31, 2018, and the statement of income, the statement of comprehensive income, the statement of changes in shareholders' equity and the statement of cash flows for the year then ended, and notes to the financial statements, including a summary of significant accounting policies.

In our opinion, the financial statements give a true and fair view of the financial position of the Company as at December 31, 2018, and of its financial performance and its cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005.

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 *Auditor's Responsibilities for the Audit of the Financial Statements* section of our report. We are independent of the Company in accordance with the regulations and standards on ethics and independence applicable to audits of financial statements under Italian Laws. 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 judgment, were of most significance in our audit of the financial statements of the current period. These matters were addressed in the context of our audit of the financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

We identified the following key audit matters:

Key Audit Matter	Audit Response
Recoverability of equity investments The financial statements as of December 31, 2018 include within non-current assets equity investments for Euro 45.715 million. The Directors annually assess for impairment indicators each equity investment, consistent with the strategy for managing legal entities within the Group and, if such indicators exist, perform an impairment test on these assets. The processes and methodologies implemented for determining the recoverable amount of each equity investment are based on complex assumptions which, due to their nature, require the Directors to exercise their judgment. Such judgment relates, primarily, to the identification of impairment indicators, the cash flow projections deriving from the Industrial Plan 2019-2023 and the determination of the long-term growth rates and the discount rates applied to such projections. The disclosures related to the impairment of equity investments are included in Note 2. **"***Accounting policies and measurement criteria - Recoverability of equity investments*" Note 13. "*Equity Investments*" and Note 5.d. *Depreciation, amortization and impairment losses.*	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • Assessment of the impairment process for equity investments and related controls implemented by the Company; • Assessment of the criteria adopted to identify impairment indicators; • Assessment of the key assumptions underlying the Industrial Plan 2019-2023 and future cash flows, including the comparison with industry data and forecasts; • Assessment of the consistency of the cash flow projections for each equity investment with the Industrial Plan 2019-2023; • Assessment of the management's ability to make accurate projections, through the comparison of the actual results with the previous forecasts. • Assessment of IAS 36 accounting requirements for the reversal of previously recognized impairment losses. In performing our procedures, we engaged our valuation experts in order to verify the methodologies used in the process, the mathematical accuracy of the model, the reasonableness of the long-term growth rates and the discount rates. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Responsibilities of Directors and Those Charged with Governance for the Financial Statements

The Directors are responsible for the preparation of the financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005, and, within the terms provided by the 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, when preparing the financial statements, for the appropriateness of the going concern assumption, and for appropriate disclosure thereof. The Directors prepare the financial statements on a going concern basis unless they either intend to liquidate the Company or to cease operations, or have no realistic alternative but to do so.

The statutory audit committee ("Collegio Sindacale") is responsible, within the terms provided by the law, for overseeing the Company's financial reporting process.

Auditor's Responsibilities for the Audit of the Financial Statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's 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 International Standards on Auditing (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 aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these financial statements.

As part of an audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia), we have exercised professional judgment and maintained professional skepticism throughout the audit. In addition:

- we have identified and assessed the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error, designed and performed audit procedures responsive to those risks, and obtained 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;
- we have obtained 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;
- we have evaluated the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the Directors;
- we have concluded on the appropriateness of 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 auditor's report to the related disclosures in the financial statements or, if such disclosures are inadequate, to consider this matter in forming our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Company to cease to continue as a going concern;
- we have evaluated the overall presentation, structure and content of the financial statements, including the disclosures, and whether the financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We have communicated with those charged with governance, identified at an appropriate level as 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 have provided those charged with governance with a statement that we have complied with the ethical and independence requirements applicable in Italy, and we have communicated with them all 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 have determined those matters that were of most significance in the audit of the financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We have described these matters in our auditor's report.

Additional information pursuant to article 10 of EU Regulation n. 537/14

The shareholders of Enel S.p.A., in the general meeting held on April 27, 2011, engaged us to perform the audits of the financial statements for each of the years ending December 31, 2011 to December 31, 2019.

We declare that we have not provided prohibited non-audit services, referred to article 5, par. 1, of EU Regulation n. 537/2014, and that we have remained independent of the Company in conducting the audit.

We confirm that the opinion on the financial statements included in this report is consistent with the content of the additional report to the audit committee (Collegio Sindacale) in their capacity as audit committee, prepared pursuant to article 11 of the EU Regulation n. 537/2014**.**

Report on compliance with other legal and regulatory requirements

Opinion pursuant to article 14, paragraph 2, subparagraph e) of Legislative Decree n. 39 dated 27 January 2010 and of article 123-bis, paragraph 4 of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the Report on Operations and of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure of Enel S.p.A. as at December 31, 2018, including their consistency with the related financial statements and their compliance with the applicable laws and regulations.

We have performed the procedures required under audit standard (SA Italia) n. 720B, in order to express an opinion on the consistency of the Report on Operations and of specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4, of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998, with the financial statements of Enel S.p.A. as at December 31,2018 and on their compliance with the applicable laws and regulations, and in order to assess whether they contain material misstatements.

In our opinion, the Report on Operations and the above mentioned specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure are consistent with the financial statements of Enel S.p.A. as at December 31, 2018and comply with the applicable laws and regulations.
With reference to the statement required by art. 14, paragraph 2, subparagraph e) of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have no matters to report.

Statement pursuant to article 4 of Consob Regulation implementing Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the non-financial information pursuant to Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016. We have verified that non-financial information has been approved by Directors.

Pursuant to article 3, paragraph 10, of Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016, such non-financial information is subject to a separate compliance report signed by us.

Rome, April 17, 2019

EY S.p.A.
Signed by: Massimo Antonelli, partner

This report has been translated into the English language solely for the convenience of international readers.

前へ

独立登録会計事務所の同意書

エネル・エスピーエー

取締役会

ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 ローマ

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2019年12月31日現在の連結財政状態計算書並びに同日をもって終了する連結会計年度における連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書及びそれらに関する注記についての私たちの2020年4月8日付の監査報告書が、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。

ローマ市、2020年4月8日

EY・エスピーエー

マッシモ　アントネッリ
(監査人)

次へ

To the
Board of Directors of
Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

Subject: **Consent of Independent Registered Public Accounting Firm**

We consent to the inclusion of our report dated April 08, 2020 with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries ("Enel Group") as of December 31, 2019 and for the year then ended, comprising the income statement, the statement of comprehensive income, the balance sheet, the statement of changes in equity, the statement of cash flows and the related notes to the financial statements, in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 08, 2020

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Auditor)

次へ

エネル・エスピーエー

連結財務書類（2019年12月31日現在）

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14条に準拠した独立監査人の報告書

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14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、2019年12月31日現在の財政状態計算書、損益計算書、包括利益計算書、株主資本等変動計算書、同日終了事業年度のキャッシュフロー計算書からなる、エネル・グループ（以下「グループ」という。）の連結財務書類および重要な会計方針など、連結財務書類の注記について監査を行った。

当監査法人は、同連結財務書類について、EUが採択している国際財務報告基準および政令第38/2005号第9条に準拠し、2019年12月31日現在のグループの財務状態、ならびに同日終了事業年度の経営成績およびキャッシュフローを公正かつ妥当に表示しているとの見解である。

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。 この基準に基づく当社の責任については、当報告書の*連結財務書類の監査における監査人の責任*の項に詳細を記載している。当監査法人は、イタリア法で財務書類の監査に適用される規制ならびに倫理および独立性の基準に準拠し、エネル・エスピーエーから独立している。また、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を取得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、当監査法人が、当監査期間の連結財務書類の監査で最も重大な事項と専門的に判断した事項である。これらの事項は、連結財務書類全体の監査の観点から判断した事項であり、当監査法人の意見を形成するこれらの事項に関する個別の意見を提供するものではない。

当社は、監査上の主要な検討事項につき以下を特定した。

監査上の主要な検討事項	監査対応
非流動資産の回収可能性 連結財務書類は、非流動資産残高として、有形固定資産79.809百万ユーロ、無形資産19.089百万ユーロおよびのれん14.241百万ユーロを含んでいる。 取締役は、財政状態計算書の日付時点で、減損の兆候が確認されたその他の非流動資産および無期限の耐用年数を有する無形資産、のれんを含む、資金生成単位（CGU）の帳簿価額の減損をテストしている。 各CGUの回収可能額の評価および決定の手法ならびに経営者が採用するプロセスは、その性質のため、時に複雑な仮定に基づいており、取締役の判断を要する。これらの判断は、主に2020-2024年産業計画から導き出したキャッシュフロー予測に加え、その予測に適用する割引率および長期成長率の決定に関連している。 グループは、2019年度に、主にイタリア、スペイン、チリおよびロシアにおける特定の石炭火力発電所の帳簿価額の調整に関連する4,221百万ユーロの減損損失を報告した。 上記に関し、取締役が判断する主な仮定は、電気・ガスの需要の将来の動き、それに関連する予想価格、再生可能な資源の可用性、インフレ、為替、金利など特定の仮定などを含む将来の経済トレンドに関連する。 非流動資産の回収可能額を予想するため必要となる判断、また、その仮定の複雑性により、これらを監査上の主要な検討事項とした。 非流動資産の減損に関連する開示は注記2「*会計方針および測定基準 - 非金融資産の回収可能性*」、注記16「*有形固定資産*」および注記21「*のれん*」に記載されている。	この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手続きには、とりわけ以下のものが挙げられる。 ・ 非流動資産の減損手続きおよびグループが導入した関連する管理体制の評価。 ・ CGUを特定するために用いられる条件およびそれらの帳簿価額と連結財務書類との照合の評価。 ・ 業界データおよび見通しとの比較を含め、2020-2024年 産業計画の基となる主な仮定および関連する将来のキャッシュフローの評価。 ・ 2020-2024年 産業計画と各CGUのキャッシュフロー予測の一貫性の評価。 ・ 既に認識した減損損失の戻入に関するIAS第36号の会計要件についての評価。 ・ 実際の結果と以前の見通しとの比較を通じ、経営者が正確な予測をする能力を有するかの評価。 監査を進めるにあたり、手続きに使用する手法、モデルの計算上の正確性、長期成長率の妥当性、割引率および経営者による感応度分析の結果を確認するため、当監査法人はバリュエーションの専門家を関与させた。 最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。

監査上の主要な検討事項	監査対応
電気・ガスの未請求の売上による収入 小売顧客への電気・ガスの販売による収益は、その供給がなされた時点で認識され、定期的なメーター検針または卸売業者や輸送業者が通知する量に基づく請求金額に加え、年間の電気およびガスの供給予測に基づく未請求分も含まれている。直近のメーター検針日と年度末までの未収入金は、主に過去の状況から判断する顧客の日々の消費量に基づき、天候要因またはその他、予測消費量に影響を与える事象を調整して予測する。 電気・ガスの未請求の売上による収入予測に使用する仮定は複雑であるため、当監査法人は、これを監査上の主要な検討事項であると判断した。 電気・ガスの未請求の売上による収入に関する開示は、注記2「*会計方針および測定基準 - 予想の使用 - 収入認識*」に記載されている。	この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手続きには、とりわけ以下のものが挙げられる。 ・ 電気・ガスの売上による収入認識に関する手続き、およびグループ内の各事業体が導入しているテクノロジー管理など、それに関連する管理体制の評価。 ・ グループのこれらの事業体のERPシステム内のデータおよびアルゴリズムの評価。当監査法人の情報技術専門家のサポートの基に実施。 ・ 経営者が未収収益を判断する際に使用するデータ・サンプルのテスト。必要に応じて、輸送業者および卸売業者から入手し、ネットワークに入力される量と比較する。 ・ 後に取得する実際のデータと比較した予想の振り返り分析。 最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。

監査上の主要な検討事項	監査対応
訴訟 グループは、通常の業務遂行により生じた複数の民事、行政および税務関係の紛争を抱えており、これらは、最終的な結論を容易に予想することが困難であり、かつ重大な責任を負う結果となる可能性がある。 訴訟に関連するリスクの評価は複雑な仮定に基づいており、その性質上、仮定には、取締役の判断が必要とされる。これらの判断は、主に訴訟結果の予想に関連した不確実性の評価、および財務書類での開示の適正さに関連するものであり、社内外の弁護士の評価にも基づいている。 判断を要するという点、これらの訴訟の重大性および評価プロセスが複雑であるという点から、当監査法人では、これを監査上の主要な検討事項と判断した。 訴訟に関する開示については、注記2「*会計方針および測定基準 - 予想の使用 - 訴訟*」および注記52「*偶発債務および資産*」に記載されている。	この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手続きには、とりわけ以下のものが挙げられる。 ・ 法律および税務関係の訴訟ならびに進行中の行政訴訟を特定するために導入されている管理体制および手続きの評価。 ・ 法律、税務のリスクを評価する際にグループ内の法務部および税務部が使用する仮定の評価。 ・ 最も重大な紛争に関して法務および税務部にその状況について問い合わせ、関連する主要文書を査閲。これは、当監査法人の税務および法務専門家のサポートの基に実施。 ・ これらの訴訟に関連し、グループの事業体を支援する外部の法務および税務顧問から受領した外部確認書の分析、ならびに法務、税務部門および経営者によるリスク評価で得た情報の一貫性の評価。 最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。

連結財務書類のガバナンスの責任を担う担当者および取締役の責任

取締役は、EUが採択している国際財務報告基準および政令第38/2005号第9条に準拠し、［連結］財務書類が公正妥当に表示され、作成されていることの責任を担う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重大な虚偽表示のない財務書類の作成に必要だと判断される内部統制を、法律で定められた条件の範囲内で準備することにも責任を負う。

取締役は、グループが継続企業としての存在能力を有するかを評価する責任があり、連結財務書類の作成において、継続企業の公準の妥当性の評価およびその適切な開示にも責任を有する。親会社であるエネル・エスピーエーの清算または業務停止の予定がある、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、取締役は、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、法律で定められた条件の範囲内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を担う。

連結財務書類の監査に関する監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務書類全体が、不正また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取得し、当監査法人の意見を含めた監査報告書を作成することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重大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、それを常に検知することを保証するものではない。虚偽表示は、不正または誤謬により発生し、個別または総合的に、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予想できる場合に重大であると判断される。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、専門的な判断を下し、職業的懐疑心を保持して監査を実施した。加えて、以下も行った。

- 不正または誤謬かに関わらず、連結財務書類の重大な虚偽表示のリスクを特定および評価し、これらのリスクに対応する監査手順を作成および実行し、当監査法人の意見の根拠を提供するための十分かつ適正な監査証拠を取得した。不正は、共謀、偽造、故意の脱漏、不実表示、または内部統制の変更などが関係するため、不正による虚偽表示が検知されない可能性は、誤謬による虚偽表示の検知よりも高い。
- それぞれの状況で適切な監査手順を作成するため、監査に関係する内部統制を理解したが、これはグループの内部統制の有効性に関する意見を表明することが目的ではない。
- 取締役による会計予測の妥当性およびそれに関連する開示、ならびに採用される会計方針の適正さを評価した。
- 取締役による継続企業の前提に基づいた会計処理の使用およびグループの継続企業の前提に重要な疑義を与え得る事象または状況に関連する重大な不確実性が存在するか否かにつき、取得した監査証拠を基にその妥当性を判断した。重大な不確実性が存在すると判断した場合、関連する財務書類の開示箇所を監査報告書に記載し、また、その開示が不適切である場合は、意見の形成においてその問題を考慮した。当監査法人の最終的な意見は、監査報告書の日付までに取得した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象または状況がグループの継続企業の前提を停止させる原因となる可能性は存在する。
- 当監査法人は、開示事項ならびに連結財務書類の原資産および原事象が適正に表示されるよう記載されているかを含め、連結財務書類全体の表示、構成および内容を評価した。
- 連結財務書類の意見を表明するため、グループ内の各事業体の財務情報に関して、十分かつ適正な監査証拠を取得した。当監査法人は、グループの監査のパフォーマンス、監督および指導に関する責任を担う。また、本監査意見についての責任は単独で負うこととする。

当監査法人は、特に監査の時期および予定する範囲、監査を実施する中で特定した内部統制の重要な欠陥などを含む監査の重要な発見について、ISAイタリアの要件で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した。

当監査法人は、イタリアで適用される倫理およ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ならびに、必要に応じ、関連する保護手段について報告した。

ガバナンス担当者に報告した事項の中で、当期の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した。これらの事案は、当監査法人の監査報告書に記載した。

EU規制第537/14号第10条に準ずる追加情報

エネル・エスピーエーの株主は、2011年4月29日に開催された年次総会にて、2011年12月31日から2019年12月31日までの毎年、当監査法人が連結財務書類の監査に関与することを決定した。

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［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。

他の法的および規制要件の遵守に関する報告

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落の副段落e)および1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落に規定された内容に関する意見

エネル・エスピーエーの取締役は、2019年12月31日現在のエネル・グループの株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書ならびに業務報告書を作成し、これらが連結財務書類との一貫性を有し、該当する法律および規制に準拠していることの責任を負う。

当監査法人は、1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落の規定に従い作成した、株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に含まれる特定の情報および業務報告書と、2019年12月31日現在のエネル・グループの連結財務書類との一貫性ならびに該当する法律および規制の遵守に関する意見を表明し、重大な虚偽表示がないかを評価するため、監査基準（SAイタリア）第720B号に定める内容に従い、監査手続きを実施した。

当監査法人の意見では、業務報告書ならびに株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に記載された上述の特定の情報は、2019年12月31日現在のエネル・グループの連結財務書類と一貫性を有しており、該当する法律および規制に準拠しているとの判断である。

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落の副段落e)に規定される声明に関し、監査を通じて取得した事業体に対する当監査法人の知識および理解ならびにその環境につき、特に報告する事項はない。

2016年12月30日、政令第254号を定める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、2016年12月30日、政令第254号に従い、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。

2016年12月30日、政令第254号第3条第10段落に定めるところにより、これらの非財務情報は、個別のコンプライアンス報告書として当監査法人の署名を受ける必要がある。

2020年4月8日　ローマ
EY S.p.A.
署名：監査人、Massimo Antonelli

本報告書は、国際的な読者の便宜のみのために英語に翻訳されています。

前へ　次へ

Enel S.p.A.

Consolidated financial statements as at December 31, 2019

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, and article 10 of EU Regulation n. 537/2014

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010 and article 10 of EU Regulation n. 537/2014 (Translation from the original Italian text)

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 Enel Group (the Group), which comprise the balance sheet as at December 31, 2019, the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of changes in shareholders' equity the statement of cash flows for the year then ended, and notes to the consolidated financial statements, including a summary of significant accounting policies.

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Group as at December 31, 2019, and of its financial performance and its cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005.

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 *Auditor's Responsibilities for the Audit of the Consolidated Financial Statements* section of our report. We are independent of the Enel S.p.A. in accordance with the regulations and standards on ethics and independence applicable to audits of financial statements under Italian Laws. 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 judgment, were of most significance in our audit of the consolidated financial statements of the current period. 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.

We identified the following key audit matters:

Key Audit Matter	Audit Response
Recoverability of non-current assets The consolidated financial statements include, within the non-current assets balance, Property, Plant and Equipment for Euro 79.809 million, Intangible Assets for Euro 19.089 million and Goodwill for Euro 14.241 million. The Directors tested for impairment the carrying values of the Cash Generating Units (CGUs) as of the balance sheet date, which include goodwill, intangible assets with indefinite useful lives and other non-current assets where indication of impairment were noted. The process adopted by management and the methodologies for assessing and determining the recoverable amount of each CGU are sometimes based on complex assumptions which, due to their nature, require the Directors to exercise their judgment. Such a judgment relates, primarily, to the cash flow projections deriving from the Industrial Plan 2020-2024 as well as from the determination of the long-term growth rates and the discount rates applied to these projections. In 2019, the Group reported impairment losses of Euro 4,221 million mainly related to the adjustment of the carrying values of certain coal-fired plants in Italy, Spain, Chile and Russia. In relation to the above, the key assumptions made by the Directors relate to future economic trends, including future trends of the electricity and gas demand and the related expected prices, the availability of renewable resources as well as certain assumptions such as inflation, exchange and interest rates. Because of the judgment required and the complexity of assumptions used to estimate the recoverable amount of the non-current assets, we identified this area as a Key Audit Matter. The disclosures related to the impairment of non-current assets are included in Note 2. **"***Accounting policies and measurement criteria - Recoverability of non-financial assets*", Note 16. "*Property, Plant and Equipment*" and Note 21. "*Goodwill*".	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • Assessment of the impairment process of non-current assets and related controls implemented by the Group; • Assessment of the criteria adopted to identify the CGUs and the reconciliation of their carrying amounts to the consolidated financial statements; • Assessment of the key assumptions underlying the Industrial Plan 2020-2024 and relevant future cash flows, including the comparison with industry data and forecasts; • Assessment of the consistency of the cash flow projections for each CGU with the Industrial Plan 2020-2024; • Assessment of IAS 36 accounting requirements for the reversal of previously recognized impairment losses; • Assessment of the management's ability to make accurate projections, through the comparison of the actual results with the previous forecasts. In performing our procedures, we engaged our valuation experts in order to verify the methodologies used in the process, the mathematical accuracy of the model, the reasonableness of the long-term growth rates and the discount rates as well as the results of the sensitivity analysis performed by the management. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Key Audit Matter	Audit Response
Revenues from unbilled sale of electricity and gas	
Revenues from sales of electricity and gas to retail customers are recognized upon delivery and include, in addition to amounts invoiced based on 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. Revenues accrued between the date of the last meter reading and year-end are based on estimates of the daily consumption of customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption. Because of the complexity of assumptions used to estimate the revenues from unbilled sale of electricity and gas, we identified this area as a Key Audit Matter. The disclosures related to the revenues from unbilled sale of electricity and gas are included in Note 2. "*Accounting policies and measurement criteria – Use of estimates – Revenue Recognition*".	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • assessment of the process related to the recognition of revenues from sales of electricity and gas and related key controls, including Information Technology controls, implemented by the entities within the Group; • assessment of the algorithms and data in the ERP systems of such Group entities, also with the support of our Information Technology specialists; • testing of a sample of data used by management to determine the accrued revenues, including, whenever applicable, the comparison of quantities entered into the network as made available by transporters and distributors; • look-back analysis of prior estimates against actual data subsequently reported. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Key Audit Matter	Audit Response
Legal proceedings	
The Group is involved in several civil, administrative and tax disputes arising from the normal course of business, for which final outcomes cannot be easily predicted and could potentially results in significant liabilities. The assessment of the risks associated with the litigations is based on complex assumptions, which, by their nature, require the use of the Directors' judgment. Such judgment relates, primarily, to the assessment of the uncertainties connected to the prediction of the outcome of the proceedings and to the adequacy of the disclosures in the financial statements; it is also based on the assessment made by internal and external legal counsels. Because of the judgment required, the materiality of such litigations and the complexity of the assessment process, we identified this area as a Key Audit Matter. The disclosures related to legal proceedings are included in Note 2. *"Accounting policies and measurement criteria – Use of estimates – Litigation"* and Note 52. *"Contingent liabilities and assets".*	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • assessment of the process and relevant controls implemented to identify legal and tax litigations, and pending administrative proceedings; • assessment of the assumptions used in the valuation of potential legal and tax risks performed by the legal and tax departments within the Group; • inquiry with the legal and tax departments regarding the status of the most significant disputes and inspection of the key relevant documentation, also with the support of our tax and legal experts; • analysis of the external confirmations received from the external legal and tax counsels assisting the Group entities involved in such disputes, and assessment of the consistency of the information obtained with the risk assessment performed by management and the legal and tax departments. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Responsibilities of Directors and Those Charged with Governance for the Consolidated Financial Statements

The Directors are responsible for the preparation of the [consolidated] financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005, and, within the terms provided by the 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, when preparing the consolidated financial statements, for the appropriateness of the going concern assumption, and for appropriate disclosure thereof. The Directors prepare the consolidated financial statements on a going concern basis unless they either intend to liquidate the Parent Company Enel S.p.A. or to cease operations, or have no realistic alternative but to do so.

The statutory audit committee ("Collegio Sindacale") is responsible, within the terms provided by the law, for overseeing the Group's financial reporting process.

Auditor's 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 auditor's 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 International Standards on Auditing (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 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 International Standards on Auditing (ISA Italia), we have exercised professional judgment and maintained professional skepticism throughout the audit. In addition:

- we have identified and assessed the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, designed and performed audit procedures responsive to those risks, and obtained 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;
- we have obtained 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;
- we have evaluated the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the Directors;
- we have concluded on the appropriateness of 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 auditor's report to the related disclosures in the financial statements or, if such disclosures are inadequate, to consider this matter in forming our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Group to cease to continue as a going concern;

- we have evaluated 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.
- we have obtained sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities 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 have communicated with those charged with governance, identified at an appropriate level as 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 have provided those charged with governance with a statement that we have complied with the ethical and independence requirements applicable in Italy, and we have communicated with them all 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 have determined those matters that were of most significance in the audit of the financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We have described these matters in our auditor's report.

Additional information pursuant to article 10 of EU Regulation n. 537/14

The shareholders of Enel S.p.A., in the general meeting held on April 29, 2011, engaged us to perform the audits of the consolidated financial statements for each of the years ending December 31, 2011 to December 31, 2019.

We declare that we have not provided prohibited non-audit services, referred to article 5, par. 1, of EU Regulation n. 537/2014, and that we have remained independent of the Group in conducting the audit.

We confirm that the opinion on the [consolidated] financial statements included in this report is consistent with the content of the additional report to the audit committee (Collegio Sindacale) in their capacity as audit committee, prepared pursuant to article 11 of the EU Regulation n. 537/2014**.**

Report on compliance with other legal and regulatory requirements

Opinion pursuant to article 14, paragraph 2, subparagraph e), of Legislative Decree n. 39 dated 27 January 2010 and of article 123-bis, paragraph 4, of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the Report on Operations and of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure of Group Enel as at December 31, 2019, including their consistency with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable laws and regulations.

We have performed the procedures required under audit standard SA Italia n. 720B, in order to express an opinion on the consistency of the Report on Operations and of specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4, of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998, with the consolidated financial statements of Enel Group as at December 31, 2019 and on their compliance with the applicable laws and regulations, and in order to assess whether they contain material misstatements.

In our opinion, the Report on Operations and the above mentioned specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure are consistent with the consolidated financial statements of Enel Group as at December 31, 2019 and comply with the applicable laws and regulations.

With reference to the statement required by art. 14, paragraph 2, subparagraph e), of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have no matters to report.

Statement pursuant to article 4 of Consob Regulation implementing Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the non-financial information pursuant to Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016. We have verified that non-financial information has been approved by Directors.

Pursuant to article 3, paragraph 10, of Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016, such non-financial information are subject to a separate compliance report signed by us.

Rome, April 8, 2020
EY S.p.A.
Signed by: Massimo Antonelli, Auditor

This report has been translated into the English language solely for the convenience of international readers.

前へ　次へ

独立登録会計事務所の同意書

エネル・エスピーエー

取締役会

ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 ローマ

私たちは、エネル・エスピーエーの2019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2020年4月8日付の監査報告書が、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。

ローマ市、2020年4月8日

EY・エスピーエー

マッシモ　アントネッリ
(監査人)

前へ　　次へ

To the
Board of Directors of
Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

Subject: **Consent of Independent Registered Public Accounting Firm**

We consent to the inclusion of our report dated April 08, 2020 with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2019 and for the year then ended, comprising the income statement, the statement of comprehensive income, the balance sheet, the statement of changes in shareholders' equity, the statement of cash flows and the related notes to the financial statements, in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 08, 2020

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Auditor)

前へ 次へ

エネル・エスピーエー

財務書類（2019年12月31日現在）

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14条に準拠した独立監査人の報告書

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14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

財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2019年12月31日現在の財政状態計算書、損益計算書、包括利益計算書、株主資本等変動計算書、同日終了事業年度のキャッシュフロー計算書からなる、エネル・エスピーエー（以下「会社」という。）の財務書類および重要な会計方針など、その注記について監査を行った。

当監査法人は、財務書類は、EUが採択している国際財務報告基準および政令第38/2005号第9条に準拠し、2019年12月31日現在の会社の財務状態、ならびに同日終了事業年度の経営成績およびキャッシュフローを公正かつ妥当に表示しているとの見解である。

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。 この基準に基づく当社の責任については、当報告書の*財務書類の監査における監査人の責任*の項に詳細を記載している。当監査法人は、イタリア法の財務書類の監査に適用される規制ならびに倫理および独立性の基準に準拠し、会社から独立している。また、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を取得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、当監査法人が、当監査期間の財務書類の監査で最も重大な事項と専門的に判断した事項である。これらの事項は、財務書類全体の監査の観点から判断した事項であり、その当監査法人の意見を形成するこれらの事項に関する個別の意見は提供していない。

当社は、監査上の主要な検討事項につき以下を特定した。

監査上の主要な検討事項	**監査対応**
株式投資の回収可能性	
2019年12月31日現在の財務書類は、非流動資産に株式投資47.858百万ユーロを含む。 取締役は、グループ内で各法的事業体を管理する戦略に基づき、年次で各株式投資の減損の兆候を評価する。 減損の兆候が存在する場合は、該当資産につき減損テストを実施する。各株式投資の回収可能額を決定するために採用した手法およびプロセスは、その性質のため、時に複雑な仮定に基づいており、取締役の判断を要する。これらの判断は、主に減損の兆候、2020-2024年 産業計画から導き出したキャッシュフロー予測に加え、その予測に適用する割引率および長期成長率の決定に関連している。 株式投資の減損に関連する開示は、注記2、「*会計方針および測定基準 - 株式投資の回収可能性*」、注記13、「*株式投資*」、および注記5.c、「*減価償却費、償却費および減損損失*」*に記載されている*。	この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手続きには、とりわけ以下のものが挙げられる。 ・ 株式投資の減損手続きおよび会社が導入した関連する管理体制の評価。 ・ 減損の兆候を特定するために採用している条件の評価。 ・ 業界データおよび見通しとの比較を含め、2020-2024年 産業計画の基となる主な仮定および将来のキャッシュフローの評価。 ・ 2020-2024年 産業計画の各株式投資のキャッシュフロー予測の一貫性の評価。 ・ 実際の結果と以前の見通しとの比較を通じ、経営者が正確な予測をする能力を有するかの評価。 監査を進めるにあたり、手続きに使用する手法、モデルの計算上の正確性、長期成長率の妥当性および割引率を確認するため、当監査法人はバリュエーションの専門家を関与させた。 最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。

財務書類のガバナンスの責任を担う担当者および取締役の責任

取締役は、EUが採択している国際財務報告基準および政令第38/2005号第9条に準拠し、財務書類が公正妥当に表示され、作成されていることの責任を担う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重大な虚偽表示のない財務書類の作成に必要だと判断される内部統制を、法律で定められた条件の範囲内で準備することにも責任を負う。

取締役は、会社の継続企業としての存在能力を評価する責任があり、財務書類の作成において、継続企業の公準の妥当性の評価およびその適切な開示にも責任を有する。取締役は、会社を清算する、または業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、継続企業の前提を基に財務書類を作成する。

監査役会（「Collegio Sindacale」）は、法律で定められた条件の範囲内で、会社の財務報告不プロセスを監視する責任を担う。

財務書類の監査に関する監査人の責任

当監査法人の目的は、財務書類全体が、不正また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取得し、当監査法人の意見を含めた監査報告書を作成することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重大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、それを常に検知することを保証するものではない。虚偽表示は、不正または誤謬により発生し、個別または総合的に、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予想できる場合に重大であると判断される。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、専門的な判断を下し、職業的懐疑心を保持して監査を実施した。加えて、以下も行った。

- 不正または誤謬かに関わらず、財務書類の重大な虚偽表示のリスクを特定および評価し、これらのリスクに対応する監査手順を作成および実行し、当監査法人の意見の根拠を提供するための十分かつ適正な監査証拠を取得した。不正は、共謀、偽造、故意の脱漏、不実表示、または内部統制の変更などが関係するため、不正による虚偽表示が検知されない可能性は、誤謬による虚偽表示の検知よりも高い。
- 各状況において適切な監査手順を作成するため、監査に関係する内部統制を理解したが、これは会社の内部統制の有効性に関する意見を表明することが目的ではない。
- 取締役による会計予測の妥当性およびそれに関連する開示、ならびに採用される会計方針の適正さを評価した。
- 取締役による継続企業の前提に基づいた会計処理の使用および会社の継続企業の前提に重要な疑義を与え得る事象または状況に関連する重大な不確実性が存在するか否かにつき、取得した監査証拠を基にその妥当性を判断した。重大な不確実性が存在すると判断した場合、関連する財務書類の開示箇所を監査報告書に記載し、また、その開示が不適切である場合は、意見の形成においてその問題を考慮した。当監査法人の最終的な意見は、監査報告書の日付までに取得した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象または状況が会社の継続企業の前提を停止させる原因となる可能性はある。
- 当監査法人は、開示事項ならびに財務書類の原資産および原事象が適正に表示されるよう記載されているかを含め、財務書類全体の表示、構成および内容を評価した。

当監査法人は、特に監査の時期および予定する範囲、監査を実施する中で特定した内部統制の重要な欠陥などを含む監査の重要な発見について、ISAイタリアの要件で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した。

当監査法人は、イタリアで適用される倫理およ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ならびに、必要に応じ、関連する保護手段について報告した。

ガバナンス担当者に報告した事項の中で、当期の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した。これらの事案は、当監査法人の監査報告書に記載した。

EU規制第537/14号第10条に準ずる追加情報

エネル・エスピーエーの株主は、2011年4月27日に開催された年次総会にて、2011年12月31日から2019年12月31日までの毎年、当監査法人が財務書類の監査に関与することを決定した。

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。

他の法的および規制要件の遵守に関する報告

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落の副段落 e)および1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落に規定された内容に関する意見

エネル・エスピーエーの取締役は、2019年12月31日現在のエネル・エスピーエーの株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書ならびに業務報告書を作成し、これらが財務書類との一貫性を有し、該当する法律および規制に準拠していることの責任を負う。

当監査法人は、1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落の規定に従い作成した、株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に含まれる特定の情報および業務報告書と、2019年12月31日現在のエネル・エスピーエーの連結財務書類との一貫性ならびに該当する法律および規制の遵守に関する意見を表明し、重大な虚偽表示がないかを評価するため、監査基準（SAイタリア）第720B号に定める内容に従い、監査手続きを実施した。

当監査法人の意見では、業務報告書ならびに株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に記載された上述の特定の情報は、2019年12月31日現在のエネル・エスピーエーの財務書類と一貫性を有しており、該当する法律および規制に準拠しているとの判断である。

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落（副段落）に規定される声明に関し、監査を通じて取得した事業体に対する当監査法人の知識および理解ならびにその環境につき、特に報告する事項はない。

2020年4月8日　**ローマ**

EY S.p.A.
署名：監査人、Massimo Antonelli

本報告書は、国際的な読者の便宜のみのために英語に翻訳されています。

前へ　　次へ

Enel S.p.A.

Financial statements as at December 31, 2019

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, and article 10 of EU Regulation n. 537/2014

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010 and article 10 of EU Regulation n. 537/2014 (Translation from the original Italian text)

To the Shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the Audit of the Financial Statements

Opinion

We have audited the financial statements of Enel S.p.A. (the Company), which comprise the balance sheet as at December 31, 2019, and the statement of income, the statement of comprehensive income, the statement of changes in shareholders' equity and statement of cash flows for the year then ended, and notes to the financial statements, including a summary of significant accounting policies.

In our opinion, the financial statements give a true and fair view of the financial position of the Company as at December 31, 2019, and of its financial performance and its cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005.

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 *Auditor's Responsibilities for the Audit of the Financial Statements* section of our report. We are independent of the Company in accordance with the regulations and standards on ethics and independence applicable to audits of financial statements under Italian Laws. 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 judgment, were of most significance in our audit of the financial statements of the current period. These matters were addressed in the context of our audit of the financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

We identified the following key audit matters:

Key Audit Matter	Audit Response
Recoverability of equity investments	
The financial statements as of December 31, 2019 include within non-current assets equity investments for Euro 47.858 million. The Directors annually assess for impairment indicators each equity investment, consistent with the strategy for managing legal entities within the Group and, if such indicators exist, perform an impairment test on these assets. The processes and methodologies implemented for determining the recoverable amount of each equity investment are based on complex assumptions which, due to their nature, require the Directors to exercise their judgment. Such judgment relates, primarily, to the identification of impairment indicators, the cash flow projections deriving from the Industrial Plan 2020-2024 and the determination of the long-term growth rates and the discount rates applied to such projections. The disclosures related to the impairment of equity investments are included in Note 2. **"***Accounting policies and measurement criteria - Recoverability of equity investments*" Note 13. "*Equity Investments*" and Note 5.c. "*Depreciation, amortization and impairment losses".*	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • Assessment of the impairment process for equity investments and related controls implemented by the Company; • Assessment of the criteria adopted to identify impairment indicators; • Assessment of the key assumptions underlying the Industrial Plan 2020-2024 and future cash flows, including the comparison with industry data and forecasts; • Assessment of the consistency of the cash flow projections for each equity investment with the Industrial Plan 2020-2024; • Assessment of the management's ability to make accurate projections, through the comparison of the actual results with the previous forecasts. In performing our procedures, we engaged our valuation experts in order to verify the methodologies used in the process, the mathematical accuracy of the model, the reasonableness of the long-term growth rates and the discount rates. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Responsibilities of Directors and Those Charged with Governance for the Financial Statements

The Directors are responsible for the preparation of the financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005, and, within the terms provided by the 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, when preparing the financial statements, for the appropriateness of the going concern assumption, and for appropriate disclosure thereof. The Directors prepare the financial statements on a going concern basis unless they either intend to liquidate the Company or to cease operations, or have no realistic alternative but to do so.

The statutory audit committee ("Collegio Sindacale") is responsible, within the terms provided by the law, for overseeing the Company's financial reporting process.

Auditor's Responsibilities for the Audit of the Financial Statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's 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 International Standards on Auditing (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 aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these financial statements.

As part of an audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia), we have exercised professional judgment and maintained professional skepticism throughout the audit. In addition:

- we have identified and assessed the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error, designed and performed audit procedures responsive to those risks, and obtained 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;
- we have obtained 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;
- we have evaluated the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the Directors;
- we have concluded on the appropriateness of 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 auditor's report to the related disclosures in the financial statements or, if such disclosures are inadequate, to consider this matter in forming our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Company to cease to continue as a going concern;

- we have evaluated the overall presentation, structure and content of the financial statements, including the disclosures, and whether the financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We have communicated with those charged with governance, identified at an appropriate level as 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 have provided those charged with governance with a statement that we have complied with the ethical and independence requirements applicable in Italy, and we have communicated with them all 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 have determined those matters that were of most significance in the audit of the financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We have described these matters in our auditor's report.

Additional information pursuant to article 10 of EU Regulation n. 537/14

The shareholders of Enel S.p.A., in the general meeting held on April 27, 2011, engaged us to perform the audits of the financial statements for each of the years ending December 31, 2011 to December 31, 2019.

We declare that we have not provided prohibited non-audit services, referred to article 5, par. 1, of EU Regulation n. 537/2014, and that we have remained independent of the Company in conducting the audit.

We confirm that the opinion on the financial statements included in this report is consistent with the content of the additional report to the audit committee (Collegio Sindacale) in their capacity as audit committee, prepared pursuant to article 11 of the EU Regulation n. 537/2014**.**

Report on compliance with other legal and regulatory requirements

Opinion pursuant to article 14, paragraph 2, subparagraph e), of Legislative Decree n. 39 dated 27 January 2010 and of article 123-bis, paragraph 4, of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the Report on Operations and of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure of Enel S.p.A. as at December 31, 2019, including their consistency with the related financial statements and their compliance with the applicable laws and regulations.

We have performed the procedures required under audit standard SA Italia n. 720B, in order to express an opinion on the consistency of the Report on Operations and of specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4, of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998, with the financial statements of Enel S.p.A. as at December 31, 2019 and on their compliance with the applicable laws and regulations, and in order to assess whether they contain material misstatements.

In our opinion, the Report on Operations and the above mentioned specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure are consistent with the financial statements of Enel S.p.A. as at December 31, 2019 and comply with the applicable laws and regulations.

With reference to the statement required by art. 14, paragraph 2, subparagraph e), of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have no matters to report.

Rome, April 8, 2020

EY S.p.A.
Signed by: Massimo Antonelli, Auditor

This report has been translated into the English language solely for the convenience of international readers.

前へ