【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】	2019年６月27日
【事業年度】	自　2018年１月１日　至　2018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　　田　中　貴　大 同　　野　村　直　弘 同　　伊　嵜　風　人 同　　山　田　智　希
【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】	03-6775-1264/03-6775-1276/03-6775-1330/03-6775-1465/03-6775-1550
【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＝121.10円（株式会社三菱UFJ銀行が発表した2019年６月３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（societa per azioni）」又は「エスピーエー（S.p.A.）」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、会社が採用する取締役、ジェネラル・マネージャー及び戦略的責任を有する役員の報酬についての方針に賛成する決議を行う。かかる決議に拘束力はない。

(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、最低毎年一回、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。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。

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る（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も確認してもらうことを選択できる。）。

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。株主総会前に提出された質問は、かかる株主総会中に、回答がなされる。

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、当社ウェブサイト及びイタリア証券取引所のウェブサイト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、議決権を有する現任取締役の過半数とする。

E. 議決権

決議は、議決権を有する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、当社の報酬委員会の提案のもと、取締役の報酬に関する方針を承認するが、かかる方針は拘束力を有しない株主総会の決議に服する。

（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、当社取締役会が提案する中間配当又は年次配当を受ける資格を有する。ただし、年次配当は株主の承認を得るものとする。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（Monte Titoli S.p.A.）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（imposta sostitutiva))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（Chiomenti Studio Legale）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－イタリアの規制枠組み」及び「第一部－第５－５ コーポレート・ガバナンスの状況等」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

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、火力発電及び取引、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、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。
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。
比較の修正は、2014年12月31日現在の修正を表す。
新たに適用された会計基準又は新たに採用された会計方針は、2014年12月31日現在の比較情報開示の修正に影響を及ぼさない。
より具体的には、新たな基準である「IFRIC第21号 賦課金」の下では、税債務は、適用ある法律に規定されたとおり、賦課金の支払債務を生じさせる義務事由が発生したときに認識されるのであるが、かかる基準の適用が、遡及的効力をもって2015年１月１日から開始される結果、スペインにおいて保有された不動産に課されるいくつかの間接税は、年度の最初に全額が認識され、もはや年度にわたって繰り延べされない。かかるアプローチは、単に、いくつかの中間期間中の費用の再分配を伴うが、年度末及び2014年12月31日現在の業績及び財務状態に関する数字を修正する影響はない。
また、連結キャッシュ・フロー計算書の「営業活動から生じたキャッシュ・フロー」の構造に関しては、その全体の価値は変わらず、営業活動から生じたキャッシュ・フローを構成する項目はより詳細に開示され、数値の比較可能性を確保するために2014年度の一定の項目について対応させる再分類が行われた。

b）部門開示における変更

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			
	2017年		2018年	
連結損益計算書	(百万ユーロ)	(十億円) (ただし、１株当たりの金額を除く。)	(百万ユーロ)	(十億円)
営業収益	74,639	9,039	75,672	9,164
株式売買取引による収益	-	-	-	
営業費用:				
減価償却費	5,861	710	6,451	781
その他	59,564	7,213	59,804	7,242
営業費用合計	65,425	7,923	66,255	8,023
コモディティリスク管理による純利益(費用)	578	70	483	58
営業利益	9,792	1,186	9,900	1,199
財務収益	3,982	482	4,361	528
財務費用	6,674	808	6,409	776
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	873	8,201	993
法人税	1,882	228	1,851	224
継続事業による利益	5,329	645	6,350	769
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	645	6,350	769
１株当たり利益[1] (ユーロ／円)	0.37	45	0.47	57
発行済株式数(百万株)	10,167		10,167	

	12月31日現在			
	2017年		2018年	
連結貸借対照表	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
固定資産(純額)	74,937	9,075	76,631	9,280
流動資産	34,467	4,174	35,887	4,346
資産合計	155,641	18,848	165,424	20,033
流動負債[2]	29,841	3,614	33,365	4,041
短期債務[3]	8,894	1,077	6,983	846
長期債務[4]	42,439	5,139	48,983	5,932
株主持分	34,795	4,214	31,720	3,841

	12月31日に終了した事業年度			
	2017年		2018年	
連結キャッシュ・フロー計算書	(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	1,226	11,075	1,341
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(9,294)	(1,126)	(9,661)	(1,170)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(1,646)	(199)	(1,636)	(198)

	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	9,162	70,592	8,549
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	7,612	922	6,355	770
その他	60,529	7,330	55,183	6,683
営業費用合計	68,141	8,252	61,538	7,452
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	931	8,921	1,080
財務収益	4,018	487	4,173	505
財務費用	6,474	784	7,160	867
持分法による投資持分収益(費用)	52	6	(154)	(19)
法人税等控除前利益	5,281	640	5,780	700
法人税	1,909	231	1,993	241
継続事業による利益	3,372	408	3,787	459
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	408	3,787	459
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	8,877	76,265	9,236
流動資産	37,328	4,520	35,281	4,273
資産合計	161,179	19,519	155,596	18,843
流動負債[2]	31,784	3,849	31,207	3,779
短期債務[3]	7,888	955	9,756	1,181
長期債務[4]	44,872	5,434	41,336	5,006
株主持分	32,376	3,921	34,803	4,215

	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	1,159	9,847	1,192
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,421)	(778)	(8,087)	(979)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(5,382)	(652)	(4,474)	(542)

	12月31日に終了した事業年度	
	2014年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書	(ただし、１株当たりの金額を除く。)	
営業収益	75,791	9,178
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費	12,670	1,534
その他	59,809	7,243
営業費用合計	72,479	8,777
コモディティリスク管理による純利益(費用)	(225)	(27)
営業利益	3,087	374
財務収益	3,326	403
財務費用	6,456	782
持分法による投資持分収益(費用)	(35)	(4)
法人税等控除前利益	(78)	(9)
法人税	(850)	(103)
継続事業による利益	772	93
廃止事業による利益	-	-
当期純利益（少数株主持分控除前）	772	93
１株当たり利益[1] (ユーロ／円)	0.05	6
発行済株式数(百万株)	9,403	

	12月31日現在	
	2014年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表		
固定資産(純額)	73,089	8,851
流動資産	42,181	5,108
資産合計	166,634	20,179
流動負債(2)	32,304	3,912
短期債務(3)	8,377	1,014
長期債務(4)	48,655	5,892
株主持分	31,506	3,815

	12月31日に終了した事業年度	
	2014年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書		
営業活動から生じたキャッシュ・フロー	10,058	1,218
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,137)	(743)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	1,536	186

	12月31日現在				
	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
営業に係る情報					
純発電容量(GW)	96.1	89.7	82.61	84.92	85.62
純発電量(TWh)	283.1	284.0	261.8	249.9	250.3
エンドユーザーに対する電力販売量(TWh)	261.0	260.1	263.0	284.8	295.4
電力供給量総計(TWh)(5)	395.4	417.4	426.7	460.7	485.4
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)	7.8	8.9	10.6	11.7	11.2
従業員数	68,961	67,914	62,080	62,900	69,272

(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。2018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。2018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（Ente Nazionale per l'Energia Elettrica）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（E.On）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・ウニオン・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（Endesa Hellas）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（Mytilineos Holding）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（Red Eléctrica de España (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（Endesa Distribución Electrica）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（Enel Investment Holding BV (EIH)）は、コンターグローバル・エルピー(ContourGlobal LP)（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（Maritza East III Power Holding）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（Maritza O&M Holding Netherland）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（Enel Maritza East 3）（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（Enel Operations Bulgaria）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（Enersis S.A.）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（Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca）（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。

c）2018年の重要な事象

・2018年３月12日に、ドイツに本社を置く地熱発電所を開発する会社であるエルドワルム・オベルランド・ゲーエムベーハー（Erdwärme Oberland GmbH）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（Parques Eólicos Gestinver SLU）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（Parques Eólicos Gestinver Gestión SLU）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（Enel Sudeste）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（Enel Distribuição São Paulo）（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（Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA））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（Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA）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（Caisse de Dépôt et Placement du Québec）（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（CKD Infraestructura México SA de CV）（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（Estrellada SA）のビークルであるセロラルゴ（Cerro Largo）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（Elqui）」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（Ufinet International）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（Zacapa Topco Sarl）」）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（Sixth Cinven Fund）（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（Marte Srl）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（EF Solare Italia SpA）（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（F2i SGR SpA）（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（Enel Américas）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。

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(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。

・ビジネスライン（国際火力発電、国際取引、国際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、並びにエネルＸ）：当グループが事業を行う様々な地理的地域において、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。かかるビジネスラインはまた、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、様々なビジネスラインにおけるプロジェクトの集中化した産業的ビジョンから利益を上げる。各プロジェクトは、その財務リターンのみでなく当グループレベルで利用可能な最善の技術に関しても評価される。

・地域及び国（イタリア、イベリア、南米、ヨーロッパ及び欧州地中海業務、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行う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、ビジネス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。

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（プロキュアメント及びグローバル・デジタル・ソリューションズ）：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。

・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、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。

エネル及び金融市場

	2018年	2017年
１株当たり売上総利益（ユーロ）	1.61	1.54
１株当たり営業利益（ユーロ）	0.97	0.96
１株当たり当グループ純利益（ユーロ）	0.47	0.37
１株当たり当グループ純経常利益（ユーロ）	0.40	0.36
１株当たり配当（ユーロ）(1)	0.28	0.237
１株当たり当グループ株主持分（ユーロ）	3.12	3.42
株価－最近12ヶ月間の最高値（ユーロ）	5.39	5.58
株価－最近12ヶ月間の最安値（ユーロ）	4.24	3.84
12月の平均株価（ユーロ）	4.94	5.39
時価総額（百万ユーロ）(2)	50,254	54,761
12月31日現在の発行済株式数（百万株）	10,167	10,167

(1)2019年３月21日の取締役会により提案された配当。

(2)12月の平均株価を基に算出している。

		現在(1)	2018年12月31日	2017年12月31日	2016年12月31日
エネル株式の比重：					
－FTSE MIB株価指数		13.04%	13.86%	11.68%	11.41%
－ブルームバーグ・ワールド・エレクトリック指数		3.71%	3.78%	3.92%	3.26%
格付:					
スタンダード・アンド・プアーズ	アウトルック	安定的	安定的	安定的	安定的
	中期／長期	BBB+	BBB+	BBB+	BBB
	短期	A-2	A-2	A-2	A-2
ムーディーズ	アウトルック	安定的	安定的	安定的	安定的
	中期／長期	Baa2	Baa2	Baa2	Baa2
	短期	-	-	P2	P2
フィッチ	アウトルック	安定的	安定的	安定的	安定的
	中期／長期	A-	BBB+	BBB+	BBB+
	短期	F2	F2	F2	F2

(1)2019年２月15日に更新された数値。

2018年に世界経済は2017年に記録したペースに沿って約３%成長した。米国及び中国は、拡張的財政政策の効果により支えられ、引き続き世界的な原動力を牽引したが、一方ユーロ圏の成長は比較的緩やかであった。

先進諸国（とりわけ米国）における金融政策の正常化は、新興市場（とりわけ組織的に比較的弱い国々）に対して強い圧力を与えた。地政学的な不確実性（主に関税戦争から派生している）は、依然として外部の環境に影響を及ぼしている。欧州では、ブレグジットの交渉が大きな進展もなく続いており、英国議会は、首相のテリーザ・メイと欧州連合との間で合意された協定案を再延期した。

イタリアと欧州連合との間には、イタリアの財政政策及び経済成長予測との一貫性に関して緊張が続いている。より具体的には、2018年のイタリアの成長は、2017年に記録した1.6%から0.9%に落ち込むことが予測されている。

かかる経済環境において、主なヨーロッパの株価指数は、2018年をマイナスをもって終えた。スペインのIBEX35指数は15%下落した一方、フランスのCAC40は12%下落し、ドイツのDAX30は18%下落した。FTSEイタリア全株価指数は、17%の下落を記録した。

ユーロ圏の公共事業部門は、１%の小幅の下落で年度を終えた。

エネルの株式に関しては、2018年は株価が5.044ユーロとなり、ユーロ圏における業種別指数を若干下回り、前年度から1.7%下落した。

2018年１月24日、エネルは、2017年の利益から１株当たり0.105ユーロの中間配当を支払い、2018年７月25日にその年の残りの配当として、0.132ユーロを支払った。2018年に分配された配当の合計額は、１株当たり0.237ユーロとなり、2017年に分配された１株当たり18セントを約32%上回った。

2018年については、2019年１月23日に0.14ユーロの中間配当が支払われ、2019年７月24日に残りの配当が支払われる予定である。

2018年12月31日現在、経済財務省は、エネル株式の23.6%を保有しており、機関投資家は57.6%（2017年12月31日時点では57.5%）、個人投資家は残りの18.8%（2017年12月31日時点では18.9%）を保有している。

環境、社会及びガバナンス（ESG）を重視する投資家の数は着実に増加しており、2018年12月31日現在、株式資本の約10.5%（2017年12月31日時点では8.6%）を占めている。

エネル株式のESG投資家の増加は、長期的に持続可能な価値の創出に貢献している非金融的な要素に対して金融市場がますます関心を寄せていることを反映している。

現在進行中のエネルギーの移行は、都市化、電化需要及び脱炭素化の傾向に伴い、電力全体のバリューチェーンに多様な方法かつ多様な速度で影響を及ぼしている。

エネルは、そのビジネスとポジショニングの恩恵を受け、長期における持続可能な価値の創造のためのエネルギーの移行により創出された機会を、かかる分野における主導者として独自の戦略をもって、最大限に生かしている。

ESGにおけるエネルのリーダーシップは、戦略間の連結及び人的資本の重視により強化されており、エネルが関わる地域コミュニティの経済的かつ社会的成長を促進している。

消費者物価指数（%）

	2018年	2017年	増減
イタリア	**1.1**	**1.2**	**(0.1)**
スペイン	1.7	2.0	(0.3)
ロシア	2.9	3.7	(0.8)
ルーマニア	4.6	1.3	3.3
スロバキア	1.9	1.1	0.8
インド	4.0	3.3	0.7
南アフリカ	4.6	5.3	(0.7)
アルゼンチン	33.8	25.7	8.1
ブラジル	3.7	3.5	0.2
チリ	2.7	2.2	0.5
コロンビア	3.2	4.3	(1.1)
メキシコ	4.9	6.0	(1.1)
ペルー	1.3	2.8	(1.5)
米国	2.4	2.1	0.3
カナダ	2.3	1.6	0.7

為替相場

	2018年	2017年	増減
ユーロ／米ドル	1.181	1.1297	4.36%
ユーロ／英ポンド	0.88	0.88	0.97%
ユーロ／スイスフラン	1.15	1.11	3.73%
米ドル／日本円	110.44	112.15	-1.55%
米ドル／カナダドル	1.30	1.30	-0.13%
米ドル／豪ドル	1.34	1.30	2.59%
米ドル／ロシアルーブル	62.80	58.32	7.13%
米ドル／アルゼンチンペソ	28.11	16.56	41.11%
米ドル／ブラジルレアル	3.66	3.19	12.68%
米ドル／チリペソ	642.04	648.70	-1.04%
米ドル／コロンビアペソ	2,958.13	2,951.36	0.23%
米ドル／ペルーヌエボソル	3.29	3.26	0.78%
米ドル／メキシコペソ	19.23	18.92	1.64%
米ドル／トルコリラ	4.84	3.65	24.63%
米ドル／インドルピー	68.40	65.11	4.81%
米ドル／南アフリカランド	13.25	13.31	-0.45%

2018年における経済情勢及びエネルギー状況

経済発展

2018年は世界経済は2017年のペースに沿って約３%成長した（出展：オックスフォード・エコノミクス）。米国及び中国は、拡張的財政政策の影響により景気づけられて、引き続き世界的な原動力となり、一方ユーロ圏は比較的緩やかに成長した。先進諸国（とりわけ米国）の金融政策の正常化は、新興市場（とりわけ組織的に比較的弱い経済圏）に対して強い圧力を与えている。地政学的な不確実性は、外部の環境との根強い特徴であった。保護貿易主義の政策は、国際通貨基金（IMF）等の主要な機関が繰り返し強調しているようにグローバルな成長への脅威を表すのであるが、ますます国の経済を回復させるための選択肢としてみられてきているようである。しかしながら、貿易戦争が米国により仕掛けられたにもかかわらず、2018年に中国は2017年と比較して対米貿易黒字17%増の過去10年間の最大の数値を記録した。欧州では、ブレグジットの交渉が大きな進展もなく続いており、英国議会は、首相のテリーザ・メイと欧州連合との間で合意された協定案を再延期した。一方、イタリアの財政政策戦略に関しイタリアEU間における規律違反の恐れと緊張は当面のところ鎮まりそうである。

米国は成長９年目に入った。トランプ政府により承認された新たな税制改革により、2018年に経済は2.2%成長した。失業率は2009年以降減少が続き、現在3.9%であり、構造的失業率より約40ベーシスポイント低く、労働市場は堅調である。ポテンシャルにおける経済の強化はインフレを持続させた。平均で消費者物価指数は2018年初めから2.4%上がり、連邦準備制度（Fed）により設定された2%目標を現在上回っている。行き過ぎた過熱を避けるため、米国の中央銀行は、金融政策の正常化のプロセスを継続しており、ベンチマーク金利（FF金利誘導目標）を繰り返し引き上げ、12月の直近の引き上げでは0.25%引き上げ、2.25%から2.5%のレンジとなった。

ユーロ圏は1.8%成長したが、実質活動指標及び信用指標（PMI及びECの景況感指標）が低下したため、減速の兆候が表れている。消費者物価指数は、エネルギー価格の上昇により引き上げられ、1.7%増加した。コアインフレ（金融政策決定のための主要な参考情報）は、上昇してはいるが１％と控えめなままであった。労働市場は改善され、2018年の最初の11ヶ月間において、失業率は8.2%（前年より低下）、実質賃金は2017年より上昇した。欧州中央銀行（ECB）は、追加的な資産買い入れプログラム（量的緩和）を2018年末に終了することを発表したが、中央銀行は、良好な流動性条件を確保するために満期を迎えた有価証券の償還により生み出された元本金額を引き続き再投資すると述べた。金利は2019年夏までは少なくとも現状のままとなる予測である。

2018年にイタリア経済は前年より0.9%成長した。年間失業率は10.6%であり、実質賃金は上昇し、一方インフレは1.1%であり、その大半は2018年下半期中の上昇であった。今後数ヶ月は、イタリアの経済的生産性を回復するための財務戦略及び経済政策の影響を理解することがとりわけ重要となる。

スペインは、ユーロ圏平均より急速に成長を続けており（2018年は2.5%）、とりわけ民間消費（2.3%）及び投資（5.8%）の急成長により支えられた。労働市場条件の改善（失業率は2013年の約26%と比べて現在15.4%である。）及び低インフレ（2018年初め以降平均1.7%）は、家計の購入力の拡大に貢献し、見通しへの信頼が改善した。

ロシアは2018年は2.3%の成長であった。低水準のインフレ（及び実質所得の引き上げ）は、信用コストを下げ、その結果貸付額を増加させることを可能とし、民間消費を刺激した。2018年の後半には、需要の減速とインフレ圧力の若干の増加により、中央銀行は、純粋に予備的ベースで公定金利を引き上げるよう介入した（＋0.25%）。

ルーマニアは引き続き急速に成長し（4.2%）、それは主に消費の増加によるものであった。強い国内需要の圧力により、インフレは引き続き非常に高く（4.6%）、中央銀行の目標レンジの1.0%から2.5%を上回った。金融政策の指標金利は、行き過ぎた加熱から経済を抑えるために、2018年初めから75ベーシスポイント引き上げられた（現在2.5%）。

ラテンアメリカでは、世界的なマクロ経済状況の低迷が、構造的に弱い国々（すなわちアルゼンチン及びブラジル）で現れ、一方ほかの経済圏（チリ、コロンビア、ペルー）では大きな回復力がみられた。全体として、当グループと関係を有するほぼ全ての国々において（唯一の例外としてアルゼンチン、そして一部メキシコを除き）、インフレは低いままであり、それにより国内消費は支えられたが、一方財政面の制約の遵守が確保された。

アルゼンチンでは、第１四半期の堅調な成長（前年比3.6%）後、同程度の強い反転があり、全体として2.6%の減少となった。需要面では、高いインフレ（約33.8%）が実質家計所得を圧迫し、また一方悲観的な見通しが新たな投資への熱意を削がせた。

信頼の危機により通貨価値が下落し、インフレは目標レベルを大きく上回り、中央銀行が年間ベンチマーク金利を引き上げることとなった。

市場を再確認するため、また資金調達の需要を満たすために、政府は、2019年までに基礎的財政赤字の削減と2020年に基礎的財政収支対GDP比１％の黒字化を達成することを条件として、国際通貨基金（IMF）から55十億米ドル超の救済計画について合意を得た。

ブラジル経済は、投資（4.4%の成長であり、全体成長の主要な要素であった。）並びに民間消費（2018年初めから3.7%の緩やかなインフレによりもたらされた。）及び輸出の増加（その両方とも予測を上回った。）により支えられて、2017年と比べて2018年は1.3%成長した。

チリは、民間の消費及び投資により引き続き成長した（2017年と比べて2018年に4.0%）。需要面では、低水準のインフレ（2018年初め以降平均2.7%）が、家計の購買力を引き上げ、一方、信頼の改善は投資を活発化させた（6.1%）。これらの経済成長により、中央銀行は10月に指標金利を25ベーシスポイント引き上げ、2.75%とした。

コロンビアは、民間の消費と投資により、2.5%の成長を記録した。インフレ（2018年初め以降平均3.2%）は、中央銀行の平均目標（３%）付近で安定している。金融政策指標金利は4.25%に据え置かれ、そのため流動性条件は変わらなかった。コロンビアの中央銀行により発表された、米ドル建て外貨準備高を引き上げるプログラムは、市場への影響をもたらさななかったようである。

ペルーでは、緩和的な金融情勢（金利は2017年第１四半期と比べて150ベーシスポイント下がり、ここ数ヶ月は2.75%で安定している。）と景気安定化財政政策の実施（歳出は2017年上半期から３%増加した。）により、経済は強く回復でき、3.7%成長した。インフレ圧力は1.3%とわずかであった。公共財政の観点からは、政府は今後数年間について野心的な赤字削減目標を設定しているものの、低水準の債務（債務のGDP比は約26%）は、ペルーに財政刺激策を延長すべき余地を残す。

メキシコは2017年と比べて約2.1%成長した。インフレは依然として高いままであるが（2018年初め以降平均4.9%）、消費は引き続き拡大した。2018年７月の議会選挙でのアンドレス・マヌエル・ロペス・オブラドール氏の勝利と、米国とカナダとの新たな貿易協定（USMCA）への署名は、2018年前半に経済情勢に影響を及ぼした不確実な情勢を緩和させた。これにより経済及び投資の期待が押し上げられる可能性がある。

以下の表は、エネルが事業を行う主要諸国におけるGDP成長率を示したものである。

年間実質GDP成長率（%）

	2018年	2017年
イタリア	**0.9**	**1.6**
スペイン	2.5	3.0
ポルトガル	2.1	2.8
ギリシャ	2.2	1.4
アルゼンチン	-2.6	2.9
ルーマニア	4.2	6.8
ロシア	2.3	1.5
ブラジル	1.3	1.1
チリ	4.0	1.6
コロンビア	2.5	1.8
メキシコ	2.1	2.3
ペルー	3.7	2.5
カナダ	2.1	3.0
米国	2.9	2.2
南アフリカ	0.7	1.3

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

国際的な商品価格

2018年において、原油市場は、２つの異なるフェーズにより特徴付けられた。2018年の最初の９ヶ月間に、継続的かつ全体的な価格上昇がみられ、10月初めにブレントは１バレル当たり86米ドルに上昇し、2014年末以来の水準であった。反対に、第４四半期では年末までに１バレル当たり54米ドルと40%の価格下落がみられた。

ファンダメンタルズの観点から、2018年の最初の３四半期間におけるトレンドは、いくつかの要因によってもたらされた。１つは、予測を超える深刻な生産量削減による世界的な需要増であり、それにより３月終わりにOECDのストックが過去５年間平均を下回ることとなった。２つめは、米国政府の核合意離脱後、イランの石油生産量が急減したことへの懸念である。３つめは、ベネズエラにおける生産量の減少が続いていること、またOPEC外では、カナダのアルバータ地方の石油減産命令である。

2018年第４四半期において、OPEC諸国における生産難にかかわらず、現在のアメリカのシェールオイルの止まらない成長と世界的な成長の減速の兆候への懸念は、原油需要への明らかなマイナス影響となり（10月にOECDのストックが過去５年間平均を上回った。）、価格の急落が起こった。ウィーンで開催された直近の会議でOPEC諸国及びロシアにより発表された生産量削減は、当面の間市場を安定化させるためには不十分であるとみられる。

欧州のガス市場はまた、2018年に非常にボラティリティの高い期間を経験した。2018年の初めの数ヶ月間は、とりわけ過酷な気温により支えられた強い需要により特徴付けられ、それによりストックが急激に枯渇し、過去数年間の平均水準を下回り、夏に記録した異例の価格への不安は、２つの主な要因により生じた。１つは、貯蔵レベルを回復させるための地中貯留への強い需要、２つは、アジアにおける強い需要（極東地域へのLNGの流入をもたらした。）である。

10月以降状況は完全に反転した。原油価格の急激な下落とLNGの欧州への大きな流入（11月の輸入は８十億立方メートルに達し、2011年以来の水準であった。）は、需要の停滞と伴い、緩やか、かつ、堅調な価格減少を導いた。

2018年の石炭市場の展開は、大西洋と太平洋という２つの主要な海洋の個別の特徴を反映した。

欧州では、電力発電に使うためのガスと石炭間の競争が、欧州市場に影響を及ぼすボラティリティの主な原因であった。第１四半期のガス価格の急増と、石炭価格の大幅な上昇ほどではなかったもののCO2価格の突然の上昇により、石炭プラントはCCGT以上に競争が増し、欧州の需要増をもたらした。第４四半期の価格の低調は、主に、需要の落ち込みとライン川の水位低下（欧州北部に昨年の夏に厳しい干ばつがあったことが原因である。）により石炭輸送が制限されたことに起因した。

太平洋地域においては、中国がまたしても主要な市場主導者であった。2018年上半期は中国の需要は冬の寒冷な気温と夏の猛暑により支えられた一方、下半期は、市場のファンダメンタルズにおける緊張が弱まり、中国の当局が再び輸入石炭量を制限しようと介入したため、結果的に価格の下落となった。

電力市場及び天然ガス市場

電力需要

電力需要の推移（単位：GWh）

	2018年	2017年	増減
イタリア	**321,910**	**320,548**	**0.4%**
スペイン	253,495	252,506	0.4%
ルーマニア	62,044	60,816	2.0%
ロシア(1)	805,916	795,690	1.3%
アルゼンチン	137,262	136,730	0.4%
ブラジル(2)	583,025	574,526	1.5%
チリ(2)(3)	76,175	74,140	2.7%
コロンビア	69,176	66,861	3.5%

(1)ヨーロッパ／ウラル地方
(2)SIC－中央相互接続システムの数値
(3)グリッド損失総額
出典：TSOの数値に基づく当社資料

2017年に始まったエネルグループが事業を行う国々における電力需要の増加傾向は、2018年も続いた。電力消費の増加は引き続き国により異なり、イタリアやスペイン等の成熟した経済圏においては緩やかな増加であり、南米では大幅な増加であった。

欧州では、季節平均を外れた気温により、前年度と比較して平均で１%需要が拡大した。イタリア及びスペインは、主に2018年の終わりの天候の変化及び経済成長の減速により、若干の増加を記録した（いずれも0.4%）。ロシア及びルーマニアは、それぞれ1.3%、２%と、2018年に最高利益を記録した。

反対に、多くの南米諸国においては、電力需要は平均約３%成長した。より具体的には、アルゼンチンは0.4%、ブラジルは1.5%、チリは2.7%、そしてコロンビアは3.5%の成長であった。

イタリア

国内発電量及び電力需要量（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
純発電量：				
－火力発電	185,046	200,305	(15,259)	-7.6%
－水力発電	49,275	37,557	11,718	31.2%
－風力発電	17,318	17,565	(247)	-1.4%
－地熱発電	5,708	5,821	(113)	-1.9%
－太陽光発電	22,887	24,017	(1,130)	-4.7%
純発電量合計	**280,234**	**285,265**	**(5,031)**	**-1.8%**
純輸入電力量	43,909	37,761	6,148	16.3%
ネットワーク供給電力量	**324,143**	**323,026**	**1,117**	**0.3%**
揚水消費量	(2,233)	(2,478)	245	-9.9%
電力需要	**321,910**	**320,548**	**1,362**	**0.4%**

出典：テルナ－レーテ・エレトリカ・ナツィオナーレ（月間報告書－2018年12月）

2018年において、国内電力需要は、2017年と比べて0.4%増加し、321,910百万kWhに達した。電力需要合計のうち、86.4%は消費のための純国内発電量により満たされ（2017年は88.2%）、残りの13.6%は純輸入電力量により満たされた（2017年は11.8%）。

2018年において、純輸入電力量は、国内市場における需要の増加を実質的に反映し、6,148百万kWh増加した。

純発電量は、2018年に1.8%（5,031百万kWh）減少し、280,234百万kWhとなった。具体的には、水力発電の増加（11,718百万kWh増加）より火力発電の減少（15,259百万kWh減少）及び太陽光発電の減少（1,130kWh減少）のマイナスの方が大きかった。

スペイン

イベリア半島市場における発電量及び電力需要量（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
純発電量	246,827	248,124	(1,297)	0.5%
揚水消費量	(3,201)	(3,608)	407	11.3%
純輸入電力量(1)	9,869	7,990	1,879	23.5%
電力需要	**253,495**	**252,506**	**989**	**0.4%**

(1)イベリア半島外のシステムとの取引の収支を含む

出典：レッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ（シリーズ・エスタディスティカス・ナシオナルズ－バランス・エレクトリコ－2018年12月報告書)。2017年の数値は2018年２月28日に修正されている。

2018年のイベリア半島市場における電力需要は、2017年と比べて0.4%増加し、253,495百万kWhとなった。純国内発電量により満たされた需要は一部のみにとどまった。

2018年の純輸入電力量は、前年度と比べて増加した。かかる増加は、基本的に需要の増加を反映したものである。

2018年の純発電量は、1,297百万kWh減少し、246,827百万kWhとなった。

イベリア半島外市場における発電量及び電力需要量（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
純発電量	14,079	14,181	(102)	-0.7%
純輸入電力量	1,233	1,179	54	4.6%
電力需要	**15,312**	**15,361**	**(49)**	**-0.3%**

出典：レッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ（シリーズ・エスタディスティカス・ナシオナルズ－バランス・エレクトリコ－2018年12月報告書）。2017年の数値は2018年２月28日に修正されている。

2018年のイベリア半島外市場における電力需要は、2017年と比べて0.3%減少し、15,312百万kWhとなった。電力需要合計のうち、92.0%はイベリア半島外地域の純発電量により満たされ、残りの8.0%は全てイベリア半島のシステムからの純輸入電力量により満たされた。後者は、2018年において合計1,233百万kWhであった。

2018年の純発電量は、イベリア半島外市場の電力需要が減少した結果、0.7%すなわち102百万kWh減少した。

電力価格

電力価格

	平均ベース負荷価格(2018)(ユーロ／MWh)	ベース負荷価格の変動	平均ピーク負荷価格(2018)(ユーロ／MWh)	ピーク負荷価格の変動
イタリア	**61.3**	**13.6%**	**68.0**	**10.1%**
スペイン	57.3	9.7%	61.5	7.8%
ロシア	15.8	-8.2%	18.1	-9.2%
ブラジル	61.7	-26.8%	68.6	-44.6%
チリ	54.9	4.6%	104.2	0.9%
コロンビア	32.0	2.4%	41.8	-14.1%

主要な市場における価格の推移（ユーロセント／kWh）

	2018年	2017年	増減
最終市場（居住顧客）(1)			
イタリア	0.2067	0.2106	-1.9%
フランス	0.1754	0.1723	1.8%
ポルトガル	0.2246	0.2257	-0.5%
ルーマニア	0.1333	0.1244	7.2%
スペイン	0.2383	0.2237	6.5%
最終市場（産業用顧客）(2)			
イタリア	0.0775	0.0943	-17.8%
フランス	0.0686	0.0614	11.7%
ポルトガル	0.1004	0.1006	-0.2%
ルーマニア	0.0794	0.0751	5.7%
スペイン	0.0880	0.0870	1.1%

(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

イタリアにおける電力価格の推移

	第１四半期	第２四半期	第３四半期	第４四半期	第１四半期	第２四半期	第３四半期	第４四半期
	2018年				2017年			
電力取引－PUN IPEX（ユーロ／MWh）	54.3	53.4	68.9	68.6	57.4	44.9	51.6	61.8
年間消費量1,800kWh超の居住顧客（ユーロ／kWh）税抜価格(1)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1

出典：EMO（エネルギー・マーケット・オペレーター）及びARERA（エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局）

2018年にイタリアでは、ファンダメンタルズにおける緊張によりPSVガスの価格が増加したこと及び二酸化炭素の価格の引き続く大幅な増加により、国内統一販売価格が2017年と比較して13.6%増加し、2013年の水準に戻った。

天然ガス市場

天然ガス需要（単位：百万立方メートル）

	2018年	2017年	増減	
イタリア	**71,514**	**73,973**	**(2,459)**	**-3.3%**
スペイン	30,062	30,180	(118)	-0.4%

当年度において天然ガスの需要は、イタリアでは急減し（-3.4%）、一方スペインでは2017年とほとんど変わらなかった（-0.4%）。

イタリア

国内ガス需要（単位：百万立方メートル）

	2018年	2017年	増減	
配電網	32,355	32,630	(275)	-0.8%
産業用	14,266	14,365	(99)	-0.7%
火力発電用	23,361	25,442	(2,081)	-8.2%
その他(1)	1,532	1,536	(4)	-0.3%
合計	**71,514**	**73,973**	**(2,459)**	**-3.3%**

(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

イタリア国内の天然ガス需要は、2018年に合計71,491十億立方メートルとなり、前年度から3.4%減少した。2018年は全てのセグメントにおいて需要の減少がみられた。火力発電は、再生可能エネルギー発電の増加により厳しい打撃を受け（－8.2%）、一方、11月及び12月の温暖な気温により居住顧客の需要は１%落ち込んだ。

価格の推移

	第１四半期	第２四半期	第３四半期	第４四半期	第１四半期	第２四半期	第３四半期	第４四半期
	2018年				2017年			
年間消費量481㎥から1,560㎥の間の居住顧客平均（€／㎥）税抜価格	0.47	0.43	0.48	0.52	0.45	0.44	0.42	0.44

出典：ARERA（エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局）

イタリアにおける天然ガスの年間平均販売価格は、2018年に8.6%上昇した。

規制及び料金問題

ヨーロッパの規制枠組み

温室効果ガス排出規制

2018年２月、欧州議会及び欧州理事会は、2020年から2030年の期間につき、EUのETS指令の改革を正式に承認した。新指令は、2018年４月８日付けで発効した。全体的な温室効果ガスの排出量を2030年までに1990年の水準の40%に削減するという目標を達成するため、EU排出量取引制度（EU ETS）の対象となる部門は、排出量を2005年の水準から43%削減しなければならなくなる。新ETS指令は、これを可能にするため、相互に関連する一連の方策を規定している。排出量削減のペースを加速するため、排出許可総量は、2021年以降、年間2.2%ずつ減少する（現行は1.74%）。売りに出される余剰排出枠を減らし、将来起こり得る危機に対するETSの耐性を高めるために欧州連合が確立したメカニズムである市場安定化リザーブ（MSR）は、大幅に強化された。2019年から2023年の間に、リザーブにより確保される排出枠は倍増して流通している排出枠の24%と倍増し、2024年以降は通常の供給率である12%に戻る。ETSの機能を改善するための長期的措置として、2021年に予定されているMSRの初回見直しにおいて別段の決定がなされない限り、2023年以降、リザーブにおける排出枠の件数は、前年のオークション額に限定される。この金額を超過して保有される排出枠は、無効となる。新EU ETS指令の規定は、パリ協定に基づき合意された各グローバル・ストックテイクに照らして見直され、各加盟国の努力及び目標がまとめて数値化される。第１回のグローバル・ストックテイクは、2023年に行われる予定である。

2018年５月30日、EU規則第2018/842号が公表された。これは、ETSの対象ではない部門、すなわち農業、輸送、建設及び廃棄物処理（合わせてEUの温室効果ガス排出量の約60%を占める。）について、加盟国が2021年から2030年までに削減する温室効果ガスの年間排出量に関するものである。欧州におけるEU-ETS以外の排出量削減目標を2005年比30%とすることが、拘束力のある国別目標に盛り込まれている。

「全欧州人のためのクリーン・エネルギー」一括法案

2016年11月30日、欧州委員会は、欧州の気候及びエネルギー政策に関する法案である「全欧州人のためのクリーン・エネルギー」法案を発行した。

特に、かかる法案には、電力市場規則、ACER規則、リスク準備規則、エネルギー同盟ガバナンス規則、電力市場指令、再生可能エネルギー指令、エネルギー効率指令及び建物のエネルギー性能指令といった規則及び指令が含まれ、そのうち一部は改定版であり、その他は新規に発行されたものである。

電力市場指令及び電力市場規則の改正

2018年12月19日、欧州議会及び欧州理事会は、欧州委員会が2016年11月30日に提出した「全欧州人のためのクリーン・エネルギー」法案のうち、主要な２件、すなわち電力市場指令及び電力市場規則について、政治的合意に至った。

欧州の立法者が至った合意は、再生可能エネルギー及び新技術を効率的に電力システムに組み込むためにEU及び加盟国の規制枠組みを最新にし、市場の機能を調和し、投資の意思を効率的に表明し、消費者を中心に据える上で、重要なステップである。

新指令及び新規則の最終的な条文は確定していないが、以下は欧州機関が至った政治的合意の主要な確定事項である。

・加盟国の裁量により、脆弱な顧客及び脆弱でない顧客の保護のため、電力価格の規制形態を複数維持すること。

・顧客が販売業者（ただし、200,000人を超える顧客にサービスを提供するもの）に対し、電力の料金構成が電力の卸売価格に従う動的な電力価格契約を要求できるオプションを導入すること。
・2026年までに、供給業者の切替期間を現行の21日から24時間に短縮すること。
・加盟国の法制度に、独立アグリゲーター、自己消費及び地域のエネルギー共同体といった新たな主体を導入すること。
・配電システム業者（DSO）に関する期待の実質的確認。各国の規制当局には、送電網の運営に新たな効率的ソリューション（適応性等）を適用した業者に報奨金を支払うよう求める。
・送電網運営業者（TSO及びDSO）による貯蔵施設の設置及び管理の禁止。ただし、市場の失敗、及び送電網に完全に統合された技術の場合はこの限りではないが、いずれも各国の規制当局の個別の承認を要する。
・小規模な再生可能エネルギー発電所（400kW未満）に限って優先給電を維持し、この優先権を享受する既存の発電所を保護すること。市場が再生可能エネルギーを完全に利用可能となった場合、再生可能エネルギーの普及率が目標に近づきつつある場合、又は最終電力消費の50%を超えた場合、加盟国はこの特典を終了することができる。
・小規模な再生可能エネルギー発電所（400kW未満）又は革新的技術に限って調整責任を除外可能として、既存の発電所を保護し、又はかかる責任を負う動機付けをすること。
・容量報酬メカニズム導入に向けた欧州枠組みを定義すること。欧州及び各国のメカニズム、望ましい選択肢としての戦略的準備金、市場の失敗及び規制の障壁の原因を排除するための電力市場の改革計画、適切性の問題がなければメカニズムの段階的廃止条項、新規発電所及び既存発電所の参加に向けた排出量制限の適切性を分析する必要がある。

この規則は、欧州連合官報において確定した条文が公表され次第、直接適用されるが、指令については、発効から２年以内に、各加盟国における個別の法令により適用されなければならない。

再生可能資源によるエネルギーの使用推進に関するEU指令第2018/2001号（再生可能エネルギー指令）

2018年12月21日、欧州議会及び欧州理事会が2018年12月11日付けで採択した再生可能資源によるエネルギーの使用推進に関する新指令が、欧州連合官報において公表された。

指令第2018/2001号は、指令第2009/28号を廃止するもので、再生可能エネルギーの開発に向けた移行を加速させることを主たる目的としている。これを達成するため、同指令は、EUの最終的な総消費量における再生可能エネルギーの割合を2030年までに32%以上とする、拘束力のあるEU目標を設定している（2023年までに目標を引き上げるべきか判断するとの条文を含む。）。

さらに、同指令は、
・遡及的変更を回避することで投資家に確実性を提供するため、再生可能エネルギーを支援するメカニズムの策定につき新たなルールを定める。
・加盟国が特定の技術に限定してオークションを導入することを認める。いずれの場合も、加盟国は、向こう５年間のオークションの開催予定（時期、規模及び予算）を提出しなければならない。
・既存の発電所のリパワーリングを含め、管理手順を効果的に簡素化及び効率化する。
・企業の電力購入契約（PPA）の幅広い利用を阻む規制障壁の撤廃に対する注意を喚起する。
・自己消費のための明確かつ安定した規制枠組みを策定する。
・輸送部門及び加熱／冷却部門の目標のずれを解消する。
・バイオエネルギーの持続可能性を向上させる。

同指令は、輸送部門の2030年再生可能エネルギー目標を14%に設定し、燃料供給業者を対象としている。電気モビリティは、道路輸送に利用される再生可能電気に乗数４を用いることを通して奨励される。同指令は、2030年までの「高度バイオ燃料」のサブ目標を3.5%と想定しており、第１世代のバイオ燃料をEU全体の７%以下とし、７%を下回った場合には加盟国がさらなる制限を行うとしている。間接的土地利用変化（ILUC）のリスクが高いバイオ燃料の計測は、2019年レベルで凍結され、2023年から2030年の間に段階的に廃止される。

エネルギー効率に関するEU指令第2018/2002号（エネルギー効率指令）

2018年12月21日、欧州議会及び欧州理事会が2018年12月11日付けで採択したエネルギー効率に関する新指令が、欧州連合官報において公表された。同指令は、2030年のエネルギー効率を基準シナリオの少なくとも32.5%とする新たなEU目標を設定し、2023年までにこれを上方修正する規定を含む。また、加盟国に対しては、事業者に対する義務計画を通じて、又はその他の措置を通じて、2021年から2030年の間に最終使用の省エネ目標として年間0.8%を達成するよう求める。同指令の規定は、2020年６月25日までに加盟国の法令に組み込まれなければならない。

エネルギー連合及び気候変動対策のガバナンスに関するEU指令第2018/1999号（エネルギー連合ガバナンス規則）

再生可能エネルギー指令及びエネルギー効率指令と並行して、EUは、エネルギー連合のガバナンス及び気候変動に関する新たなEU規則第2018/1999号を官報にて公表した。同規則は、パリ協定に基づく温室効果ガス排出量のEU目標、並びに2030年エネルギー及び気候政策目標を達成するためのガバナンス・メカニズムを策定する。これは、規制の確実性及び投資家に対する確実性を向上させることを目的とするものである。ガバナンス・メカニズムは、欧州委員会及び加盟国の（少なくとも30年を展望する）長期目標、（2021年－2030年から始まる）10年間の国の統合国家エネルギー及び気候計画、これに対応する加盟国の統合国家エネルギー及び気候経過報告書、並びに欧州委員会による統合監督規定に基づいている。ガバナンス・メカニズムにより、市民は、国家計画及び長期戦略の策定に参加する有効な機会を保証される。ガバナンス・メカニズムは、統合国家エネルギー及び気候計画並びにこれに対応する委員会の行動を最終決定しその後実施するための、委員会と加盟国との間の構築されたプロセスを規定する。

建築物のエネルギー性能に関するEU指令第2018/844号（建築物エネルギー性能基準）

2018年６月９日、建築物のエネルギー性能に関するEU指令第2018/844号（この問題に関する従前の指令及びエネルギー効率に関する指令の一部を改正する。）が発効した。新指令は、EUの各加盟国に対し、国内の住居用建物及び非住居用建物（公共・民間ともに）の改修を支援し、2050年までに脱炭素化したエネルギー効率の良い建物を整備できるようにする、長期戦略を策定するよう規定する。長期改修戦略においては、各国は2030年、2040年及び2050年に向けた参考中間マイルストーンと、測定可能な進捗基準及び指標を用いたロードマップを作成しなければならない。

またこの指令は、建物への充電ポイント及び導管インフラストラクチャー（すなわち電線管）の敷設を義務付ける、電気モビリティを推進する。具体的には、11以上の駐車場がある非住居用建物は、新築であるか大規模な改修工事中であるかを問わず、少なくとも１箇所の電気自動車用充電ポイントを備えていなければならず、駐車場５箇所につき１箇所には、適切な導管インフラストラクチャーを敷設して後の充電ポイント設置に備えなければならない。また加盟国は、2025年１月１日までに、21以上の駐車場がある全ての非住居用建物につき、最低限数の充電ポイントを設置するよう定めた追加要件を規定しなければならない。11以上の駐車場がある住居用建物は、新築であるか大規模な改修工事中であるかを問わず、後に電気自動車用充電ポイントを設置できるよう、各駐車場に導管インフラストラクチャーを敷設しなければならない。

クリーン・モビリティ一括法案

2018年、欧州委員会は、2017年に開始された「クリーン・モビリティ」一括法案を完成させた。かかる法案は、３つのパートから構成されており、最初の２つは2017年に、３つめは2018年５月に発表された。内容は、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促進し、欧州における電池の生産チェーンを構築する一連の法案及びその他の措置である。

第一部の主な戦略は、実際の利用を最も正確に反映する走行距離（通行料）並びに車から発生する排出量及び汚染物質に基づいた道路使用料の導入を促進するよう策定されている。より具体的には、当該提案は、排出量ゼロの車に対するインセンティブに加えて、騒音及び大気汚染による外的費用を通行料に含めることを求めている。

かかる法案の第二部は、３つの主要な措置を含む。１つめは、新しい車及び軽商業車につき、2025年及び2030年時点の二酸化炭素排出基準を規定している。２つめは、クリーン・ビークル指令（EC指令第2009/33号）の改定案であり、「クリーン・ビークル」の明確な定義（大気汚染物質及び二酸化炭素の排出量制限に基づく。）を規定し、加盟国に向けた調達目標システムを使用した公共調達入札によりクリーン・モビリティ・ソリューションを促進し、それにより、需要を確実に押し上げクリーン・モビリティ・ソリューションのさらなる展開を提供することを目指している。

最後に、第三部である最後の部分には、２つの主要なイニシアチブが含まれている。１つめは、新しい大型車両を対象とした2025年及び2030年の二酸化炭素排出基準を設定し、2022年に行われる予定の規制の見直しについて規定する（当該基準の適用範囲を、バスを含む大型車の他のカテゴリーに拡大する。）。２つめのイニシアチブは、欧州の資源（再資源化によるものを含む。）の使用及び他国との適切な貿易協定を通じて原材料の持続可能な供給を確実に利用できるようにすること、欧州の電池生産の拡大を支援すること、並びに権限を付与する規制枠組み（市場設計に関する法及び自動車向け二酸化炭素排出基準の迅速な採択等）の策定を加速することを目的として、電池の行動計画を規定する。

2017年に第一部が提出されたのを皮切りに、欧州議会及び欧州理事会は、委員会案に関して共通の見解に至るよう多くの関係書類を検討した。2018年12月17日、新しい車及び軽商業車の二酸化炭素排出基準に関して政治的合意に至った。最終的な合意は、新車の二酸化炭素排出量を2021年の37.5%から2025年にはさらに15%削減すること、新しい軽商業車については2030年までに31%削減することを求める。また、排出量ゼロ又は低排出の自動車への移行を加速するためのインセンティブ・メカニズムも構想している。

2019年、欧州議会、欧州理事会及び欧州委員会間の三者会議が開かれ、３つの法案に含まれるが2018年中に最終決定されなかったその他の立法行為の最終法案を作成する予定である。

イタリアの規制枠組み

イタリアの電力市場の現在の構造は、EC指令第1992/96号（法令第79/1999号に移行された。）をもって1992年に開始した自由化プロセスの成果である。かかる法令は、発電及び電力販売の自由化、独立したネットワーク事業者への送電及び補助サービスの確保、当社及び地方自治体の運営するその他の会社への配送の営業権の付与、その他の業務からのネットワークサービスの分離について規定している。

EC指令第2003/54号（法律第125/2007号に移行された。）及びEC指令第2009/72号（法令第93/2011号に移行された。）のイタリアにおける導入は、特に、小売市場の全面的な開放及び当社の所有権を他の電力事業者から分離することによる国内の送電ネットワーク事業者の完全な独立性の確認（2004年５月11日付けの首相令において既に規定されている。）を通して、当該プロセスにさらなる推進力を付与した。

EC指令第1998/30号（イタリアにおいて法令第164/2000号に移行された。）により開始された天然ガス市場の自由化のプロセスは、ガスの輸入、生成及び販売の自由化並びに別会社を設立してその他の業務からネットワーク設備の運営からを分離することを要請している。その他の非ネットワーク活動からの輸送の切り離しに関するモデルについては、決議第515/2013/R/gas号で、電力、ガス及び水道システム当局（AEEGSI、2018年以降はエネルギー、ネットワーク及び環境規制当局－ARERA－となっている。）はEC指令第2009/73号に基づく所有権分離への移行を命じた。

2017年11月10日付けの法令により、環境大臣及び経済開発大臣は、2017年国家エネルギー戦略を採用した。欧州エネルギー同盟計画及びエネルギーロードマップ2050に沿ったこの戦略は、競争力、持続可能性、環境及び調達保証という点でのエネルギー部門の2030年までの開発目標を定めるものである。その点に関して、クリーン・エネルギー一括法案において、2018年12月21日に指令第2018/2001/UE号及び指令第2018/2002/UE号がEU官報で発表された。かかる指令は、(ⅰ)再生可能エネルギープラントにより生成されるエネルギーの割合を32%に、そして(ⅱ)エネルギー消費量を32.5%削減（2023年までに目標値が引き上げられる可能性がある。）という2030年までの義務目標を規定している。クリーン・エネルギー一括法案に関して欧州レベルで達した合意に合わせて、国別の目標も改訂される可能性がある。新しい目標は、2019年に最終決定予定の統合国家エネルギー及び気候計画を通じて、欧州委員会に提出される予定である。

卸売発電及び市場

電力

卸売発電及び市場

発電事業は、法令第79/1999号をもって1999年に完全に自由化され、特定の許可を有する者であれば誰でも実施できる。

発電された電力は、組織されたスポット市場（IPEX）（エネルギー・マーケット・オペレーター（GME）により管理されている。）において、また先渡取引契約のための組織された店頭の基盤を通じて、卸売りすることができる。組織された基盤は、先渡電力契約が現物引渡しで取引されている先渡電力市場（MTE）（GMEにより管理されている。）を含む。取引はまた、電気が原資産となっているデリバティブで行われる場合がある。かかる取引のための組織化された市場は、先物市場（IDEX）であり、イタリア証券取引所により運営され、一方で金融デリバティブはOTCプラットフォームで取引される場合もある。

発電業者はまた、エネルギー取引に従事している会社、及び小売で再販売するために電力を購入する卸売業者に対しても電力を販売できる。

さらに、送電サービスを提供する（送電網上の引渡し及び使用中止の調整を確保する電力フローの効率的な管理を行う）ため、発電された電力は、付属サービス市場（MSD）という専用の市場において販売され、当該市場では必要な資源をテルナが発電業者から調達している。送電サービスは通常スポット市場で調達されるが、テルナは、ARERAの事前承認を受けて先渡市場においてサービスを調達する権利を有する。

ARERA及び経済開発省（MED）は、電力市場の規制に責任を負う。

送電サービスに関し、ARERAは、電力システムの安全性に不可欠であるプラントを規制するいくつかの措置を導入した。これらのプラントは、地理的位置、技術的特徴及びテルナによる送電網についてのいくつかの重要な問題の解決にとっての重要性の観点から、不可欠なものと考えられている。利用可能な電気を生成することが求められ、拘束力のあるオファーを行うことと引き換えに、これらのプラントは、ARERAが定める特別な報酬を受け取る。

重要な発電ユニットの費用補償スキームについては、ARERAは、エネル・プロデュツィオーネの以下の発電所、すなわち、2018年及び2019年から2020年までの期間につきブリンディジ・スド、2019年から2020年までの期間につきスルチス、並びに2018年から2019年の期間につきアセミニ及びポルトフェッラーイオについて承認した。

これに対し、エネル・プロデュツィオーネのポルト・エンペードクレの発電所は、2025年までの複数年にわたる費用補償システムに組み込まれた。残りの発電容量については、重要な発電所として代替的な契約に従うことになる。

また、ガスの緊急事態において熱電発電の部門における天然ガスの消費量を削減するため、及び電力の安全な供給を確保するため、政令第83/2012号の第38条の２はMEDに対し、燃料油及びガス以外の燃料で電力を供給できる発電所を指定する権限を付与し、緊急時に確実に利用できるようにした。これらの発電所は、「ガス・システムの安全保障にとって重要なユニット」とみなされ、提供するサービスの見返りに、ARERAの定めた規則に基づいて費用補償を受ける。MEDは、2012-2013ガス年度及び2013-2014ガス年度、これらのユニットに公的資金を導入した。しかしながら、決議第113/2018/R/eel号により、ARERAは、2016年にエネル・プロデュツィオーネが提出した2013-2014ガス年度の補償要請を却下し、当該ガス年度の費用補償について新たな判断基準を設定した。そこでエネル・プロデュツィオーネは、新ルールに基づいて補償要請を行い、ミラノの地方行政裁判所にかかる決議についての不服申立てを行った。

2004年に市場が開かれてから、規制により、発電容量のための管理報酬の枠組みが規定された。具体的には、国の電力システムの安全な運営を確保するために、送電網運営業者により事前に特定された一年のうちの一定期間中に発電余力を有している発電所は、特別な報酬を受領する。

2011年８月に、ARERAは、現在の管理支払に取って代わる発電容量の補償についての市場メカニズム（容量市場）を導入する基準を定める決議第ARG/elt98/11号を公表した。かかるメカニズムは、オークションの開催についても対象とし、オークションを通して、テルナは、電力システムが今後数年間において十分に供給されることを確実にするために必要な発電容量を発電業者から購入する。

2014年６月30日付けの経済開発大臣の省令により、電力、ガス及び水道システム当局によって協議のために以前に公表された容量市場運営メカニズムが承認された。

かかるメカニズムは、スポット電力及び付随的サービス市場において形成された価格とオプション契約において事前に設定されたベンチマーク価格との間のプラスの差を戻すために発電業者が引き受けるマージナル価格の設定をもってオークションにおいて設定されたプレミアムの支払を規定するオプション契約（信用オプション）の、オークションによる割当てに基づいている。

承認された規則は、既存の容量及び新たに設定された容量について支払われるプレミアムの上限を規定する。

2018年２月７日、欧州委員会は、イタリアの容量市場が環境保護及びエネルギーの国家支援ガイドラインに準拠していると発表したが、いくつかの調整を提案し、その後決議第261/2018/R/eel号によってこれを実施した。イタリアが欧州委員会に対して行ったコミットメントに対するルールの調整に加え、かかる決議においてARERAは、従前の協議に基づきさらなる変更を行った。

イタリアの容量市場は現在欧州委員会により新たな評価がなされているところであり、MEDは、当該スキームを承認する政令を未だ決定していない。

決議第111/06号の規定により先渡市場において送電サービスを調達する権限の範囲内で、ARERAは、決議第326/2016/R/eel号により、2016年７月１日から2018年12月31日までの期間のサルディーニャにおける補充用第３次備蓄の供給の契約譲渡の競争入札の実施をテルナに課した。テルナが譲渡した契約により、競争入札で定められたプレミアムのために発電所に支払われる変動費用でアンシラリーサービス市場（MSD）に供給する要件が定められる。かかる入札の後、全容量についてエネルのスルチス発電所と契約が締結された。

ARERA決議第342/2016/E/eel号により、2016年10月６日、競争当局は、ブリンディジ・スド発電所によるMSDにおける支配的地位の濫用の可能性の存在を判断するために、エネル・エスピーエー及びエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーに関する調査を開始した。かかる手続は2017年５月に完了し、エネル・エスピーエー及びエネル・プロデュツィオーネにより提案されたコミットメントは制裁を課されることなく承諾された。より具体的には、このコミットメントには、2017年から2019年の期間について、ブリンディジ・スド発電所が生み出すことのできる年間総収益（現行の規制の下で支払われる変動費用を控除後）の上限を導入することが含まれている。この上限はまた、決議第111/2006号に基づく費用補償システムに発電所が含まれる場合にも適用される。

決議第314/2017/R/eel号を通じて、ARERAはまた、手続の一環としてエネル・プロデュツィオーネにより行われたコミットメントに関して、2017年から2019年の期間について発電所の上限を超える金額は、テルナに移行される旨を規定した。

決議第319/2018/R/eel号により、ARERAは、2018年の残りの期間について、ブリンディジ・スド発電所の発電ユニットについて計上される変動費用の決定に用いるパラメーターを変更した。

ブリンディジ・スド発電所を2017年及び2018年の費用補償システムに加入させることを承認した決議第314/2017/R/eel号及び第928/2017/R/eel号は、他の事業者により、ミラノの地方行政裁判所に異議申立てが行われた（エネル・プロデュツィオーネは、本件の調停に立ち、これらの決議の正当性を主張した。）。審問は2018年10月10日に開かれ、同裁判所の判決は未だ下されていない。

決議第422/2018/R/eel号により、ARERAは、決議第300/2017/R/eel号に基づきテルナが提案したスキームに対し、総合仮想混成ユニット（AVMU、承認を要しない発電ユニットと消費ユニットからなる。）の送電市場への参加を許可することを承認した。

ガス

卸売市場

天然ガスの採取、輸入（EU諸国から）及び輸出は自由化されている。

法令第130/2010号の規定に従って、事業者は、55%を上限に国内消費量の市場シェアを有することを認められている。

スポット取引基盤（以下「ガス取引所」という。）が2010年に稼働を開始し、ARERAは2011年に調整市場を確立した。先渡市場は、その後ガス取引所を統合して、イタリアの卸売市場の構造を完成させた。

調整市場については、システムを調整するために柔軟な資源を入手しやすくし、ユーザー向けの一連の情報を向上させるため、ARERAは、委員会規則第2014/312/EU号を実施・再規定及び2016年より開始した。2017年に、経済開発省（MED）は、2018年よりマーケット・メーカーの指数がエネルギー・マーケット・オペレーター（GME）により組成された市場において導入されるであろうと表明した。2018年、マーケット・メーカーとして活動する事業者のリストに、エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーが加えられた。

輸送、貯蔵及び再ガス化

（LNGの）輸送、貯蔵及び再ガス化は、ARERAの規制の対象となっており、当局は各規制期間の開始時にこれらの業務への従事についての料金基準を設定する。貯蔵は、法令第164/2000号の要件を満たす申請者に対してMEDにより付与される許可に基づき実施されている。毎年MEDは、オークション制度を通じて容量を割り当てるための基準を設定する法令を公表している。

LNGの業務は、第三者アクセス（TPA）を保証するための特別な行政許可の付与を前提としている。MEDは、TPA規則の免除を付与できる再ガス化に関しては、ARERAは2017年に、容量の割当てのための料率ベースの方法を2018年に開始するオークション制度に切り替えることを想定した。

配送業務は、料金期間の規制上の基準により定められており、引き続き毎年ARERAによって更新される料金に服する。2017年には、いくつかの是正措置により、2014-2017年についての料金基準が2018-2019年まで延長された。これらの基準について、2010-2013年及び2014-2017年についてのこれまでの紛争（係争中）に沿ってエネル・トレードより異議が申し立てられた。

具体的には、2010-2013年のガス輸送料金に関して、国務院は2018年３月23日付け決定第1840号により、ARERAが当該規制機関の料金を再計算した根拠となる決議第550/2016/R/gasは、本案に関する関連判決における地方行政裁判所及び国務院の決定に準拠していたと判断した。エネル・トレードは、国務院が認める選択肢を行使してミラノの地方行政裁判所に当該決議についての不服申立てを行い、当該決定の違反以外の理由で違法であると主張した。

配電

電力

配送及び計測

イー・ディストリブッツィオーネは、2030年期限の30年間の免許に基づき、配送及び計測サービスを行っている。

配送料金の一般規制基準は、かかるサービスを提供する費用をまかなうことを踏まえて、営業費用、減価償却を算入しながら各規制期間の開始時にARERAにより定められ、資本に対する適切な純利益を提供する。

営業費用をまかなう料金構成は、規制期間の開始時に利用可能な直近の最終費用に基づいて確定され、以前の規制期間に事業者が実現した生産性の向上を還元するため、価格上限規制メカニズムを用いて、インフレ率及び単位原価の年間減少率（Ｘファクターと呼ばれる。）を考慮して毎年更新される。これに対して資本利益率及び減価償却の構成は、新たな投資、料金に組み込まれた減価償却及び総固定資本形成についてのデフレーターを用いた既存資産の再評価を考慮して毎年更新される。

計上された費用に基づき、ARERAは毎年、会社ごとに異なる基準レートを設定することで、各配電業者の年間収益レベル（「許容収益」）を承認する。この収益は、電力及び環境サービス基金が管理する平衡化メカニズムにより、配電量に左右されない。同基金は、ARERAが国レベルで設定する強制料金に基づき、許容収益と請求販売業者が受領した実際の収益との差額を、事業者に補償するものである。

第５規制期間（2016-2023年）の料金は、ARERA決議第654/2015/R/eel号により扱われる。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）。

NPR1の規制枠組みは、基本的には過去の継続であるが、新たな投資に対する報酬が認識されるまでの期間を２年から１年に短縮すること、並びに2008年以降稼働中の中電圧から低電圧ラインの耐用年数を５年延長すること等、新たな特徴が加えられている。

これに対してNPR2期間については、ARERAは、営業費用及び投資をもはや区別せず認識することで、最終的に料金規則へ移行することを提案した（Totexメソッド）。ARERAは、この新メソッド実施の日程及び方法を未だ決定していない。

電力及びガス・インフラストラクチャー・サービスのWACCの設定基準は、2016年から2021年の期間につき、ARERAが決議第583/2015/R/com号によって決定し、2018年末には景気動向を考慮するため更新した。

2016年から2018年の期間における配電に関する実際の税引前WACCは、5.6%であった。この金額は、2019年から2021年の期間について、決議第639/2018/R/comによって更新され、5.9%となった。

配送及び計測料金については、ARERAは2018年、2016年の貸借対照表の実際のデータを考慮して計算される2017年の確定参照料金（決議第150/2018/R/eel号及び第174/2018/R/eel号）、及び2017年の貸借対照表の暫定データに基づく2018年の暫定的参照料金（決議第175/2018/R/eel号及び第176/2018/R/eel号）を承認した。2018年の確定参照料金は、2019年３月５日付け決議第76/2019/R/eel号により承認された。

第２世代のスマートメーター・システムに関して、決議第222/2017/R/eel号において、ARERAは、2017-2031年の間にメーターの運転を開始するイー・ディストリブッツィオーネの計画を承認し、効率性のインセンティブを算出するベースとなる基準費用を設定した。

決議第646/2016/R/eel号は、エンドユーザー向けの計測サービス料金が引き続き変更されないことを保証している。

2018年12月31日、メーターとユーザーの装置との間の通信（「チェーン２」）の性能についてARERAが要求したモニタリングが完了した。決議第100/2019/R/eel号により、ARERAは、2020-2022年の期間についての第２世代のスマートメーター・システムに関する費用補償メカニズムのアップデートについての評価を共有した。

またARERAは、当該計画の様々な実施段階に伴う規制枠組みを策定する個別の措置を発表した。例えば、計測データについて統合情報システム（IIS）において利用可能とし、ユーザーに転送する、エンドユーザーに対する開示義務、及び新しいメーターを使用して提供されるサービスの決済を目的とする時間単位の配電への移行に関するもの等である。

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、配電グリッドの高度な管理機能の一部をテストするための試行の開始を承認した。

送電及び配電ネットワークの耐性の向上に関して、ARERAは、決議第31/2018/R/eel号によりTIQEをアップデートし、販売会社に対して、少なくとも３年間の耐性化計画を策定し、かかる計画を開発計画の特定部分に組み込むことを命令した。販売会社が策定した全ての措置は、自己のネットワークに影響を与え得る主要な重大要因に関して混乱が生じるリスクを抑制することを目的としていなければならない。この規定は、決議第127/2017/R/eel号によって既に導入された、時間制限を72時間に延長する措置を補足するもので、これを超えると、送電網の長期間の中断についてユーザーに対して行われる自動補償は全額、送電網運営業者が負担することになる。

最後に、決議668/2018/R/eel号により、ARERAは、耐性の向上措置について、2019-2021年耐性化計画から2024年まで「高リスク」措置（「適格」措置）に適用されるインセンティブ・メカニズムを策定した。利益が費用を上回った「適格」措置は報奨を受けるか又は処罰の対象となる可能性があるが、利益が費用を下回った「適格」措置は専ら処罰の対象となる。しかしながら、３年計画の間に「適格」措置を活用できる顧客の90%以上を対象とした措置が実行された場合、処罰の効果が完全に排除される可能性がある。またARERAは、将来の協議を受けて、異常気象事象後に配電ネットワークの通常運転を早急に回復させた場合に報奨金を支払う規制メカニズムを導入する。

決議第377/2015/R/eel号により、ARERAは、配送グリッドにおける損失について管理する規制枠組みを完成させ、グリッド上の引渡し及び使用中止に2016年から適用される新しい損失割合を規定した。決議第677/2018/R/eel号により、ARERAは、2019年の割合を確認すると同時に、特に配送業者向けの平衡化メカニズムに関する損失について規定する規制枠組みを完成させるプロセスを開始した。

決議第268/2015/R/eel号により、ARERAは、輸送サービスについてのモデル・グリッド・コードを定めたが、これによって、販売業者により配電業者に対して付与される保証に関すると配電業者の関係、輸送サービスについての支払条件、並びに配電会社による電力及び環境サービス基金及びエネルギー・サービス・オペレーター（GSE）に対するシステム費用及びその他の要素の支払条件が規制される。かかる決議はまた、保証システムの強化の結果として、配電業者により留保される売上高の回収不能部分が2016年から消去されることも規定している。

輸送サービスの保証の計算に関して、2016年５月から2017年11月の間に多くの異なった行政裁判所の判決が下され、これにより配電業者と販売業者の間の輸送契約に（エンドユーザーが支払っていない）システムチャージをカバーする保証を含むことを義務付けるARERAの規定は無効とされた。イー・ディストリブッツィオーネは、当該手続が係争中である大審院において、国務院による最後の決定（セクションVI、決定第5620/2017号）に異議を申し立てることを決定した。

これらの判決に従い、決議第109/2017/R/eel号は、エンドユーザーの平均未払金（慎重に、延滞率が平均よりも高い中南部において見られる未払率と同レベルに設定されている。）を予め考慮して、システムチャージの保証額を4.9%引き下げることを含む暫定的な制度を設定した。この決議については複数の事業者が不服申立てを行っており、関連手続が現在ミラノの地方行政裁判所で係争中である。

またARERAは、電力及び環境サービス基金及びエネルギー・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販売会社の回収不能債権について補償の仕組みを導入する、決議第50/2018/R/eel号を行った。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おり、関連手続がミラノの地方行政裁判所で係争中である。現在、裁判所は後者の異議申立てについてのみ決定を下し、これを棄却している。

販売業者が適切な保証を提供しないことに関する違反の増加を受けて、ARERAは、決議第655/2018/R/eel号によって緊急に介入し、収益のレベルに応じて保証を提供できない場合は輸送サービス契約を解除できるよう、モデル・グリッド・コードを改定した。2019年２月５日付け決議第39/2019/R/eel号により、ARERAは、決議第655/2018/R/eel号により導入されたモデル・グリッド・コードを改定することを確認した（保証の管理における通信についての運用規定を含む。）。

発電所の配電グリッドへの接続の手続及び金融条件に関して、ARERAは、決議第581/2017/R/eel号により、再生可能エネルギーによる発電が行われる小規模発電所の接続及び運転に関する2017年３月16日付け省令において規定された簡素化措置を実施するために、統合グリッド接続コードを更新した。また、決議第412/2015/E/eel号に規定された予備調査の終了後、ARERAは、決議第564/2018/R/eel号により、統合グリッド接続コード（TICA）を再アップデートし、発電業者が建設する発電所網の配電業者による試運転に対する支払について規定する新ルールを導入し、企業による試運転中に行われる活動を認識、及び試運転の見積支払額を実際に行われた活動に応じて調整する旨を規定した。

私設グリッドの規則枠組み（具体的には閉鎖配電システム並びに基礎的発電及び消費システム）に関して、決議第276/2017/R/eel号は、関連するコードを更新し、一般的なシステムチャージに関する政令第244/2016号の第6(9)条の規定を採用した。その後の決議第894/2017/R/eel号により、消費ユニットの定義が更新され、「隠れエンドユーザー」が自らを公表する期限を2018年６月30日まで延期した。また、ARERAは、私設ネットワークのケースの認識に関して規制枠組みを合理化する作業を継続している。決議第530/2018/R/eel号並びにその後の決議第613/2018/R/eel号及び第680/2018/R/eel号により、ARERAは、「隠れエンドユーザー」（2019年７月１日発表予定）の監督用に新しい内部ユーザーのネットワーク（IUN）を確立し、その他の閉鎖配電システム（OCDS）の登録簿を作成した。

決議第628/2018/R/eel号により、ARERAは、テルナ、配電業者及び重要なグリッド・ユーザー－SGU（発電業者、閉鎖配電システム及び高電圧若しくは閉鎖配電システムの顧客、又は適応性サービスを提供する配電グリッドに接続する顧客）間のデータ交換の規制に関する協議を行った。協議の第１段階は、2019年３月14日までに完了した。

エネルギー効率化－ホワイト証書

エネルギー効率化証書（EEC又はホワイト証書）のメカニズムは、MED及び環境省の規制を受ける。ARERAは、配電業者がEEC購入義務の履行義務を負う事業体として電力及びガス費用を補填するための基準及び方法を定めることを求められる。かかる補填は、料金補助の支払を通じて保証され、１EEC当たりの金額（ユーロ）はARERAが毎年設定する。

2017年１月11日付け省庁間法令により、2017-2020年の新たなエネルギー効率化目標及びメカニズムの機能に係る新たなガイドラインが定められた。2018年５月10日付け省令により、当該省庁間法令は改正及び改訂され、義務を負う事業体向けの料金補助に１EEC当たり250ユーロの上限が設定される等した。

2018年６月22日付け決定第４号により、ARERAは、2017年の確定料金補助の金額を１EEC当たり311.45ユーロに設定した。

決議第487/2018/R/efr号により、ARERAは、2018年５月10日付け法令に基づき、料金補助決定ルールをアップデートした。

エネルは、当該措置及び2018年５月10日付け修正法令について、地方行政裁判所に不服申立てを行い、かかる規定が効率化義務の履行において負担した費用の回収の妨げになり得る、と争った。

電力料金の改定

決議782/2016/R/eel号により、ARERAは、2017年１月１日以降、国内の顧客向けの配電料金の累進性を完全に廃止した。

この決議は、一般システムチャージの累進性の効果を縮小するために2017年に行われる予定の第１段階について規定している。累進的構造の廃止の完了をもって、2018年１月１日に完了する見込みであったシステムチャージの改定について、ARERAは、は、決議第867/2017/R/eel号及び第626/2018/R/eel号により、2019年12月31日まで延期した。

決議第922/2017/R/eel号により、ARERAは、2018年１月１日から、2016年２月25日付け法律第21号により規定された非居住顧客向けの一般システム費用体系の改定を実施した。

非居住顧客向けの一般システム費用の改定の一環として、ARERAは、決議第921/2017/R/eel号により、2017年12月21日付けのMED省令により規定されたとおり、エネルギー集約型企業に対する免許の付与に係る実施規定を定め、これは2018年１月１日より有効となった。

販売

電力

指令第2003/54/EC号に規定されたとおり、全てのエンドユーザーは、2007年７月１日より、自由市場において電力供給業者を自由に選択でき、また規制市場に自由に参加できるようになった。法律第125/2007号は、規制市場を「保護強化」市場（居住顧客及び低電圧接続の小規模事業者向け）と「セーフガード・サービス」市場（保護強化サービスを受ける資格を有さないより大規模顧客向け）に分類した。

保護強化サービスは、配送業者と関係を有する販売業者により提供される。価格はARERAにより設定され、事業者のコストが確実にまかなわれるよう定められた基準に基づき定期的に更新される。ARERAは、保護強化市場（RCV）における事業者の費用をまかなうための要素を毎年更新し、かかる事業者の営業費用、遅延利息及び減価償却費がまかなわれ、事業者が公正な資本リターンを受け取ることを確保する。決議第927/2017/R/eel号及び第706/2018/R/eel号により、2018年及び2019年の料金が確定した。

またARERAは、決議第706/2018/R/eel号により、2019年１月１日付けで、自由市場の販売業者の参照価格となるRCVの支払レベルをアップデートした。2018年のRCVレベルは、決議第633/2016/R/eel号によって設定された。

自由市場における事業者は、２年オークションを通じて地域別ベースでセーフガード・サービスを提供する契約を受注する。2017年から2018年の期間について、決議第538/2016/R/eel号に規定される手続の後、エネル・エネルジアは、リグリア州、ピエモンテ州、ヴァッレ・ダオスタ州、トレンティーノ＝アルト・アディジェ州、ロンバルディ州、ラツィオ州、プーリア州、モリーゼ州及びバジリカータ州に当たる地域を受注した。2019年から2020年の期間については、決議第485/2018/R/eel号によって規定される手続を経て、エネル・エネルジアは、カラブリア州及びシチリア州に当たる地域を受注した。エンドユーザーに適用される財政条件は、適用ある第１次及び第２次の法律の規定に基づき定められた。

年次競争法（法律第124/2017号）が2017年８月４日に承認され、2018年７月25日付けの法令によって改正された。同法は、価格保護市場の電力部門及びガス部門が2020年７月１日をもって廃止される旨を規定したものである。この法律は、ARERA及び競争当局（AGCM）と協議の上、市場の段階的廃止手続の策定任務をMEDに与え、消費者に情報が行き届き、様々な供給業者が存在することを保証するものである。

この法律はまた、ARERAが定める一定の技術面、財務面及び評価面での要件を満たし、小売市場において電力の販売を認められた電力販売会社のリストを、MED内で作成することを規定している。

当局は、上記の法律に従い、決議第555/2017/R/com号を行い、全ての販売会社に対しそのポートフォリオに、2018年初頭より一般家庭及び小企業を対象として、保護された市場での条件と同等の条件での自由市場価格でのオファー（PLACETオファー）を含めるように要求した。これはエンドユーザーがオファーについて容易に理解し、その比較を行い、また自由市場に参入することができるようにするために行われたものである。また、自由市場の理解を深めるため、2018年７月１日、オファーズ・ポータル（法律第124/2017号の規定に従い、決議第51/2018/R/com号によって設置された。）の運用が開始された。販売業者は、他の販売業者のオファーと容易に比較できるよう、一般家庭及び小企業を対象とするあらゆるオファーを、ポータルを通じて販売することを求められる。2019年３月５日付けの決議第85/2019/R/com号は、オファーズ・ポータルに適用ある規則に具体的な規定を導入することにより、決議第51/2018/R/com号を新たに修正した。

2016年、ARERAは、統合情報システム（IIS）の開発及び実施に相当の刺激を与えた。かかるシステムは、法律第129/2010号に基づき設立されたものであるが、回収ポイントに関する中央データベースに基づき、ガス及び電力市場の事業者間の情報の流れを管理するように設定されている。

多くの手段により、ARERAは、様々なサービスを規定し、両セクター（電力及びガス）の契約譲渡及び切替えの商業プロセス、補償システム並びにデータ測定の管理、また電力セクターのみについては、月次決済を目的とした時間単位の引落時点での測定の総計を、徐々に集中化させている。

実施した開発作業のため、IISは、全てのシステム事業者間の情報交換の中心拠点としてますます機能し、この理由から、2016年５月13日付け省令第94号は、IISを電気料金請求書によりテレビ受信料の請求プロセスを管理するメカニズムとして指定した。このプロセスの管理費用をまかなうために、ARERA決議第291/2017/R/eel号により、2016年及び2017年について当該省令に基づき販売業者に対して支払われる一時金の2017年から2018年の期間に関する計算及び販売業者に対する支払においてイタリア歳入庁により利用される配分基準が定められた。

法律第205/2017号（「マキシ調整法」、電力、ガス及び水道の供給契約に２年間の期限を設ける。）の適用について、ARERAは、決議第264/2018/R/com号を発表した。これは、電力部門に関して、エンドユーザーにより請求金額に異議を申し立てられた配電業者が複数年にわたる訂正を行ったことによる調整が行われた場合、販売業者は配電業者に対し、輸送に係る金額を再計算し、従前支払った金額をその他の未払金と相殺することで返還するよう依頼することができるようにするものである。

2017年５月11日に、低電圧グリッドに接続する住居及び非住居エンドユーザー向けの小売電力市場における支配的地位の濫用について競争当局が申し立てた、エネル・エスピーエー、エネル・エネルジア・エスピーエー及びセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエーに対する手続については、財務書類に対する注記における「偶発資産及び債務」の章を参照のこと。

ガス

法令第164/2000号は、2003年１月１日から、全ての顧客は自由市場において天然ガスの供給業者を自由に選択できることを定めた。

しかしながら、販売会社はまた、自身の業務の提供とともに、ARERAが定めた規制価格でセーフガード・サービスを顧客（2013年６月21日の法令第69号に従い、居住顧客に対してのみ）に提供しなければならない。

こうしたサービスを提供する会社が存在しない場合、料金支払が未払ではない小口顧客（標準年間50,000立法メートル未満の消費で居住及びその他に使用する者）及び公共サービスの提供に関与している使用者に対する継続的な供給は、ラストリゾートの供給業者により確保されるものとする。顧客が料金支払を遅滞している、又はラストリゾートの供給業者がサービスを提供できない場合には、継続的な供給は、ラストリゾートの供給業者と同様に、地理的条件に基づいた契約に対しての任意入札を通じて選出されるデフォルトの配送供給業者により確保される。

決議第465/2016/R/gas号により、ARERAは、2016年10月１日から2018年９月30日までのラストリゾートのサービスの受注についての公開入札を規定する規則を更新した。競争手続の後、エネル・エネルジアは、かかるオークションに関わる８地域のうち７地域（ヴァッレ・ダオスタ州、ピエモンテ州及びリグリア州、ロンバルディア州、トレンティーノ・アルト・アディジェ州及びヴェネト州、トスカーナ州、ウンブリア州及びマルケ州、アブルッツォ州、モリーゼ州、バジリカータ州及びプーリア州、ラツィオ州及びカンパーニャ州、シチリア州及びカラブリア州）について、８地域のうち３地域（アブルッツォ州、モリーゼ州、バジリカータ州及びプーリア州、ラツィオ州及びカンパーニャ州、シチリア州及びカラブリア州）について、デフォルトの供給業者に指定された。

決議第407/2018/R/gas号により、ARERAは、2018年10月１日から2019年９月30日までのラストリゾートのサービスの受注についての公開入札を規定する規則を更新した。競争手続の後、エネル・エネルジアは、かかるオークションに関わる９地域のうち４地域（アブルッツォ州、モリーゼ州、バジリカータ州及びプーリア州、ラツィオ州及びカンパーニャ州、シチリア州及びカラブリア州）について、９地域のうち２地域（ロンバルディア州、トレンティーノ・アルト・アディジェ州及びヴェネト州）について、デフォルトの販売供給業者に指定された。

2013年10月１日より、セーフガード顧客に適用される財政条件の改正案が発効した。この状況において、ARERAは、原料要素を決定する手順を改定し、それをスポット市場価格に完全に指数化しつつ、段階的移行を確保するための要素（特に長期契約の再交渉についてのものを含む。）を導入し、また、費用の反映を強化するために小売売却費用を網羅する要素を引き上げた。

原材料（ガス）費用要素に関しては、2014年１月24日に、ロンバルディの地方行政裁判所は、エネル・エネルジア及びエネル・トレードにより提起された訴訟において、2010-2011ガス年度及び2011-2012ガス年度のQE要素を決定するための計算式をARERAが変更した（それによってQVD要素を減少させた）決議を無効とした。2014年に、ARERAは、国務院に上訴を提出した。2016年に、国務院は、エネル・エネルジア及びエネル・トレードの上訴を認め、かかる手段は必要な「認識費用及び実際の費用の一致」という法令で定められた原則に抵触するという判決を下して、ARERAの上訴を棄却した。決議第737/2017/R/gas号により、国務院の決定に従い、2010年10月から2012年９月までの期間の原材料の価格の再計算が行われた。決議第32/2019/R/gas号により、ARERAは、事業者に支払うべき金額の取扱方法を規定するルールを策定した。

天然ガス供給料金をカバーする要素の規定に関して、ARERAはまた、2019年９月30日まで現在の手続を承認し、イタリアの卸売市場における流動性向上の展開を待つ間、オランダのタイトル・トランスファー・ファシリティ（TTF）で報告されたスポット価格の完全指数化を行う。

2017年、前期（2013年から2017年まで）のグリッド損失に付随する費用の負担分及び移行期間（2018年から2019年まで）の全ての費用の回収について規定する、ガスの決済に関する新しい規則が導入された。

決議第548/2018/R/gas号により、ARERAは、最初の調整期間（2013年から2016年まで）の実績に関して信用ある事業者に支払われるべき金額を、2018年までにほぼ全額を支払う旨の規定を承認した。

前期以前及び移行期間（2013年から2019年まで）の調整期間に関するARERA決議及び協議に対しては、複数の事業者が、ロンバルディの地方行政裁判所に対して異議申立てを行い、その停止及び最終的な無効を求めた。エネル・グローバル・トレーディングは、ARERAの規則を支持して調停に介入した。同裁判所は停止請求を棄却し、無効の申立てについては未だ審問期日を指定していない。

2020年１月１日以降、決議第72/2018/R/gas号の規定に基づき、スナム・レーテ・ガスを直接の原因とする、料金に割り当てられるネットワーク損失の社会負担について規定した、ガスの決済に関する新しい規制が発効する。

計測に関して、決議第669/2018/R/gas号は、50,000人を超えるエンドユーザーを有する配電業者がG4-G6クラスのスマートメーターを設置する義務を85%に引き上げた。遵守期限は、エンドユーザーの人数に応じて異なる。

供給契約に２年間の期限を設ける法律第205/2017号（「マキシ調整法」）の適用を可能にするため、ARERA決議第683/2018/R/com号は、決議第264/2018/R/com号に基づき電力部門において既に発効している規制を、2019年１月１日以降ガス部門にも拡大した。

再生可能エネルギー部門

イタリアにおける再生可能エネルギー技術をサポートする規制の枠組みは、様々な報酬システムを想定している。太陽光発電以外の技術のインセンティブは、指令第2009/28/EC号から移行する法令第28/2011号並びに2012年７月６日及び2016年６月23日付けの関連施行省令で定められた競争手続により与えられる。これらの法令は、設備容量及び技術に基づき、オランダのオークション及びフィード・イン・タリフの利用を想定しており、具体的には以下を定めている。

＞　容量が５MW超の発電所に係るオランダのオークション。
＞　容量が５MW未満の発電所に係る登記。
＞　容量が60kW未満の風力発電所、容量が200kW未満のバイオマス発電所及び容量が250kW未満の水力発電所への直接的なアクセス。

上記のインセンティブ・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。2018年11月30日現在、表示累計年間費用は約4.7十億ユーロであった。

太陽光発電に関して、インセンティブ・システムは、多くのエネルギー・アカウントの適用を定め、そのうちアカウントⅠ、Ⅱ、Ⅲ及びⅣ（2005年９月19日から2012年８月26日まで）は、フィード・イン・プレミアム（時間単位のゾーン価格を超える料金プレミアム）に基づいていたが、エネルギー・アカウントⅤ（2012年８月27日以降）は、フィード・イン・タリフ（包括的価格）に基づくものであり、いったん2013年７月６日に費用が6.7十億ユーロに達した時点で終了した。

2018年３月、成熟技術による全ての再生可能エネルギーに関する新たな法案が提出された。2019年１月、MEDは国家支援ガイドラインに従ってこれを欧州委員会の承認を得るために通知した。この法律に基づき、再生可能資源の開発は、双方向の差金決済取引を通じて行われるオランダのオークション及び（１MW未満の発電所については）登記によって支えられる。

ARERA決議第558/2018号－相互接続していない小諸島の再生可能エネルギー発電所に対する報酬

MEDの2017年２月14日付け省令は、再生可能エネルギーに相互接続していない小諸島の電力需要を徐々にまかなうよう指示を与えるものであった。この省令は、再生可能資源から生成されたエネルギーについて、燃料の回避可能費用に関連する報酬及びこれらの諸島の電力システムにおける再生可能資源を統合する試験的プロジェクト開始を想定している。

イベリア半島

スペイン

電力料金

2018年12月22日、命令第TEC/1366/2018号が公表され、2019年の電力利用料金が定められた。前年同様、既存の料金は変更されないままだった。この命令は、命令第ITC/3127/2011号に基づくインセンティブを、欧州法及びエネルギー移行プロセスに適用する容量メカニズムが見直されるまで停止した。

天然ガス料金

2018年12月22日付けの命令第ETU/1283/2017号は、2018年の天然ガス利用料金が前年と変わらないことを確認した。また、原材料の価格が上昇した結果、ラストリゾートの最終的な料金（TUR）は５%引き上げられた。

2018年６月30日、2018年第３四半期のラストリゾートの料金（TUR）が公表され、3.4%上昇した。2018年第４四半期のTURは、原材料費用が上昇した結果、前期からさらに7.4%引き上げられた。

2018年12月22日、命令第TEC/1367/2018号が公表され、2019年の天然ガス利用料金が定められた（既存の料金と変わらなかった。）。これに対して、12月26日には、2019年１月１日付けの最終的なTURが公表された。これは、原材料の価格が下落した結果、前期より平均約４%低かった。

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2014年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。

2018年３月16日付け命令第ETU/257/2018号は、2018年の省エネ義務に応じて、国家エネルギー効率基金に対するエンデサの拠出額を29百万ユーロとした。

12月、環境移行省は、2019年の国家エネルギー効率基金に対するエンデサの拠出額を28百万ユーロに引き下げる法律の起草作業を開始した。

社会的割引（「ボノ・ソシアル」）

2018年４月９日、命令第ETU/381/2018号が公表された。これは、2017年10月６日付けの命令第ETU/943/2017号に基づいて作成された、「*ボノ・ソシアル*」申請に使用する様式を修正するものである。命令第ETU/381/2018号は、勅令第897/2017号に基づく脆弱性の定義を満たし、既に「*ボノ・ソシアル*」の対象者である電力ユーザーの認定期限を、一時的に2018年10月８日に延期する。

2018年11月21日、命令第TEC/1226/2018号が官報（BOE）で公表された。2018年の「*ボノ・ソシアル*」の資金拠出割合が提示され、エンデサの割当は37.15%であった。

国家市場競争委員会（CNMC）による規制対象業務の収益率についての国民の意見の聴取

2018年７月27日、スペインの国家市場競争委員会（CNMC）は、配電及び送電業務、並びに半島外の電力システム及び再生可能エネルギー・システムに関する、2020年から2025年の期間の収益率の計算方法について、国民の意見の聴取を行った。その後、CNMCは、2018年10月30日に報告書を提出し、配電、送電及び半島外のシステムには5.58%、再生可能エネルギーには7.09%の収益率を提案した。

この報告書に基づき、12月28日、環境移行省は、2020年から2025年の期間についてこれらの収益率を含む法案を提出した。しかしながら、勅令法第9/2013号以前にインセンティブを受けていた再生可能エネルギー施設については、収益率は2020年から2031年の期間中は改定することができず現行の収益率7.389%が適用されるが、既に終了した仲裁手続において付与された補償は控除することができる。ただし、当該施設は、この制度に参加せず、一般的な制度を採用することができる。

法案の提出後、政府は、収益率の決定について詳細に定めた勅令法第1/2019号を承認した。

国家予算に関する2018年７月３日付け法律第6/2018号

2018年度国家予算に関する法律第6/2018号は、2018年７月４日に公表された。2018年度予算法は、とりわけ、電力システムの余剰収益を同部門の紛争解決のための補償金支払に充てることを意図するものである。同時に、この余剰金は、期間を限定せずに電力部門の債務返済に充てたり、又はシステムの定期的な清算項目の支払に充てたりすることができる。また、同法の規定により、半島外施設に対する投資がEU又は国の法律に適合しているか否かを判断する必要がなくなる。ただし、効率的な供給を行うためにかかる施設が必要である場合に限る。

半島外システムにおける特定の施設に追加報酬制度を割り当てる2018年10月29日付け命令第TEC/1158/2018号

法律第6/2018号に従い、かつ、システムオペレーター（REE）がその報告書において特定した各半島外システムの容量需要を考慮して、2018年10月29日付け命令第TEC/1158/2018号が公表された。これは、適用ある環境規制に従って義務付けられている投資に基づき、グランカナリア島、テネリフェ島及びメノルカ島の特定の施設に対して追加報酬制度を割り当てるものである。

2013年の電力システムの赤字に関する2018年８月24日付け勅令第1048/2018号

2018年９月１日、勅令第1048/2018号が公表された。この法律は、2013年の料金の赤字に対する融資において支払うべき金利の計算方法を変更し、金利の計算を翌年の１月１日からではなく該当する支払が行われた時点から行う、とするものである。2013年の料金の赤字に対する融資を行った業者に対して支払うべき総額は、15百万ユーロに引き上げられ、このうち７百万ユーロはエンデサに対するものであった。この勅令は、今後発生するいかなる赤字に対してもこの方法を取るべきであると定めている。

エネルギー移行及び消費者保護に関する緊急措置を含む2018年10月５日付け勅令法第15/2018号

2018年10月５日、内閣は、勅令法第15/2018号を承認した。この法律は、脱炭素化を加速する一連の措置を確立し、再生可能エネルギー、eモビリティ及びエネルギー効率に弾みをつけ、消費者保護を強化するものである。

第１部では、脆弱な顧客を保護するための措置が規定されており、具体的には、「*ボノ・ソシアル*」の要件を満たす者の範囲を、ひとり親家庭又は被扶養家族の多い家庭で一定の所得水準を下回るものに拡大する。また、料金滞納時にもサービスを停止できないケースを増やし、「*ボノ・ソシアル*」の資金に類似した財源を確保する。さらに、暖房費用のため、国家予算が充てられる「熱」「*ボノ・ソシアル*」を導入した。

この勅令法は、エネルギーの貧困と戦う国家戦略を６ヶ月以内に承認するよう指示する。同省は12月19日、この問題について国民の意見の聴取を行った。

第２部の措置は、契約容量の選択の柔軟性を高める等、消費者に提供する選択肢を増やすことを目指す。

第３部の措置は、自己消費を簡素化して共同自己消費を可能にし、再生可能エネルギー、コジェネレーション又は廃棄物から発電された電気の自己消費については料金の適用を排除することで、自己消費の促進を目指す。また、特に小規模施設については、煩雑な手続を簡略化する措置が導入された。

第４部は、再生可能エネルギー及びeモビリティの普及を推進することを目指す。これは、法律第24/2013号に基づき獲得される再生可能エネルギー容量につき、本来であれば2018年12月31日に終了しているはずの利用ライセンスを2020年３月31日まで延長する。eモビリティに関しては、eモビリティ・サービスの開発を容易にするため、*gestor de carga*（eモビリティ管理者）を廃止する。

最後に、この勅令法は、例えば2018年第４四半期及び2019年第１四半期の発電価値に対する課税を停止する財政政策を含み、発電における炭化水素に対する特別税を排除する。あらゆる場合におけるシステムの持続可能性を確保するため、電力システムの積立剰余金と同様に、二酸化炭素排出権のオークションにおける収益が使用される。勅令法第15/2018号は、2018年10月18日、下院の承認を受けた。

再生可能エネルギー施設に対する補助金の付与基準を確立する2018年12月20日付け命令第TEC/1380/2018号

2018年12月25日、命令第TEC/1380/2018号が公表された。この法律は、欧州地域開発基金（ERDF）が共同出資する半島外の風力発電所及び太陽光発電所に対する投資に補助金を付与する基準を確立するものである。

2018年12月27日、スペイン省エネルギー多様化研究所（IDAE）は、カナリア島の風力発電所に対する投資（最大容量217MW、予算80百万ユーロ）に補助金を付与するため、オークションを開催する旨の決議を承認した。

スペインの工業部門及び商業部門の財務競争力に関する緊急措置を含む2018年12月７日付け勅令法第20/2018号

この勅令法は、2018年12月８日に官報（BOE）で公表されたもので、エネルギーコストの削減を含む措置により、工業部門における競争を奨励することを目指す。具体的には、勅令法は、EU法に基づいて既に存在する閉鎖配電システムを導入し、エネルギーを大量に消費する法人顧客向けに、それぞれの特別なニーズを考慮した法律が制定される旨を表明する。またこの法律は、特定の高効率コジェネレーション発電所につき、耐用年数を２年間延長することを求める。

スペインの国家市場競争委員会（CNMC）の権限をEU法と調和させる緊急措置

勅令法第1/2019号は、2019年１月12日付けで公表された。この法律は、国の規制当局（CNMC）の権限を、EU法、特に2009年の第３次エネルギーパッケージにおいて定められた権限と調和させることを目的としている。

同勅令法に基づき、CNMCは、電力及び天然ガスの送電網及び配電網並びにLNG施設の利用料金の体系、方法及び具体的な価値、並びに送電網運営業者並びに電力及びガス事業者向けの収益率（政府が設定した最大限度まで）を承認する責任を負う。

配電及び送電に関して政府が設定した最大限度とは、直近24ヶ月間における10年国債の平均収益率に、利息を加えたものである。これに対して、半島外発電に関する規制収益率は、同じく10年国債の利回りに基づき政府が直接設定する。

また環境移行省は、エネルギー供給の安全保障、システムの経済的・財政的持続可能性、気候変動対策、需要管理及び合理的なエネルギー利用といった事柄に関する、CNMCが従うべき一連のエネルギー政策ガイドラインも承認する予定である。同省は、CNMCの通達の承認期限まで１ヶ月を有するため、齟齬がある場合には解決に向けて協力委員会の助力を求めることができる。

CNMCの新しい機能は、2020年１月１日から効力を発生する予定である。

再生可能エネルギー

2017年の再生可能エネルギーのオークションにおいて、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、540MWの風力エネルギー及び338MWの太陽光発電エネルギーを獲得した。オークションのルールにより、容量開発プロジェクト計画を提示し、割り当てられた容量の５割増し又はそれ以上となる場合は明示する期限が定められている。その日付けは、それぞれ2018年２月４日及び４月13日であった。エネル・グリーン・パワーは、これらの期日までにプロジェクトを提示した。

2017年にネットワーク手段及び接続に関する新たな規則について国民の意見を聴取した後、2018年上半期の終わり、政府は当該規則の承認手続を開始した。

６月初めに国民党の不信任投票が行われて以降、スペインには新政権が発足している。６月中、新政権は主に組閣に終始し、スペインにおける再生可能エネルギー事業に関する措置を何ら講じなかった。

10月初め、スペイン政府は、電力セクターに関する様々な措置を定めた勅令法を発布した。その内容は、最も脆弱な顧客の保護、電力システムの財政の安定化措置、電力の自己消費を促進する措置、充電ステーションの設置及び再生可能エネルギーに関する措置等である。

具体的には、再生可能エネルギーに関して、勅令法には、過去のオークションから生まれたいくつかのプロジェクトについて、ライセンス及びグリッド接続の有効期間を延長する措置が含まれる。また、新世代再生可能エネルギーのグリッドの接続ポイントについて、投機を禁止する措置も含まれる。また、拡大に支障のない変電所については、再生可能エネルギーの新たな接続ポイントに対する需要を促進する措置も含まれる。最後に、法律第15/2012号に基づき、発電業者による発電価値に対する料金（７％）の支払を免除する。期間の延長は、2018年の最後の３ヶ月及び2019年の最初の３ヶ月である。

2018年下半期、政府は、2020年から2025年の期間について、再生可能エネルギーの合理的な収益率を見直すプロセスを開始した。同様に、CNMCは提案を示し、政府はこれに基づいて法律の素案の作成を開始した（2019年に立法化予定）。

さらに、2018年下半期、政府は、統合国家エネルギー及び気候計画の草案を作成した。しかしながら、2018年12月31日現在、草案は未だ欧州委員会に提出されていない。政府は、様々な一般法において、再生可能エネルギーの欧州全体における普及率に対するスペインにおける普及率について、2030年までの目標を示している。

政府は、エネルギー移行について数々の提案にも取り組んでいるが、2018年末時点で正式決定しているものはない。

ヨーロッパ及び欧州地中海業務

ロシア

電力及び容量市場

2018年５月18日、2024年までに国の経済成長目標を達成することに関する大統領令が公表された。同令は政府に対し、全国の電力供給を保証するインフラ整備計画を2018年10月１日までに承認するよう求めるものである。大統領令の要点は以下に関するものである。

・一元的な電力システムの開発。社会経済的成長を通じて生まれる需要に基づく、火力、水力及び原子力発電の近代化を含む。
・主として遠隔地域及び孤立した地域における、再生可能資源を含む分散型電源の開発。
・送電網管理のための、デジタル化及びスマート・システムの導入。

近代化及び容量市場ルール改正のためのインセンティブ・スキームに関する指令の草案が、省庁間で合意され、エネルギー担当副首相の承認を受けて、2018年12月14日付けで完成した。首相の署名及び公布は、2019年１月末に行われる予定である。

容量市場オークション開催のための施行令は、市場委員会の承認を受けており、同令の公布日付けで発効する予定である。2022年から2024年の間に実施される予定のプロジェクトに関する第１回のオークションは、長期容量オークションより前の、2019年３月１日に開催される予定である（KOM2022-24）。

オークションの主な条件は、以下のとおりである。

・最大容量の定義（2022年は2.4GW、2023年以降は3.2GW）及び政府による近代化プロジェクトのタイプ（設置容量及び燃料の種類に基づく。）に応じたCAPEX上限の承認。
・最低均等化発電原価（LCOE）に基づくプロジェクトの選別。事前資格審査及び現地化要件は100%適用される。
・容量供給契約（DPM）の諸条件：CAPEX及びOPEXの費用を弁済し得る価格で、長期国債（基礎利益率8.5%）に連動した固定利回り（基礎WACC＝14%）での支払が16年間保証されている。発電所の稼働開始後12ヶ月間は、OPEXの返済のみ想定されている。利益率は、第１回のオークション後、最後の利益率の影響の分析に基づいて改定される。

発電所の近代化に対するインセンティブに加えて、容量市場オークションの通常手続には以下の変更がなされた。

・６年プロジェクトの選別。2022年、2023年及び2024年の容量の入札は2019年５月１日までに、2025年の容量の入札は2019年11月15日までに行われる。
・需要曲線のパラメーターの指数設定。2022年及び2023年はCPI（2017年、2018年）+15%に基づき、2024年及び2025年はCPI（2017年、2018年）+20%に基づき、2017年に設定されたもの。2020年以降は、指数設定はCPIに基づき年１回のみ。

スマートメータリングメータリング

2018年12月27日、スマートメーターに関する連邦法第522-FZ号が公表された。この法律は、2020年６月１日以降、公共建物については「保証付き」供給業者、その他の消費者については販売システム業者（DSO）に対して、スマートメーターを設置するよう義務付けるものである。この法律に従い、旧式のメーターの取外し費用は、保証付き供給業者及びDSOが請求する料金に含まれる予定である。

ルーマニア

ラストリゾートの供給業者

2018年７月１日以降、エネル・エネルジア及びエネル・エネルギー・ムンテニアは、エネルの販売地域における供給義務事業者に指定されている。エネル・エネルギー・ムンテニアは、規制当局ANREより、その他５つの販売地域において代替供給業者に指定された。ユニバーサル・サービスについては、同年上半期の有効価格と比較して全国レベルで平均３%上昇した、新たな上限価格が承認されている。

スマートメータリング

メータリング2018年６月、改正エネルギー法が施行された。2024年１月１日までに、消費量がANREの設定する基準を上回るプロシューマー及び消費者向けに、スマートメーターが設置される予定である。2018年10月、ANREは、配電業者が詳細な投資計画を立てられるよう、2028年までの全面的な展開方法を公表した。

展開計画の承認基準は、2014年から2016年に行ったスマートメータリングの試験プロジェクトの結果、及び2017年から2018年に行った投資、並びにスマートメータリング・プロジェクトの経済価値と配電業者による総合年間投資計画との比率に基づいている。ANREは、各配電業者向けに展開予定表を公表し、年１回これを修正する。またANREは毎年４月30日までに、前年12月31日現在におけるスマートメータリングの実施状況について報告書を公表する。

配電料金－第４回規制期間

2018年９月、ANREは、第４回規制期間（2019年から2023年まで）の配電料金の計算方法を発表した。期間の１年め、名目の配電料金は、全国平均で１%引き上げられた。

以前の期間のルールとの主な相違点は、以下のとおりである。

・規制資産ベースの収益率は、7.7%から5.66%に引き下げられた（新規投資については6.66%）。
・現在は使用されていない資産、又は配電以外の事業活動と共有されいている資産は、期初のRAB分を減額される。
・人件費及び社会保障費は、営業費用のインセンティブ・メカニズムからまかなわれるため、消去項目として扱われる。
・配電業者が達成可能な効率（上記の人件費を除く。）に対して５%の上限を設ける。
・全ての費用は、規制期間末ではなく年１回調整される。

再生可能エネルギー

６月、議会は、再生可能資源について規定した規則を改定するGEO第24/2017号を承認した。主な変更点は以下のとおりである。

・エンドユーザーが資金を提供するグリーン証書の価値は、2022年以降、11.1ユーロ/MWhから12.5ユーロ/MWhに増加し、その後も規制当局によりさらに修正される可能性がある。
・スポット市場において同価格で契約されたグリーン証書は、需要に応じた按分価格により、販売業者によって移転される。
・2017年４月より前に締結された双務的なグリーン証書移転契約に違反しない限りにおいて、グリーン証書の50%以上は、匿名のスポット市場において買取義務者により購入されなければならない。
・３MW以下の発電所を有する発電業者は、電力及び／又はグリーン証書を販売する際、最終的な販売業者と双務契約を締結することしかできない。
・発電業者は、電力市場に参入するため、自己の出力を集約することができるようになる。
・電池システムに貯蔵された再生可能エネルギーは、グリーン証書の対象となる。

同法に基づき、設備容量が27kW以下の再生可能エネルギーの発電業者は、発電した電力を供給業者から購入した電力で相殺することができる。販売価格は、前年のスポット価格の加重平均に等しく、2018年はRON22.7bani/kWhであった。発電業者は、発電した電力については免税される。

政府緊急命令第114/28.12.2018号は、以下を導入した。

・エネルギー会社に対する毎年の税金を、前年度の収益の0.1%から２%に引き上げる。
・発電された電力の一部を、一般家庭向けの規制市場において販売することを義務付ける。

また、国の税法改正により、風洞は建物とみなされることが規定されているため、2019年からはその価値の1.3%を上限に課税される。

英国

容量市場

2018年11月15日、欧州連合一般裁判所は、英国の電力容量市場支援制度を認可した欧州委員会の2014年７月23日付け決定を取り消した。同裁判所によると、委員会は英国の措置がEUルールに適合しているか疑義を持つべきであったうえ、利害関係者が所見を述べられるよう正式な調査手続を開始するべきであったとした。

この取消しの結果、欧州委員会は、裁判所に求められた調査を開始する予定であり、利害関係を有する事業者が所見を述べた場合はこれに照らして、英国の措置について改めて評価を行わなければならない。

ギリシャ

2017年１月１日以降、新規の再生可能エネルギー容量は、「フィード・イン・プレミアム」システムに基づく支援メカニズムを利用するためには、公開オークションに参加しいなければならない。2018年（７月及び12月）に開催された最初の２回のオークションは、2018年から2020年の間に合計2.6GWの追加風力及び太陽光容量を開発する計画の一環である。2018年に獲得された総容量は、風力容量が331MW、太陽光容量が169MWであった。2018年10月、環境・エネルギー・気候変動省は、国家エネルギー及び気候計画（NECP）について国民の意見を聴取したが、この中でギリシャ政府は、国内電力消費のうち再生可能資源から消費する割合を30%以上、再生可能エネルギーから発電する電力の割合を55%以上にするという取組みを示した。

法律第4513/2018号は、地域におけるエネルギーの生産、配電及び供給に関して、いわゆる「エネルギー共同体」の形成を推進するものである。とりわけ、同法には、自己消費、エネルギーの貯蔵及び電気自動車の充電ステーションの開発についての特別な規定が含まれる。

ブルガリア

2018年５月、再生可能エネルギー規制の改定が承認された。2019年１月１日からの変更点としては、４MWを超える発電所の現行のフィード・イン・タリフを、ブルガリア独立エネルギー取引所（IBEX）のスポット市場における電力販売を通じて資金を調達し、セキュリティ・オブ・エネルギー・システム・ファンドによって補完されるフィード・イン・プレミアムに替えることが規定されている。

トルコ

規制当局は、取引高２GWの風力発電オークション（トルコ送電公社－TEIASによる入札）の事前資格審査段階の開始を、2020年４月に延期した。

政府は、2018年10月23日に予定されていた1,200MWの海上風力発電に係るYEKA（再生可能エネルギー資源領域）のオークションを中止した。

政府は、2019年１月31日に予定されていた１GWの太陽光発電に係るYEKA-2のオークションを中止した。

2018年11月７日、政府は、2019年３月７日に１GWの風力発電YEKAオークションを行う予定であると公表した。

政府は、一般家庭が再生可能エネルギーから発電する設備を設備容量10kWまで発電ライセンスなしに設置することを認める規制を導入した。また、一般家庭は、発電して余った電気をラストリゾートの供給業者に売ることもできる。

ドイツ

2018年６月８日、議会は、再生可能エネルギー規制（EEG 2014）の改正を承認した。これは、地域社会に対し、2020年６月１日まで認定施設に係る再生可能エネルギー・オークションにのみ参加するよう求めるものである（BImSchG）。

2018年12月17日、エネルギーセクターの様々な規制を改正するドイツ・エネルギー法が公布された。主な変更点は、2019年から2021年の期間につき、総取引高８GW（風力４GW、太陽光４GW）の再生可能エネルギー・オークションが追加導入されたことである。

南米

この部門は、南米ではアルゼンチン、ブラジル、チリ、コロンビア及びペルーにおいて事業を行っている。各国には独自の規制枠組みがあるが、その主な特徴は、多様な事業活動について以下に記載するとおりである。様々な国の所轄官庁（規制当局及び省庁）により制定された規制の下で、事業者は、発電への投資に関し自由に意思決定ができる。アルゼンチンだけは、近年のエネルギー政策の変更を受けて、投資に対しより強力な公的統制を構想する規制枠組み、及び平均費用に基づく報酬方法を目指す活動の報酬モデルが存在する。ブラジルでは、省令によって新たな発電容量についての計画が設定されており、この発電容量は全ての代表者に開放されたオークションを通じて展開されている。

全ての国は、システム限界価格のある一元的な送電システムを有している。通常、メリット・オーダーは、市場運営者の入札を基礎とするコロンビアを例外として、定期的に測定される変動生成費用に基づき作成されている。

現在、アルゼンチン及びペルーにおいて、スポット市場価格の形成を統制する規制措置が講じられている。アルゼンチンにおいて、規制機関は、電力市場の持続可能性向上を保証し、かかる市場の効率性を改善させ、またオペレーターがそれぞれの現金需要を満たし、発電所及びネットワークのメンテナンスを復旧できるようにスウィーピングレートの改定を実施することにつき取り組んでいる。

長期のオークション・メカニズムは、卸売エネルギー及び／又は容量販売に広く利用されている。これらのシステムは、継続的な供給を保証し、発電会社のより強力な安定性をもたらすとともに、また新たな投資を促進することが期待されている。長期の販売契約は、チリ、ブラジル、ペルー及びコロンビアにおいて用いられている。ブラジルにおいては、電力が販売される価格は、新たなエネルギー及び既存のエネルギーについての長期オークションの価格の平均に基づいている。コロンビアにおいては、価格は、通常は中期の契約（上限４年）を締結している事業者間のオークションにより設定される。最後に、チリ及びペルーにおいて近年導入された規制枠組みでは、配電会社は、規制されたエンドユーザー市場において電力を販売する長期の契約を締結することを認められている。

チリ、ペルー及びブラジルはまた、非従来型再生可能資源の利用を奨励する法律を承認した。同法律は、再生可能資源をエネルギー混合に組み込む目標を設定し、発電を統制している。

アルゼンチン

2018年における料金修正及びその他の規制展開

決議第64/17号に規定された新料金システムに基づき、電力卸売市場（*Mercado Eléctrico Mayorista*）では、ENREへの特別な指示により販売付加価値税（VAD）、配電料金の引き上げが制限された。かかる料金要素についての新価格は、2017年２月１日に効力が発生したが、請求額は当初、最大で全体の42%に制限された。全額の請求は、2018年２月１日以降可能となった。

かかる規則はまた、ENREがEdesur及びEdenorに対して、2017年２月１日から2018年２月１日までの間に発生しているが請求されていない部分を2018年２月１日から48回の割賦で支払うことを規定しており、その後請求される予定の付加価値税の額も含まれる予定である。

新規則はまた、インフレに基づく配電会社の料金の改定並びにサービス品質の基準及び供給規制を規定している。

天然ガス発電に対する新規制

2018年３月７日、政府は法令第（PEN）187/18号により、鉱業エネルギー省の組織としての新しい責任を公表した。省決議第64/2018号の結果、電気エネルギー局の機能は、新たな電気エネルギー次官（SSEE）に移転した。

決議第46号は、2018年８月１日に公表され、発電に使用されるガスの平均価格を１MMBtu当たり5.20ドルから4.20ドルに引き下げた。

また、最高価格で発電に割り当てられるガスを見積もるため、入札を実施する責任をSSEEに付与する。

このため、SSEEは、電力卸売市場運営者であるCAMMESAに対し、火力発電を提供するため電子ガス市場（MEGSA）を通じて取消可能条件及び取消不能条件に基づき天然ガスを購入するよう指示した。

最後に、2018年９月から12月の期間につき取消可能契約を発注するため、入札が行われた。平均入札価格は、省決議第46号によって設定された価格より約13%低い、１MMBtu当たり3.69ドルであった。

2018年11月７日、決議第2018-70-APN-SGE号が、官報にて公表された。これは、電力卸売市場における発電業者、コジェネレーション発電業者及び自己発電業者が発電燃料を自律的に調達できるようにするものである。

このルールは当初、天然ガスに適用され、ガスの購入価格がCAMMESAの設定する価格より低い場合に、発電業者が燃料を使用して追加のマージンを得ることを認めるものであった。

またこの決議には、認められた価格に基づく変動生成費用（CVP）に対する補助金も含まれている。したがって、CAMMESAは、自ら燃料を購入しない発電業者に対して継続して燃料を供給する責任を負う。

2018年12月、当局は、新たに輸出ライセンス手続を確立し、天然ガスの輸出を承認した。余剰分は、バカ・ムエルタ・ガス田からの天然ガス産出量が増加した結果である。

承認された輸出は合計479,250,000m^2で、取消可能条件に基づいてチリ及びブラジルに送られている。送電先は、2020年まではチリ、及び発電量600MWまではブラジルとする。

再生可能エネルギー

2018年９月、再生可能エネルギー次官は、RenovArプログラムの第３サイクル（ロンダ3）（通商ミニレン）を発表した。この主な特徴は、中電圧グリッドにおいて利用可能な容量の利用、及び国内における地域開発の促進である。

RenovArミニレン・プログラムは、13.2kV、33kV及び66kVの中電圧グリッドに接続される、400MWの容量を全国に提供する。このプロジェクトに認められる最大容量は10MWで、最小容量は0.5MWである。

契約部分については、獲得したプロジェクトは前サイクルまでと同様に、卸売市場運営者であるCAMMESAと電力購入契約を、また受託したプロジェクトにつき３ヶ月の請求を保証するため信託ファンドFODORと契約を締結する予定である。

ロンダ３プログラムは、10月、仕様書の公表をもって開始され、2019年３月からは入札の発表、資格審査プロセス、2019年７月に終了する契約の発注及び締結を経て継続される予定である。

第２サイクル（ロンダ2）については、88のプロジェクトのうち合計82のプロジェクト（1,969.1MW）が締結された。

ブラジル

ホワイト料金

2016年９月12日、規制当局ANEELは、「ホワイト料金」と呼ばれる低電圧電力向けの新たな時間単位の料金の適用条件を定める規則第733/2016号を承認した。

ホワイト料金は、１日の時間帯によって変化する時間単位の新たな料金オプションであり、また、2018年以降の各顧客の消費水準によっても異なる。当初、新料金は低電圧接続（グループBである127V、220V、380V又は440V）の顧客及び新規顧客に適用される。2020年１月以降、かかる料金は、既に特定の優遇的な料金の恩恵を受けている顧客を除き、全ての顧客にとって選択肢となる。

上記の規則は、ホワイト料金の適用に関して以下のとおり規定する。

・2018年１月以降、１ヶ月の消費量が500kWhを超える顧客及び新規接続に適用される。
・2019年１月以降、１ヶ月の消費量が250kWhを超える顧客に適用される。
・2020年以降は全ての顧客に適用される。
・この料金オプションを適用する際は、配電業者との定期的な改定後ANEELの承認を受けたとおり、１日をピーク、中間及び低消費の各時間帯に分けて発電原価を計算する。
・経済的に恵まれていない顧客及び公共照明プロジェクトは、ホワイト料金を選択することができない。
・メーターの費用は、特別な付加機能のあるものを除き、配電会社が負担する。
・送電網に接続する際の技術的な設置調整は、顧客又は所有者が負担しなければならない。

エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスの料金改定日の2017年10月から2018年10月への変更

ANEELは、公開ヒアリング後、エネルが申請したエネル・ディストリビューソォン・ゴイアスの2018年料金改定日の変更を承認した。この決定は、2018年10月及びその後５年ごとに行われる料金改定について行われたものである。新たに料金に組み込まれる投資の基準日は、2018年４月30日に変更された。

エネル・ディストリビューソォン・リオの料金改定

2018年３月13日、ANEELは、公開ヒアリング078/2017において提示された評価及び証拠を受けて、エネル・ディストリビューソォン・リオの2018年３月15日付け第４回暫定的料金改定を承認した。

これは、高電圧の顧客の料金が19.94%、低電圧の顧客の料金が21.46%上昇したことを考慮すると、顧客に対して平均21.04%の引き上げを行うものである。また、ＸファクターのＴコンポーネントは0.00%、技術的損失は9.1%に設定された。

エネル・ディストリビューソォン・セアラ・エスエーの料金改定

2018年４月17日、ANEELは、エネル・ディストリビューソォン・セアラの2018年４月22日付け暫定的料金改定を承認した。

これは、高電圧の顧客の料金が7.96%、低電圧の顧客の料金が3.8%上昇したことを考慮すると、顧客に対して平均4.96%の引き上げを行うものである。

エネル・ディストリビューソォン・ゴイアス・エスエーの料金改定

2018年10月16日、ANEELは、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスの2018年10月22日付け暫定的料金改定を承認した。

これは、高電圧の顧客の料金が26.52%、低電圧の顧客の料金が15.31%上昇したことを考慮すると、顧客に対して平均18.54%の引き上げを行うものである。

エネル・ディストリビューソォン・サン・パウロ（旧エレトロパウロ）の料金改定

2018年７月４日、ANEELは、エネル・ディストリビューソォン・サン・パウロの2018年10月22日付け暫定的料金改定を承認した。

結果として、経済的調整10.5%、財政的調整5.9%からなる平均16.4%の引き上げとなった。

これは、高電圧の顧客の料金が17.7%、低電圧の顧客の料金が15.1%上昇したことを考慮すると、顧客に対して平均15.8%の引き上げを行うものである。

電気自動車の充電

2018年決議第819号により、ANEELは、電気自動車の充電に関するルールを策定した。

販売会社は、その委託地域において、電気自動車用の公共充電ステーションを自律的に設置し、最も適切な料金カテゴリーに分類することができる（高電圧及び中電圧の顧客にはグループ料金、低電圧の顧客にはグループＢ３料金）。

稼働中の充電ステーションは、決議第581/2013号に規定されたアンシラリー業務の遂行条件に基づき自由交渉型料金を設定することで、収益を生むことができる。

民間の充電ステーションを設置する意思のある顧客は、配電業者が公共施設への接続に必要な調整を行えるよう、事前に通知しなければならない。

公共の充電ステーションは、通信、モニタリング及び遠隔制御を可能にするため、あらゆる接続規格と互換性がなければならない。

電気自動車の充電ステーションは、配電業者が設定したルール及び基準、並びにANEELの規則を含む、所管当局が策定したルール及び基準を遵守しなければならない。

電気自動車は、送電網に対する配電、及びその結果としての電力報酬システムへの参加を禁止されている（決議第482号）。

公開ヒアリング60/2018

ANEELは、低電圧メーターからのデータの測定、抽出及び処理のモニタリングに関する規制を完成させるため、さらなる意見及び情報を収集する目的で、公開ヒアリングの実施を決定した。意見及び情報受付の最終日は、2019年２月18日であった。

公開ヒアリング46/2018

公開ヒアリング46/2018の第１段階は、2018年10月４日から12月３日まで、電力供給の継続性に関する規制の完成及び改訂を可能にし、下記の点に対処することでサービスの質の向上を促すため、さらなる意見及び情報を収集する目的で実施された。

・サービス中断に対して顧客に支払われる補償の決定
・料金の改定
・サービス継続性指標の構築

公開ヒアリングの第２段階は、2019年上半期に実施される予定である。

2018年12月27日付け法令第9642号

ANEELは、累積的割引率の適用を禁止し、顧客にとって最も有利な料金が請求されるよう求めた。

再生可能エネルギー

ANEELは、非従来型再生可能エネルギー発電所の容量目標を達成するため、計画に責任を負う国営エネルギー関連調査会社（EPE）が策定した開発及び投資計画を考慮して、各種技術別に異なるオークションを行う。

チリ

配電

2018年規制計画

2018年１月12日付け免除決議第20号により、電力サービス全般に関する法律第72-19条の規定に従い、規制当局CNEは、2018年に対応した技術的解決の準備及び開発に向けた年間作業プログラムを公表した。この文書には、CNEの2018年規制作業計画の一般的ガイドライン及び計画優先順位、並びに2017年の計画から停止されている規制手続で2018年も引き続き整備されるものが明記されている。

2019年規制計画

2018年12月10日付け免除決議第790号により、電力サービス全般に関する法律第72-19条の規定に従い、規制当局CNEは、2019年に対応した技術的解決の準備及び開発に向けた年間作業プログラムを公表した。この文書には、CNEの2019年規制作業計画の一般的ガイドライン及び計画優先順位、並びに2018年の計画から停止されている規制手続で2019年も引き続き整備されるものが明記されている。

2018年に公表されたルール

以下のルールは、2018年、チリの電力セクターにおいて公表されたものである。

・専門家グループ向けのルール。2018年１月５日、エネルギー省は、官報において専門家グループ向けの新しいルールを公表した。これらのルールは、専門家グループの運営、資金調達及び権限について規定し、適切な機能に必要な手続を確立する。
・電力コーディネーター向けのルール。2018年４月３日、国の電力システムの独立コーディネーター向けのルールを承認した。これらのルールは、国の電力システムの独立コーディネーターの組織、構成及び機能を規定し、その機能を適切に実施するために必要な手続を確立することを目的とする。
・アンシラリーサービス並びに電力の貯蔵及び配送の安全保障のためのルール。2018年６月12日、エネルギー省は、発電所、輸送、アンシラリーサービスの提供、貯蔵システム及び配電に関する安全保障基準を承認した。

送電網開発計画－2018年

2018年の年間送電計画において、CNEは、電力法第91条の規定に従い、全ての利害関係者に対し、送電網拡大プロジェクトに関する提案を行うフェーズ（2018年４月30日まで）に参加するよう勧誘した。勧誘には、2018年４月30日まで提案を提出できると明記されている。当該プロセスの各フェーズが終了すると、CNEは2018年11月14日、2018年に対応する送電網年間拡大計画を含む中間技術報告を公表した。

2018年－2022年エネルギー計画

2018年４月10日付け官報における公表により、エネルギー省は、2018年から2020年の期間に係る長期エネルギー計画を承認した。これは、法律第20936号の規定に基づく第１回エネルギー計画プロセスに相当する。この計画に拘束力はなく、電力法第83条に従って５年ごとに更新しなければならない。

法律第21076/2018号－メーターの取外し及び交換に関する要件

2018年２月27日、法律第21076号が官報にて公表された。これは、電力法を改正し、不可抗力により使用不能となったメーターの取外し及び交換に際して、配電業者に費用を負担するよう求めるものである。同法唯一の条文には、メーターは配電ネットワークの一部であり、メーターの修正が電力供給網の要件に基づいている範囲において、その所有権の帰属を修正する、と明記されている。

2020年から2023年の期間における送電料金の決定

2020年から2023年までの期間における送電料金の設定プロセスの一環として、送電サービス・システムの資格審査プロセス、送電設備の耐用期間の決定、並びに送電設備の増強分析のための技術及び事務データベースの確立が、現在全て進行中である。

2020年から2023年までの期間における送電システム構造の資格審査プロセスを目的として、CNEは、送電設備をセグメント（国、地域圏及び専用）別に特定する中間技術報告を含む、2017年12月29日付け免除決議第771号を公表した。利害関係者（市民参加者名簿に正式に記載されている者）は、2018年１月初めにこの報告に対する意見を提出した。その後、CNEは、2018年２月13日付け免除決議第123号により、最終的な技術報告を発表した。規制に明記された各フェーズの完了後、利害関係者は、公開ヒアリングを通して専門家グループに異議を述べる。

このプロセスにおいて、専門家グループは、指摘された相違点を分析及び調査する枠組みにおいて、CNEに追加の情報を請求した。この請求の結果、CNEは、資格審査方法の適用に矛盾を発見し、当該プロセスを無効とする行政手続を開始した。2018年９月４日、CNEは決議第613号を公表し、既に実行されたフェーズを無効とし、公表した中間技術報告を破棄した。その結果、CNEは2018年10月５日、決議第673号により、登録利害関係者の所見を組み込んだ新しい中間技術報告を発表した。その後、2018年11月21日付け決議第761号により、CNEは、2020年から2023年の期間に係る送電システム構造の資格審査について、最終的な技術報告を発表した。このプロセスの各フェーズの完了後、利害関係者は専門家グループに所見を提出した。

2018年３月15日付け決議第212号により、CNEは、送電設備の耐用年数の決定プロセスについて、中間報告を発表した。利害関係者（市民参加者名簿に正式に記載されている者）は、専門家グループに所見を提出し、ギャップ分析プロセスに参加した。2018年６月５日、CNEは、決議第412号によって耐用年数を決定した最終的な技術報告を承認した。最後に、送電設備の増強分析のための技術及び事務データベースを確立するため、CNEは、2017年12月29日付け決議第769号により、中間技術及び事務データを公表した。より一般的には、この文書には、送電料金の調査を規定するプロセスが明記されており、２種類の調査（１つは国、１つは地域圏及び専門的構造向け）の提出物を確定する等全ての送電料金の調査実行ルールが策定されている。法律に基づき、利害関係者（市民参加者名簿に正式に記載されている者）は、2018年１月初め、この文書の草稿に関する要望及び所見を提出した。その後、CNEは、最終的な技術報告を含む2018年２月13日付け決議第124号を発表した。規制に明記された各フェーズの完了後、利害関係者は、公開ヒアリングを通して専門家グループに追加の所見を提出した。正式なデータベースの承認は、前述の設備の資格審査プロセスの完了を条件とする。

ペルー

2018年に行われた規制の変更

大統領令第005-2018-EM号は、大統領令第026-2016-EM号を改定し、卸売市場（MME）への参入、提供される保証、MMEからの不遵守による脱退又は排除に係る特定の側面をより明確にした。

大統領令第017-2018-EM号は、緊急事態における天然ガスの調達を含む配給制度を確立した。緊急事態とは、国内市場において天然ガスが全面的又は部分的に欠如している状態と定義されており、エネルギー鉱山省が公式に宣言する。

大統領令第022-2018-EM号（大統領令第026-2018-EM号により改正された。）は、公開オークションにおいて行われた入札による契約に対する修正案の評価方法を確立するため、大統領令第052-2007-EM号により承認された電力調達入札について規定したルールを改訂した。

規制対象外の顧客市場：料金改定

ペルーにおいては、配電料金（*Valor Agregado de Distribución*－VAD）は４年ごとに設定される。しかしながら、2015年に法令第1221号によって承認された改革を実施するのに１年を要したため、直近の期間は５年続いた。

2018年、2018年から2022年の期間に係るエネル・ディストリブシオン・ペルーのVAD設定プロセスが完了した。通常、料金が一旦設定されると、当該プロセス（2013年から2017年）の開始前に同社から受領した年間収益は確保される。

コロンビア

2018年に行われた規制の変更

２月、2018年決議第CREG 030号が発表された。これは、非従来型再生可能エネルギー資源（FNCER）を使用する小規模の自己発電業者（１MW以下）、大規模な自己発電業者（５MW以下）及び分散型発電業者（0.1MWと定義されている。）向けに、簡素化された承認プロセスを定めるものである。

2018年３月、2018年鉱業エネルギー省令第0570号が公布された。これは、エネルギーの使用に関する長期的な公共政策ガイドラインが根拠とするものである。同省令の目的は、リスクの分散を通じて発電マトリクスの柔軟性を高めること、新しい及び既存のプロジェクトを通じて価格決定の競争力及び効率性を向上させること、利用可能な再生可能資源を使用して気候変動の影響を軽減すること、国のエネルギー安全保障を強化すること、COP21の義務に従って温室効果ガス排出量を削減することである。

この省令から前進し、鉱業エネルギー省は、2018年８月に決議第40791号及び第40795号を発表した。これは、国のエネルギー・マトリクスの強化、統合及び分散を可能にする公共政策の規制サイクルを最終決定し、第１回長期電力入札において同様の歴史的結果を達成するものである。

2018年決議第41307号及び第41314号を通じて、鉱業エネルギー省は、第１回長期電力オークションを公式に開始した。これは、2019年の最初の数ヶ月で終了する予定で、エネルギー・マトリクスの多様化、統合及び競争力の強化によって、気候変動性に対する柔軟性を高め、二酸化炭素排出量の削減に貢献し、エネルギーの安全保障を確保することを目指している。

入札においては、平均期間12エネルギー年の年間長期契約を通じて、１年に1,183,000MWhが獲得される。契約に基づく引渡しの開始日は、2021年12月１日の予定である。

規制対象外の顧客市場：料金改定

2018年２月、規制委員会は、新しい料金期間の配電報酬方法を確定する2018年決議第CREG 015号を公表した。これは、投資計画の提出、営業費用及びメンテナンス費用の報酬に基づいて既存資産ベースの報酬を決定し、損失の削減及びサービスの質向上の目標を設定するものである。

配電業者が提出した意見に対して、2018年７月、決議第CREG 085号が発表された。これは、決議第CREG 15号のいくつかの規定を明確にし、訂正するものである。2019年の新しい配電料金は、新しい方法を使用して承認される見込みである。

2018年９月、規制委員会は、2018年決議第CREG 114号を公表した。これは、満たすべき原則及び一般条件を規定し、規制市場のユーザーが支払わなければならない料金要素に配電業者の費用を組み込めるようにするものである。

北米及び中米

合衆国

連邦レベル

2018年６月、米国電力市場における政府の行動について記述したエネルギー省の覚書がメディアに流出した。この覚書は、石炭発電所及び原子力発電所の廃止を妨げること（覚書の筆者によれば国の安全保障上の理由から必要となる可能性がある。）を目的に、石炭発電所及び原子力発電所の財政を２年間安定させる不特定の連邦政府の措置を正当化しようとするものであった。これらの行動が実行された場合、石炭発電所及び原子力発電所の閉鎖が遅れることで、いずれかの分野において新しい再生可能エネルギー・プロジェクトの市場に食い込むおそれがある。

トランプ政権は2018年、オバマ政権時代のクリーンパワー計画（CPP）に代わるクリーン・エネルギー適正化（ACE）ルールを制定した。これは、温室効果ガス排出量をエネルギーセクター別に規制する完全なプログラムである。排出量の削減要件の基礎をセクター全体（新しい再生可能エネルギー技術を含む。）に置くのではなく、ACEは個々の発電所ごとに効率性向上を求めるに留まる。

州レベル

2018年９月、カリフォルニア州知事ジェリー・ブラウンは、同州の再生可能エネルギー利用割合基準（RPS）を加速させる法案に署名した。これは、州の電力需要につき、2030年までに60%を再生可能資源から、2045年までに100%を二酸化炭素排出量ゼロの電源から満たすことを求めるものである。

メキシコ

再生可能エネルギー

エネルギー省は、企業が2018年から2022年までの年間に達成しなければならない、クリーン・エネルギー証書の要件を発表した。具体的には2018年に5.0%、2019年に5.8%、2020年に7.4%、2021年に10.9%、2022年に13.9%である。

エネルギー規制委員会（CRE）及び電力連邦委員会（CFE）は、規制料金の計算方法及び2018年の料金を発表した。それらは毎年見直される予定である。

2018年第１四半期、最新の卸売市場ハンドブックが公表され、エネルギー事務局からCREに権限が委譲された。公表されたハンドブックのうち最も重要なものは、発電所及び給電所の相互接続及び接続に関して、2015年から適用されている複数の相互接続基準について財務保証を計算する新たな方法を定めるものである。開発中の全ての新プロジェクトは、新しいハンドブックに準拠する。

第２四半期、市場ルール諮問委員会が設置された。

エネル・グループは、４つの委員会のうち３つに参加した。

・卸売市場
・市場における運営
・遺産契約
・送電網開発

市場ルールを検討し、その改善策を提案するため、複数の作業部会が設置されている。

同じ期間中、2018年から2034年にかけての国家電力システム開発プログラム（PRODESEN）が公表された。

2018年第４四半期、行政改革の結果、エネルギー事務局は、電力産業法に明記されたサービスの規制料金設定についてCREと協調しなければならない。

従前、これはCREが単独で行っていた。規制料金には、送電、配電、SSBの運営、CENACEの運営、規制接続サービス、発電費用及び関連費用（容量報酬－CEL等）が含まれている。

パナマ

再生可能エネルギー

エネルは、運営委員会において、20MW水力発電会社の代表として、２年間の任期を開始した。この委員会の主な機能は、全国統合システムの運用に関する問題に取り組むことであり、電力セクターにおいて業務を行う各会社の代表者によって構成される。エネルは同委員会に積極的に参加しており、商業慣行、運営規則及びシステム運用のスケジュール方法をいかに変更するかについて、提案を行っている。

2018年第１四半期、リスク回避曲線（フォルチュナ盆地における貯蔵）が見直され、湖水のより効率的な利用が可能となった。

一方、大口顧客に使用するメーターの最低要件も見直された。発電会社と電力提供契約を締結する際、大口顧客は、配電業者のメーターを使用することを選択し、市販の電力測定システムを購入する費用負担を避けることができる。これにより、大口顧客のステータス取得が促進され、発電業者間の競争状況が改善されると思われる。

2018年第２四半期、政府は、電力セクターに関する法律第６号を改正する法案を提出した。改正案には、国営送電会社の経営を簡素化するため、電力の販売及び計測に責任を負う新たな会社を電力市場に創設することが含まれている。エネル及びその他の市場参加者は、積極的に協議に参加している。現在、これらの変更の実施は延期されている。

2018年第４四半期、規制当局は、新たな電力料金ルールを承認した。

グアテマラ

再生可能エネルギー

2018年第３四半期、配電業者エンプレーサ・エレクトリカ・デ・グアテマラに向けた５年料金ルールが設定された。

第４四半期、配電調整、市販の計測システム及び電力の輸入に関する新たなルールが承認された（NCC-10及び14）。

中米地域電力市場（MER）

2018年第１四半期、中米地域電力市場（*Mercado Eléctrico Regional*－MER）の機関による第２回総会が開かれた。MER幹部は、当該市場のガバナンスを分析するために会議を行っている。

2018年、MERの運営委員会は、当該市場にメキシコを統合する方法について検討を開始した。

2018年12月31日付けで詳細な補完プロセス（PDC）は適用を終了し、2019年１月１日付けで発効するMER規則（RMER）がこれに取って代わる。

アフリカ、アジア及びオセアニア

南アフリカ

南アフリカは、2010-2030年統合資源計画に定められた長期エネルギー戦略に基づき、2030年までに再生可能発電設備容量を17.8GWとする目標を承認した。かかる目標の達成に用いられる主な手段は、再生可能エネルギー独立発電業者調達プログラム（Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme (REIPPPP)）であり、これは、2014年から2020年にかけて新たな再生可能発電容量約13GWを設置することを目指して2011年に開始されたオークション・システムである（40MW未満の水力発電、集中型太陽熱発電及び太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、バイオガス発電及びランドフィルガス発電）。現在、最初の４つのラウンドは既に開催されている（5,000MW超の容量が付与された。）。2015年に、新たなラウンド（優先ラウンド又はラウンド4.5と呼ばれる。）が追加され、追加的な1,800MW（まだ割り当てられておらず、おそらく中止される。）について開催された。

2018年８月、2018年統合資源計画が協議のため公表された。同計画は、2030年までの国の電力セクター開発戦略を定めた長期計画である。新たな草案では、風力発電及び太陽光発電の開発容量目標を、計画の前バージョンと比較して、ほぼ完全な風力（11.4GW）及び太陽光（８GW）の19.4GWに引き上げられた。この容量は、既に稼働中又はREIPPPPに基づき決定済みのものを含めた累積的なものである。また新しい計画には、分散型電源（１－10MW）向けの個別の容量（年間200MW）の割当ても含まれている。国民の意見の聴取プロセスは、2018年12月に終了した。同国のエネルギー政策の重要性を考慮すると、統合資源計画（修正の可能性を含む。）の最終的な公布予定は、2019年５月に開催される予定の国政選挙に大きく左右されるだろう。

2019年、統合資源計画の公布後、新たなオークション（REIPPPPのラウンド５）が当初の予定どおり行われる可能性がある。

技術及び財務面に関して検討される事前資格審査段階の後、資格のあるプロジェクトが、買値（比重70%）及びプロジェクトの経済開発項目（比重30%）という２つの基準に基づき選ばれる。後者は、同国の経済開発に着目した一連のパラメーターに基づいており、地域的項目及び南アフリカ人、とりわけ非白人の雇用創出を含んでいる。

入札獲得者は、国の公益電力事業体であるEskomと20年の電力販売契約（PPA）が付与され、Eskomの支払は政府により保証されている。

インド

インドは、29の州から成る連邦共和国であり、そのそれぞれが様々な部門において個別の責任を負い、また電力部門においては連邦政府と共同責任を負っている。

新・再生可能エネルギー庁（MNRE）は、国レベルの再生可能エネルギーの発展についての政策を定め、実施している。同庁に加えて、電力市場は、連邦レベルで中央エネルギー規制委員会（CERC）（ガイドラインと基本料金を設定する。）により監督され、州エネルギー規制委員会（SERC）（州レベルでそれらを実施する。）によっても監督されている。

2015年、ナレンダ・モディ首相率いる政府は、再生可能エネルギーの容量を2022年までに175GWとする目標（太陽光から100GW、風力から60GW、その他のテクノロジーから約15GWを含む。）を承認した。この野心的な目標は、2015年の気候変動についてのパリ協定をインドが批准した2016年10月にさらに引き上げられ、2030年までに、二酸化炭素排出量を2005年のレベルから33-35%削減すること（各国削減目標（INDC））及び設備容量の40%は非化石資源から発電することを確保することを約束した。

再生可能エネルギーセクターは、各州が新容量の展開について独自の規制政策を立てているため、大いに分裂している。原則として、各州は、再生可能資源から発電される電力の割合について、再生可能電力買取義務（RPO）と呼ばれる年間義務を設定している。州の配電会社は、再生可能エネルギーの購入若しくは生成又は再生可能エネルギー証書（REC）の購入によりRPOを果たさなければならない。RPOは国レベルで、2022年までに配電業者による販売の21%まで段階的に引き上げるよう設定されている。各州は、再生可能エネルギー発電の国家目標を達成するため、国のRPOに最大限参加しなければならない。

再生可能エネルギーは、オークションを通じて購入されなければならない。太陽光発電について2010年以降、風力に関しては2017年以降利用されており、主にソーラー・エナジー・コーポレーション・インディア（SECI）により監督されている。

通常、オークションの入札獲得者は、SECI又は電力取引会社（PTC）と固定料金での25年の電力購入契約（PPA）を締結することができ、SECI又はPTCは、電力販売契約（PSA）を通じて州の配電会社に電力を販売する。

インドにおいては、オークション参加者に課される料金制限が極めて厳しいため、2018年には数回のオークションが売り出された容量に届かず中止となったものの、オークションは頻繁に行われている。2018年には、水上太陽光発電所、海上風力発電所及び風力・太陽光のハイブリッド発電所についても、オークションが行われた。PPAは、個人の顧客と締結することも可能である。

2018年、2022年３月31日までに稼働を開始した太陽光発電所及び風力発電所は、25年間、州間送電手数料及び損失を免除されることが確定した。

電力法は、現在、改正作業中である。電力省が行った提案は、運搬手数料を削減すること、州に対し国のRPOを遵守するよう求めること、再生可能エネルギー発電所の発電ライセンス取得及びアンバンドリング配電の義務を免除すること等である。

アンシラリーサービスの規制も改正作業中であり、当該サービス購入にオークションを実施することが提案されている。

モロッコ

モロッコは、政治的に比較的安定した立憲君主制であり、経済は右肩上がりに成長中である。

モロッコの電力セクターは、エネルギー依存性が高い。エネルギー調達の90%超が、石炭、ガス及び石油の輸入の形で行われている。しかしながら、最近数年間、モロッコは、外国市場に対する依存度を下げながら、再生可能エネルギーの役割の拡大を目指す、一連の規制を承認している。

2009年、政府は、2030年までの国家エネルギー政策目標を定めた、新しい国家エネルギー戦略（NES）を採用した。再生可能エネルギーの開発はこの政策の主要な要素であり、2020年までに設備総容量の42%、2030年までに52%とすることを目標としている。これらの野心的な目標を達成するため、モロッコ政府は2010年、法律第13-09号を制定した。これは、原則として、独立系発電事業者（IPP）に発電及び電力の輸出を認めるものである。

さらに、規制枠組みは、2015年、法律第58-15号によって完成された。これにより、高電圧太陽光及び風力発電所向けの（その後中電圧及び低電圧にも拡大）ネットメータリング制度が導入され、民間事業者は自己の余剰電力を年間発電量の20%まで送電網に売却することが可能となった。しかしながら、このオプションは適切な法律を制定して実施されるはずであったが、かかる法律は未だ公布されていない。

新しい規制枠組みは、単一の購入者（モロッコ国営電力・水道公社 Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable－ONEE）及び配電業者のいる規制市場とともに、IPPSがONEE又はエンドユーザーと直接電力販売契約について交渉できる自由市場も存在する「ハイブリッド」市場モデルについて規定している（施行法がないため、このオプションは目下、高電圧顧客に関してのみ行使される）。

市場の実行及び適切な機能の監督作業は、2016年法律第48-15号により、電力規制当局（ANRE－国営電力規制機関 Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité）に付与されている。ANREの代表は2018年８月に任命されたが、未だに稼働していない。

調達に関しては、再生可能エネルギーを促進するためにオークション・システムが使用されている。具体的には、2009年及び2010年、２つのプログラムが開始された。すなわち、モロッコ太陽光発電計画及び統合風力発電計画であり、それぞれ２GWの太陽光容量及び風力容量を開発することを目標とし、それぞれモロッコ太陽エネルギー庁（MASEN）及びONEEの管理下にある。いずれの計画にも、太陽光については25年、風力については20年の、MASEN/ONEEとの電力販売契約が定められている。

再生可能エネルギーに関する法律の改正作業が進められている。当年中、主要なステークホルダーと数回の協議が行われた。改正により、IPPによる中電圧グリッドの利用、及びエンドユーザーの需要を超えて発電された電力の販売について、規制枠組みが改善される見込みである。改正は2019年に完了する予定である。

2018年９月、国王ムハンマド６世は、エネルギー構成における再生可能エネルギーの目標を、2030年までの現在の目標52%よりも引き上げるよう上方修正を要請した。

オーストラリア

オーストラリアは、６つの州及び２つの特別地域からなる連邦立憲君主制国家である。電力セクターは、連邦及び州の両方の政策により規制されており、様々な機関の監督下にある。中央レベルの主要な規制機関は、全豪政府間協議会（COAG）（エネルギー政策の進展を指導する連邦及び州のエネルギー省により構成されている。）、豪州エネルギー規制委員会（AER）（実用面での規制を行う。）、豪州エネルギー市場委員会（AEMC）（規制策定機関であり市場の展開につき責任を有する。）、豪州エネルギー市場オペレーター（AEMO）（システム及び市場のオペレーターである。）、クリーン・エネルギー規制局（CER）（グリーン証書の管理につき責任を有する。）である。各州はそれぞれ独自の規制機関を有している。

電力システムは、全国電力市場（NEM）（人口のほぼ90%が居住する東部を対象とする。）及び卸電力市場（WEM）（西部の、比較的小規模の市場）の２つの主要な市場にわけられる。NEM及びWEMとも、仕組みは若干異なるが、電力のスポット市場として機能しており、発電業者及び供給業者から、エンドユーザー（小売業者）及び大規模の商業顧客の間の取引を促進している。

オーストラリアは、以下の２段階から稼動される再生可能エネルギー目標（RET）計画を立てている。

・大規模再生可能エネルギー目標（LRET）：2015年に設定され、2020年までに発電量33,000GWh(需要の約23%)を目指すものであり、2030年までこのレベルが維持される。LRETは、再生可能エネルギー発電所向けの奨励金を設定しており、再生可能エネルギー発電所は大規模発電証書（LGS）を発行することができ、それを小売業者に販売する。小売業者は、エンドユーザーに販売する電力のうち一定割合（現在約20%）と同等のLGSを購入しなければならない。

・小規模再生可能エネルギー計画は、小規模再生可能エネルギーシステム（主に、屋上太陽光パネル）を設置する一般家庭及び小企業に対する奨励金を設定しており、一般家庭及び小企業はそのシステムについて小規模テクノロジー証書（STC）を受領することができる。小売業者はまたこれらのSTCを一定金額で購入しなければならない。

州は独自の再生可能エネルギー政策を立てており、うちいくつかの州は連邦レベルよりも野心的な目標を設定しており、グリーンエネルギーのサポートプログラムを近年導入した。州の再生可能エネルギー目標は、例として、以下のものがある。

・ヴィクトリア州：2020年までに電力の25%、2025年までに40%（約3.3GW）を再生可能資源から発電すること。その一部は2017年に開始されたオークションで調達する。

・クィーンズランド州：2030年までに50%を再生可能資源から発電すること。

・南オーストラリア：2025年までに50%を再生可能資源から発電すること。

オーストラリアの規制上の枠組みは急速に進化しており、石炭燃料発電所が次第にすたれ、少しずつガス火力発電所及び再生可能エネルギー発電所に取って代わられている国において、電力システムの安全性を維持することを主たる目的としている。

2017年末に、連邦政府は、主に電力システムの安全性及び信頼性、顧客向け価格並びに排出量削減について取り組むNEM向けの新政策を採用した。全国エネルギー保証（NEG）と呼ばれる新政策に基づき、小売業者は、以下のために適した組み合わせの資源を購入しなければならない。

・「信頼性保証」：負荷制御可能なエネルギーを適正量確保する

・「排出量保証」：オーストラリアの国際的なコミットメント（2005年比で2030年までに排出量を26-28%削減）に従って排出量を削減する

NEGは、2018年８月にはほぼ確定していたが、突然の政策変更によって延期された。排出量保証に関する部分は否決され、信頼性保証に関する部分はゆっくりと前進しつつあるが、その方法は未定である。2018年末、政府は、新規発電投資引受（UNGI）と呼ばれる新しいプログラムを導入した。これは、従来の化石燃料源からの発電を促進しているように見えるが途切れることのない新たな発電資源のため、又は既存資産の耐用期間延長のための譲歩が存在する。

2019年は連邦選挙が行われる予定で、その結果は同国のエネルギー政策の方向性を大きく左右する。

4【関係会社の状況】

(1)親会社

該当なし。

(2)子会社及び関連会社

2018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、2018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			100.00%
子会社:								
(カタルド)ハイドロ・パワー・アソシエーツ ((Cataldo) Hydro Power Associates)	ニューヨーク (ニューヨーク)	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%
ソシエタ・ディ・スヴィルッポ・レアリザッツィオーネ・エ・ジェスティオーネ・デル・ガスドット・アルジェリア・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のエンジニアリング	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	17.65%	17.65%
3-101-665717・エスエー (3-101-665717 SA)	コスタリカ	コスタリカ	10,000.00	コスタリカコロン	再生可能資源からの発電	ピーエイチ・チュカス・エスエー	100.00%	65.00%
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(ピーティーワイ)エルティーディー (Aced Renewables Hidden Valley (pty) Ltd)	-	南アフリカ	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(ピーティーワイ)エルティーディー カルザ・ウィンド・ファーム・コミュニティ・トラスト・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー ペレ・グリーン・エナジー・カルザ・ピーイーイー・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00% 5.00% 35.00%	60.00%
アクティベーション・エナジー・リミテッド (Activation Energy Limited)	-	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)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	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%

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 %
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	500,000.00	ユーロ	貿易網の設計、構築及び経営	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	33.33%	33.33%
アガシズ・ビーチ・エルエルシー (Agassiz Beach LLC)	ミネソタ	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 (Agatos Green Power Trino)	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・エネルギー・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	エンデサ・ディストリビュシオン・エレクトリカ・エスエル	16.67%	11.69%
アグイロン・20・エスエー (Aguilon 20 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)	リオデジャネイロ	ブラジル	15,061,880.00	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	99.99% 0.01%	100.00%
アルバニー・ソーラー・エルエルシー (Albany Solar LLC)	デラウェア	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)	-	ニカラグア	6,180,150.00	ニカラグアコルドバ	-	ダニエル・ハージ・アブムラド エステサ・ホールディング・コープ フランシスコ・ザビエル・ラカサ・フエルテス ユフィネット・ラタム・エスエルユー	0.10% 49.90% 0.10% 49.90%	10.68%
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・リミターダ	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)	バレンシア	スペイン	3,010.00	ユーロ	発電所の管理及び維持	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	貿易網の設計、構築及び経営	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50.00%	50.00%
アルヴォラーダ・エネルジア・エスエー (Alvorada Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	17,117,415.92	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（エネル・ディストリビュシオン・リオ・エスエー） (Ampla Energia e Serviços SA (Enel Distribución Río SA))	リオデジャネイロ	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	99.79%	54.09%
アナンデール・ソーラー・エルエルシー (Annandale Solar LLC)	デラウェア	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 (Apiacàs Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	21,216,846.33	ブラジルレアル	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%
アクエナジー・システムズ・エルエルシー (Aquenergy Systems LLC)	グリーンビル（サウス・カロライナ）	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	発電	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)	タラゴナ	スペイン	19,232,400.00	ユーロ	発電所の管理及び維持	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	85.41%	59.87%
アソネット・エスアールエル (Athonet Srl)	トリエステ	イタリア	60,946.48	ユーロ	-	エネルX・エスアールエル	16.00%	16.00%
アットウォーター・ソーラー・エルエルシー (Atwater Solar LLC)	デラウェア	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%

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 %
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 (デラウェア)	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)	デラウェア	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)	デラウェア	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
オータム・ヒルズ・エルエルシー (Autumn Hills LLC)	デラウェア	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 (ハリヤナ)	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：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	76.56%
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)	ハリヤナ	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%	76.56%
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)	ハリヤナ	インド	100,000.00	インドルピー	-	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 (ハリヤナ)	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) サンディー・ケラ氏	99.90% 0.10%	76.48%
アイセン・エネルジア・エスエー (Aysén Energía SA) (清算中)	サンティアゴ	チリ	4,900,100.00	チリペソ	電力業務	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	51.00%	29.55%
アイセン・トランスミッション・エスエー (Aysèn Transmisión SA.) (清算中)	サンティアゴ	チリ	22,368,000.00	チリペソ	発電及び電力販売	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	51.00%	29.55%
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 (バーモント)	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・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%
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%
ビーバー・フォールズ・ウォーター・パワー・カンパニー (Beaver Falls Water Power Company)	フィラデルフィア (ペンシルバニア)	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	ビーバー・ヴァレー・ホールディングス・エルエルシー	67.50%	67.50%
ビーバー・ヴァレー・ホールディングス・エルエルシー (Beaver Valley Holdings LLC)	フィラデルフィア (ペンシルバニア)	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ビーバー・ヴァレー・パワー・カンパニー・エルエルシー (Beaver Valley Power Company LLC)	フィラデルフィア (ペンシルバニア)	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 (Belomechetskaya)	モスクワ	ロシア	3,010,000.00	ロシアルーブル	火力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・ルス・エルエルシー	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・リバー・ハイドロ・アソシエーツ (Black River Hydro Assoc)	ニューヨーク (ニューヨーク)	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・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	75.00% 25.00%	62.50%
ビーエルピー・ヴァーユ (プロジェクト1) プライベート・リミテッド (BLP VAYU (PROJECT 1) PRIVATE LIMITED)	ハリヤナ	インド	7,500,000.00	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%	76.56%

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 %
ビーエルピー・ヴァーユ（プロジェクト2）プライベート・リミテッド (BLP VAYU (PROJECT 2) PRIVATE LIMITED)	ハリヤナ	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%	76.56%
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%	76.56%
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)	リオデジャネイロ	ブラジル	2,000,888.00	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	99.99% 0.01%	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（マサチューセッツ）	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	バンカル・セルヴィシオス・インテグラレス・エスエル エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	49.00% 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（アイダホ）	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・グリーン・パワー・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（ユタ）	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・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	75.92% 24.08%	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%	21.40%
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（カンザス）	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・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)	カルガリー（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%
ブンガラ・ワン・フィンコ・ピーティーワイ・エルティーディー (Bungala One Finco Pty Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000.00	豪ドル	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%	50.00%
ブンガラ・ワン・オペレーション・ホールディング・トラスト (Bungala One Operation Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	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)	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・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)	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%	50.00%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ・トラスト (Bungala One Operations Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	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%	50.00%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ピーティーワイ・エルティーディー (Bungala One Property Pty Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000.00	豪ドル	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%	50.00%

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 %
ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング・ピーティーワイ・エルティーディー（Bungala One Property Holding Pty Ltd）	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	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・ホールディング・トラスト（Bungala One Property Holding Trust）	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	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）	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%	50.00%
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）	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%	50.00%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング・ピーティーワイ・エルティーディー（Bungala Two Operations Holding Pty Ltd）	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	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・トゥー・オペレーションズ・ホールディング・トラスト（Bungala Two Operations Holding Trust）	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	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）	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%	50.00%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・トラスト（Bungala Two Operations Trust）	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	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%	50.00%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング・ピーティーワイ・エルティーディー（Bungala Two Property Holding Pty Ltd）	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	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・トゥー・プロパティ・ホールディング・トラスト（Bungala Two Property Holding Trust）	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	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）	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%	50.00%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・トラスト（Bungala Two Property Trust）	シドニー	オーストラリア	1.00	豪ドル	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%	50.00%
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）	ロンバーディー・イースト	南アフリカ	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%
カナストータ・ウィンド・パワー・エルエルシー（Canastota Wind Power LLC）	ウィルミントン（デラウェア）	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
キャニー・リバー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー（Caney River Wind Project LLC）	トピカ（カンザス）	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	ロッキー・ケニー・ウインド・エルエルシー	20.00%	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）	アブランテス	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%
カロデックス（ピーティーワイ）エルティーディー（Carodex (Pty) Ltd）	ホートン	南アフリカ	116.00	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	98.49%	98.49%
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）	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%

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 %
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(アルバータ)	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%
セルグ・ディストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー(エネル・ディストリビューソォン・ゴイアス) (Celg Distribuição SA – Celg D. (Enel Distribuição Goiás))	ゴイアス	ブラジル	5,075,679,362.52	ブラジルレアル	送電、配電及び電力販売	エネル・ブラジル・エスエー	99.93%	54.19%
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	35,595,178,229.00	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%	21.83%
セントラル・ジェラドラ・フォトヴォルテイカ・ボム・ノム・エルティーディーエー (Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda)	バイーア	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	100.00%	100.00%
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 (Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA)	カウカイア	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%	54.23%
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	364,210.00	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 エネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	6.40% 1.30% 33.20%	13.76%
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 ヌクレノール・エスエー	23.57% 0.69%	16.76%
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(スロバキア共和国)	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(デラウェア)	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)	デラウェア	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・ブラック・リバー・エルエルシー (Chi Black River LLC)	ウィルミントン(デラウェア)	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・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(デラウェア)	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・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(デラウェア)	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

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 %
シーエイチアイ・オペレーションズ・インク (Chi Operations Inc.)	ウィルミントン (デラウェア)	米国	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・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.)	ウィルミントン (デラウェア)	米国	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・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 (デラウェア)	米国	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・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)	ウィルミントン (デラウェア)	米国	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・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)	リマ	ペルー	294,249,298.00	ヌエボソル	発電、電力販売及び送電	エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー	80.00%	36.27%
チサゴ・ソーラー・エルエルシー (Chisago Solar LLC)	デラウェア	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)	デラウェア	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)	デラウェア	米国	-	米ドル	再生可能資源からの発電	チショルム・ビュー・II・ホールディング・エルエルシー	100.00%	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)	オクラホマシティ (オクラホマ)	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%	50.00%
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 (デラウェア)	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%	50.00%
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)	デラウェア	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・エルエルシー	100.00%	50.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー (Cimarron Bend Wind Holding companys LLC)	デラウェア	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%	50.00%
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)	デラウェア	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%	50.00%
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)	デラウェア	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%	50.00%
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 (デラウェア)	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%
コデンサ・エスエー・イーエスピー (Codensa SA ESP)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	13,514,515,800.00	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	48.41%	26.25%
コジェネラシオン・エル・サルト・エスエル (Cogeneración El Salto SL)	サラゴサ	スペイン	36,060.73	ユーロ	電力及び熱エネルギーの熱電併給	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	20.00%	14.02%
コメルシアリザドラ・エレクトリカ・デ・カディス・エスエー (Comercializadora Eléctrica de Cádiz 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 (Compagnia Porto Di Civitavecchia SpA) (清算中)	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%

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 %
コンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ―コエルチェ（エネル・ディストリビュシオン・セアラ・エスエー） （Companhia Energética do Ceará - Coelce （Enel Distribución Ceará SA） ）	フォルタレサ	ブラジル	741,046,885.77	ブラジルレアル	配電	エネル・ブラジル・エスエー	74.05%	40.16%
コンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスル・エルティーディーエー―シーティーエム （Compañía de Transmisión 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%	54.23%
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 （Compañía Energética Veracruz SAC）	リマ	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%	54.23%
コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエー （Compañía Eólica Tierras Altas SA）	ソリア	スペイン	13,222,000.00	ユーロ	風力発電所	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	37.51%	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、施設、設備の検証	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 （Coneross Power Corporation Inc.）	グリーンビル（サウスカロライナ）	米国	110,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・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・ニューハンプシャー・エルエルシー （Consolidated Hydro New Hampshire LLC）	ウィルミントン（デラウェア）	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・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（デラウェア）	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（デラウェア）	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・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（デラウェア）	米国	550,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	81.82%	81.82%
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（デラウェア）	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・エオリカ・デ・サラゴサ・エスエル （Corporación Eólica de Zaragoza SL）	サラゴサ	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%
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）	ドーバー（デラウェア）	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ダナックス・エナジー（ピーティーワイ）エルティーディー （Danax Energy （Pty） Ltd）	ホートン	南アフリカ	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・ロックル・エスアールエル （de Rock ’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%
ディメンド・エナジー・ネットワークス・インク （Demand Energy Networks Inc.）	ワシントン	米国	171,689.00	米ドル	サービス	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
デピュラシオン・デスティラシオン・リシクラーヘ・エスエル （Depuracion Destilacion 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%

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 %
デサロージョ・デ・フュエルザス・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%
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)	ワシントン(デラウェア)	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・マトリッツ・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・パンギプジ・エスエー	100.00%	61.93%
ディトリッヒ・ドロップ・エルエルシー (Dietrich Drop LLC)	デラウェア	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%
ディストリビュイドラ・エレクトリカ・デル・プエルト・デ・ラ・クルズ・エスエー (Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SA)	テネリフェ	スペイン	12,621,210.00	ユーロ	電力の購入、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・インヴェルソラ・エスエー (Distrilec Inversora SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	497,610,000.00	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%	27.93%
ドッジ・センター・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー (Dodge Center Distributed Solar LLC)	デラウェア	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・リノバビル・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・デ・アールエル・デ・シーヴイ (Dominica Energía Limpia S de RL 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)	デラウェア	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	35.00%	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)	デラウェア	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・ディストリビューティ・バナト・エスエー (E-Distribu□ie 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・ドブロジャ・エスエー (E-Distribu□ie Dobrogea SA)	コスタンザ	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%
イーストウッド・ソーラー・エルエルシー (Eastwood Solar LLC)	デラウェア	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・ディストリビューティ・ムンテニア・エスエー (E-distribu□ie 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・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー (e-distribuzione SpA)	ローマ	イタリア	2,600,000,000.00	ユーロ	配電	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
イージーピー・バイオ・エネルジー・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(デラウェア)	米国	1,000.00	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

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 %
イージーピー・マグダレナ・ソーラー・エスエー・デ・シーヴイ (Egp Magdalena Solar SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	再生可能エネルギー	エネル・リノバビル・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%
イージーピー・ネバダ・パワー・エルエルシー (Egp Nevada Power LLC)	デラウェア	米国	-	米ドル	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピー・ソルト・ウェルズ・ソーラー・エルエルシー (EGP Salt Wells Solar LLC)	デラウェア	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 ・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)	デラウェア	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 ・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)	ウィルミントン(デラウェア)	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・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
イージーピー・スティルウォーター・ソーラー・エルエルシー (EGP Stillwater Solar LLC)	ウィルミントン(デラウェア)	米国	-	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%	50.00%
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)	デラウェア	米国	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)	ロサンゼルス(カリフォルニア)	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・01・エスエー (Egp Ventos de São Roque 01 SA)	-	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・02・エスエー (Egp Ventos de São Roque 02 SA)	-	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・04・エスエー (Egp Ventos de São Roque 04 SA)	-	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・08・エスエー (Egp Ventos de São Roque 08 SA)	-	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・11・エスエー (Egp Ventos de São Roque 11 SA)	-	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・13・エスエー (Egp Ventos de São Roque 13 SA)	-	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・16・エスエー (Egp Ventos de São Roque 16 SA)	-	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%

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 %
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・17・エスエー (Egp Ventos de São Roque 17 SA)	-	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・18・エスエー (Egp Ventos de São Roque 18 SA)	-	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・19・エスエー (Egp Ventos de São Roque 19 SA)	-	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・22・エスエー (Egp Ventos de São Roque 22 SA)	-	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・26・エスエー (Egp Ventos de São Roque 26 SA)	-	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%
イージーピー・ヴェントス・デ・サン・ロケ・29・エスエー (Egp Ventos de São Roque 29 SA)	-	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%
イージーピーエヌエー・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー (EGPNA Development Holdings LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	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 ・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)	デラウェア	米国	-	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プリファード・ホールディングス・II・エルエルシー (EGPNA Preferred Holdings Ii LLC)	デラウェア	米国	-	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー (EGPNA Preferred Wind Holdings LLC)	デラウェア	米国	-	米ドル	持株会社	イージーピーエヌエー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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 (デラウェア)	米国	100.00	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・2・エルエルシー (EGPNA Project Holdco 2 LLC)	ドーヴァー (デラウェア)	米国	100.00	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・3・エルエルシー (EGPNA Project Holdco 3 LLC)	ドーヴァー (デラウェア)	米国	100.00	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・4・エルエルシー (EGPNA Project Holdco 4 LLC)	ドーヴァー (デラウェア)	米国	100.00	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ5・エルエルシー (EGPNA Project Holdco 5 LLC)	ドーヴァー (デラウェア)	米国	100.00	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクトハイドロ・ホールドコ6・エルエルシー (EGPNA Project Holdco 6 LLC)	ドーヴァー (デラウェア)	米国	100.00	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

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 %
イージーピーエヌエー・プロジェクトハイドロ・ホールドコ7・エルエルシー (EGPNA Project Holdco 7 LLC)	ドーヴァー (デラウェア)	米国	100.00	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー (EGPNA Renewable Energy Partners LLC)	デラウェア	米国	-	米ドル	共同支配企業	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・ホールディングス・エルエルシー (EGPNA REP Holdings LLC)	デラウェア	米国	-	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー (EGPNA REP Hydro Holdings LLC)	デラウェア	米国	-	米ドル	持株会社	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%	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)	デラウェア	米国	-	米ドル	持株会社	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%	50.00%
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)	デラウェア	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%	50.00%
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 (デラウェア)	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%	50.00%
エル・ドラド・ハイドロ・エルエルシー (El Dorado Hydro LLC)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	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 首都特別区	コロンビア	91,690,000.00	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 (Elcogas SA)	プエルトリャノ	スペイン	809,690.40	ユーロ	発電	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)	コスタンザ	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)	サンタレン (ペゴ)	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	複合サイクル発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	50.00%	35.05%
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)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	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%
エレクトリック・モーター・ワークス・インク (Electric Motor Werks Inc.)	ウィルミントン (デラウェア)	米国	1,000.00	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	1,081,820.00	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)	50.00%	35.05%
エレクトリカ・デル・エブロ・エスエー (Eléctrica del Ebro SA) (単独株主会社)	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	6,611,130.00	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)	50.00%	35.05%

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 %
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））	ブラジル	ブラジル	2,823,486,421.33	ブラジルレアル	発電	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	94.40%	52.00%
エルク・クリーク・ハイドロ・エルエルシー（Elk Creek Hydro LLC）	デラウェア	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 ・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・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%	21.40%
エムゲサ・エスエー・イーエスピー（Emgesa SA ESP）	ボゴタ首都特別区	コロンビア	655,222,310,000.00	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%	26.29%
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー（Emittenti Titoli SpA）（清算中）	ミラノ	イタリア	5,200,000.00	ユーロ	-	エネル・エスピーエー	10.00%	10.00%
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・コメルシアリザシオン・デ・レフェレンシア・エスエー（Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Comercialización de Referencia SA）（単独株主会社）	-	スペイン	65,000.00	ユーロ	電力供給	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・ディストリビュシオン・エスエー（Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SA）（単独株主会社）	-	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）	-	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・マルコナ・エスエー（Empresa de Generación Eléctrica Marcona SA）	リマ	ペルー	3,368,424.00	ヌエボソル	発電、送電、購入及び販売	エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエー 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%	61.37%
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	898,590,000.00	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%	39.10%
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・ディストリビュシオン・チリ・エスエー ルズ・アンデス・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	61.37%
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・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー 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	99.96% 0.05%	61.93%
エンプレサ・エレクトリカ・ペウェンチェ・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%	53.68%
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	12,647,752,517.00	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	51.00%	31.59%
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%

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 %
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	金融会社	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)	オポルト	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・ディストリビュシオン・エレクトリカ・エスエル (Endesa Distribución Eléctrica SL)	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%
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	12,981,860.00	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・エネルジア・XXI・エスエル (Endesa Energía XXI 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エネルギー関連サービス	エンデサ・エネルジア・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・ファイナシエシオン・フィラーレ・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	金融会社	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	発電	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)	パコ・デ・アルコス (オエイラス)	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	発電	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 エネルジアス・デ・アラゴン・II・エスエル	0.20% 99.20% 0.40% 0.20%	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	1,940,379,737.02	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 (Endesa Medios y Sistemas SL) (単独株主会社)	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 (Endesa Red SA) (単独株主会社))	マドリード	スペイン	719,901,728.28	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・エスアールエル	70.10%	70.10%
エンデサX・エスエー (Endesa X SA) (単独株主会社)	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 (アルバータ)	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	3,575,339,011,549.00	チリペソ	持株会社、発電及び配電	エネル・エスピーエー	51.80%	54.23%
エネル・アンド・シクンアンドビヌイ・イノベーション・インフラブ・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	10,000.00	ユーロ	リーガルサービス	エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	50.00%	50.00%

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 %
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	514,530,000.00	アルゼンチンペソ	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー ガス・アタカマ・チリ・エスエー	99.88% 0.12%	54.19%
エネル・ベラ・エナジー・ストレージ・エルエルシー (Enel Bella Energy Storage LLC)	ウィルミントン(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・インヴェスティメントス・ノルデステ・82・エスエー (Enel Brasil Investimentos Nordeste 82 SA)	ニテロイ(リオデジャネイロ)	ブラジル	10,000.00	ブラジルレアル	発電、送電、配電、購入及び販売	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	51.02%
エネル・ブラジル・インヴェスティメントス・ノルデステ・86・エスエー (Enel Brasil Investimentos Nordeste 86 SA)	ニテロイ(リオデジャネイロ)	ブラジル	10,000.00	ブラジルレアル	発電、送電、配電、購入及び販売	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	51.02%
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 (Enel Brasil Investimentos Sudeste SA)	ブラジル	ブラジル	10,000.00	ブラジルレアル	持株会社	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	54.23%
エネル・ブラジル・エスエー (Enel Brasil SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	6,276,994,956.09	ブラジルレアル	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー	98.50%	54.23%
エネル・チリ・エスエー (Enel Chile SA)	サンティアゴ	チリ	4,120,836,253,206.00	チリペソ	持株会社、発電及び配電	エネル・ホールディング・チリ・エスアールエル エネル・エスピーエー	0.02% 61.91%	61.93%
エネル・シーアイイーエヌ・エスエー (Enel CIEN SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	285,050,000.00	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%	54.23%
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(デラウェア)	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・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)	ウィルミントン(デラウェア)	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%	50.00%
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	230,137,980,270.00	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)	リマ	ペルー	638,563,900.00	ヌエボソル	配電及び電力の販売	エネル・ペルー・エスエーシー	83.15%	45.10%
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	ガス及び電力の販売	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	電力の販売	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	電力の販売	エネル・エスピーエー	51.00%	51.00%
エネル・エナジー・サウスアフリカ (Enel Energy South Africa)	-	南アフリカ	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) (Energy Storage Holdings LLC (formerly Egp Energy Storage Holdings LLC))	デラウェア	米国	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・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(デラウェア)	米国	100.00	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%

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 %
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	持株会社	エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル 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	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・エスエー	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%	41.01%
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%	35.63%
エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー (Enel Generación Perú Saa)	リマ	ペルー	2,498,101,267.20	ヌエボソル	発電、配電及び販売	エネル・ペルー・エスエーシー	83.60%	45.34%
エネル・ジェネラシオン・ピウラ・エスエー (Enel Generación Piura SA)	リマ	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%	52.33%
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(デラウェア)	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%	50.00%
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連結サービス	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、経営コンサルティング及び経営企画	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・ジーピー・ニューファンドランド・アンド・ラブラドル・インク (Enel GP 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%	50.00%
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	46,346,484.00	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	96.97% 3.03%	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)	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)	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・ビスタ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Boa Vista Eólica S.A	ニテロイ(リオデジャネイロ)	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・ボン・ジーザス・ダ・ラパ・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Bom Jesus da Lapa Solar SA)	ブラジル	ブラジル	379,249,747.00	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%

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 %
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)	リオデジャネイロ	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	100.00%	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	発電所の建設、管理及び維持	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)	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)	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)	リオデジャネイロ	ブラジル	245,400,766.00	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・カショエイラ・ドゥラダ・エスエー (Enel Green Power Cachoeira Dourada SA)	ゴイアニア	ブラジル	6,433,983,585.00	ブラジルレアル	発電及び販売	エネル・ブラジル・エスエー	99.75%	54.10%
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（ケベック）	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・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・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)	ボゴタ首都特別区	コロンビア	843,635,000.00	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 (Enel Green Power Costa Rica)	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・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)	-	ドイツ	1,000.00	ユーロ	プラント建設及び運営	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー エナートラグ・アクツィエンゲゼルシャフト	90.00% 10.00%	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)	-	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 エナートラグ・アクツィエンゲゼルシャフト	90.00% 10.00%	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 Eolica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	144,474,900.00	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・クリタランディア・Ⅰ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Critalândia I Eólica SA	リオデジャネイロ	ブラジル	220,018,418.00	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	99.93%	99.93%
エネル・グリーン・パワー・クリタランディア・Ⅱ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Critalândia II Eólica SA)	ブラジル	ブラジル	368,236,837.00	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	99.93%	99.93%

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 %
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 (リオデジャネイロ)	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・02・エスエー (Enel Green Power Cumaru 02 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・03・エスエー (Enel Green Power Cumaru 03 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・04・エスエー (Enel Green Power Cumaru 04 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・05・ソシエダーデ・リミターダ (Enel Green Power Cumaru 05 Sociedade Limitada)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・ダマスセナ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Damascena Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	76,873,003.00	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	99.10% 0.90%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デル・スール・エスピーエー(旧名称:パルケ・エオリコ・レナイコ・エスピーエー) (Enel Green Power del Sur SpA (formerly Parque Eólico Renaico SpA))	サンティアゴ	チリ	353,605,313.37	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 A エオリカ・エスエー (Enel Green Power Delfina A Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	519,612,483.00	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 パルケ・エオリコ・デルフィーナ・エルティーディーエー	99.99% 0.01%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ B エオリカ・エスエー (Enel Green Power Delfina B Eólica SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	ブラジル	149,538,826.00	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 パルケ・エオリオ・デルフィーナ・エルティーディーエー	99.98% 0.02%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ C エオリカ・エスエー (Enel Green Power Delfina C Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	46,558,322.00	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 パルケ・エオリオ・デルフィーナ・エルティーディーエー	99.98% 0.02%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ D エオリカ・エスエー (Enel Green Power Delfina D Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	159,170,233.00	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 パルケ・エオリオ・デルフィーナ・エルティーディーエー	99.99% 0.01%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ E エオリカ・エスエー (Enel Green Power Delfina E Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	160,923,464.00	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 パルケ・エオリオ・デルフィーナ・エルティーディーエー	99.98% 0.02%	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)	リオデジャネイロ	ブラジル	13,900,297.00	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 エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.99% 0.01%	100.00%
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%

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 %
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)	リオデジャネイロ	ブラジル	146,472,009.00	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・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エクアドル・エスエー (Enel Green Power Ecuador SA)	キト	エクアドル	26,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・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	99.90% 0.10%	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	各種発電プラント並びにその販売網の管理、運営及び維持	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)	アルバータ(カナダ)	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・エミリアーナ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Emiliana Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	160,187,530.00	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	100.00% 0.00%	100.00%
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)	マドリード	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)	リオデジャネイロ	ブラジル	138,385,174.00	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 エネル・グリーン・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・ファゼンダ・エスエー (Enel Green Power Fazenda SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	232,629,073.00	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・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	発電及び電力の販売	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・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・グラナディーリャ・エスエル (Enel Green Power Granadilla SL)	テネリフェ	スペイン	3,012.00	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	グアテマラ	100,000.00	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・サービシオ・サウス・アメリカ・エスピーエー	98.00% 2.00%	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)	アルバータ(カナダ)	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、電力の販売及び取引	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・エビア・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	発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	100.00%	100.00%

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 %
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（デラウェア）	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・ホリゾント・エムピー・ソーラー・エスエー（Enel Green Power Horizonte Mp Solar SA）	ブラジル	ブラジル	488,696,053.00	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	76.56%	76.56%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・ノルト・ソーラー・エスエー（Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A）	リオデジャネイロ	ブラジル	176,552,644.00	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）	リオデジャネイロ	ブラジル	186,235,933.00	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	0.09% 99.91%	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）	リオデジャネイロ	ブラジル	366,279,143.00	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・ジョアナ・エオリカ・エスエー（Enel Green Power Joana Eolica SA）	リオデジャネイロ	ブラジル	148,487,530.00	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	100.00% 0.00%	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	発電、送電、配電、販売及び購入	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・マニコバ・エオリカ・エスエー（Enel Green Power Maniçoba Eólica SA）	リオデジャネイロ	ブラジル	90,722,530.00	ブラジルレアル	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 Eolica SA）	リオデジャネイロ	ブラジル	150,050,000.00	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）	リオデジャネイロ	ブラジル	130,850,000.00	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 SAR L.A.U.）	モロッコ	モロッコ	170,000,000.00	モロッコディルハム	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・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（リオデジャネイロ）	ブラジル	390,841,942.00	ブラジルレアル	390,841,942.00	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%	100.00%

次へ

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 %
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（リオデジャネイロ）	ブラジル	343,991,942.00	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・ムラオ・エスエー (Enel Green Power Mourão SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	25,600,100.00	ブラジルレアル	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	100.00	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%
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（デラウェア）	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.)	ウィルミントン（デラウェア）	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・グリーン・パワー・ノバ・ラパ・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Nova Lapa Solar SA)	ブラジル	ブラジル	366,352,371.00	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	99.99%	99.99%
エネル・グリーン・パワー・ノバ・オリンダ・B・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Nova Olinda B Solar SA)	ブラジル	ブラジル	452,903,076.00	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	99.99%	99.99%
エネル・グリーン・パワー・ノバ・オリンダ・C・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Nova Olinda C Solar SA)	ブラジル	ブラジル	382,703,076.00	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・ノバ・オリンダ・ノルト・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Nova Olinda Norte Solar SA)	ニテロイ（リオデジャネイロ）	ブラジル	384,003,076.00	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・ノバ・オリンダ・スル・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Nova Olinda Sul Solar SA)	ニテロイ（リオデジャネイロ）	ブラジル	196,076,538.00	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・パナマ・エスエー (Enel Green Power Panama SA)	パナマ	パナマ	3,000.00	米ドル	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・パラナパネマ・エスエー (Enel Green Power Paranapanema SA)	リオデジャネイロ	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)	リオデジャネイロ	ブラジル	140,000,000.00	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	98.72%	98.72%
エネル・グリーン・パワー・ペドラ・ド・ジェロニモ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	202,534,527.57	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	98.97% 1.03%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエー (Enel Green Power Perú SA)	リマ	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	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・プリマヴェーラ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Primavera Eolica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	144,640,892.85	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・デセンヴォルビメント・エルティーディーエー	99.00% 1.00%	100.00%

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 %
エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・31・エスエー (Enel Green Power Projetos 31 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・プロジェトス・32・エスエー (Enel Green Power Projetos 32 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・プロジェトス・35・エスエー (Enel Green Power Projetos 35 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・プロジェトス・37・エスエー (Enel Green Power Projetos 37 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・プロジェトス・39・エスエー (Enel Green Power Projetos 39 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・プロジェトス・40・エスエー (Enel Green Power Projetos 40 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・プロジェトス・41・エスエー (Enel Green Power Projetos 41 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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	99.00% 0.10%	99.10%
エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・45・エスエー (Enel Green Power Projetos 45 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・プロジェトス・46・エスエー (Enel Green Power Projetos 46 SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	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・プロジェトス・I・エスエー (Enel Green Power Projetos I SA)	ニテロイ (リオデジャネイロ)	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	取引	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	54.23%
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 (Enel Green Power Ra SAE) (清算中)	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、運営並びに維持	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))	リンカーン (ネブラスカ)	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%

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 %
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)	ルス・デ・スス (ヌシェニ)	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)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	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(ピーティーワイ)エルティーディー (Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	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	ロシア共和国	25,500,000.00	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・スペシアリ・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・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 (リオデジャネイロ)	ブラジル	246,269,552.00	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 (リオデジャネイロ)	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・プロジェトス・42・エスエー) (Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (formerly Enel Green Power Projetos 42 S.A))	-	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	99.99% 0.01%	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・プロジェトス・43・エスエー) (Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (formerly Enel Green Power Projetos 43 S.A))	-	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	99.99% 0.01%	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:イージーピー・プロジェトス・X) (Enel Green Power São Gonçalo 1 SA) (formerly Egp Projetos X)	ブラジル	ブラジル	15,376,000.00	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	0.01% 99.99%	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:イージーピー・プロジェトス・XV) (Enel Green Power São Gonçalo 10 SA) (formerly Egp Projetos XV)	ブラジル	ブラジル	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	0.01% 99.99%	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・プロジェトス・44・エスエー) (Enel Green Power São Gonçalo 11 SA) (formerly Enel Green Power Projetos 44 S.A)	ブラジル	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	99.99% 0.01%	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・プロジェトス・22・エスエー) (Enel Green Power São Gonçalo 12 SA) (formerly Enel Green Power Projetos 22 S.A)	-	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	99.99% 0.01%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・14・エスエー (Enel Green Power São Gonçalo 14)	-	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.99% 0.01%	100.00%

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 %
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・15・エスエー（Enel Green Power São Gonçalo 15）	-	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	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	99.99% 0.01%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・２・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・ＸＩ）（Enel Green Power São Gonçalo 2 SA）（formerly Egp Projetos XI）	ブラジル	ブラジル	16,876,000.00	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	0.01% 99.99%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・21・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・ＸＶＩ）（Enel Green Power São Gonçalo 21 SA）（formerly Egp Projetos XVI）	ブラジル	ブラジル	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・22（Enel Green Power São Gonçalo 22）	-	ブラジル	676,000.00	ブラジルレアル	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・サン・ゴンサロ・22・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・30）（Enel Green Power São Gonçalo 22 SA（formerly Egp Projetos 30））	ブラジル	ブラジル	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・３・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・ＸＩＩ）（Enel Green Power São Gonçalo 3 SA（formerly Egp Projetos XII））	ブラジル	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	0.01% 99.99%	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：イージーピー・プロジェトス・ＸＩＩＩ）（Enel Green Power São Gonçalo 4 SA（formerly Egp Projetos XIII））	ブラジル	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	0.01% 99.99%	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：イージーピー・プロジェトス・ＸＩＶ）（Enel Green Power São Gonçalo 5 SA（formerly Egp Projetos XIV））	ニテロイ（リオデジャネイロ）	ブラジル	16,876,000.00	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	0.01% 99.99%	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））	ニテロイ（リオデジャネイロ）	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	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	99.99% 0.01%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エスエーオー・ジュダス・エオリカ・エスエー（Enel Green Power SAO Judas Eolica SA）	リオデジャネイロ	ブラジル	144,640,892.85	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	99.00% 1.00%	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）	-	米国	100.00	米ドル	-	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エスエイチユー・エスエーイー（Enel Green Power Shu SAE）（清算中）	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、運営並びに維持	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100.00%	100.00%

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 %
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	50,000.00	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・エネルジー・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	プラントの開発、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 S.P.A.）（formerly Enel Green Power Africa Srl）	ローマ	イタリア	50,000.00	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・エスピーエー（Enel Green Power SpA）	ローマ	イタリア	272,000,000.00	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・タカイコ・エオリカ・エスエー（Enel Green Power Tacaicó Eólica SA）	リオデジャネイロ	ブラジル	106,517,360.00	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	99.10% 0.90%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・テフヌト・エスエーイー（Enel Green Power Tefnut SAE）（清算中）	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、運営並びに維持	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（旧名称：イージーピー・プロジェトス・II）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA （formerly Egp Projetos II））	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・10・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・21）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA）（formerly Egp Projetos 21）	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・11・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・23）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA）（formerly Egp Projetos 23）	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・12（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 12）	-	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・サンタ・アンジェラ・13（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13）	-	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%

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 %
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：イージーピー・プロジェトス・ＸＸIV）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA）（formerly Egp Projetos XXIV）	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・15・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・25）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA）（formerly Egp Projetos 25）	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・16（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 16）	-	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・サンタ・アンジェラ・17・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・26）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA）（formerly Egp Projetos 26）	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・18（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 18）	-	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・サンタ・アンジェラ・19・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・27）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA）（formerly Egp Projetos 27）	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・２・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・III）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA）（formerly Egp Projetos Iii）	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・20・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・28）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA）（formerly Egp Projetos 28）	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・21・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・ＸＸＩＸ）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA）（formerly Egp Projetos XXIX）	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・３・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・IV）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA）（formerly Egp Projetos IV）	ブラジル	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 エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.99% 0.10%	0.10%
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：イージーピー・プロジェトス・VI）（Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA）（formerly Egp Projetos VI）	ブラジル	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 エネル・グリーン・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%

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 %
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：イージーピー・プロジェトス・Ⅶ） （Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA （formerly Egp Projetos VII））	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・６・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・Ⅷ） （Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA （formerly Egp Projetos VIII））	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・７・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・ＩＸ） （Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA （formerly Egp Projetos IX））	ブラジル	ブラジル	106,000,001.00	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・サンタ・アンジェラ・８・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・18） （Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA （formerly Egp Projetos 18））	ブラジル	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 エネル・グリーン・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・サンタ・アンジェラ・９・エスエー（旧名称：イージーピー・プロジェトス・20） （Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA （formerly Egp Projetos 20））	ブラジル	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 エネル・グリーン・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））	-	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・ⅩⅦ・エスエー） （Enel Green Power Ventos de Santa Angela Acl 13 S.A （formerly Enel Green Power Projetos XVII S.A））	ブラジル	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・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・16・エスエー（旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・38・エスエー） （Enel Green Power Ventos de Santa Angela Acl 16 S.A （formerly Enel Green Power Projetos 38 S.A））	ブラジル	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・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・18・エスエー（旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・47・エスエー） Enel Green Power Ventos de Santa Angela Acl 18 SA （formerly Enel Green Power Projetos 47 S.A））	ブラジル	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・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（リオデジャネイロ）	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 エネル・グリーン・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% 0.01%	99.91%

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 %
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（リオデジャネイロ）	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 エネル・グリーン・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% 0.01%	99.91%
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（リオデジャネイロ）	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 エネル・グリーン・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% 0.01%	99.91%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・16・エスエー （Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA）	ニテロイ（リオデジャネイロ）	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 エネル・グリーン・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% 0.01%	99.91%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・17・エスエー （Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 SA）	ニテロイ（リオデジャネイロ）	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 エネル・グリーン・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% 0.01%	99.91%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・21・エスエー （Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA）	ニテロイ（リオデジャネイロ）	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 エネル・グリーン・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% 0.01%	99.91%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・22・エスエー （Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA）	ニテロイ（リオデジャネイロ）	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 エネル・グリーン・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% 0.01%	99.91%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・25・エスエー （Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA）	ニテロイ（リオデジャネイロ）	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 エネル・グリーン・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% 0.01%	99.91%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・26・エスエー （Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA）	ニテロイ（リオデジャネイロ）	ブラジル	202,100,000.00	ブラジルレアル	-	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	99.99% 0.01%	100.00%
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・パルティシパソエス・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（リオデジャネイロ）	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・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・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	電力の販売	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）	リオデジャネイロ	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 エネル・グリーン・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・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%

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 %
エネル・イベリア・エスアールエル (Enel Iberia Srl)	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	土木及び機械工学並びに用水設備	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	持株会社	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	1,593,050,000.00	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	人事管理活動、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 (デラウェア)	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・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)	ミネソタ	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 (デラウェア)	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・ノース・アメリカ・インク	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 (アルバータ)	カナダ	1,000.00	カナダドル	-	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100.00%	100.00%
エネル・ペルー・エスエーシー (Enel Peru SAC.)	リマ	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%	54.23%
エネル・プロダクティ・エスアールエル (Enel Productie Srl)	ブカレスト	ルーマニア	20,210,200.00	ルーマニアレイ	発電	エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴイ	100.00%	100.00%
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	発電	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・リノバビル・エスエー・デ・シーヴイ (Enel Rinnovabile SA de Cv)	メキシコ連邦区	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 エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.00% 1.00%	100.00%
エネル・ルーマニア・エスエー (Enel Romania SA)	イルフォヴ県	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・リミテッド・ライアビリティー・カンパニー (Enel Rus Wind Azov Limited Liability Company)	モスクワ	ロシア共和国	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・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	ロシア共和国	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	ロシア共和国	10,000.00	ロシアルーブル	-	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	ロシア共和国	35,371,898,370.00	ロシアルーブル	発電	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)	ウィルミントン (デラウェア)	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%	50.00%
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	5,000,000.00	サウジリヤル	スマートメーター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活動の管理	イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	60.00%	60.00%
エネル・セルヴィッシ・コムーネ・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%

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 %
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 (リオデジャネイロ)	ブラジル	48,500,000.00	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・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 (デラウェア)	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%	50.00%
エネル・サプライズ・バレー・エルエルシー (Enel Surprise Valley LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・テクスカン・インク (Enel Texkan Inc.)	ウィルミントン (デラウェア)	米国	-	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 (Enel Trade d.o.o.)	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・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・セルビア・ディーオーオー (Enel Trade Serbia D.o.o.)	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	14,010,014.00	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%	54.21%
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)	米国	米国	10,000,000.00	米ドル	取引	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル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	42,440,000.00	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・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)	サンパウロ	ブラジル	117,240.00	ブラジルレアル	再生可能エネルギー	エナノック・アイルランド・ホールディング・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)	リオデジャネイロ	ブラジル	62,972,136.60	ブラジルレアル	電力	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	54.23%
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)	オークヴィル	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・エスエー (Enel X Chile SA)	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・コロンビア・エスエーエス (Enel X Colombia SAS)	ボゴタ 首都特別区	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復	コデンサ・エスエー・イーエスピー	100.00%	26.25%
エネルX・フェデラル・エルエルシー (Enel X Federal LLC)	デラウェア	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	-	エネルX・ノース・アメリカ・インク	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%

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 %
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	200,000,000.00	ユーロ	アップストリームガス	エネルX・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	-	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	-	エネルX・エムエー・ホールディングス	100.00%	100.00%
エネルX・モビリティ・エスアールエル (Enel X Mobility Srl)	ローマ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エ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・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.)	デラウェア	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・ルス・エルエルシー (Enel X Rus LLC)	-	ロシア共和国	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 ジウリオ・カロネ	99.00% 1.00%	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・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	インド	45,000.00	インドルピー	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 エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00% 0.00%	100.00%
エネルX・台湾・コー・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	エナノック・アイルランド・ホールディング・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	プラント設計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)	アテネ	ギリシャ	60,108.80	ユーロ	プラント建設、運営及び維持	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、運営及び維持	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)	リオデジャネイロ	ブラジル	18,342,000.00	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 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	99.99% 0.01%	100.00%
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	エンジニアリング及び建設	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルジェティカ・デ・ロッセロ・エーアイイー (Energética de Rosselló AIE)	バルセロナ	スペイン	3,606,060.00	ユーロ	電力及び熱エネルギーの熱電併給	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	27.00%	18.93%
エネルジェティカ・モンゾン・エスエーシー (Energética Monzón SAC)	リマ	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・パワー・ペルー・エスエー エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.99% 0.01%	100.00%
エネルジア・エレクトリカ・デル・エブロ・エスエー (Energia Eléctrica Del Ebro SA) (単独株主会社)	タラゴナ	スペイン	96,160.00	ユーロ	発電及び供給	エレクトリカ・デル・エブロ・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・リノ・エスエルユー (Energia Eólica Alto del Llano SLU)	バレンシア	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%

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 %
エネルジア・エオリカ・エスアールエル (Energia Eolica 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 (Energia Global de Mexico (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・オペラシオンズ・エスエー (Energia Global Operaciones SA)	サンホセ	コスタリカ	10,000.00	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	100.00%	100.00%
エネルジア・リンピア・デ・アミスタッド・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ (Energía Limpia de Amistad S, de R.L. 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・デ・アールエル・デ・シーヴイ (Energía Limpia de Palo Alto S. de R.L. de 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・マリーナ・エスピーエー (Energia 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%	15.49%
エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグウ・エスアールエル・デ・シーヴイ (Energia Nueva de Iguu Srl 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 (Energia Nueva Energia Limpia Mexico 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・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー (Energia y Servicios South America SpA)	サンティアゴ	チリ	3,000,001.73	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・リンピア・デ・プエルト・リベルタッド・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ (Energía Limpia de Puerto Libertad, S. de R.L. 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・リノバビル・エスエー・デ・シーヴイ エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デシーヴイ	99.99% 0.01%	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・アラゴン・Ⅱ・エスエル (Energías de Aragón II SL)	サラゴサ	スペイン	18,500,000.00	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	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	水力発電所	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	66.67%	46.74%
エネルジアス・エスペシアレス・デ・カレオン・エスエー (Energias Especiales de Careon SA)	ラ・コルーニャ	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 (Energias Especiales de Pena 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 (Energias Especiales del Alto Ulla SA)	マドリード	スペイン	1,722,600.00	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 (Energias 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%

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 %
エネルジアス・レノバブルズ・ラ・マタ・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ (Energias Renovables La Mata SAPI 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・イグウ・エスアールエル・デ・シーヴイ	99.99% 0.01%	100.00%
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト・エスエー (Energie Electrique de Tahaddart SA)	タンジェ	モロッコ	750,400,000.00	モロッコディルハム	複合サイクル発電所	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(スロバキア共和国)	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 (ENergy Hydro Piave Srl)	ソヴェルゼネ	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	エナノック・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・オーストラリア・ピーティーワイ・エルティーディー (Enernoc Australia 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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エナノック・ゲーエムベーハー (Enernoc GmbH)	ダルムシュタット	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%
エナノック・アイルランド・ホールディング・カンパニー・リミテッド (Enernoc Ireland Holding company Limited)	-	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%
エナノック・アイルランド・リミテッド (Enernoc Ireland Limited)	-	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・ホールディング・カンパニー・リミテッド	100.00%	100.00%
エナノック・ジャパン・ケーケー (Enernoc 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	60.00%	60.00%
エナノック・ポルスカ・エスピー・ゼット・オーオー (Enernoc Polska Sp Z Oo)	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	エナノック・アイルランド・ホールディング・カンパニー・リミテッド	100.00%	100.00%
エナノック・ピーティーワイ・エルティーディー (Enernoc 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)	中国	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.)	デラウェア	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・ノロエステ・エスエル (Eólica del Noroeste SL)	ラ・コルーニャ	スペイン	36,100.00	ユーロ	プラント開発及び建設	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	51.00%	35.75%
エオリカ・デル・プリンシパド・エスエーユー (Eólica del Principado Sau)	-	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%

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 %
エオリカ・ゾピロアパン・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ (Eólica Zopiloapan, SAPI 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% 39.50%	96.48%
エオリカス・デ・アガエテ・エスエル (Eólicas de Agaete SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	240,400.00	ユーロ	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・フュエンカリエンテ・エスエー (Eólicas de Fuencaliente SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	216,360.00	ユーロ	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・フエルテベンチュラ・エーアイイー (Eólicas de Fuerteventura AIE)	フエルテベンチュラ(ラス・パルマス)	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・エーアイイー (Eólicas de Tirajana AIE)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	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	60.00%	42.06%
イーピーエム・エオリカ・ドロレス・エスエー・デ・シーヴイ (Epm Eolica 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、電力購入及び販売	エネル・リノバビル・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 (Epresa Energia 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%
エレコサルス・エスエル (Erecosalz SL)	サラゴサ	スペイン	18,030.36	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	33.00%	23.13%
エセックス・カンパニー・エルエルシー (Essex Company LLC)	ボストン(マサチューセッツ)	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(デラウェア)	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%

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 %
フローレンス・ヒルズ・エルエルシー (Florence Hills LLC)	ミネソタ	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%
フォウラー・ハイドロ・エルエルシー (Fowler Hydro LLC)	デラウェア	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
フロント・マリティム・デル・ベソス・エスエル (Front Maritim del Besos SL)	バルセロナ	スペイン	3,000.00	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)	ボイシ (アイダホ)	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%
ガロブ・ウィンド・ファーム（ピーティーワイ）エルティーディー (Garob Wind Farm (pty) Ltd)	-	南アフリカ	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（ピーティーワイ）エルティーディー ガロ・コミュニティ・トラスト・インベストメント（アールエフ）（ピーティーワイ）エルティーディー ヘパックス・トレード・アンド・インベスト（ピーティーワイ）エルティーディー	60.00% 5.00% 35.00%	60.00%
ガス・アタカマ・チリ・エスエー (Gas Atacama Chile SA)	サンティアゴ	チリ	589,318,016,243.00	チリペソ	発電	エネル・チリ・エスエー エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	2.63% 97.37%	58.04%
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	発電	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 (Gasoducto Atacama Argentina SA)	サンティアゴ	チリ	208,173,124.00	米ドル	天然ガス輸送	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー ガス・アタカマ・チリ・エスエー	0.03% 99.97%	58.04%
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	ガソデュクト・アタカマ・アルジェンティーナ・エスエー	100.00%	58.04%
ゴーリー・ハイドロ・エルエルシー (Gauley Hydro LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ゴーリー・リバー・マネジメント・コーポレーション (Gauley River Management Corporation)	ウィリソン (バーモント)	米国	1.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ゴーリー・リバー・パワー・パートナーズ・エルエルシー (Gauley River Power Partners LLC)	ウィリソン (バーモント)	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	グアテマラ	16,261,697.33	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	1.00% 99.00%	100.00%
ジェネラドラ・エオリカ・アルト・パコラ・エスエー (Generadora Eolica Alto Pacora SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ジェネラドラ・エストレラ・ソーラー・エスエー (Generadora Estrella Solar SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ジェネラドラ・フォトヴォルタイカ・チリキ・エスエー (Generadora Fotovoltaica Chiriquí SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	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・エスエー	100.00%	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	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%

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 %
ジェネラドラ・ソーラー・カルデラ・エスエー (Generadora Solar Caldera SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ジェネラドラ・ソーラー・トレ・エスエー (Generadora Solar Tolé SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ジオテルミカ・デル・ノルテ・エスエー (Geotermica 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）プロプライエタリー・リミテッド (Gibson Bay Wind Farm (rf) Proprietary Limited)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	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%
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%
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（デラウェア）	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%	50.00%
グッドイヤー・レイク・ハイドロ・エルエルシー (Goodyear Lake Hydro LLC)	デラウェア	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・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)	ヴァルヴェルデ・デ・エル・イエロ	スペイン	30,936,736.00	ユーロ	エル・イエロ発電所の開発及び維持	ウニオン・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%
グラティオット・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー (Gratiot Farms Wind Project 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%
ガダランケ・ソーラー・４・エスエル・ウニペルソナル (Guadarranque Solar 4 SL 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%
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 ITALRO 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 エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00% 0.00%	100.00%
ハドレー・リッジ・エルエルシー (Hadley Ridge LLC)	ミネソタ	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%
ヘイスティングス・ソーラー・エルエルシー (Hastings Solar LLC)	デラウェア	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 Projecet 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%
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カ・ドンラファエル・エスエー (Hidroeléctrica DonRafael SA)	コスタリカ	コスタリカ	10,000.00	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	65.00%	65.00%
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 (Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv)	メキシコシティ	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・アルゼンチン・エスエー	41.94% 54.76%	52.42%
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 - Hidroelectrica 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%

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 %
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 (デラウェア)	米国	100.00	米ドル	持株会社	エネル・カンザス・エルエルシー ウィンド・ホールドコ・３・エルエルシー	68.00% 32.00%	68.00%
ハイ・ロンサム・ウィンド・パワー・エルエルシー (High Lonesome Wind Power LLC)	-	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%	68.00%
ハイ・ショアルズ・エルエルシー (High Shoals LLC)	デラウェア	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 (デラウェア)	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・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 (デラウェア)	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 (バダホス)	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)	ミネソタ	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)	アルバニー (ニューヨーク)	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 (バーモント)	米国	5,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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・Ⅴ・インク マイノリティ・ストック・ホールディング・コープ	99.85% 0.15%	21.40%
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%	21.39%
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 首都特別区	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・Ⅶ・インク	58.33% 41.67%	21.40%
アイエフエックス・ネットワークス・エルエルシー (Ifx Networks LLC)	デラウェア	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%	21.40%
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)	-	ヴァージン諸島 (英国)	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%	21.40%
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	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%	21.40%
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.)	-	ヴァージン諸島 (英国)	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%	21.40%
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.)	-	ヴァージン諸島 (英国)	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%	21.40%
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.)	-	ヴァージン諸島 (英国)	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%	21.40%
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.)	-	ヴァージン諸島 (英国)	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%	21.40%

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 %
アイエフエックス／エニ－エスピーシー・VII・インク（Ifx/eni - Spc Vii Inc.）	-	ヴァージン諸島（英国）	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%	21.40%
インジェンデサ・ド・ブラジル・エルティーディーエー（Ingendesa do Brasil Ltda）（清算中）	リオデジャネイロ	ブラジル	500,000.00	ブラジルレアル	設計、エンジニアリング及びコンサルティング	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー ガス・アタカマ・チリ・エスエー	1.00% 99.00%	58.04%
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 Informacion y Coordinacion de obras AIE）	ビルバオ	スペイン	84,140.00	ユーロ	インコラン・アソシエーツのインフラ情報	エンデサ・ディストリビュシオン・エレクトリカ・エスエル	12.50%	8.76%
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（International Multimedia University Srl）（破産手続中）	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・エスアールエル	13.04%	13.04%
インヴェルソラ・コデンサ・エスエーエス（Inversora Codensa Sas）	ボゴタ首都特別区	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%	26.25%
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	241,490,000.00	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%	30.99%
イサム・イケダ・エネルジア・エスエー（Isamu Ikeda Energia SA）	リオデジャネイロ	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・エネルギー（ピーティーワイ）エルティーディー（Italgest Energy （Pty） Ltd ）	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	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・リバー・エルエルシー（Jack River LLC）	ミネソタ	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）	ミネソタ	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	エレクトリック・モーター・ワークス・インク	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	-	エレクトリック・モーター・ワークス・インク	100.00%	100.00%
ジュースネット・エスエーエス（Juicenet Sas）	パリ	フランス	10,000.00	ユーロ	-	エレクトリック・モーター・ワークス・インク	100.00%	100.00%
ジュリア・ヒルズ・エルエルシー（Julia Hills LLC）	ミネソタ	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%
カレンタ・エスエー（Kalenta SA）	マルーシ	ギリシャ	4,359,000.00	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・エネルギー・エスアールエル	100.00%	100.00%
カヴァシク・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（Kavacik Eolìko Enerjì Elektrìk Üretìm Ve Tìcaret Anonìm 01 5E irketì）	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・ハティルムラリ・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）	デラウェア	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
キングス・リバー・ハイドロ・カンパニー・インク（Kings River Hydro Company Inc.）	ウィルミントン（デラウェア）	米国	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・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（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%
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（デラウェア）	米国	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

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 %
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・テシカレット・アノニム・シルケティ (Kirklareli Eolìko Enerjì Elektrìk Üretìm Ve Tìcaret Anonìm Şi'rketì)	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・ハティルムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
コングル・エネルジ・サナイ・ヴェ・ティカレット・アノニム・シルケティ (Kongul Enerjì Sanayi Ve Ticaret Anonim Şirketi)	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・ハティルムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
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・ペレダ・シーオー・２・エーアイイー (La Pereda Co2 AIE)	オビエド	スペイン	224,286.00	ユーロ	サービス	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	33.33%	23.36%
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（デラウェア）	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)	デラウェア	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)	デラウェア	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%
ローレンス・クリーク・ソーラー・エルエルシー (Lawrence Creek Solar LLC)	ミネソタ	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)	デラウェア	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%	50.00%
リンダル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー (Lindahl Wind Project LLC)	デラウェア	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%	50.00%
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)	デラウェア	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（オクラホマ）	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（マサチューセッツ）	米国	1.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	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	グアテマラ	5,000.00	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%	21.40%
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%	21.40%
リャノ・サンチェ・ソーラー・パワー・クアトロ・エスエー (Llano Sánchez Solar Power Cuatro SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
リャノ・サンチェ・ソーラー・パワー・ワン・エスエー (Llano Sánchez Solar Power One SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	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・エスエー	100.00%	100.00%

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 %
リャノ・サンチェ・ソーラー・パワー・トレス・エスエー (Llano Sánchez Solar Power Tres SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
エルエルシー・ベロメチェスカヤ・ダブリューピーエス (LLC Belomechetskaya Wps)	モスクワ	ロシア共和国	10,000.00	ロシアルーブル	火力発電プラント	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%
エルエルシー・ロドニコヴスカヤ・ダブリューピーエス (LLC Rodnikovskaya Wps)	モスクワ	ロシア共和国	10,000.00	ロシアルーブル	火力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー	100.00%	100.00%
ローン・パイン・ウィンド・プロジェクト・エルピー (Lone Pine Wind Project LP)	カナダ	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)	デラウェア	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)	デラウェア	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ローワー・バリー・エルエルシー (Lower Valley LLC)	デラウェア	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ロウライン・ラピッヅ・エルエルシー (Lowline Rapids LLC)	デラウェア	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、配電及び電力の販売並びに燃料	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	0.10% 99.90%	61.37%
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%
マレンゴ・ソーラー・エルエルシー (Marengo Solar LLC)	ウィルミントン（デラウェア）	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	5,100,000.00	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)	グルガオン	インド	100,000.00	インドルピー	送電、配電及び電力の販売	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）	99.00%	75.79%
マス・エネルジア・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ (Mas Energia S. de R.L. 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%
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（デラウェア）	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（プロプリータリー）リミテッド (Matrigenix (Proprietary) Limited)	ホートン	南アフリカ	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（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%
メディダス・アンビエンタレス・エスエル (Medidas Ambientales SL)	メディナ・デ・ポマール（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%
メルキューレ・エスアールエル (Mercure Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	発電	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	100.00%	100.00%
メトロ・ウィンド・エルエルシー (Metro Wind LLC)	ミネソタ	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%

次へ

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 %
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)	-	モロッコ	300,000.00	モロッコディルハム	エンジニアリングの分析、設計、建設及びメンテナンス	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・アイエルエルシー (Mill Shoals Hydro Company ILLC)	ウィルミントン (デラウェア)	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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	水力発電所	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	水力発電所	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.)	-	ヴァージン諸島 (英国)	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%	21.40%
ミラ・エネルギー (ピーティーワイ) エルティーディー (Mira Energy (Pty) Ltd)	ホートン	南アフリカ	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%
ミシスコイ・アソシエーツ・エルエルシー (Missisquoi Associates LLC)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	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)	デラウェア	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%
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%
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)	-	モロッコ	300,000.00	モロッコディルハム	持株会社、発電	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 (デラウェア)	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)	デラウェア	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ニューコ・コジェネラツィオーネ・エスアイ・エスアールエル (Newco Cogenerazione.Si S.R.L)	ローマ	イタリア	1,710,000.00	ユーロ	-	エネル・エスアイ・エスアールエル	20.00%	20.00%
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	10,000.00	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・エヌジーオーエヌワイ・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)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	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・カナル・ウォーターワークス (North Canal Waterworks)	ボストン (マサチューセッツ)	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・ノース・アメリカ・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 (デラウェア)	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 (デラウェア)	米国	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

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 %
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%
ヌオーヴェ・エネルジー・エスアールエル (Nuove Energie Srl)	ポルト・エンペードクレ	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)	モンテビデオ	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%	54.23%
ヌキュバ・ウィンド・ファーム（ピーティーワイ）エルティーディー (Nxuba Wind Farm (pty) Ltd)	-	南アフリカ	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（ピーティーワイ）エルティーディー ヌキュバ・ウィンド・ファーム・コミュニティ・トラスト・エスピーヴイ（アールエフ）（ピーティーワイ）エルティーディー ペレ・グリーン・エナジー・ヌキュバ・ビーイーイー・エスピーヴイ（ピーティーワイ）エルティーディー リクエスト・リニューアブルズ（ピーティーワイ）エルティーディー	51.00% 5.00% 35.00% 9.00%	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（デラウェア）	米国	1.00	米ドル	-	ディメンド・エナジー・ネットワークス・インク	100.00%	100.00%
オクラナ・ア・ベツペクノスト・エスイー・エーエス (Ochrana A Bezpecnost Se AS)	モホフチェ	スロバキア（スロバキア共和国）	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%
Ogk-5・ファイナンス・エルエルシー (Ogk-5 Finance LLC)	モスクワ	ロシア共和国	10,000,000.00	ロシアルーブル	金融会社	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	100.00%	56.43%
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	電子プラントの導入、メンテナンス及び修繕	エネル・エスピーエー	50.00%	50.00%
オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー (Origin Goodwell Holdings LLC)	ウィルミントン（デラウェア）	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%	50.00%
オリジン・ウィンド・エネルギー・エルエルシー (Origin Wind Energy, LLC)	ウィルミントン（デラウェア）	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%	50.00%
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)	デラウェア	米国	100.00	米ドル	再生可能資源からの発電	アポロ・グローバル・マネージメント・エルエルシー エネル・カンザス・エルエルシー	50.00% 50.00%	50.00%
オセージ・ウィンド・エルエルシー (Osage Wind LLC)	デラウェア	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（デラウェア）	米国	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 ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
オヴァシック・エオリカ・エネルジ・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 Eolìko Enerjì Elektrìk Üretìm Ve Tìcaret Anonìm ?? irketì)	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・ハティルムラリ・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)	テルエル	スペイン	6,010.00	ユーロ	電力及び熱エネルギーの熱電併給	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（ピーティーワイ）エルティーディー (Oyster Bay Wind Farm (pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	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（ピーティーワイ）エルティーディー オーオーゼット・トレーディング（ピーティーワイ）エルティーディー オイスター・ベイ・コミュニティ・トラスト・インベストメント（アールエフ）（ピーティーワイ）エルティーディー	60.00% 35.00% 5.00%	60.00%
ピーヴイ・ヒュアカス・エスエー (P. V. Huacas SA)	コスタリカ	コスタリカ	10,000.00	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	65.00%	65.00%

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 %
パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー (Padoma Wind Power LLC)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	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・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 (テキサス)	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・エオリック・ラ・トサ・ラ・モラ・デン・パスカル・エスエル (Parc Eolic 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 Eolic 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・リノバビル・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%
パルケ・アミスタット・III・エスエー・デ・シーヴイ (Parque Amistad Ill 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・リノバビル・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%
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・リノバビル・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%
パルケ・エオリコ・ア・カペラダ・エスエル (Parque Eólico A Capelada S.L) (単独株主会社)	サンティアゴ・デ・コンポステーラ	スペイン	5,857,586.40	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	100.00%	70.10%
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・クリスタランディア・エルティーディーエー (Parque Eólico Cristalândia Ltda)	-	ブラジル	6,545,639.00	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・パルティシパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
パルケ・エオリコ・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	3,606,000.00	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	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	50.16%	35.16%
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	66.33%	46.50%
パルケ・エオリコ・デル・キャスティーリョ・エスエー (Parque Eólico del Castillo SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	1,201,745.00	アルゼンチンペソ	持株会社	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・デルフィーナ・エルティーディーエー (Parque Eólico Delfina Ltda)	ブラジル	ブラジル	6,964,177.00	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・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	プラントの建設及び管理	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	90.00%	63.09%

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 %
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	プラントの建設及び管理	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・ドス・ヴェントス・エルティーディーエー (Parque Eólico Palmas Dos Ventos Ltda)	バイア	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%
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 パルケ・エオリコ・デル・キャスティーリョ・エスエー	20.00% 80.00%	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)	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)	ソリア	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・エスエー (Parque Eólico Taltal SA)	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・エスエー (Parque Eólico Valle de Los Vientos SA)	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・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・アールエル・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・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	400,000.00	コロンビアペソ	-	エネル・グリーン・パワー・コロンビア・エスエーエス	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（旧名称：パルケ・エオリコ・レナイコ・エスピーエー）	1.00% 99.00%	61.93%
パルケ・ソーラー・ヴァレデュパル・エスエーエス (Parque Solar Valledupar Sas)	ボゴタ	コロンビア	400,000.00	コロンビアペソ	-	エネル・グリーン・パワー・コロンビア・エスエーエス	100.00%	100.00%
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	66,092,165,171.00	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 エネル・グリーン・パワー・エスピーエー シメスト・エスピーエー	60.91% 34.56% 4.52%	76.64%
パルケ・エオリコス・ジェスティンヴェル・ジェスティオン・エスエル (Parques Eólicos Gestinver Gestion SL)	マドリード	スペイン	3,200.00	ユーロ	再生可能エネルギー	パルケ・エオリコス・ジェスティンヴェル・エスエル	100.00%	70.10%
パルケ・エオリコス・ジェスティンヴェル・エスエル (Parques Eólicos Gestinver SL)	マドリード	スペイン	13,050.00	ユーロ	風力プラント	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
ペイネスヴィル・ソーラー・エルエルシー (Paynesville Solar LLC)	デラウェア	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ト・ソーラー・エルエルシー	100.00%	51.00%
ペゴプーエネルジア・エレクトリカ・エスエー (Pegop - Energía Eléctrica SA)	アブランテス	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	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	0.02% 49.98%	35.05%

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 %
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 (デラウェア)	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%
ペレダ・パワー・エスエル (Pereda Power SL)	ラ・ペレダ (ミエレス)	スペイン	5,000.00	ユーロ	発電業務の開発	エンデサ・ジェネラシオン・II・エスエー	70.00%	49.07%
ピーエイチ・チュカス・エスエー (PH Chucas SA)	サンホセ	コスタリカ	100,000.00	コスタリカコロン	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 エネル・グリーン・パワー・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	33.44%	33.44%
ピーエイチ・グアシモ・エスエー (PH Guacimo 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	65.00%	65.00%
ピーエイチ・リオ・ヴォルカン・エスエー (PH Rio Volcan 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	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	-	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)	デラウェア	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	1,198,530.00	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	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 S.P.A. (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)	ミネソタ	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%	50.00%
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 (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%	50.00%
プリマヴェーラ・エネルジア・エスエー (Primavera Energia SA)	リオデジャネイロ	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%
プロダクトール・リージオナール・デ・エネルジア・レノバブル・III・エスエー (Productor Regional de Energia Renovable III SA)	マドリード	スペイン	3,088,398.00	ユーロ	プラントの開発及び建設	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
プロダクトール・リージオナール・デ・エネルジア・レノバブル・エスエー (Productor Regional de Energía Renovable SA)	マドリード	スペイン	710,500.00	ユーロ	プラントの開発及び建設	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	30,050.00	ユーロ	水力発電所	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	30.00%	21.03%

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 %
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 Energeticas 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・ソーラー・ドン・ホセ・エスエー・デ・シーヴイ (Proyecto 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%
プロイェクト・ソーラー・ビジャヌエバ・トレ・エスエー・デ・シーヴイ (Proyecto Solar Villanueva Tres SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	56,370,700.00	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%
プロイェクト・デ・エネルジア・ソル・イ・ヴィエント・５・エスエー・デ・シーヴイ (Proyectos de Energía Sol y Viento 5 Sa de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	139.00	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 エネルジア・イ・セリヴィオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.00% 1.00%	100.00%
プロイェクト・デ・エネルジア・ソル・イ・ヴィエント・６・エスエー・デ・シーヴイ (Proyectos de Energía Sol y Viento 6 Sa de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	139.00	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 エネルジア・イ・セリヴィオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.00% 1.00%	100.00%
プロイェクト・デ・エネルジア・ソル・イ・ヴィエント・７・エスエー・デ・シーヴイ (Proyectos de Energía Sol y Viento 7 Sa de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	139.00	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 エネルジア・イ・セリヴィオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.00% 1.00%	100.00%
プロイェクトス・ウ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 Energias 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%	23.36%
プロイェクトス・イ・ソルシオーネス・レノバブルズ・エスエーシー (Proyectos y Soluciones Renovables SAC.)	リマ	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	10,001,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	90.00%	90.00%
ピュリダ・エナジー（アールエフ）プロプリータリー・リミテッド (Pulida Energy (rf) Proprietary Limited)	ホートン	南アフリカ	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)	ニューヨーク（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・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)	リオデジャネイロ	ブラジル	16,566,510.61	ブラジルレアル	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%
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)	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%
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（スロバキア共和国）	66,389.00	ユーロ	研究及び開発	フラマトム・ゲーエムベーハー スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	51.00% 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	パナマ	2,700,000.00	米ドル	通信	エネル・エスピーエー	11.11%	11.11%

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 %
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)	デラウェア	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)	ウィルミントン(デラウェア)	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(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%
レフティンスカヤ・グレス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー (Reftinskaya Gres Limited Liability Company)	レフチンスキー(スヴェルドロフスク州)	ロシア共和国	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	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%
リバービュー・エルピー (Riverview Lp)	アルバータ(カナダ)	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・エルエルシー (Roadrunner Solar Project LLC)	デラウェア	米国	100.00	米ドル	-	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロシェル・ソーラー・エルエルシー (Rochelle Solar LLC)	ウィルミントン(デラウェア)	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)	デラウェア	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・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・エルエルシー (Rock Creek Wind Holdings LLC)	米国	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)	ウィルミントン(デラウェア)	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(オクラホマ)	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・ケニー・ウインド・エルエルシー (Rocky Caney Wind LLC)	ニューヨーク(ニューヨーク)	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%
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(オクラホマ)	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	20.00%	20.00%
ロドニコヴスカヤ (Rodnikovskaya)	モスクワ	ロシア	6,010,000.00	ロシアルーブル	火力発電プラント	エネル・グリーン・パワー・ルス・エルエルシー	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	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%	21.40%
ルスエネルゴスビト・エルエルシー (RusEnergoSbyt LLC)	モスクワ	ロシア共和国	2,760,000.00	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・クレイ	ロシア共和国	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%
ルスエネルゴスビト・ヤロスラヴリ (RusEnergoSbyt Yaroslavl)	ヤロスラヴリ	ロシア共和国	100,000.00	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%
ルストン・リッジ・エルエルシー (Ruthton Ridge LLC)	ミネソタ	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)	モンテビデオ	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%	21.40%
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	50.00%	18.68%
ソルモン・フォールズ・ハイドロ・エルエルシー (Salmon Falls Hydro LLC)	デラウェア	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

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 %
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	461,410.00	ユーロ	水力発電所	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%	46.74%
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(デラウェア)	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	ロシア共和国	10,571,300.00	ロシアルーブル	電力サービス	エネル・ロシア・ピージェイエスシー OGK-5・ファイナンス・エルエルシー	99.99% 0.01%	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	207,000.00	ユーロ	電力及び熱エネルギーの熱電併給	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	45.00%	31.55%
エスイー・スルズビー・エンジニア・スタヴィエブ・エスアールオー (Se Služby Inžinierskych Stavieb S.R.O.)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア(スロバキア共和国)	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 (Seguidores Solares Planta 2 SL) (単独株主会社)	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%	21.38%
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナジオナーレ・エスピーエー (Servizio Elettrico Nazionale SpA)	ローマ	イタリア	10,000,000.00	ユーロ	電力の販売	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
シアワッシー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー (Shiawassee Wind Project LLC)	ウィルミントン(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%
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)	デラウェア	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 Energystorage LLC)	カムデン(デラウェア)	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	熱技術の研究、設計及び調査	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 (Sistemas Energéticos Alcohujate SA) (単独株主会社)	-	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%

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 %
システマス・エネルジェティコス・カンポリヴァ・エスエー（Sistemas Energéticos Campoliva SA）（単独株主会社）	サラゴサ	スペイン	61,000.00	ユーロ	風力プラント	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 Energeticos 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（Sistemas Energéticos Sierra del Carazo SL）（単独株主会社）	-	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（カリフォルニア）	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（デラウェア）	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%
スロバキア・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 S.R.O.）	ブラチスラヴァ	スロバキア（スロバキア共和国）	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（スロバキア共和国）	1,269,295,724.66	ユーロ	発電	スロバキア・パワー・ホールディング・ビーヴイ	66.00%	33.00%
スロベンスケ・エレクトラーネ・セスカ・リパブリカ・エスアールオー（Slovenské elektrárne 01 0C eská Republika, S. R. O.）	プラハ	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（デラウェア）	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（カンザス）	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）	トピカ（カンザス）	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）	ダラス（テキサス）	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%
ソシーベ・エネルジア・エスエー（Socibe Energia SA）	リオデジャネイロ	ブラジル	19,969,032.25	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・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	発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	64.74%	45.38%
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%

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 %
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 首都特別区	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	94.94% 5.05%	26.25%
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)	-	南アフリカ	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（ピーティーワイ）エルティーディー ペレ・グリーン・エナジー・ソエットウォーター・ピーイーイー・エスピーヴイ（ピーティーワイ）エルティーディー ソエットウォーター・ウィンド・ファーム・コミュニティ・トラスト	60.00% 35.00% 5.00%	60.00%
エスオーエル・リアル・イストモ・エスエー (Sol Real Istmo SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ソリロキ・リッジ・エルエルシー (Soliloquoy Ridge LLC)	ミネソタ	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（デラウェア）	米国	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・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 Enerjì Üretìm Anonìm ䷀䷁ irketì)	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・ハティルムラリ・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%
サウスウェスト・トランスミッション・エルエルシー (Southwest Transmission LLC)	ミネソタ	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%
スパータン・ヒルズ・エルエルシー (Spartan Hills LLC)	ミネソタ	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・バレー・ソーラー・エルエルシー (Stillman Valley Solar LLC)	デラウェア	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（デラウェア）	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・スペシアリ・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）プロプリータリー・リミテッド (Sublunary Trading (RF) Proprietary Limited)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000.00	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・ソーラー・エネルギー・エスアールエル	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	配電及び電力の販売	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・フェルザ・エスエル (Suministro de Luz y Fuerza SL)	トロエッラ・デ・モングリ（ジローナ）	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（デラウェア）	米国	2,050,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	75.00%	75.00%
サン・リバー・エルエルシー (Sun River LLC)	ミネソタ	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 (Sweetwater Hydroelectric LLC)	コンコード（ニューハンプシャー）	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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 ポジドニア・インヴェルジオネス	51.00% 49.00%	35.75%

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 %
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	発電及びサービス	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	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 Energía Produção e Distribução de Energia Eléctrica SA)	パルコ・デ・アルコス(オエイラス)	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・リノバブル・ソル・イ・ヴィエント・サピ・デ・シーヴイ (Tenedora de Energia 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	32.90%	32.90%
テプロプレグレス・オージェイエスシー (Teploprogress OJSC)	スレドネウラリスク	ロシア共和国	128,000,000.00	ロシアルーブル	電力の販売	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	500,000.00	アルゼンチンペソ	プラントの建設及び運営	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%	9.21%
テルモエレクトリカ・マニュエル・ベルグラノ・エスエー (Termoeléctrica Manuel Belgrano SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	500,000.00	アルゼンチンペソ	プラントの建設及び運営	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%	9.21%
テルモテック・エネルジア・エーアイイー (Termotec Energía Aia) (清算中)	バレンシア	スペイン	481,000.00	ユーロ	電力及び火力の熱電併給	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	45.00%	31.55%
テクスカン・ウィンド・エルエルシー (Texkan Wind LLC)	ウィルミントン(デラウェア)	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・エルエルシー (Thunder Ranch Wind Holdings LLC)	デラウェア	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)	ウィルミントン(デラウェア)	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(カリフォルニア)	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)	ホートン	南アフリカ	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・エーイーアイイー (Toledo Pv Aeie)	マドリード	スペイン	26,887.96	ユーロ	太陽光発電所	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	33.33%	23.36%
トランスミソラ・デ・エネルジア・レノバブル・エスエー (Transmisora de Energia Renovable SA)	グアテマラ	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	0.00% 100.00%	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	440,644,600.00	チリペソ	配電及び送電	ガス・アタカマ・チリ・エスエー	50.00%	29.02%
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%	54.23%
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)	オロット(ジローナ)	スペイン	72,120.00	ユーロ	送電	エンデサ・ディストリビュシオン・エレクトリカ・エスエル	73.33%	51.41%

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 %
トリトン・エナジー・インク (Triton Energy, Inc.)	デラウェア	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%
トリトン・パワー・カンパニー (Triton Power Company)	ニューヨーク (ニューヨーク)	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・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)	ミネソタ	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・フォールズ・ハイドロ・アソシエーツ (Twin Falls Hydro Associates)	シアトル (ワシントン)	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 (デラウェア)	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)	ミネソタ	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 (デラウェア)	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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%
ウフェフィス・エスエル (Ufefys SL) (清算中)	アランフェス	スペイン	304,150.00	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%
ユフィネット・アルンジェンティーナ・エスエー (Ufinet Argentina SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	100,000.00	アルゼンジンペソ	-	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	95.00% 5.00%	21.40%
ユフィネット・チリ・エスエー (Ufinet Chile SA)	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%	21.40%
ユフィネット・コロンビア・エスエー (Ufinet Colombia SA)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	1,180,000,000.00	コロンビアペソ		エンプレサ・デ・エネルジア・デル・パシフィコ・エスエー・イーエスピー 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	10.00% 0.00% 0.00% 90.00% 0.00%	19.26%
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%	21.40%
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	600,800.00	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%	21.40%
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 C.V)	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%	21.40%
ユフィネット・グアテマラ・エスエー (Ufinet Guatemala SA)	グアテマラ	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%	21.40%
ユフィネット・ホンジュラス・エスエー (Ufinet Honduras SA)	-	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%	21.40%
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	15,906.31	ユーロ	-	ザカパ・エスエーアールエル	100.00%	21.40%
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 R.L. 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%	21.40%
ユフィネット・ニカラグア・エスエー (Ufinet Nicaragua SA)	-	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%	21.40%

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 %
ユフィネット・パナマ・エスエー (Ufinet Panama SA)	パナマ	パナマ	3,500,000.00	米ドル	-	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	21.40%
ユフィネット・パラグアイ・エスエー (Ufinet Paraguay SA)	-	パラグアイ	13,960,000.00	米ドル	-	テクノロジア・エン・エレクトロニカ・エ・インフォルマティカ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	25.00% 75.00%	16.05%
ユフィネット・ペルー・エスエーシー (Ufinet Peru SAC)	リマ	ペルー	1,450,923.00	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	99.99% 0.01%	21.40%
ユフィネット・ユーエス・エルエルシー (Ufinet US LLC)	デラウェア	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%	21.40%
ウクカラ・ソーラー・プロプリータリー・リミテッド (Ukuqala Solar Proprietary Limited)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	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%
ウニオン・エレクトリカ・デ・カナリア・ジェネラシオン・エスエーユー (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	発電	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)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	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%
ウスタヴ・ヤデルネホ・ヴィズクム・ジェズ・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	研究及び開発	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・ユーレチム・アノニム・シルケティ (Vektör Enerji Üretim Anonim Sirketi)	イスタンブール	トルコ	3,500,000.00	トルコリラ	プラント建設及び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 Angela Energias Renováveis S.A)	ニテロイ（リオデジャネイロ）	ブラジル	10,000.00	ブラジルレアル	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 R.L. 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%
ビジャヌエバ・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	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%
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)	デラウェア	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ワセカ・ソーラー・エルエルシー (Waseca Solar LLC)	デラウェア	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)	デラウェア	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)	デラウェア	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)	デラウェア	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・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

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 %
ウェスト・ワコニア・ソーラー・エルエルシー (West Waconia Solar LLC)	デラウェア	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 (ニューヨーク)	米国	300.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ワイルド・ラン・エルピー (Wild Run Lp)	カルガリー (アルバータ)	カナダ	10.00	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%
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 (コネチカット)	米国	1,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・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・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・パリオピルゴス・エスエー (Wind Parks Paliopirgos SA)	マルーシ	ギリシャ	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・ヘラス・エスエー	80.00%	80.00%
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・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%

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 %
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)	ミネソタ	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%
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（デラウェア）	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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、運営及び管理	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%
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	22.22%	12.05%
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	電力及び火力の熱電併給	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
ザカパ・ホールドコ・エスエーアールエル (Zacapa Holdco S.À.R.L)	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%	21.40%
ザカパ・エルエルシー (Zacapa LLC)	デラウェア	米国	1,000.00	米ドル	-	ザカパ・エスエーアールエル	100.00%	21.40%
ザカパ・エスエーアールエル (Zacapa S.À.R.L)	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%	21.40%
ザカパ・トプコ・エスエーアールエル (Zacapa Topco S.À.R.L.)	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 ザカパ・フィーダー・エスエーアールエル	21.40% 78.60%	21.40%

前へ

５【従業員の状況】

2018年12月31日現在、当グループの従業員は69,272人であり、そのうち1,346人が管理職であった。下記の表は、2018年12月31日現在の当グループの主要な部門別の従業員の内訳を示すものである。

2018年12月31日現在、エネルグループの従業員数は69,272人（2017年末から6,372人の増加）であった。かかる増加は、新規雇用と退職のネット・バランス（1,332人の減少）及び連結範囲の変更（全体で7,704人の増加）を反映しており、これは、ブラジルで６月にエネル・ディストリビューソォン・サンパウロ（Enel Distribuição São Paulo）を買収したこと、スペインで８月にエンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ（Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta）及びエンプレサ・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（Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución）を買収したこと並びに12月にエネル・グリーン・パワー・ウルグアイ（Enel Green Power Uruguay）を売却したことを反映している。

従業員数

	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在
イタリア	28,134	28,684
イベリア半島	9,763	9,711
南米	20,858	13,903
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	5,684	5,733
北米及び中米	2,232	2,050
アフリカ、アジア及びオセアニア	241	198
その他	2,360	2,621
合計	69,272	62,900

「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

2018年11月に発表された当グループの2019-2021年度戦略計画は、エネルギーの転換により生じる機会を捉えることが可能な、統合事業モデルの中心性に焦点を当てている。再生可能エネルギーの伸び、配電ネットワークの発展及び自動化、電力の供給機会並びに顧客重視は、当グループの戦略の指針である。より具体的には、当グループの2019-2021年度戦略計画は、以下の問題に焦点を合わせている。

・産業の成長：当グループは、経常EBITDAの累積増加3.2十億ユーロの発生を目標として、計画期間にわたって合計27.5十億ユーロの投資を計画している。３つのカテゴリ（資産開発、顧客及び資産管理）への十分な投資が、この目標を達成するために寄与するであろう。
・再生可能エネルギーにより2019年から2021年の間にEBITDAの累積増加１十億ユーロが発生することが予定され、脱炭素化は価値創造への突破口である。エネルが統合的な存在力を示す市場及び成熟経済に投資を集中させることは、当グループが収益性を高め、脱炭素化の目標を達成することを可能にする。2021年、エネル・グループにより作り出されたエネルギーの62%（2018年の概算は48%）が、ゼロ・エミッションを期待されている。
・事業の効率性：2021年までに予定されている効率性向上による累積利益1.2十億ユーロの目標は、デジタル化の効果に主に起因するものであることが確認されている。
・シンプル化：エネルは、全体的なリターン及びリスク特性のさらなる最適化を伴った、当グループ内の子会社の統合の継続及び資産の循環を通じたポートフォリオの合理化で、子会社への投資を引き続き増加する。
・人的資本：持続可能開発目標（SDG）を達成する我々の確約は2030年まで延長されている。コミュニティ及び人々に向けた「共通の価値観」というアプローチは、当グループの中核事業プロセスに統合された。すなわち、SDG９（産業改革及びインフラ）並びにSDG11（持続可能都市及びコミュニティ）のための具体的な追加目標の導入となっている。
・増配を支えるための投資リターンの改善：我々は、投資がより高い利回りの資産へ集中したものになることを期待しており、効率性とポートフォリオの最適化により、2021年において、6.2%のWACC（加重平均資本コスト）で合計400ベーシスポイントの価値を創造する予定である。これは、2018年と比べて1.5倍超である。
・株主の利益：2019年以降、当グループの純経常利益に対し70%の配当が計算されることが承認され、１株当たりの配当（DPS）における年平均成長率（CAGR）は約12%のプラスであった。初めて、１株当たりの最低配当額は、今後３年間まで延長される予定であり、CAGRは約９%プラスとなる。

2019年には、我々は以下を期待している。

・2018年と比較して世界的な投資を35%超増加することで、特に北米において、再生可能エネルギープロジェクトの産業の成長に寄与する投資を促進し、特にイタリア及び南米における電力網への投資を継続すること
・全ての我々の事業にわたるデジタル化により支えられた運営効率の大幅な改善で、2021年までに1.2十億ユーロの累積利益目標を達成すること
・世界的な規模でより一層顧客を重視し、電気自動車事業及び需要に対応する事業におけるエネルＸの活動を促進すること
・全体的なリスク及びリターン特性を最適化するために、当グループのシンプル化をさらに進め、積極的にポートフォリオを管理すること

エネル・グループの戦略はまた、パリ協定（COP21）に沿った事業モデル及び先導的地位のおかげもあって、外部環境の変化、特に、気候変動に対する柔軟性、気候変動の緩和及び気候変動への適応を確実にすることを目標としている。この関連で、「持続可能性」項目は、気候変動に関連する主要なリスク及び機会、実施された緩和策及び適応策並びに重要な目標及び手法を含む。

戦略計画の重要な実現要素及び鍵となる柱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2019年の業績及び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2019-2021年度戦略計画上の業績及び財務目標は、以下に要約されている。

財務目標

	2018年	2019年	2020年	2021年	CAGR(%) 2018～2021年
経常EBITDA（十億ユーロ）	～16.2	～17.4	～18.5	～19.4	～+6%
純経常利益（十億ユーロ）	～4.1	～4.8	～5.4	～5.6	～+11%
配当性向	70%	70%	70%	70%	-
潜在的DPS（１株当たりユーロ）	0.28	0.33	0.37	0.39	～+12%
１株当たりの最低配当額（ユーロ）	0.28	0.32	0.34	0.36	～+9%

「第３ 事業の状況－２ 事業等のリスク」及び「第３ 事業の状況－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、スペイン及び南米における主要な総合公益事業会社として、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、外的環境の変化について、弾力性及び適応性並びに機能の軽減を保証する。また、それらは、公共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。エネルは、再生可能エネルギーの設備容量（管理容量を含む約43GW）において民間事業者で世界首位、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、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6.2GW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。2018年度において、EBITDAの約81%は、規制又は準規制対象業務（PPA又は特別形態に基づくネットワーク及び発電（従来型及び再生可能資源）を含む。）に由来している。さらに、発電の約51%はCO_2フリーであり、これは顧客及び政府の双方が環境保護及び企業の社会的責任をより一層評価している世界において、成長推進力となっている。

これに関連して、当グループは、戦略計画の水準を超えた活動を推進するため、以下の戦略目標を定めた。

1. 業務の効率性：かかる目標の追求において、燃料開発のために資源を発掘し、販売し、また革新及び新たな事業提案を追求するための創造力が解放される。また、かかる目標は、デジタル投資におけるポートフォリオ・レバレッジにより推進される。
2. 産業の成長：かかる目標は、低カーボンテクノロジーに対するさらなる投資、またグリッド、e-モビリティといった当グループの重要なインフラストラクチャーのポジショニングの強化、並びに顧客基盤及び提供サービスの向上によって実現される。
3. シンプル化：シンプル化は、グループの複雑化を軽減し、事業ライン間の統合を強化し、そして会社構造を合理化するものである。統合の加速及び当グループのポートフォリオの合理化は、資産を運用してリスク／リターン特性全体を最大限に利用することを通して、当社の子会社におけるグループの経済利益を引き続き増加させる。さらに、ポートフォリオの循環により、エネルがより高リターンかつ実質的に低リスクで再展開可能な資本を活用できる。

4．人的資本及びSDGsに対するコミットメント：当グループは、国連の持続可能な開発目標（SDGs）に関して追求する目標に取り組んでいる。具体的には、質の高い教育をみんなに（SDG4）、エネルギーをみんなに、そしてクリーンに（SDG7）、包括的かつ維持可能な経済成長（SDG8）、産業と技術革新の基盤をつくろう（SGD9）、そして都市と地域社会を持続可能にする（SDG11）である。エネルは、パリ協定の目標及び科学と整合した目標設定に沿って、2050年までに発電において完全脱炭素化を達成することに努めており、一方でこれは国連のSDG13の達成にもつながる。以上のことに関連して、2019-2021年度戦略計画は、2030年に向け、具体的なCO_2排出量を0.23kg/kWheqに削減するという目標を設定して、脱炭素化のコミットメントを掲げて再出発した。

さらに、エネルは、当社株主の魅力的な利益を継続させる。エネルの掲げた目標の達成を確信し、当グループは、当グループの株主に対して短期から中期にかけて最低限の利益を再提供することができる。2018年において１株当たり0.28ユーロ、2019年において0.32ユーロ、2020年において0.34ユーロ、2021年において0.36ユーロを最低DPSとし、2019年から2021年の間に70%の配当性向に改善することを目指している。

くわえて、2019-2021年度戦略計画とあわせて、エネルデジタル化計画は、技術的革新及び資産基盤の効率を強化し、顧客にとってより身近なものとなるよう促す。エネルは、ネットワークのデジタル化、再生可能エネルギー資産の構築及び維持管理の自動化、並びに火力発電所の適応性及び自動化に投資する。かかるデジタル化はさらに発展し、顧客への貢献度は増していく。

エネルは、以下の価値連鎖に沿って個別に対応している。

・従来型発電において、エネルは、デジタルで循環的な方法によって柔軟なサービスを提供する一方で、脱炭素化プロセスを継続すること。
・再生可能資源発電においては、成熟市場におけるプレゼンスを強固にし、新興市場における位置付けを強化すること、また、新たな国に参入し、急速な移行に向け、ゼロ・エミッション発電の進化及び発展を促進すること。
・配電においては、世界規模の事業者として積極的な役割を果たし、デジタルインフラストラクチャー基盤を創設するためにデジタル化を推し進めること。
・小売においては、顧客基盤の拡大及び多様な製品の提供、顧客満足度の向上及びエネルギー消費に対して負う責任により、新たなダウンストリーム業務にも注視しながら、顧客の重要な役割を活用すること。
・当グループはまた、住居用顧客、大中小企業及び公的機関に対して幅広い非商品及びデジタルソリューションを提供することや移動性に重点を置いた新たな国際事業ラインであるエネルＸを創設した。より具体的には、４つの製品ラインが創設された。
  － e-インダストリー：大規模な商業顧客及び産業顧客に対するソリューションを提供する。目標は、柔軟性に関連した活動に特に重点を置きながら、この市場において「サービスとしてのエネルギー」セグメントを主導することである。
  － e-モビリティ：電気自動車業界において技術的リーダーとなることを目標に、住居用から産業用及び公用の全ての顧客向けセグメントをカバーしている。
  － e-ホーム：住居用顧客へのソリューションを提供する。
  － e-シティ：公的機関及び地方自治体に対する統合的なエネルギーサービスを提供し、光ファイバー卸売サービスのような接続性を提供する。

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。2018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、国際火力発電、国際取引、エネル・グリーン・パワー及びエネル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、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くのみでなく、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、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の提供にも責任を負う。当グループの全体目標を遂行するために、国際事業ライン及び地域又は国は、それぞれ、以下に述べるように、独自の責任及び個別戦略を掲げている。

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。
・サービスの質のレベル及び目標の投資リターンを最大化しながら、資本支出の配分を最適化すること。
・事業効率性を最大化させ、相乗効果を有効利用し、また最先端技術を導入して、インフラストラクチャー及びネットワーク業務を管理すること。
・インフラストラクチャー及びネットワーク事業ポートフォリオを発展させること。
国際火力発電事業ラインは、以下について当グループレベルで責任を負う。
・発電計画並びに予防、安全及び環境に関する政策及び規則に従って、火力発電フリート事業を管理し維持し、事業効率性を最大化し、そして地域をまたぐ相乗効果を有効利用すること。
・目標の投資リターン及び技術性能基準を最大化しながら、資本支出の配分を最適化すること。
・新規に事業を展開する国及び既に事業を行っている国の双方において火力発電事業を発展させること。
・必要なエンジニアリング及び建設活動を実行すること。
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。
国際再生可能エネルギー事業ラインは、以下について当グループレベルで責任を負う。
・新規に事業を展開する国及び既に事業を行っている国の双方において、再生可能資源からのエネルギー生成に関する当グループの業務を展開し管理し、資本支出の配分を最適化すること。
・再生可能エネルギー発電フリート事業を管理し維持すること。
・必要なエンジニアリング及び建設活動を実行すること。
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。
・ソリューションのポートフォリオを管理すること、また、既に事業を行っている国及び新規に事業を展開する国の双方におけて顧客基盤を育成すること。
・ベストプラクティスを活用しながら、発案から技術展開まで、テストから商品化、販売、営業及びアフターケアまで、といったライフサイクルの全体を管理することにより全てのソリューションを革新し展開すること。
・既に事業を行っている国及び新規に事業を展開する国の双方において、株式取引も通じて、新たなテクノロジーを発掘し、新たな事業モデル及び収益の流れを展開すること。

各国及び各地域は、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の変化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。これらのリスクに対するエクスポージャーを軽減するために、エネルでは、以下に記載のとおり、活動の個別の分析、測定、監視及び管理を行っている。

これらのリスクの根本的な基礎となる要素の分析については、「第２ 企業の概況－３ 事業の内容」の項も参照のこと。

市場の競争及び規制環境の発展に関連する戦略リスク

2018年11月20日、エネル・グループは、金融界に2019-2021年度戦略計画を発表した。これは、当グループの戦略的指針並びに業績及び財務目標を提示したもので、その発表に際して用いられた文書「キャピタル・マーケッツ・デイ - 2019-2021年度戦略計画」は、エネル・グループのウェブサイト（www.enel.com）のインベスター・リレーションズのセクションで公開されている。

エネル・グループの戦略計画は、エネル・グループの全てのビジネスライン及び関係する国／地域が関わるプロセスによって実施される。このプロセスで、親会社が提示する戦略的指針を基礎に行動計画が策定される。これらの計画は、最終的に当グループの戦略計画として纏められる。

エネル戦略計画は、とりわけ、計画策定時点で経営陣が今後発生すると考える事象及び経営陣が実施を意図する行動に関する一定の想定、並びに、実際に発生するかどうかが本質的に経営陣の支配の及ばない外部可変要因に依存するものであることから、必ずしも実際には起こらないかもしれない将来の事象や経営陣の行動に関する一般的な想定に基づいて策定される。より具体的には、戦略計画は、事業のシナリオ及びポジショニングに関する想定に基づいている。前者には、電気、ガス、燃料及び原材料価格の動向、それぞれのグループが業務を行う市場での電気及びガスの需要の推移、マクロ経済的指標の動向、並びに規制の枠組みの発展の動向が含まれる。

2019-2021年度戦略計画は、2019年度、2020年度及び2021年度についての後述の予測及び予想、並びに2019年度乃至2021年度の平均成長率をはじめとした、これらの想定に基づいて作成される。目標の達成は、必ずしも起こらないかもしれない将来の事象及び行動に関する一般的及び仮定的な想定を含め、将来の事象及びエネル・グループが実施しようと計画している行動に関する想定に基づいている。そのため、将来の事象及び経営陣が実施し又は将来実施することを予定した行動に関する仮定に基づいており、本来的な一定程度の主観性及び不確実性、また、特に、これらの事象から発生する可能性があると予測された事象及び行動が実際には起こらず、又は当初の計画とは異なる時間若しくは異なる量で発生するリスクや、計画策定時点では予見不能だった事象及び行動が実際には発生するリスクを伴っているという特徴がある。従って、最終的な結果と予測した数値とは大きく異なるものとなる可能性がある。

さらに、当グループが事業を展開している市場及び業界は、現在、段階的かつ拡大的な競争並びに競争面、技術面及び規制面の変化を経験しており、その展開のタイミング及び速度は国ごとに異なっている。こうした経緯により、当グループは、競争の激化にさらされている。

当グループがかかる市場に通常参加することで生じる事業リスクは、技術革新、多様化及び地理的拡大に向けたさらなる取組みとともに、価値連鎖に沿って統合することにより対処している。具体的には、ダウンストリームを最終市場に統合すること、電源構成を最適化すること、コスト・リーダーシップを通じて発電所の競争力を高めること、潜在的に見込みのある新たな市場を模索すること、また各国における適切な投資計画をもって再生可能エネルギー源を開拓することといった目的で実施されたイニシアチブにより、自由市場における顧客基盤を拡大させた。

当グループは、しばしば規制市場において、又は規制制度の下で業務を行っている。かかる市場及びかかる制度下での業務に適用される規制の変更並びに当グループが従わなければならない関連する指示及び要件は、当グループの業務及び業績に影響を及ぼす可能性がある。

かかる諸要因が生み出す可能性のあるリスクを軽減するために、エネルは、各国政府及び規制機関とより緊密な関係を築き、規制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。

二酸化炭素の排出に関連するリスク

二酸化炭素（CO_2）の排出は、当グループの業務に最も大きな影響を及ぼす可能性のある要因の１つであるとともに、環境保護に当たり当グループが直面する最も大きな課題の１つでもある。

排出権取引制度に適用されるEUの法制は、電力業界に対してコストを強いるものである。CO_2規制に関連するリスク要因を軽減するために、当グループは、EU及びイタリアの立法の動向及び施行を監視し、再生可能エネルギー及び原子力に重点を置いた低炭素技術及び資源の利用に向けて発電構成を分散し、競争的な価格で排出権を取得するための戦略を策定するほか、とりわけ発電所の環境パフォーマンスを向上させ、エネルギー効率を高めている。

本項で扱ったリスクに関しては、「持続可能性」のセクションにも追加情報が記載されている。

金融リスク

業務の一環としてエネルは、適切に軽減できなかった場合は、当社の業績に直接的な影響が生じる多様な財務リスクにさらされている。これらには、市場リスク、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、国及び国際事業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（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、国及びグローバルの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。

市場リスク

当グループがさらされている市場リスクは、商品価格、為替レート及び金利の変動と関係している。

市場リスクを業務上の限度内に留めるために、エネルは、デリバティブも使用している。

商品価格及び供給の継続性に関連するリスク

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。

燃料供給障害のリスクを軽減するために、当グループは燃料源を多様化し、異なる地理的地域の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。

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。

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、並びに担保若しくは無担保の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。

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。

2018年度は、格付会社がエネルに付与した格付けに変更はなかった。その結果、当年度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「BBB+」、そして(ⅲ)ムーディーズが安定的見通しの「Baa2」、となっている。2019年２月、フィッチはエネルの格付けをBBB+からA-に引き上げた。

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。

カントリーリスク

現在、エネル・グループの総収入のうち約50%を海外事業からの収入が占めるようになっている。当グループは、南米、北米、アフリカ及びロシア等の地域で業務を行っており、こうした大幅な国際化によって、エネルにとって、カントリーリスクを検討し評価することが必要となっている。カントリーリスクには、マクロ経済、財務、規制、市場、社会及び地政学的リスクがあり、これらが顕在化することによって収益に悪影響が生じ、又は、企業資産が危険にさらされる可能性がある。したがって、エネルは、事業を行っているそれぞれの国のカントリーリスクを評価するモデルを採用している。このモデルは、カントリーリスクを軽減するために、資本配分及び投資評価プロセスをサポートしている。

2018年度、世界経済は2017年度からの流れを受けて約３%成長した。ユーロ圏の成長が低いペースに留まるなかで、米国及び中国が世界経済の成長を牽引した。しかしながら、成長鈍化の兆しが現れ始めており、政治的及び経済的リスクが存続している。経済的要因としては、生産性改善のための投資が必要ななかでの公的財政の持続可能性に関する問題、南米諸国で経済の多角化が進まず短期的経済変動の影響により強くさらされる状況となっている問題、また、各国経済の復興のための選択肢として保護主義的方策がとられる事例が増えた問題等がある。

先進国（特に米国）の金融政策の正常化によって、新興国市場（特に経済が構造的に弱い国の市場）に強い圧力がかかっている。そのなかで、アルゼンチンでは、経済状況の悪化（例えば、2018年度に同国経済がリセッションに陥ったこと。）や国内政治が不安定なことに関連して、リスクが高まった（同国のマクロ経済レベル及び社会政治的レベルの両方に関するモデルの格付けに反映されている。）。市場の信頼を回復し、また、資金需要に対応するために、同国政府は国際金融基金（IMF）との間で、2019年度までに基礎的財政赤字を解消し、2020年度にはGDPの１%相当の財政黒字を達成することを条件に、55十億ドルを超える援助計画に関する協定を締結した。主なリスクとしては、2019年10月に予定されている国政選挙の直前期間における景気回復がその後も継続するかどうかということが挙げられる。

欧州では、英国のEU離脱交渉が大きな進展のないまま継続している。英国議会は、テレサ・メイ首相とEUとの間の暫定合意の承認を再び延期した。当グループが関係する欧州諸国のなかで、イタリアでは、モデルでの予想に反映されたように、リスクが高まった。イタリア政府の財政政策にまつわる不安定性、同国の予算目標に関するEUとの間の緊張状態や国内政治の不安定さが偶発的な要素と結びついて景気が減速し、2019年下半期には同国経済はリセッションに陥る可能性がある。

気候変動に関連したリスク

気候変動に関連した物的リスク

気候変動によってもたらされる物的リスクは個々の事象や長期的な気候モデルの変更に結び付く可能性もがある。異常気象及び自然災害によって、当グループは、インフラストラクチャやその他の資産に損害を被るリスクにさらされており、そのリスクは、結果として関連する資産が利用できなくなる期間が長期化する可能性を伴っている。さらに、当グループは、気候（例えば、大気温、降雨や風等）が徐々に変動することに関連して自社の発電資産の運用に影響が生じるリスクにもさらされている。エネルは電力産業のバリューチェーン全体（発電、配電及び販売）で業務に携わっており、発電技術と業務を行っている地理的地域及び市場の両方において多様化した活動のポートフォリオを有しおり、そのことで、気候変動に関連したリスクやそれに関連した財務面への影響が軽減されている。

加えて、これらのリスクを軽減するために、当グループは、同時に資産の近隣のコミュニティ及びエリアが被る可能性のある影響を縮小することも視野に入れ、最もリスクにさらされている資産が存在するエリアを常に監視し天候を予想する、最も先進的な予防及び保護戦略を取っている。さらに、異常気象又は自然災害に最もさらされた資産の回復力を増強するために、さまざまな方策を講じている。

当グループが業務を行うエリアは全て、ISO14001認証を受けており、重大な問題が速やかに発見できるよう、国際的に認められている環境マネジメント・システム（EMS）を実施してリスクの潜在的発生源を監視している。

本項で扱ったリスクに関しては、「持続可能性」のセクションにも追加情報が記載されている。

気候変動に関連した移行リスク

低炭素エネルギーモデルへの移行は、気候変動への取組みに付随して、短期、中期及び長期的な影響のある、法律／規制関連リスク又は政治的、法的、技術的及び市場リスクを発生させる可能性がある。排出に関する報告義務及びその他の法的義務の増加、低排出のエネルギー資源の使用及び化石燃料へのエクスポージャーの縮小、市場価格が潜在的に予見不能な市場価格の変動による市場からのシグナルの不確実さ、商品価格の上昇又は関係者の気候問題に対する興味の増大は、全てエネルが影響を被る可能性のある気候変動に関連したリスク要素であり、当社の財務成績もその影響を被る可能性がある。

当グループは、2050年度の「無排出生産」の実現を第一の、また最優先のゴールとして、排出削減目標を通じて既存の活動が環境に与える影響を継続的に改善することにも尽力している。エネルは、COP21の目標に従って、低炭素を実現する技術及びサービスの開発を通じて成長する戦略を採用している。

さらに、気候変動に関連した法律及び規制に関するリスクを軽減するために、当グループは、地域及び国際的な当局及び規制機関との間で透明性のある建設的な関係を維持している。

本項で扱ったリスクに関しては、「持続可能性」のセクションにも追加情報が記載されている。

サイバー攻撃に関するリスク

デジタル化及び技術革新の時代にあって、組織は、今まで以上にサイバネティック攻撃にさらされることになった。その攻撃は、それを取り巻く環境の変化を一因として、従前より頻度も高まり、また、より手の込んだものとなってきている。当グループの組織が複雑であることや、それを取り巻く多くの環境（データ、人材及び産業界）によって、当社の資産は攻撃のリスクにさらされている。エネル・グループは、スマートな「対象」のネットワーク化（モノのインターネット）を十分に考慮に入れたうえで、従来的情報技術部門と産業部門（運用技術分野）の両方に適用される「システマチックな」ビジョンに基づいてこれらのリスクを管理するモデルを採用している。特に、エネルは、サイバー・セキュリティ活動を導き管理するものとして「サイバー・セキュリティ・フレームワーク」を採用した。これは、ビジネス分野の関与、立法、規制及び法的要件及び提言の実施、入手可能な最良の技術の使用、特別な業務プロセスの整備、並びに従業員への情報提供を定めている。サイバー・セキュリティ・フレームワークでは、「リスク・ベース」のアプローチ並びにアプリケーションからプロセス、サービスに渡る全ライフサイクルにおける適切なセキュリティ上の措置を定義する設計・開発モデルに基づいて、戦略的決定及び設計活動が行われる（設計によるサイバー・セキュリティ）。エネルはまた、サイバー・セキュリティの脅威及びインシデントに対して工業化された対応をするために、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。これは、国内外で認知・評価されている。

3【経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

(1) 業績等の概要

2018年度は、設定した全ての目標を達成し、改めて優れた業績を記録する１年となった。今日、当社は持続可能性、効率性、収益性及び低リスクの点で、今まで以上に優れた特性を有することで特徴づけられる会社となった。これらは、投資家を引き付け、投資家に適正に報い、全ての関係者に永続的な価値を創出することを継続していく上でカギとなる要素である。当社は、エンドユーザー73百万人、再生可能エネルギーによる発電の設置発電容量43GW、小売り顧客（電気及びガス）70百万件、及び独自の需要管理電力6.2GWを擁し、当産業での民間運営会社のなかで、引き続き、エネルギー遷移にかかわる主要分野でリーダー的立場を担っている。

エネルは、バリューチェーン全体を世界的に運営している。この戦略的アプローチと運用能力は、ボラティリティや複雑さが増していくなかで、2018年度においても、当グループが事業機会を捉え新たな挑戦に向かっていくことを可能とする主な手段となった。

当グループの効率的戦略的ポジショニングは、エネル株式の成績にも反映された。エネル株式はFTSE-MIB指数を上回り、ユーロSTOXXユーティリティ指数に匹敵する成績を記録した。これによって、2018年度をヨーロッパのユーティリティ会社としては最大の時価総額を有する会社として終えることができた。

マクロ経済環境

2018年度中、世界経済は2017年度と同程度の約３％の成長を記録した。米国及び中国が引き続き主導的役割を担ったなかで、ユーロ圏の経済成長率はやや穏やかなものに留まった。先進国での金融政策の正常化によって、新興市場にはかなりの圧力が加わった。地政学的不確実性によって取引及び投資判断が消極的になったことが、外部経済の特徴となった。

欧州中央銀行は、2018年12月をもって臨時の資産購入プログラム（量的緩和）を終了することを発表したが、引き続き緩和スタンスを継続して維持した。

ユーロ圏では、景気の状況は国によって異なる速度で動いた。イタリアは、2018年度下半期に技術的リセッションに陥るなか（2018年度のGPD成長率は全体でプラス0.75%）、政治的な不安定さと予算拡大パッケージに関する欧州連合との話合いによる影響を被った。スペインは、政治状況が不安定ななかで、強力な国内需要によって急成長を続けた(2018年度のGDP成長率プラス2.5%)。

米国では、経済成長が急激な加速を見せ（2018年度のGDP成長率プラス2.9%）、失業率も歴史的な低水準となり、全般的インフレ率も中央銀行が設定した目標値を上回った（CPI上昇率プラス2.4%）。ラテンアメリカでは、世界的なマクロ経済状況の悪化により一部の国（特にアルゼンチン）の構造的脆弱さが露呈したものの、その他の国（チリ、コロンビア、ペルー）はかなりの耐性を示した。より具体的には、アルゼンチンは、干ばつや財政・金融緊縮計画等の例外的事象による悪影響もあって、厳しいリセッションに陥った（2018年度のGDP成長率2.6%減少）。ブラジルでは、選挙の結果を予想することが困難な情勢であったこと、及び必要な構造改革の実施の遅れによって、景気回復が減速した（2018年度のGDP成長率プラス1.1%）。

一般的に、当グループが関係しているほとんど全ての国（例外は、アルゼンチンと、メキシコの一部のみ）でインフレーションは低水準にとどまっており、それが緊縮財政のなかで国内消費を育てることに貢献した。

2018年度の最初の９ヶ月間は、ブレント原油価格が１バレル86ドルにまで上昇する等、原油価格は着実に上昇したが、第４四半期には、世界経済の失速の兆しを反映して、１バレル54ドルにまで下落した。ヨーロッパのガス市場にとっても、ボラティリティの高い期間となった。2018年度の最初の数ヶ月は需要が堅調で、夏には価格の異常な緊張状態が記録された。10月以降は、原油価格の突然の下落、ヨーロッパ向けのLNGの輸出の増加、及び需要の安定化によって、状況が逆転した。

ヨーロッパの石炭市場の動きは、石炭のガスに対する競争力の状態によって生じるボラティリティで特徴付けられた。太平洋地域では、中国が今年度も市場に対する大きな影響を示し、石炭価格を前年度に比べて20%ポイント引き上げた。

ヨーロッパでは、二酸化炭素価格が大幅な回復を見せ、当年度末には市場安定化リサーブの導入を主因とて１トン当たり25ユーロに上昇した。市場安定化リサーブは、二酸化炭素市場の復活のために、排出権の供給過剰状態を解消することを目指して導入されたものである。

エネル・グループが事業を行う諸国の電力需要には2017年度から好ましい傾向がみられていたが、その傾向は今年度も継続した。電力消費は、ヨーロッパでは増加幅はわずかではあるものの着実に増加（約１%）し、ラテンアメリカでは急速に発展する（約３%）、という、二つの異なるスピードで増加した。エネルギー価格は、過去数年間を特徴付けた広範な下落の後、2018年度は当グループが業務を行うほとんどの国で価格が上昇した。これは、一部に、電力のサプライチェーンの中で未だに様々な度合いで使用されている化石燃料の価格が年間平均で上昇したことを反映している。

業績

南米での貨幣価値の下落と、従来型発電の市況が極めて好調だった2017年度から通常の状況に戻ったなかで、エネル・グループは2018年度の全ての財務目標を達成することができた。

特に、当グループの当年度の経常EBITDAは前年度の15.6十億ユーロから16.2十億ユーロに増加し、投資家に提示していた目安に沿った業績となった。配当金の計算に用いられる経常純利益は、4.1十億ユーロに達し、前年度と比べて９%増加した。2018年度の配当金は１株当たり0.28ユーロ）で、前年度の0.237ユーロから18%増加し、株主に保証されていた最低配当金に沿った金額となった。なお、既に昨年度から適用されている中間配当方針に沿って、2018年１月に0.14ユーロの中間配当が支払われた。財務的健全性の指標となる純債務に対するFFOの比率は目標を上回って2017年度末の数値と同様に27%に達した。純債務は41.1十億ユーロで、投資家に示していた範囲（41十億ユーロと42十億ユーロの間）の最低額に留まった。この金額は、当期中に実施された非経常的取引と成長のための投資（2017年度と同水準の約8.5十億ユーロ相当）が発生したことを受けて、前年度より増加した。

重要な事業展開

産業としての成長に関しては、再生可能発電は、2018年度も拡大を継続し、新たに３GW相当の発電容量が追加された。この増加によって、当グループとして、初めて、ゼロ排出技術が年間発電量の50%超を占め、二酸化炭素排出削減目標に貢献した（2017年度と比べて11%減少）。

デジタル化にも引き続き取り組んだ。当グループは、新しくスマートメーターを1.2百万台設置し、世界各地で設置されたスマートメーターは合計で約44百万台となった（そのうち15%は第二世代の装置）。これらの活動は、高品質な、信頼性の高い、強靭なインフラストラクチャを構築し、国連の持続可能な開発目標（SDG）９及び11（SDG9‐産業、技術革新、産業基盤、及びSDG11‐住み続けられるまちづくり）に従って、より持続可能な都市を作るという目標に沿ったものである。

当社の電動モビリティ戦略は、イタリアにおける公共充電設備設置計画の加速化とスペイン及びルーマニアにおける２つの類似のプロジェクトの開始によって後押しされた。これら動きによって、当社は年間目標を上回る実績を記録し、2018年度末までに設置した再充電施設は、公共のものと私的なものとを合わせると、合計49,000か所にまで増加した。

当グループはまた、6.2GWの電力需要を管理し、産業顧客及びグリッド安定化サービスの双方で70MWのバッテリー蓄電を達成して、電気システムのための柔軟な資源を求めるニーズの高まりによって生み出された事業機会を捉える能力があることを示した。

非経常的取引として、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（Enel Brasil Investimentos Sudeste SA）（以下「エレトロパウロ（Eletropaulo）」という。）（12月にエネル・ディストリビューソォン・サン・パウロ（Enel Distribuição São Paulo）に社名変更）の買収によって当グループのエンドユーザーは73百万人に達し、2017年度から11%の増加となった。メキシコでは、「Build, Sell and Operate（建設、売却及び運営）」（BSO）ビジネス・モデルに従って、プラント運営の責任を保持しつつ再生可能発電容量1.7GW（相手方との契約の規定により、新たに0.1GWが2019年度に移転される予定。）の過半数持分を売却する取引が確定した。さらに、イタリアでは、合弁事業であるEFソラーレ・イタリア・エスピーエー（EF Solare Italia SpA）の50%をF2i・エスジーアール・エスピーエー（F2i SGR SpA）に売却する取引が214百万ユーロで完了した。また、エネル・グループとF2i・SGRとの間で締結されたイタリアのバイオマス資産全てを売却する契約の一環として、フィナーレ・エミリア（Finale Emilia）のバイオマス・プラントを59百万ユーロでF2i・SGRに売却した。さらに、スペインでは、エネル・グリーン・パワーがガリシア及びカタロニアで総容量約132MWの５か所の風力発電プラントを買収する契約を締結した。

財務面では、2018年度は、２回目のグリーン証書の発行に始まって、2017年度ヤンキー・ボンド・アウォードの受賞、ユーロ建ての劣後転換不能ハイブリッド債のマルチトランシェ発行や米国市場での４十億ドルの社債の発行に至るまで、大きな実績を達成した、好調な一年であった。

これらの業績は、チリでの企業再編成、エネル・チリ・エスエー（Enel Chile SA）によるエネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エスエー（Enel Green Power Latin America SA）の吸収合併、及びエネルのエネル・アメリカス・エスエー(Enel Américas SA)の持分の増加等によって当社が組織構造の合理化を進めてきたことによる成果でもある。

戦略及び2019－2021年度の見通し

近年、当社は多くの産業分野で、重大な影響力を持った構造変化が起きていることを目撃してきた。この変化によって、新たな市場や事業機会が出現するに至っている一方で、統合された事業モデルを刷新し、利用可能な資源の利用方法を再検討する必要があることも明らかになった。

エネルギー部門でも恒常的に、確実な進展が起きている。持続可能性や環境問題に対する消費者の意識の高揚と相まって、再生可能エネルギー資源の競争力や資産のデジタル化によって、経済の脱炭素化に結び付く新たな形での電力利用の道が拓けてきている。これらの課題に取り組んでいくために、エネルは2018年11月に2019－2021年度戦略計画を発表した。この計画は、近年提示された事業展開を進め強化するものとなる。

この計画に示された成長の過程は、当グループとして経常EBITDAを2018年度の16.2十億ユーロから2021年度に19.4十億ユーロに引き上げる（20%増）ことを目標とし、常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、総額で従前の計画を12%上回る約27.5十億ユーロ程度の総投資を行うことを見込んでいる。成長のための投資は総額約16.5十億ユーロで、そのうち約10.6十億ユーロは専ら当グループの成長を牽引する再生可能エネルギーに関する投資に向けられる。この投資は、イタリア、スペイン、チリ、ブラジル、コロンビア及びペルーといったエネルが統合的な地歩を有する市場のみならず、北米、中米、アフリカ、アジア及びオセアニア等のその他の市場でも行われ、今まで以上に明確な世界的な広がりを示している。この成長は、リスク管理に加えて新たな成長の機会を模索するという観点からも、エネルの気候変動への取組と合致している。この点について、当年度の報告書には、金融安定理事会の気候関連財務情報開示に関するタスクフォース（TCFD）の勧告の実施に関する事項のみを扱ったセクションが設けられている。

グリッドに対する投資は約11.1十億ユーロで、特にブラジルのエレトロパウロ等の近年に買収した資産の統合を完了することや、当グループが事業を行っている全ての国で、とりわけデジタル化を通じてグリッドの効率性を改善しサービスの質を向上させることを主たる目的としている。

当グループはまた、事業効率の改善を重視して、その分野に今後３年間で1.2十億ユーロを投資するとともに、主に全ての事業部門でデジタル化を進めることによってコストの削減を図っていく。

今後の価値の創出のもう一つの柱となるものは、使用する資本に対する全体的リターンを改善し当グループの経済的利益を増加することを視野に、非支配持分の縮小及び資産の回転を通じて企業構造を簡素化することである。

エネルの戦略は、環境、社会、及び経済に長期的にポジティブな影響を生み出すことを目指して、当グループと相互に影響しあう人々やコミュニティと共通の価値を創出することを目指したアプローチによる、明らかに持続可能な戦略であり、パリ協定で設定された目標の達成に向けて、エネルが事業を行っている各国で行われている措置をエネルがサポートするモチベーションとなっている。

SDGsへのコミットメントは、2030年度までの目標を設定して二酸化炭素の実質排出量を0.23kg/kWh$_{eq}$まで削減するという目標（SDG13）を強化し、当グループと地元コミュニティとのかかわりのレベルを引き上げ、教育（SDG4）、エネルギー（SDG7）及び雇用や持続可能で包摂的な経済成長（SDG8）へのアクセスを育むことで、強化された（SDG13‐環境対策、SDG4‐質の高い教育、SDG7‐手ごろでクリーンなエネルギー、及びSDG8‐ディーセント・ワークと経済成長）。

SDG9及びSDG11については、具体的な目標が設定された。すなわち、当グループは、2019-2021年度にスマートメーターを約47百万台、また電動モビリティのための充電ステーションを455千か所設置し、5.4十億ユーロをデジタル化のための投資に充てることを予定している。

バリューチェーン全体での持続可能性及び統合された事業モデルの世界的展開は、戦略的計画の持つ回復力の根幹であり、また、そこに事業遂行の頑健性が示されている。この認識に照らして、2021年度まで当グループの経常純利益の70%を配当支払に充てるという配当方針を継続することが確認され、また、2019－2021年度の全期間について、１株当たりの最低配当金額を初めて設定された。したがって、エネルは、2019年度においては、a)従前から示されている70%の支払率に基づいた１株当たりの配当金額か、b)１株当たり0.32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。

業績の概要

業績に係る情報

収益

2018年度の収益は、2017年度から1,033百万ユーロ（1.4%）増加して75,672百万ユーロとなった。

収益が増加した背景には、主に、イタリア、スペイン及び南米のエネル・グリーン・パワーの事業ラインからの収益の増加、イタリアの自由市場での売上の増加、並びに連結範囲の変更、特にエネル・ディストリビューソォン・サン・パウロの買収、また、メキシコでのエネル・グリーン・パワーの事業ラインの一部を処分して８社の支配権を手放した取引のキャピタルゲインと公正価格の再評価（190百万ユーロ）がある。

これらの影響は、主に南アメリカで為替レートが不利に動いたことによって一部相殺された。

2018年度の収益は、EFソラーレ・イタリアの処分（65百万ユーロ）及び2009年度のエネル・レテ・ガス（Enel Rete Gas）の処分に関連した補償金（128百万ユーロ）が含まれている。これらは、経常収益には含まれていない。

2017年度の収益は、主に、チリのエレクトロガス（Electrogas）の売却から得た利益（143百万ユーロ）が含まれていた。

(単位：百万ユーロ)

	2018年	2017年	増減	
イタリア	38,398	38,781	(383)	-1.0%
イベリア	19,492	19,994	(502)	-2.5%
南米	14,742	13,154	1,588	12.1%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	2,361	2,411	(50)	-2.1%
北米及び中米	1,438	1,187	251	21.1%
アフリカ、アジア及びオセアニア	101	96	5	5.2%
その他、除去及び調整	(860)	(984)	124	12.6%
合計	75,672	74,639	1,033	1.4%

売上総利益

2018年度の売上総利益は、為替レートが不利に動いた（543百万ユーロ）にもかかわらず、2017年度から698百万ユーロ（4.5%）増加して、16,351百万ユーロとなった。売上利益の増加は、主に、イタリア、スパイン及び南米でのエネル・グリーン・パワーの事業ライン並びにイタリアの自由市場、さらにはエネル・ディストリビューソォン・サン・パウロの買収の影響及び新しい会計基準であるIFRS15の規定に従っての顧客獲得費用220百万ユーロの資本化の影響によるものであった

売上総利益は、メキシコのプロジェクト会社８社を支配権の喪失とともに一部処分した際の売却益と公正価格の再評価（190百万ユーロ）、並びに経常売上総利益の計算上考慮されなかった以下の項目によっても増加した。

・EFソラーレ・イタリアの売却によるキャピタルゲイン（65百万ユーロ）
・2009年度のエネル・レテ・ガス（Enel Rete Gas）の売却に関連してe-ディストリビュツィオーネ（e-distribuzione）が受け取った補償金（128百万ユーロ）

これらによる増加は、チリ及びコロンビアでの水力発電プロジェクトを中止したことを受けて南米で計上した損失45百万ユーロを控除した、チリの会社、エレクトロガス（Electrogas）の売却について前年度に受け取った売却益（143百万ユーロ）の影響で一部相殺された。

下掲の表は、地理的エリア別にみた売上総利益の状況を示したものである。

(単位：百万ユーロ)

	2018年	2017年	増減	
イタリア	7,304	6,863	441	6.4%
イベリア	3,558	3,573	(15)	-0.4%
南米	4,370	4,204	166	3.9%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	516	543	(27)	-5.0%
北米及び中米	708	759	(51)	-6.7%
アフリカ、アジア及びオセアニア	54	57	(3)	-5.3%
その他	(159)	(346)	187	-54.0%
合計	16,351	15,653	698	4.5%

経常売上総利益は2017年度から603百万ユーロ(3.9%)増加して16,158百万ユーロとなった。2018年度の経常売上総利益に含まれていない項目は193百万ユーロあり、それには以下が含まれていた。

・2009年度のエネル・レテ・ガスの売却に関連してe-ディストリビュツィオーネが受け取った補償金（128百万ユーロ）
・EFソラーレ・イタリアの売却によるキャピタルゲイン65百万ユーロ

上述のとおり、2017年度の経常営業総利益には、エレクトロガスの売却益として、143百万ユーロと、チリ及びコロンビアでの水力発電プロジェクトの中止に伴って計上された損金45百万ユーロは含まれていない。

(単位：百万ユーロ)

	2018年	2017年	増減	
イタリア	7,111	6,863	248	3.6%
イベリア	3,558	3,573	(15)	-0.4%
南米	4,370	4,106	264	6.4%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	516	543	(27)	-5.0%
北米及び中米	708	759	(51)	-6.7%
アフリカ、アジア及びオセアニア	54	57	(3)	-5.3%
その他	(159)	(346)	187	54.0%
合計	16,158	15,555	603	3.9%

営業利益

2018年度の営業利益は9,900百万ユーロで、減価償却、アモチゼーション及び減損が590百万ユーロ増加したにもかかわらず、2017年度（9,792百万ユーロ）から108百万ユーロ増加した。減価償却、アモチゼーション及び減損が増加したのは、顧客獲得費用の資本化（アモチゼーションを166百万ユーロ増加させた。）、エネル・ディストリビューソォン・サン・パウロの買収（93百万ユーロ）及び2018年度に認識された減損が2017年度を上回ったことによる。この点に関して、以下の事項に留意する必要がある。

・スペインのアルクジア（Alcúdia）の発電プラントでの発電ユニット２基の簿価の引下げ（82百万ユーロ）
・ヌオーヴェ・エネルギー（Nuove Energie）のLNG再ガス化プラントの簿価引下げ（24百万ユーロ）
・イタリアの従来型発電プラントの一部及び再生可能発電プラントの減損（それぞれ23百万ユーロ及び94百万ユーロ）
・イタリアを中心に、一部売掛債権の減損の増加（186百万ユーロ）

これらの増加は、南米で為替レートが不利に動いたことや、EGPヘラス・CGU（EGP Hellas CGU）の減損（117百万ユーロ）及び子会社であるエルドヴェルメ・オバーラントGmbH（Erdwärme Oberland GmbH）を通じてドイツで行った地熱開発活動に関して前年度に認識した減損の引当金戻入（42百万ユーロ）によって一部相殺された。

(単位：百万ユーロ)

	2018年	2017年	増減	
イタリア	4,498	4,470	28	0.6%
イベリア	1,724	1,842	(118)	6.4%
南米	2,976	2,970	6	0.2%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	420	306	114	37.3%
北米及び中米	454	553	(99)	-17.9%
アフリカ、アジア及びオセアニア	10	15	(5)	-33.3%
その他	(182)	(364)	182	-50.0%
合計	9,900	9,792	108	1.1%

経常営業利益は、経常売上総利益の項で既に説明した一定の項目は含まず、また、先に述べた減損（EGPヘラスCGUの減損の引当金戻入額控除後のアルクジア、ヌオーヴェ・エネルギー並びにイタリアのバイオマス及びソーラー発電業務）の影響を考慮しない。2018年度は9,793百万ユーロで、2017年度より57百万ユーロ（0.6%）増加した。

(単位：百万ユーロ)

	2018年	2017年	増減	
イタリア	4,426	4,470	(44)	-1.0%
イベリア	1,806	1,842	(36)	-2.0%
南米	2,976	2,872	104	3.6%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	303	348	(45)	-12.9%
北米及び中米	454	553	(99)	-17.9%
アフリカ、アジア及びオセアニア	10	15	(5)	-33.3%
その他	(182)	(364)	182	-50.0%
合計	9,793	9,736	57	0.6%

純利益

親会社の株主に帰属する純利益は、前年度の3,779百万ユーロに対して、2018年度は4,789百万ユーロであった。より具体的には、営業利益は以下の要因によってさらに改善した。

- **スロベンスケ・エレクトラーネ（Slovenské elektrárne）の一部売却に関連した金融債権（320百万ユーロ）及び持分法によるスロバク・パワー・ホールディング（Slovak Power Holding）への投資（362百万ユーロ）の両方に関する価値の調整**
- **エネル・ディストリビューソォン・ゴイアス（Enel Distribuição Goiás）（274百万ユーロ）及びエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（同年度中の3Sunのエネル・グリーン・パワー・SpAとの合併に関する85百万ユーロ）の過年度の損失に関する繰延税金資産の認識を主因とした税負担の減少**

これらの影響は、以下の要因によって一部軽減された。

- **キクラデス島の風力発電所の開発プロジェクトの規模の見直しに関連した、ギリシャにおける持分法で測定された一部の株式投資の資産の簿価の引下げ**
- **2017年度のバヤン・リソーシズ（Bayan Resources）の売却益（52百万ユーロ）及びスロバク・パワー・ホールディングへの投資の2017年度の再評価（28百万ユーロ）**
- **米国の税制改革による繰延税金の取崩し及びエデスール（Edesur）の昨年度の損失に関して認識した繰延税金資産を受けての米国及びアルゼンチンでの税額の減少**

2018年度の親会社の株主に帰属する経常純利益は4,060百万ユーロで、2017年度（3,709百万ユーロ）から351百万ユーロ増加した。下掲の表は、親会社の株主に帰属する純利益と経常純利益の調整を示したもので、非経常的項目及びそれらがそれぞれ純利益に与えた影響について、税制からの影響及び非支配持分を排除したベースで報告するものである。

(単位：百万ユーロ)

	2018年
親会社の株主に帰属する純利益	4,789
e-ディストリビュツィオーネのエネル・レテ・ガスへの投資の売却に関する補償金	(128)
スロベンスケ・エレクトラ―ネの資産の戻入れ	(646)
アルクジア・プラント（スペイン）の簿価引下げ	43
EGPヘラスCGUの減損及び風力プロジェクト（キクラデス）の減損の引当金戻入れ	(39)
EFソラーレ・イタリアの売却益	(64)
ヌオーヴェ・エネルギーCGUの簿価引下げ	20
イタリアのバイオマス及びソーラー発電プラントの純簿価引下げ	85
親会社の株主に帰属する経常純利益(1)	4,060

(単位：百万ユーロ)

	2017年
親会社の株主に帰属する純利益	3,779
バヤン・リソーシズの売却益	(52)
エルデヴェルメ地熱発電資産の減損	36
チリ及びコロンビアにおける水力発電プロジェクトの中止	11
エレクトロガスの売却益	(37)
スロバク・パワー・ホールディングへの投資の再評価	(28)
親会社の株主に帰属する経常純利益(1)	3,709

(1) 税制からの影響及び非支配持分を考慮。

財務に係る情報

純投下資本

純投下資本（売却目的の純資産281百万ユーロを含む。）は、2018年12月31日現在、88,941百万ユーロであり、これは、親会社株主に帰属する持分及び非支配持分47,852百万ユーロ並びに純金融債務41,089百万ユーロから資金拠出された。2018年12月31日現在における負債／資本の比率は、0.86%（2017年12月31日現在は0.72%）であった。

レバレッジ比率の上昇は、IFRS9及びIFRS15が遡及的に適用されたことによって当グループの連結持分が3,704百万ユーロ減少したこと、並びに純金融債務が増加したことによる。

純金融債務は、2017年12月31日から3,679百万ユーロ増加して41,089百万ユーロとなった。この増加は、主に、エネル・ディストリビューソォン・サン・パウロの買収、子会社であるエネル・ジェネラシオン・チリ（Enel Generación Chile）の非支配持分の全株式の公開入札、期中の投資及び為替レートの不利な動きによるものである。

営業からのキャッシュ・フロー

営業からのキャッシュ・フローは2018年度には11,075百万ユーロを計上し、営業総利益及び純流動資産の増加を原因として、前年度と比較して950百万ユーロの増加であった。

資本支出

資本支出は、2018年度においては、スペイン、南アフリカ及びインドでの再生可能エネルギーによる発電プラントの集中化並びにイタリア及びブラジルでの手数料ベースで運用されているグリッドの業務拡大によって、2017年度から22百万ユーロ増加して、8,152百万ユーロとなった。このうち、6,350百万ユーロは有形固定資産に関する支出であった。これらの原因のうち後者については、増加の一部は2018年６月に買収したエネル・ディストリビューソォン・サン・パウロによるものである。これらの増加は、主に南アメリカで外国為替が不利に動いたこと、及びブラジルで再生可能エネルギーによる発電プラントの多くが操業を開始したために資本支出が減少したことによって、一部相殺された。

(単位：百万ユーロ)

	2018年	2017年	増減	
イタリア	2,479(1)	1,812	667	36.8%
イベリア	1,433	1,105	328	29.7%
南米	2,246	3,002	(756)	-25.2%
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	390	307(3)	83	27.0%
北米及び中米	1,373(2)	1,802(4)	(429)	-23.8%
アフリカ、アジア及びオセアニア	142	30	112	-
その他、除去及び調整	89	72	17	23.6%
合計	8,152	8,130	22	0.3%

(1)「売却目的」に分類されるユニットに属する３百万ユーロは含まれていない。
(2)「売却目的」に分類されるユニットに属する375百万ユーロは含まれていない。
(3)「売却目的」に分類されるユニットに属する44百万ユーロは含まれていない。
(4)「売却目的」に分類されるユニットに属する325百万ユーロは含まれていない。

営業に係る情報

	イタリア	海外	合計	イタリア	海外	合計
	2018年			2017年		
エネルによる純発電量（TWh）	53.2	197.1	250.3	53.5	196.4	249.9
エネル配電網による送電量（TWh）(1)	227.7	257.7	485.4	228.5	232.2	460.7
エネルの電力販売量（TWh）	104.3	191.1	295.4	103.2	181.6	284.8
エンドユーザーに対するガス販売量（十億立方メートル）	4.8	6.4	11.2	4.8	6.9	11.7
年期末従業員数（人）	30,285	38,987	69,272	31,114	31,786	62,900

(1)2017年度の数値は送電量をより正確に測定した数値である。

2018年度のエネルによる純発電量は、海外での発電量が増加（0.7TWh）したことにより、イタリアでの発電量の減少（0.3TWh）により一部相殺されたものの、2017年度と比べて0.4TWh（0.2%）増加した。より具体的には、海外の発電量の増加は、以下のとおり、主として再生可能エネルギーによる発電量の増加を反映している。

・スペイン及び南米での水力発電の増加による6.0TWh
・南米及び北・中米の風力発電の増加による４TWh

これらの発展による影響は、ガスによる火力発電をはじめとした従来型の資源による発電量の減少によって一部相殺された。

イタリアでは、水力発電の増加（4.0TWh）が石炭及びガスによる発電の縮小によって相殺された。

なお、エネルの2018年度の純発電量の39%は再生可能資源によるものであった。

エネル配電網による送電量は、2018年度は、主にエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収を反映して、前年度から24.7TWh（5.4%）増加し、485.4TWhとなった。

エネルの電力販売量は、2018年度は、前年度と比べて10.6TWh（3.7%）増加し、295.4TWhとなった。これは、主に、海外市場で販売量が増加（9.5TWh）した状況を反映している。南米での販売量の増加（16.4TWh）は、スペインでの販売量の減少（-6.9TWh）によって僅かながら相殺された。国内市場での販売量も1.1TWh増加した。

環境、社会及びガバナンスに関する指標

	2018年	2017年	増減	
無排出発電（全体に対する割合(%)）	49.1	43.3	5.8	13.4%
純生産量からの二酸化炭素実質排出量合計（$kgCO_2/kWh_{eq}$）(1)	0.369	0.411	(0.042)	-10.2%
火力発電の平均イールド（%）(2)	40.1	40.7	(0.6)	-1.5%
二酸化硫黄実質排出量（g/kWh_{eq}）(1)	0.75	0.84	(0.09)	-10.7%
窒素酸化物実質排出量（g/kWh_{eq}）(1)	0.72	0.79	(0.07)	-8.9%
粉塵実質排出量（g/kWh_{eq}）(1)	0.17	0.27	(0.10)	-37.0%
ISO14001認定の純効率限度容量（全体に対する割合(%)）	98.5	99.0	(0.5)	0.001%
エネル負傷事故発生率(3)	0.943	1.199	(0.256)	-21.4%
エネルにおける重傷・重症及び重体事故(件数)(4)	7	6	1	16.7%
請負業者における重傷・重症及び重体事故（件数）(4)	17	20	(3)	-15.0%
倫理規定侵害の立証（件数）(5)	30	31	(1)	-3.2%

(1)実質排出量は、再生可能資源発電、原子力発電、単一火力発電並びに電力及び熱の熱電併給（MWh相当の熱の寄与を含む。）の合計に対する、単一火力発電並びに電力及び熱の熱電併給からの合計排出量の割合として計算されている。
(2)イタリアにおいて閉鎖段階にあるか、又は火力発電所の中での重要性が低い石油及びガスの発電所を含まない新しい方法で計算されたパーセント値。この数値には、ロシアの火力発電所での熱電併給工場での消費及び発電についても勘案されていない。平均効率性は、工場数を基準として、生産量に基づいて加重して計算されている。
(3)この指標は、労働時間（百万単位）に対する負傷者数合計の割合として計算されている。
(4)重傷・重症：発行された診断書上、初期の診断として全治30日を超える予後診断若しくは実際の予後が診断されるまでは予後は秘匿された傷病、又は関係する会社による当初評価に基づいて全治30日を超えるものと予想される期間不明の予後が診断された傷病。正式な予後診断が発表された際には、全治30日を超える予後診断が下された場合のみを重傷・重症とする。受傷・罹患時から30日が経過しても予後が秘匿され又は期間不明の予後の期間が確定しない場合は、重傷・重症とされる。
(5)2017年度に受領した報告の分析は、2018年度に完了した。かかる理由により、2017年度の侵害の立証数は27件から31件に修正された。

エネル・グループは、ほぼ全ての業務（発電所、配電網、サービス、財産、販売その他）をカバーする環境マネジメント・システムを設けている。新しい発電所及び施設の証明のための準備活動も始まっている。

2050年度までの脱炭素化の目標に沿って、新たに設置された再生可能エネルギーによる発電容量は約2.7GWに達しており、その多くは、主に米国での風力発電やメキシコでのソーラー発電によるものである。無排出（ゼロ・エミッション）資源からの発電は、2018年度には総発電量の約49%を占め、利用可能な水資源の増加の恩恵を受けて水力資源からの発電が増加したことにより、2017年度を上回る実態となった。実質二酸化炭素排出量は、火力発電の減少により排出量の絶対量が減少したことを反映して、0.411kg/kWh_{eq}から0.369 kg/kWh_{eq}となり、前年度から10%の削減が実現した。

その他の実質大気排出量の数値は、2017年度と比べてSO_2に関しては約11%、またNO_xに関しては９%減少し、粉塵も、ロシアのレフチンスカヤ・プラントでの稼働率の改善により減少した（2017年度より37%減少）。

火力発電所の平均効率性は2017年度と比べて実質的変化はなかった。

エネル・グループの従業員の負傷頻度は0.94（2017年度より21%低下）であった。 2018年度中、エネルの職員の死亡事故は１件、重大事故は６件発生した。エネルの請負業者の従業員のかかわった死亡事故は７件、重大事故は10件発生した（「ビルト・セル・アンド・オペレート」アプローチが採用されている持分法によって計上されるいくつかの会社を含めた当グループが業務を行っている全ての地域で管理されている活動を考慮すると、死亡事故件数は合計８件であった。）。

倫理規定の侵害の報告件数は昨年度には144件であったが、分析により、今日までに30件が侵害に分類された。

「第一部－第３－３(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」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) 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) 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析

業績指標の定義

エネルは、当グループ及び親会社の成績を示しまたその財務構造を分析するため、当グループ及びエネル・エスピーエーが導入しているIFRS-EUの下に構想され、連結・個別財務報告書に示されているものとは別の、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・個別財務書類から直接入手できるものとは異なった業績指標を含んでいる。経営陣は、その指標は当グループ及び親会社の業績を監視するのに有効であり、事業の財務成績を反映するものであると考えている。

これらの指標について、CONSOBは2015年12月３日に通信第92543/15号を発行した。かかる通信により、欧州証券市場監督局（ESMA）が2015年10月５日に発行した、2016年７月３日以降に開示又は発行される規制対象情報及び目論見書における代替業績指標の提示に関するガイドラインに効力が発生した。以前のCESR（欧州証券規制当局委員会）勧告（CESR/05-178b）を更新する内容の本ガイドラインは、指令第2003/71/EC号の適用範囲内で規制対象情報及び目論見書に含まれる代替業績指標の有用性及び透明性を促進し、その比較性、信頼性及び包含性を向上させることを意図している。

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

売上総利益

「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。

通常売上総利益

売上総利益から、企業の買収や売却等の経常外取引に係る全項目（例えば、キャピタルゲイン及びキャピタル・ロス）を除外することにより算出される指標をいう。ただし、再生可能エネルギー開発部門に係る項目は除く。2016年第４四半期に導入された新たなビジネス・モデル「建設、売却及び運営（Build, Sell and Operate）」に従い、同セクターのプロジェクト売却からの収益は当グループの通常業務の結果である。

通常営業利益

売上総利益に関して言及された経常外取引、並びに資産の減損テスト又は「売却目的の資産」への分類に伴い認識される大幅な減損損失の影響に鑑みて「営業利益」を修正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」と定義され、「グループ純利益」から、上記「通常売上総利益（EBITDA）」の注記において言及された経常外項目に係る全項目、減損テストに伴い計上される資産（株式投資及び金融資産を含む。）の大幅な減損損失又は戻入れ並びに関連する税制からの影響及び非支配持分を差し引いた額に等しい。

継続事業によって生み出されたグローバルな付加価値

ステークホルダーのために生み出された価値と定義され、「収益」の額に等しい。これには、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」、「租税公課」及び「リスク及び費用に対する引当金」を差し引いた「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）」が含まれる。

固定純資産

「固定資産」及び「固定負債」間の差をいう。ただし、以下は除く。

- **「繰延税金資産」**
- **「有価証券」及び「その他固定金融資産」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」及び「流動負債」間の差をいう。ただし、以下は除く。

- **「長期金融債権（短期部分）」、「ファクタリング債権」、「有価証券」、「現金担保」及び「その他固定金融資産」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「長期借入金の当期支払分」**
- **「リスク及び費用に対する引当金（当期支払分）」**
- **「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」の代数和をいう。

純投下資本

「リスク及び費用に対する引当金」、「繰延税金負債」、「繰延税金資産」及び「売却目的の純資産」並びに「固定純資産」及び「流動純資産」の代数和をいう。

純金融負債

以下のとおり算出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当期支払分」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CESR/05-054b第127項の提言に準拠し、かつ2007年７月26日のCONSOBの指令に従い、金融債権並びに長期有価証券を控除後、算出されている。

連結範囲の主な変更

ここで検討されている２期間に行われたいくつかの取引により、連結の範囲が変更された。詳細については、連結財務書類の注記６を参照のこと。

当グループの成績

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
収益	75,672	74,639	1,033	1.4%
費用	59,804	59,564	240	0.4%
公正価値で評価された商品取引からの純利益/(費用)	483	578	(95)	-16.4%
売上総利益	**16,351**	**15,653**	**698**	**4.5%**
減価償却費、償却費及び減損損失	6,451	5,861	590	10.1%
営業利益	**9,900**	**9,792**	**108**	**1.1%**
財務利益	4,361	3,982	379	9.5%
財務費用	6,409	6,674	(265)	-4.0%
純財務利益/(費用)合計	**(2,048)**	**(2,692)**	**644**	**23.9%**
持分法による投資持分利益(損失)	**349**	**111**	**238**	**-**
法人税控除前利益	**8,201**	**7,211**	**990**	**13.7%**
法人税	1,851	1,882	(31)	-1.6%
継続事業からの利益	**6,350**	**5,329**	**1,021**	19.2%
廃止事業からの利益	**-**	**-**	**-**	-
純利益(当グループ及び少数株主持分に帰属)	**6,350**	**5,329**	**1,021**	19.2%
当グループが保有する持分	4,789	3,779	1,010	26.7%
少数株主持分	1,561	1,550	11	0.7%

収益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
電力販売	43,110	43,433	(323)	-0.7%
送電	10,101	9,973	128	1.3%
ネットワーク事業者からの手数料	1,012	900	112	12.4%
機関市場オペレーターからの繰入金	1,711	1,635	76	4.6%
ガス販売	4,401	3,964	437	11.0%
ガス輸送	576	570	6	1.1%
燃料販売	8,556	8,340	216	2.6%
配電網及びガス配給網への接続手数料	714	800	(86)	-10.8%
建設契約	735	674	61	9.1%
子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャー、共同支配事業及び売却目的の固定資産の処分利益	287	159	128	80.5%
有形固定資産及び無形固定資産の処分利益	61	43	18	41.9%
その他の収益及び利益	4,408	4,148	260	6.3%
合計	**75,672**	**74,639**	**1,033**	**1.4%**

2018年の**電力販売**からの収益は、前年比で323百万ユーロ減少（0.7%減）し、43,110百万ユーロとなった。かかる減少は、基本的に以下の要因に起因している。

・エンドユーザー市場からの収益が1,078百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、2018年のエネル・ディストリビューソォン・サンパウロ（Enel Distribuição São Paulo）の追加に伴う連結範囲の変更に起因する。
・電力卸売事業からの収益が543百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に、イタリアにおける取引量が減少したことに起因する。
・電力取引からの収益が858百万ユーロ減少したこと。かかる減少はイタリア市場における取引量の減少に起因する。

2018年の**送電**からの収益は、2017年から128百万ユーロ増加し、10,101百万ユーロとなった。この増加は、主にエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収（143百万ユーロ）に起因してブラジルに集中した。

2018年の**ネットワーク事業者からの手数料**は、前年比で112百万ユーロ増加し、1,012百万ユーロであった。この変化は、主に送電サービス及びシステム・セキュリティに基本的に起因するユニット利益に関連してイタリアにおける収益が増加したことを反映している。

2018年の**機関市場オペレーターからの繰入金**による収益は、76百万ユーロ増加し、1,711百万ユーロであった。この繰入金の増加は、主にスペイン半島（当グループは、同地域における費用の払戻しを受ける権利を有している。）における液体燃料に係る費用の増加に起因する。

2018年の**ガス販売**からの収益は、前年比で437百万ユーロ増加（11.0%増）し、合計4,401百万ユーロであった。この変化は、主に前年比で平均価格が上昇した結果としてイベリア、チリ及びイタリアで計上された収益が増加したことに基本的に起因する。

燃料販売からの収益は、216百万ユーロ増加し、8,556百万ユーロであった。かかる増加は、主にエネル・グローバル・トレーディング内における天然ガス販売が増加した結果である。

2018年の**配電網及びガス配給網への接続手数料**からの収益は、86百万ユーロ減少し、714百万ユーロであった。かかる減少は、接続数の減少及びこれまでユーザーの使用開始と同時に全て損益として計上されていた接続手数料がIFRS第15号適用により長期に渡り繰り延べて計上されるようになったことに起因する。

2018年の**建設契約**からの収益は、61百万ユーロ増加し、735百万ユーロであった。かかる増加は主に、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会社の変更に起因していたが、ブラジルにおけるその他の配電会社が行った作業の減少により部分的に相殺された。

2018年の**事業体処分利益**に関連する項目は、2017年と比較して128百万ユーロ増加（80.5%増）し、287百万ユーロとなった。同項目は主に以下を含んでいる。

・2018年９月末におけるメキシコのキノ（Kino）・プロジェクトに関与する８つの会社の売却及び当グループの残る20%の会社持分の公正価値での再評価からの利益（190百万ユーロ）
・イーエフ・ソラーレ・イタリア（EF Solare Italia）の売却からの利益（65百万ユーロ）
・ウルグアイのエネル・グリーン・パワーの事業ラインにおける多数の会社の売却からの利益（18百万ユーロ）

一方、2017年のこの項目は、主にチリのエレクトロガス会社への投資の売却益143百万ユーロを含んでいる。

有形固定資産及び無形固定資産の処分利益は、2018年は61百万ユーロ（2017年は43百万ユーロ）となり、当期中になされた通常の処分に起因する。

その他の収益及び利益は、2018年は4,408百万ユーロ（前年は4,148百万ユーロ）となり、2017年と比較して260百万ユーロ増加（6.3%増）した。

2017年からの変化は主に以下に起因している。

・2009年のエネル・レーテ・ガス（Enel Rete Gas）の売却に関するイー・ディストリブッツィオーネの契約に関連した利益の計上による収益の増加（128百万ユーロ）
・付加価値サービスの販売量の増加による収益の増加

費用

(単位：百万ユーロ)

	2018年	2017年	増減	
電力購入	19,584	20,011	(427)	-2.1%
発電のための燃料消費	4,922	5,342	(420)	-7.9%
取引用燃料及びエンドユーザー向け販売のためのガス	11,463	10,906	557	5.1%
原料	2,375	1,880	495	26.3%
人件費	4,581	4,504	77	1.7%
サービス、リース及びレンタル (1)	16,254	15,882	372	2.3%
その他の営業費用	2,889	2,886	3	0.1%
資本化費用	(2,264)	(1,847)	(417)	-22.6%
費用合計	**59,804**	**59,564**	**240**	**0.4%**

(1) このうち、2018年における分水に係る固定費用は167百万ユーロ（2017年は169百万ユーロ）、2018年における公有地の利用に係る費用は24百万ユーロ（2017年も24百万ユーロ）。

電力購入費用は、2018年中、2017年と比べて427百万ユーロ減少し、2.1%の減少となった。この減少は、主にエネル・グローバル・トレーディングによる取引量の減少に関連して双務契約を通じた購入が減少（236百万ユーロ）したことに起因しており、その他の国内外市場及び電力取引所（主にイベリア）両方における購入が減少（それぞれ106百万ユーロ及び85百万ユーロ）したことに関連している。これらの影響は、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南米の電力購入の増加により部分的に相殺された。

2018年の**発電のための燃料消費**費用は、前年比で420百万ユーロ（7.9%）減少し、合計4,922百万ユーロとなった。この変化は、主にとりわけチリ及びイタリアにおいて火力発電が減少したことに起因しており、また一部はユーロに対する南米通貨の弱まりに起因した。

取引用燃料及びエンドユーザー向け販売のためのガスの購入費用は、2017年から557百万ユーロ増加し、11,463百万ユーロとなった。この変化は、とりわけイタリア及びスペインにおいて、平均価格が上昇する状況で購入量及び取扱量が増加したことを反映している。

原料費は、2018年に2,375百万ユーロとなり、前年比で495百万ユーロ増加した。かかる増加は、主にスペイン及びイタリアにおいてインフラストラクチャー及びネットワークのための材料及び機器の購入が増加（261百万ユーロ）したこと並びにイタリアの発電及びルーマニアの販売会社への環境証明書のための費用が増加（179百万ユーロ）したことに主に起因する。

2018年の**人件費**は、2017年と比較して77百万ユーロ増加（1.7%増）し、合計4,581百万ユーロとなった。この変化は基本的に以下の結果である。

・主に2018年のエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収（151百万ユーロ）及び2017年下半期のエネルX・ノース・アメリカ（Enel X North America）（旧エナノック）の買収（56百万ユーロ）に起因して連結範囲の変更に関連する費用が増加したこと。
・2017年上半期中に実施された効率化措置に伴い、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアス（Enel Distribuição Goiás）の費用が63百万ユーロ減少したこと。
・ハイパーインフレーションに起因する現地通貨の下落に伴い、アルゼンチンにおける費用が減少したこと（93百万ユーロ）。
・主にイタリア及びスペインにおいて早期退職インセンティブに係る費用が62百万ユーロ増加したこと。

2018年12月31日におけるエネル・グループの従業員数は合計69,272人であり、うち38,987人は海外で雇用されている。当グループの従業員数は、2018年において6,372人増加した。主に上記早期退職インセンティブ（退職の約35%がイタリアであった。）に起因して当期の新規雇用と退職のバランスがマイナスであったこと（1,332人の減少）による影響は、2018年における買収（特にエネル・ディストリビューソォン・サンパウロ、エンプレサ・デ・アルンブラド・エレクトリカ・デ・セウタ（Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta）及びエンプレサ・デ・アルンブラド・エレクトリカ・デ・セウタ・ディストリビュシオン（Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución）の買収）に起因する連結範囲の変更（7,704人）によって十二分に相殺された。

2017年12月31日からの変化の内訳は、以下のとおりである。

2017年12月31日現在の従業員数	**62,900**
雇用	3,414
雇用の終了	(4,746)
連結範囲の変更	7,704
2018年12月31日現在の従業員数	**69,272**

2018年の**サービス、リース及びレンタル**費は、2017年から372百万ユーロ増加し、合計16,254百万ユーロとなった。かかる変化は基本的に以下に起因している。

・主にエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収（389百万ユーロ）に起因して連結範囲の変更に関連したサービス費が増加したこと。
・2017年８月に始まったエネルＸ・ノース・アメリカ（旧エナノック）の連結に起因して特に米国において提供された付加価値サービスの変動費用が増加したこと（98百万ユーロ）。
・当年度中、水力発電商品の使用が増加したことに伴い、スペインにおいて水力発電リース費用が増加したこと（52百万ユーロ）。
・2011年-2016年に確保されていた発電会社の自己消費のための支払に関連する費用が昨年戻入れられたことにより、特にスペインにおいて送電網に係る接続料が160百万ユーロ増加したこと。
・新たなIFRS第15号適用に伴い資産計上されたことにより、顧客獲得費用が220百万ユーロ減少したこと。
・メンテナンス及び修繕費用が減少したこと（115百万ユーロ）。

2018年の**その他の営業費用**は、2017年と比較して3百万ユーロ増加し、2,889百万ユーロとなった。これは基本的に以下を反映している。

・2017年に有利な判決が下され、2015年、2016年及び2017年に発生した費用が戻入れられた後、主にスペインにおける「*ボーノ・ソシアル（bono social）*」の費用が229百万ユーロ増加したこと。
・顧客及び供給業者に対して支払う補償金が22百万ユーロ増加したこと。
・主にイタリア及びスペインにおいて環境コンプライアンス費用が112百万ユーロ減少したこと。
・租税公課に係る費用が71百万ユーロ減少したこと。かかる減少は基本的にスペインにおける火力発電の課税率が引き下げられたこと（109百万ユーロ）に関連し、一部は水力発電の利用が増加したことに起因する。かかる減少は不動産に課される税が特にイタリアにおいて25百万ユーロ増加したことにより、部分的にのみ相殺された。
・サービスの質の改善に関連する費用が89百万ユーロ減少したこと。この費用は特にアルゼンチンにおいて顕著に減少し、イタリアにおける配電に関連して計上された罰金の増加により部分的にのみ相殺された。
・南米において費用が減少したこと。かかる減少はチリ及びコロンビアにおける水力発電プロジェクトの中止に伴い、2017年に45百万ユーロのキャピタル・ロスを計上したことによる影響を反映している。

2018年の**資本化費用**は、前年比で417百万ユーロ増加し、2,264百万ユーロとなった。かかる増加は、特にイタリアにおける配電及び発電に対する投資及びメキシコの再生可能エネルギーのプラントの建設に対する投資の増加に対応している。

2018年の**公正価値で評価された商品取引からの純利益/(費用)**については、純利益が483百万ユーロ（前年は578百万ユーロ）となった。特に2018年の純利益は、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する管理からの純利益25百万ユーロ（2017年は246百万ユーロの純利益）及び損益を通して公正価値によるデリバティブに関する管理からの純利益458百万ユーロ（2017年は332百万ユーロの純利益）に起因する。

2018年の**減価償却費、償却費及び減損損失**は、590百万ユーロ増加し、6,451百万ユーロとなった。この増加は主に以下に起因している。

・償却費が270百万ユーロ増加したこと。かかる増加はエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収（93百万ユーロ）及び2018年に始まったIFRS第15号適用による顧客獲得費用の資産計上（166百万ユーロ）に起因する。

・有形固定資産及び無形固定資産の減損が増加したこと（194百万ユーロ）。かかる増加は特にイタリアのバイオマス発電資産及び太陽光発電資産の減損（91百万ユーロ）、ヌオーヴェ・エネルジー（Nuove Energie）の資産の減損（24百万ユーロ）、オーガスタ及びバスタルドの発電所の減損（23百万ユーロ）並びにスペインのアルクディアの発電所の減損（82百万ユーロ）の結果である。これらの増加は、イージーピー・ヘラスCGU（EGP Hellas CGU）の減損の一部戻入れ（117百万ユーロ）及びエルドワルムで2017年に計上された地熱発電資産の減損の一部戻入れ（42百万ユーロ）により部分的に相殺された。
・戻入れを控除した売買及びその他の資産の減損が特にイタリアにおいて増加したこと（186百万ユーロ）。

2018年の**営業利益**は、108百万ユーロ増加し、9,900百万ユーロとなった。

2018年の**純財務費用**は、644百万ユーロ減少し、2,048百万ユーロとなった。かかる減少は主に以下に起因している。
・エネルゲティツキー・ア・プルミスロヴィ（Energetický a pru□myslový holding）（以下「EPH」という。）との契約に含まれる価格計算式を更新した結果、スロバキ・パワー・ホールディング（Slovak Power Holding）の持分50%を売却したことにより発生した金融債権の価値の調整に関連して財務利益が320百万ユーロ増加したこと。
・超インフレ経済のための会計に関連するIAS第29号適用に従い、アルゼンチンの会社に財務利益168百万ユーロを計上したこと（詳細は2018年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類注記２を参照のこと。）。
・（金利及び為替の両方に対してヘッジされた）金融デリバティブ商品からの純利益が1,616百万ユーロ増加したこと。これは為替変動の結果、純為替差損が1,500百万ユーロ増加したことによりほぼ全て相殺された。
・当初の財務契約の下で認められていたメークホール・コールオプションに基づき2019年の社債が早期償還されたことに起因して、エネル・ファイナンス・インターナショナルにおいて計上された財務費用が108百万ユーロ減少したこと。
・中期及び長期リボルビング・クレジット枠に関連する費用が、特にエネル・エスピーエー及びエネル・ファイナンス・インターナショナルにおいて52百万ユーロ減少したこと。
・直接税の払戻しに関連してエネル・エスピーエーにより54百万ユーロの財務利益を計上したこと。
これらの影響は以下により部分的にのみ相殺された。
・主にエネル・グリーン・パワー・ブラジル及びエネル・グリーン・パワー・チリの利息の資産計上が89百万ユーロ減少したこと。
・売掛金の譲渡に係る費用が62百万ユーロ増加したこと。この増加は主にエネル・エネルギア（Enel Energia）（23百万ユーロ）、エネル・アメリカス・グループ（Enel Américas Group）（21百万ユーロ）及びセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ（Servizio Elettrico Nazionale）（14百万ユーロ）に起因する。
・バーヤン・リソーシズ（Bayan Resources）への投資の売却益（52百万ユーロ）を2017年に計上したことに起因して、株式投資からの利益が減少したこと。

2018年の**持分法による株式投資持分利益(損失)**は、2017年の111百万ユーロの純利益から、349百万ユーロの純利益となった。かかる238百万ユーロの変化は、基本的に、スロバキ・パワー・ホールディングの持分50%の価値の戻入れ（362百万ユーロ）に起因していた。当該持分は、過年度に何度も評価減を計上されている。かかる評価減は、EPHとの契約に含まれる、価格計算式を決定するために用いられる基準パラメータの変化に起因していた。この評価減は、関連会社及びジョイント・ベンチャーの案分した業績並びにキクラデス諸島の風力ファームの開発に関与するギリシャのプロジェクト会社及びイタリアにおけるバイオマス開発プロジェクトに関連した一定の資産の評価減（それぞれ49百万ユーロ及び12百万ユーロ）により部分的にのみ相殺された。

法人税は、2017年の法人税は1,882百万ユーロで26.1%の税率であったのに対し、2018年は1,851百万ユーロで22.6%での税率であった。かかる法人税の減少は、主に以下の要因に起因している。

・エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスによる前年の損失の繰延税金資産（274百万ユーロ）及びエネル・グリーン・パワー・エスピーエーによる前年の損失の繰延税金資産（85百万ユーロは、2018年にエネル・グリーン・パワーに合併された3Sunに関連する。）が計上されたこと。

・コロンビアの税改革に伴い累進税率が33%から30%に引き下げられたことにより、繰延税金負債が減少したこと（61百万ユーロ）。

当グループの財務状況の分析

(単位：百万ユーロ)

	2018年12月31日	2017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	95,780	91,738	4,042	4.4%
‐のれん	14,273	13,746	527	3.8%
‐持分法の使用による株式投資	2,099	1,598	501	31.4%
‐その他の固定純資産/(負債)	(5,696)	(1,677)	(4,019)	-
固定純資産合計	**106,456**	**105,405**	**1,051**	**1.0%**
流動純資産				
‐売掛金	13,587	14,529	(942)	-6.5%
‐棚卸資産	2,818	2,722	96	3.5%
‐機関市場オペレーターからの純売掛金	(3,200)	(3,912)	712	18.2%
‐その他の流動純資産/(負債)	(7,589)	(6,311)	(1,278)	-20.3%
‐買掛金	(13,387)	(12,671)	(716)	-5.7%
流動純資産合計	**(7,771)**	**(5,643)**	**(2,128)**	**-37.7%**
総投下資本	**98,685**	**99,762**	**(1,077)**	**-1.1%**
引当金				
‐従業員給付	(3,187)	(2,407)	(780)	-32.4%
‐リスク及び費用に対する引当金並びに繰延税金	(6,838)	(8,025)	1,187	14.8%
引当金合計	**(10,025)**	**(10,432)**	**407**	**3.9%**
売却目的の純資産	**281**	**241**	**40**	16.6%
純投下資本	**88,941**	**89,571**	**(630)**	**-0.7%**
株主持分合計	**47,852**	**52,161**	**(4,309)**	**-8.3%**
純金融負債	**41,089**	**37,410**	**3,679**	**9.8%**

*有形固定資産及び無形固定資産*は、4,042百万ユーロ増加して2018年12月31日には95,780百万ユーロ（投資用財産を含む。）になった。この増加は、当期中における資本支出（7,881百万ユーロ）及び連結範囲の変更（2,603百万ユーロ）から基本的に発生し、この連結範囲の変更は主に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、風力発電を運営している会社であるパルケス・エオリコス・ヘスティンベー（Parques Eólicos Gestinver）並びに北アフリカの自治都市であるセウタで電力の配送及び販売を運営し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・セウタの買収に起因する。これらの影響は、主に南米における為替の不利な変動、当年度に計上された5,344百万ユーロの減価償却費、償却費及び減損損失、主にブラジルの３つの太陽光発電所の帳簿価額を反映しているIFRS第５号適用に伴う505百万ユーロの売却目的の資産への再分類、並びに2018年12月14日のエネル・グリーン・パワー・ウルグアイ及び関連する特別目的事業体であるエストレラダ（Estrellada）の売却への再分類により部分的に相殺された。

その他の合計1,465百万ユーロの変化は主に、IAS第29号の適用による2018年１月１日の資産及び装置の期首バランスへの影響並びに2017年には存在しなかった2018年12月31日のハイパーインフレーションによる累積的影響を含んでいる。

*のれん*は、2017年12月31日から527百万ユーロ増加し、14,273百万ユーロとなった。この変化は主に、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・サンパウロの買収及びエンプレサ・デ・アルンブラド・エレクトリカ・デ・セウタの買収に関連する連結範囲の変更（プラス489百万ユーロ）に起因する。これらの影響は、IFRS第５号の売却目的の資産への再分類に係る要件を満たすよう経営陣によって下された決定に伴い、ブラジルの３つの太陽光発電所に関連するのれんが売却目的の資産へ再分類されたことにより部分的に相殺された（23百万ユーロ）。

*持分法の使用による株式投資*は、2017年12月31日から501百万ユーロ増加し、2,099百万ユーロであった。

この増加は主に以下の結果である。

・親会社の株主に関連する純利益（配当金の支払及びEPHとの販売契約で定められた価格計算式の調整に伴うスロバキ・パワー・ホールディングへの投資の調整を控除したもの）の割当てを受けたこと。

・以下に関連して連結範囲が変更されたこと。

－ユフィネット・インターナショナル（Ufinet International）の買収（150百万ユーロ）。

－支配権喪失を伴うメキシコの再生可能エネルギー会社（キノ・プロジェクト会社）の部分的売却（これにより、グループが保有する残りの持分を評価することとなった。）。

この増加は、2018年12月27日にジョイント・ベンチャーであるイーエフ・ソラーレ・イタリアが売却されたことにより部分的に相殺された。

*その他の固定純資産及び負債*の収支は、2017年12月31日（1,677百万ユーロの純負債）から4,019百万ユーロの増加を示し、2018年12月31日現在5,696百万ユーロの純負債となった。この変化は、主に以下に起因する。

・IFRS第15号の適用に伴い、電力供給網の接続のための契約による負債6,306百万ユーロ計上したこと。

・ダイヤモンド・ヴィスタ、ヒルトッパー及びラトルスネークの発電所が運営を開始した結果、北米の再生可能エネルギー会社が計上したタックス・パートナーシップに起因する支払が325百万ユーロ増加したこと。

・主にエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収（855百万ユーロ）に起因して、サービス委譲契約の金額が939百万ユーロ増加したこと。

・顧客との契約による資産が346百万ユーロ増加したこと。主にブラジルにおけるIFRIC第12号に従って計上される公共から民間へのサービス委譲契約に基づき建設中の資産に関連する。2018年12月31日現在の評価は、当期中の271百万ユーロの資本支出を含んでいることに留意されたい。

・エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの連結及び進行中のプロジェクトに関連して北米で計上された条件付対価の固定資産（91百万ユーロ）により、その他の非流動債権が208百万ユーロ増加したこと。

・主に当期に関連して顧客から受け取る費用の損益への反映に起因して、負債が445百万ユーロ減少したこと。

流動純資産の収支は、2018年12月31日において7,771百万ユーロの純負債となり、2017年12月31日と比較して2,128百万ユーロの増加となった。この変化は、以下の要因に起因している。

・*売掛金*が942百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、主にエネルギーの販売及び輸送の売掛金並びにガスの販売の売掛金が減少したこと並びに売掛金の譲渡が増加したことに起因する。

・*棚卸資産*が96百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、発電プラント及び配電ネットワークの運営、維持及び建設のための原料及び設備が増加したこと並びにガスの棚卸資産が増加したことに起因する。

・*機関市場オペレーターからの純売掛金*が、712百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主にイタリアにおけるもので、システムチャージをまかなうイタリアの電力システム料金構成、南米におけるエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの連結化の影響及びアルゼンチンにおける料金の引上げによるシステムチャージの増加に関連していた。

・*関連負債を差し引いたその他の流動資産*が1,278百万ユーロ減少したこと。この変化は以下の要因に起因している。

－その他の流動純負債が1,446百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収、当グループの配当方針（2017年よりも多い2018年の中間配当の支払を求める。）を考慮して配当される配当金の支払の増加及びエネル・エスピーエーによるエネル・アメリカスの利息の追加的増加（2.43%）への支払の計上に起因している。

－純未収還付法人税等が369百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、主に前年中の分割払いの相殺によって未払税が減少したことに基本的に起因する。

－流動金融純資産が282百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、基本的にデリバティブ商品（主に為替及び商品価格のキャッシュ・フロー・ヘッジに関連する。）の公正価値のマイナスの変化に起因する。

・買掛金が716百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、特にイタリア、南米及び北米に集中していた。

引当金は、前年比で407百万ユーロ減少し、10,025百万ユーロとなった。この変化は基本的に以下の要因に起因している。

・主に連結範囲の変更に起因して従業員給付が780百万ユーロ増加したこと。そのうち、廃炉の引当金及び訴訟引当金に関連するリスク及び費用に対する引当金が463百万ユーロ増加した。この訴訟引当金の増加は、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及び従業員との係争のための引当金に起因しており、これは特にイベリア、イタリア及び南米における譲渡及び使用によって部分的に相殺された。
・繰延税金負債が1,648百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、新たなIFRS第15号の適用及びにエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収による連結範囲の変更に起因するイタリアにおける接続手数料の繰延に係る繰延税金資産の計上に主に関連していた。

「売却目的」の純資産は、2018年12月31日において281百万ユーロ（2017年12月31日において241百万ユーロ）となり、これは経営陣に下された決定に伴って全体でIFRS第５号の分類の要件を満たすブラジルの３つの太陽光発電所の帳簿価額に主に起因する。

かかる当期の変化は基本的に、2017年12月31日時点では売却目的保有に分類され、現在は持分法を使用して計上されているメキシコのプロジェクト会社８社（キノ・プロジェクト）の80%の持分の売却及び販売条件が要件を満たさなくなったため売却目的保有ではなくなったカフィレアス風力ファームに関連するプロジェクト会社の再分類に関連している。

純投下資本は、2018年12月31日において88,941百万ユーロとなった。これは、親会社の株主及び非支配持分に起因する株主資本47,852百万ユーロ並びに純金融負債41,089百万ユーロにより調達されたものである。純金融負債の値に関して、2018年12月31日現在の負債資本比率は0.86（2017年12月31日は0.72）となった。

財務構造の分析

純金融負債

以下の表は、純金融負債の構成及び変化を示している。

（単位：百万ユーロ）

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	
長期債務				
-銀行借入れ	8,819	8,310	509	6.1%
-社債	38,633	32,285	6,348	19.7%
-その他借入れ	1,531	1,844	(313)	-17.0%
長期債務	*48,983*	*42,439*	*6,544*	*15.4%*
長期金融債権及び有価証券	(3,272)	(2,444)	(828)	-33.9%
純長期債務	**45,711**	**39,995**	**5,716**	**14.3%**
短期債務				
銀行借入れ				
-長期銀行借入れの短期部分	1,830	1,346	484	36.0%
-その他短期銀行債務	512	249	263	-
短期銀行債務	*2,342*	*1,595*	*747*	*46.8%*
社債(短期部分)	1,341	5,429	(4,088)	-75.3%
その他ローン(短期部分)	196	225	(29)	-12.9%
コマーシャル・ペーパー	2,393	889	1,504	-
デリバティブに対する現金担保及びその他資金調達	301	449	(148)	-33.0%
その他短期金融債務(1)	438	307	131	42.7%
その他短期債務	*4,669*	*7,299*	*(2,630)*	*-36.0%*
長期金融債権(短期部分)	(1,522)	(1,094)	(428)	-39.1%
ファクタリング売掛債権	-	(42)	42	-
金融債権－現金担保	(2,559)	(2,664)	105	-3.9%
その他短期金融債権	(859)	(589)	(270)	45.8%
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	(6,693)	(7,090)	397	5.6%
現金及び現金同等物並びに短期金融債権	*(11,633)*	*(11,479)*	*(154)*	*-1.3%*
純短期負債	**(4,622)**	**(2,585)**	**(2,037)**	**78.8%**
純金融負債	**41,089**	**37,410**	**3,679**	**9.8%**
「売却目的の純資産」の金融負債	**362**	**1,364**	**(1,002)**	**-73.5%**

(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。

2018年12月31日の純金融負債は、2017年12月31日から3,679百万ユーロ増加し、41,089百万ユーロに相当した。

具体的には、純長期債務は、長期金融債権の828百万ユーロの増加及び総長期債務の6,544百万ユーロの増加の複合的影響により、5,716百万ユーロ増加した。

総長期債務は以下の合計である。

・銀行借入れは8,819百万ユーロとなり、509百万ユーロの増加となった。かかる増加は主に欧州投資銀行からエンデサ・エスエー（Endesa SA）、イー・ディストリブッツィオーネ及びエネルＸ・モビリティへの新たな低金利の貸付け並びに南米の企業による銀行融資の引出しに起因し、かかる影響は12ヶ月以内に支払期限が到来する借入れの短期部分への組替え及び当年度中のプラスの為替差益81百万ユーロ（借入れの短期部分に係る為替差益を含む。）により部分的に相殺された。

・社債は、2017年末と比較して6,348百万ユーロ増加し、38,633百万ユーロとなった。かかる増加は主に以下に起因している。

－2018年における新規社債発行。これらは、以下を含む。

－エネル・ファイナンス・インターナショナルが2018年１月に発行した2026年満期の固定利付グリーン社債1,250百万ユーロ。

－エネル・エスピーエーが2018年５月に発行した、それぞれ2023年及び2026年を償還日とする２つの固定利付ハイブリッド社債1,250百万ユーロ。

－エネル・ファイナンス・インターナショナルが2018年９月に発行した、それぞれ2023年、2025年及び2029年満期のマルチトランシェ債4,000百万ドル（3,492百万ユーロ相当）。

－エネル・チリが2018年６月に発行した2028年満期の固定利付社債1,000百万ドル（873百万ユーロ相当）を含む、南米の企業による現地発行の社債1,875百万ユーロ。

－当年度中のマイナスの為替差益447百万ユーロ（社債の短期部分に係る為替差益を含む。）。

－エネル・エスピーエーがユーロ建てハイブリッド社債732百万ユーロを再購入したこと。

－12ヶ月以内に満期が到来する社債を短期部分へ組替えたこと（エネル・エスピーエーが発行した2019年６月満期の英ポンド建て社債614百万ユーロ、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月満期のユーロ建て社債125百万ユーロ及び南米の企業が発行した現地通貨建て社債395百万ユーロを含む。）。

2018年12月31日の純短期金融負債は、2017年12月31日と比較して2,037百万ユーロ増加し、4,622百万ユーロの債権ポジションとなった。かかる増加は、その他の借入れが2,630百万ユーロ減少したことに起因し、短期銀行借入れが747百万ユーロ増加したことにより部分的にのみ相殺された。

その他の短期債務は4,669百万ユーロとなり、エネル・ファイナンス・インターナショナル、インターナショナル・エンデサ・ビーヴイ及び南米の企業により発行されたコマーシャル・ペーパー合計2,393百万ユーロ並びに12ヶ月以内に満期到来する社債合計1,341百万ユーロが含まれる。

店頭取引によって取引相手方に支払われた金利、為替レート及び商品取引の現金担保の収支は2,559百万ユーロであった一方、上記取引相手方より受領した現金担保の額は301百万ユーロであった。

現金及び現金同等物並びに短期金融債権は、2017年末と比較して154百万ユーロ増加し、11,633百万ユーロとなった。かかる増加は主に長期金融債権及びその他の短期金融債権の短期部分のそれぞれ428百万ユーロ及び270百万ユーロの増加に起因しており、かかる影響は銀行に預託された現金及び短期有価証券の397百万ユーロの減少並びに取引相手に支払われた現金担保の105百万ユーロの減少により部分的のみ相殺された。

2018年の主要な取引には、以下が含まれる。

・2018年６月19日における国際金融公社及び欧州投資銀行からンゴニェ・パワー・カンパニー・リミテッド（Ngonye Power Company Limited）に対するザンビアの太陽光発電所建設のための約34百万ドル（30百万ユーロ相当）の融資受領。2018年12月31日現在、この融資は使用されていない。

・2018年７月31日にネドバンク・リミテッド（Nedbank Limited）及びバークレイズ・アフリカ・グループ（ABSA）との間で締結し、エネル・グリーン・パワー・アールエスエーに与えられる南アフリカにおける新たな風力ファームの建設のための15十億南アフリカランド（913百万ユーロ相当）の融資契約。2018年12月31日現在、この融資枠の149百万ユーロが使用された。

・以下の社債の償還。
－エネル・エスピーエーが発行した2018年２月満期の２つのリテール社債（１つは固定利付社債、１つは変動利付社債）3,000百万ユーロの償還。
－エネル・エスピーエーが発行した2018年６月満期の固定利付社債591百万ユーロの償還。
－エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2018年10月満期の固定利付社債544百万ユーロの償還。

キャッシュ・フロー

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減
期首における現金及び現金同等物(1)	**7,121**	**8,326**	**(1,205)**
営業活動によるキャッシュ・フロー	11,075	10,125	950
投資／ディスインベストメントによるキャッシュ・フロー	(9,661)	(9,294)	(367)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(1,636)	(1,646)	10
為替レートの変化による現金及び現金同等物への影響	(185)	(390)	205
期末における現金及び現金同等物(2)	**6,714**	**7,121**	**(407)**

(1) うち2018年１月１日時点の現金及び現金同等物7,021百万ユーロ（2017年１月１日時点で8,290百万ユーロ）、2018年１月１日時点の短期有価証券69百万ユーロ（2017年１月１日時点で36百万ユーロ）並びに2018年１月１日時点の「売却目的」資産の現金及び現金同等物31百万ユーロ。
(2) うち2018年12月31日時点の現金及び現金同等物6,630百万ユーロ（2017年12月31日時点で7,021百万ユーロ）、2018年12月31日時点の短期有価証券63百万ユーロ（2017年12月31日時点で69百万ユーロ）並びに2018年12月31日時点の「売却目的」資産の現金及び現金同等物21百万ユーロ（2017年12月31日時点で31百万ユーロ）。

2018年の**営業活動によるキャッシュ・フロー**は、前年比で950百万ユーロ増加し、11,075百万ユーロの純流入であった。この増加は主に、売上総利益及び流動純資産の増加に起因する。

投資／ディスインベストメントによるキャッシュ・フローは、2017年は9,294百万ユーロの純流出であったのに対し、2018年は9,661百万ユーロの流動性を吸収した。

特に、有形固定資産及び無形固定資産並びに顧客との契約によって生じる固定資産への資本支出並びに投資は2018年に8,530百万ユーロとなり、前年比で31百万ユーロ増加した。かかる増加は、主にイタリアにおける配電ネットワークへの資本支出に起因し、南米、北米及び中米における再生可能エネルギー部門への支出の減少により部分的にのみ相殺された。

企業及び事業ユニットへの投資額（取得した現金及び現金同等物の控除後で示される。）は1,472百万ユーロとなり、主に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・サンパウロの買収、スペインの配電会社である北アフリカのエンプレサ・デ・アルンブラド・エレクトリカ・デ・セウタの買収及びスペインの２つの風力ファームの買収に起因するものであった。

企業及び事業ユニットの売却（売却された現金及び現金同等物の控除後で示される。）は、合計424百万ユーロであり、主に以下を含んでいる。
・イー・ディストリブッツィオーネのエネル・レーテ・ガスへの投資の売却に関連する早期一時補償金。
・キノ・プロジェクトに含まれるメキシコの企業の80%の持分の売却。
・メローウィンド風力ファームの所有者であるエネル・グリーン・パワー・ウルグアイの売却。
・エネル・グリーン・パワー・フィナーレ・エミリア（Enel Green Power Finale Emilia）のF2iへの売却。

2017年の同項目の合計は900百万ユーロであり、北米のケイニー・リバー及びロッキー・リッジ風力ファームの売却を含んでいた。

2018年のその他の投資／ディスインベストメントによって吸収された流動性は83百万ユーロであり、基本的に以下に関連する。
・ユフィネット・インターナショナルの100%を譲り受けた特別目的事業体であるザカパ・トプコ・エスエー・アールエル（Zacapa Topco SA RL）の株式21%の買収（150百万ユーロ）。
・オプエン・ファイバー（OpEn Fiber）への資本拠出。
・ジョイント・ベンチャーであるイーエフ・ソラーレ・イタリアの株式50%のF2i SGRへの売却（214百万ユーロ）。

財務活動によるキャッシュ・フローは、2017年は1,646百万ユーロの純流出であったのに対し、2018年は1,636百万ユーロの流動性を吸収した。2018年のキャッシュ・フローは基本的に、純金融負債（再支払及び新たな融資の正味収支）の3,210百万ユーロの増加及び3,444百万ユーロの配当金の支払に関連するものであった。

これらの影響に、エネル・チリによる、子会社であるエネル・ジェネラシオン・チリ（Enel Generación Chile）の少数株主が保有する全ての株式に対する公開買付けに基本的に関連する非支配持分の取引1,402百万ユーロに係る流出が加わる。

したがって、2018年中、営業活動によるキャッシュ・フロー11,075百万ユーロは、財務活動に係る1,636百万ユーロの資金需要及び投資活動に係る9,661百万ユーロの資金需要を部分的にのみ満たすのに十分であった。この差異は、2017年末は1,205百万ユーロであったのに対し、2018年12月31日時点の現金及び現金同等物が407百万ユーロ減少したことに反映されている。また、この変化は、様々な現地通貨のユーロに対する為替レートが下落する傾向にあることに関連する影響（185百万ユーロ）をも反映している。

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。

管理アプローチに関するIFRS第８号の規定を考慮し、新たな「エネルX」事業ラインは2018年３月31日から報告の構造並びに当グループの業績及び財務状況の記載及び分析を変更した。より具体的には、本書で報告された事業分野別の業績は、主な報告セグメントとしての地域及び国を指定することにより決定されている。さらに、IFRS第８号に規定されている重要性の判断基準に関連した開示の簡素化について考慮され、その結果、

- 「サーマルジェネレーション」及び「トレーディング及びアップストリーム」は、両分野間における相互作用及び相互依存関係に鑑み、併せて報告される。
- 「その他、部門間消去及び調整」の項目は、セグメント間の取引の消去による影響だけでなく、親会社であるエネル・エスピーエーについての数値も含んでいる。

引き続き事業ラインを基盤とする新たな組織は現在、エネル・グリーン・パワー・グループの様々な企業種々の事業ライン（火力発電会社が現在も形式上運営する大規模水力発電事業を機能的に含む。）の地理的地域ごとの統合、及び地理的地域による設定（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並び中央/持株会社）を必要としている。さらに、新たな事業構造は、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、エネルX、小売、サービス並びに持株会社に分けられる。

2018年及び2017年の事業分野別の業績

2018年の業績(1)

（単位：百万ユーロ）	イタリア	イベリア	南米	ヨーロッパ及び欧州地中海業務	北米及び中米	アフリカ、アジア及びオセアニア	その他、消去及び調整	合計
第三者からの収益	37,411	19,413	14,687	2,349	1,438	100	274	75,672
その他の部門との取引からの収益	987	79	55	12	-	1	(1,134)	-
収益合計	**38,398**	**19,492**	**14,742**	**2,361**	**1,438**	**101**	**(860)**	**75,672**
公正価値で評価された商品取引からの純利益/（費用）	410	64	2	(1)	8	-	-	483
売上総利益	**7,304**	**3,558**	**4,370**	**516**	**708**	**54**	**(159)**	**16,351**
減価償却費、償却費及び減損損失	2,806	1,834	1,394	96	254	44	23	6,451
営業利益	**4,498**	**1,724**	**2,976**	**420**	**454**	**10**	**(182)**	**9,900**
資本支出	**2,479(2)**	**1,433**	**2,246**	**390**	**1,373(3)**	**142**	**89**	**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)「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。
(3)「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。

2017年の業績[1]

（単位：百万ユーロ）	イタリア	イベリア	南米	ヨーロッパ及び欧州地中海業務	北米及び中米	アフリカ、アジア及びオセアニア	その他、消去及び調整	合計
第三者からの収益	37,900	19,940	13,126	2,374	1,185	96	18	74,639
その他の部門との取引からの収益	881	54	28	37	2	-	(1,002)	-
収益合計	**38,781**	**19,994**	**13,154**	**2,411**	**1,187**	**96**	**(984)**	**74,639**
公正価値で評価された商品取引からの純利益/（費用）	537	13	26	-	2	-	-	578
売上総利益	**6,863**	**3,573**	**4,204**	**543**	**759**	**57**	**(346)**	**15,653**
減価償却費、償却費及び減損損失	2,393	1,731	1,234	237	206	42	18	5,861
営業利益	**4,470**	**1,842**	**2,970**	**306**	**553**	**15**	**(364)**	**9,792**
資本支出	**1,812**	**1,105**	**3,002**	**307[2]**	**1,802[3]**	**30**	**72**	**8,130**

(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)「売却目的」に分類されるユニットについての44百万ユーロを含まない。

(3)「売却目的」に分類されるユニットについての325百万ユーロを含まない。

次へ

上記に加えて、当グループは、事業ライン別に分類してグローバル事業ラインレベルで業績を監視する。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、地域／国観点だけでなく事業ライン別での業績の見通しを示している。

売上総利益

（単位：百万ユーロ）	ローカル・ビジネス						グローバル事業ライン																	
	エンドユーザー市場			サービス			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			エネル・グリーン・パワー			エネルX			その他			合計		
	2018年	2017年	増減	2018年	2017年	増減	2018年	2017年	増減	2018年	2017年	増減	2018年	2017年	増減	2018年	2017年	増減	2018年	2017年	増減	2018年	2017年	増減
イタリア	**2,233**	**2,007**	**226**	**119**	**96**	**23**	**22**	**239**	**(217)**	**3,679**	**3,467**	**212**	**1,220**	**1,054**	**166**	**31**	**-**	**31**	**-**	**-**	**-**	**7,304**	**6,863**	**441**
イベリア半島	**676**	**467**	**209**	**80**	**38**	**42**	**425**	**783**	**(358)**	**1,965**	**2,086**	**(121)**	**361**	**199**	**162**	**51**	**-**	**51**	**-**	**-**	**-**	**3,558**	**3,573**	**(15)**
南米	**-**	**-**	**-**	**(104)**	**(87)**	**(17)**	**469**	**687**	**(218)**	**1,921**	**1,687**	**234**	**2,028**	**1,917**	**111**	**56**	**-**	**56**	**-**	**-**	**-**	**4,370**	**4,204**	**166**
アルゼンチン	*-*	*-*	*-*	*(1)*	*(1)*	*-*	*142*	*116*	*26*	*157*	*140*	*17*	*46*	*32*	*14*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*344*	*287*	*57*
ブラジル	*-*	*-*	*-*	*(42)*	*(39)*	*(3)*	*7*	*119*	*(112)*	*915*	*644*	*271*	*395*	*284*	*111*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*1,275*	*1,008*	*267*
チリ	*-*	*-*	*-*	*(61)*	*(47)*	*(14)*	*124*	*281*	*(157)*	*247*	*237*	*10*	*877*	*888*	*(11)*	*19*	*-*	*19*	*-*	*-*	*-*	*1,206*	*1,359*	*(153)*
コロンビア	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*51*	*43*	*8*	*406*	*461*	*(55)*	*544*	*557*	*(13)*	*37*	*-*	*37*	*-*	*-*	*-*	*1,038*	*1,061*	*(23)*
ペルー	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*145*	*128*	*17*	*196*	*205*	*(9)*	*156*	*147*	*9*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*497*	*480*	*17*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*10*	*9*	*1*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*10*	*9*	*1*
ヨーロッパ及び欧州地中海業務	**12**	**(42)**	**54**	**1**	**5**	**(4)**	**233**	**269**	**(36)**	**152**	**166**	**(14)**	**115**	**145**	**(30)**	**3**	**-**	**3**	**-**	**-**	**-**	**516**	**543**	**(27)**
ルーマニア	*12*	*(42)*	*54*	*1*	*2*	*(1)*	*-*	*2*	*(2)*	*152*	*166*	*(14)*	*62*	*104*	*(42)*	*3*	*-*	*3*	*-*	*-*	*-*	*230*	*232*	*(2)*
ロシア	*-*	*-*	*-*	*-*	*3*	*(3)*	*233*	*267*	*(34)*	*-*	*-*	*-*	*(1)*	*-*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*232*	*270*	*(38)*
スロバキア	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*54*	*41*	*13*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*54*	*41*	*13*
北米及び中米	**-**	**8**	**(8)**	**-**	**-**	**-**	**(6)**	**-**	**(6)**	**-**	**-**	**-**	**711**	**751**	**(40)**	**3**	**-**	**3**	**-**	**-**	**-**	**708**	**759**	**(51)**
米国及びカナダ	*-*	*8*	*(8)*	*-*	*-*	*-*	*(6)*	*-*	*(6)*	*-*	*-*	*-*	*398*	*400*	*(2)*	*3*	*-*	*3*	*-*	*-*	*-*	*395*	*408*	*(13)*
メキシコ	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*140*	*98*	*42*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*140*	*98*	*42*
パナマ	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*113*	*101*	*12*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*113*	*101*	*12*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*60*	*152*	*(92)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*60*	*152*	*(92)*
アフリカ、アジア及びオセアニア	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**58**	**57**	**1**	**(4)**	**-**	**(4)**	**-**	**-**	**-**	**54**	**57**	**(3)**
南アフリカ	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*54*	*53*	*1*	*(4)*	*-*	*(4)*	*-*	*-*	*-*	*50*	*53*	*(3)*
インド	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*9*	*8*	*1*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*9*	*8*	*1*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(5)*	*(4)*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(5)*	*(4)*	*(1)*
その他	**-**	**-**	**-**	**(11)**	**-**	**(11)**	**(26)**	**(15)**	**(11)**	**(20)**	**(28)**	**8**	**115**	**(76)**	**191**	**(16)**	**-**	**(16)**	**(201)**	**(227)**	**26**	**(159)**	**(346)**	**187**
合計	**2,921**	**2,440**	**481**	**85**	**52**	**33**	**1,117**	**1,963**	**(846)**	**7,697**	**7,378**	**319**	**4,608**	**4,047**	**561**	**124**	**-**	**124**	**(201)**	**(227)**	**26**	**16,351**	**15,653**	**698**

次へ

イタリア

事業

純発電量

（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
火力発電	27,757	32,421	(4,664)	-14.4%
水力発電	18,395	14,025	4,370	31.2%
地熱発電	5,667	5,758	(91)	-1.6%
風力発電	1,289	1,188	101	8.5%
その他の資源	124	126	(2)	-1.6%
純発電量合計	**53,232**	**53,518**	**(286)**	**-0.5%**

2018年、純発電量は、2017年から0.5%すなわち286百万kWh減少して、合計53,232百万kWhとなった。水力発電の増加（4,370百万kWh）は基本的に前年と比較して水資源の利用可能性が改善したことに起因しており、風力発電は101百万kWh増加した。これらの要因の結果、火力発電は4,664百万kWh減少し、地熱発電は91百万kWh減少した。

火力発電総量への寄与率

（単位：百万kWh）

	2018年		2017年		増減	
燃料油	-	-	10	-	(10)	-
天然ガス	7,097	23.5%	8,396	23.9%	(1,299)	-15.5%
石炭	22,534	74.7%	26,139	74.5%	(3,605)	-13.8%
その他の燃料	555	1.8%	534	1.6%	21	3.9%
合計	**30,186**	**100.0%**	**35,079**	**100.0%**	**(4,893)**	**-13.9%**

2018年の火力発電総量は、2017年と比較して4,893百万kWh減少（13.9%減）して、30,186百万kWhとなった。使用された燃料の構成全体における減少は、主に石炭及びガスの競争力の低下、火力発電の利用を不利にする水力発電の増加に起因する。

純有効発電容量

（単位：MW）

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	
火力発電所(1)	13,613	13,613	-	-
水力発電所	12,411	12,425	(14)	-0.1%
地熱発電所	762	761	1	-
風力ファーム	772	772	-	-
その他	66	81	(15)	-18.5%
合計	**27,624**	**27,652**	**(28)**	**-0.1%**

(1)うち741MWは、2017年12月31日及び2018年12月31日現在、長期の技術的問題により利用できなかった。

2018年の純有効発電容量は、前年から28MW減少して、27,624MWとなった。かかる変化は主にティルソ第１及びティルソ第２水力発電所のサルデーニャ地方への移転を反映している。

配電及び送電ネットワーク

	2018年	2017年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	13	13	-	-
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	354,884	353,808	1,076	0.3%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	798,426	795,397	3,029	0.4%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	**1,153,323**	**1,149,218**	**4,105**	**0.4%**
エネルの配電ネットワークで送られた電力（百万kWh）(1)	**227,660**	**228,461**	**(801)**	**-0.4%**

(1)2017年の数値は、より正確な送電量の測定値を反映している。

2018年のイタリアにおけるエネルの配電ネットワークで送られた電力は801百万kWh減少（0.4%減）し、2017年の228,461百万kWhから2018年は227,660百万kWhとなった。

電力販売

（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
自由市場				
－事業から顧客への販売	13,331	12,475	856	6.9%
－事業から事業への販売	49,141	44,735	4,406	9.8%
－セーフガード市場の顧客	2,028	2,052	(24)	-1.2%
自由市場合計	**64,500**	**59,262**	**5,238**	**8.8%**
規制市場				
－保護強化市場の顧客	39,818	43,958	(4,140)	-9.4%
合計	**104,318**	**103,220**	**1,098**	**1.1%**

2018年の電力販売は、前年比で合計1,098百万kWh増加し、104,318百万kWhとなった。この傾向は、主に商業戦略を実施した結果として自由市場における販売量（特に事業者顧客向けに重点を置く。）が増加したことを反映している。

平均顧客数

	2018年	2017年	増減	
自由市場				
－事業者から顧客への販売	6,539,010	5,938,899	600,111	10.1%
－事業者から事業者への販売	1,666,261	1,580,305	85,956	5.4%
－セーフガード市場の顧客	39,061	33,013	6,048	18.3%
自由市場合計	**8,244,332**	**7,552,217**	**692,115**	**9.2%**
規制市場				
－保護強化市場の顧客	17,357,764	18,867,841	(1,510,077)	-8.0%
合計	**25,602,096**	**26,420,058**	**(817,962)**	**-3.1%**

天然ガス販売

（単位：百万立方メートル）

	2018年	2017年	増減	
事業から顧客への販売	2,947	2,910	37	1.3%
事業から事業への販売	1,814	1,901	(87)	-4.6%
合計	**4,761**	**4,811**	**(50)**	**-1.0%**

2018年におけるガス販売は、前年と比べて50百万立方メートル減少して、4,761百万立方メートルとなった。かかる減少は、基本的に事業者顧客への販売に起因した。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
収益	38,398	38,781	(383)	-1.0%
売上総利益	7,304	6,863	441	6.4%
営業利益	4,498	4,470	28	0.6%
資本支出	2,479(1)	1,812	667	36.8%

(1)かかる数値は「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。

以下の表は、2018年の事業タイプ別の業績の内訳を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
発電及びトレーディング	19,044	19,919	(875)	-4.4%
インフラストラクチャー及びネットワーク	7,672	7,584	88	1.2%
エネル・グリーン・パワー	2,084	1,822	262	14.4%
エンドユーザー市場	16,367	16,256	111	0.7%
エネルX	247	-	247	-
サービス	1,388	1,314	74	5.6%
部門間消去及び調整	(8,404)	(8,114)	(290)	-3.6%
合計	**38,398**	**38,781**	**(383)**	**-1.0%**

2018年の**収益**は、2017年と比べて383百万ユーロ減少（1.0%減）し、38,398百万ユーロとなった。この減少は、以下の主要因に起因する。

・**発電及びトレーディング**からの収益が2017年と比べて875百万ユーロ減少したこと（4.4%減）。この減少は主に以下に起因する。

－国際エネルギー市場における取引からの収益が863百万ユーロ減少したこと。かかる減少は基本的に、価格の上昇にもかかわらず、欧州（特にフランス及びドイツ）の電力取引所で実施された自己勘定取引に係る取引量が減少したこと（42.5TWh減）に起因する。

－主に発電量の減少に関連して電力販売からの収益が333百万ユーロ減少したこと。より具体的には、かかる変化は主に他の国の再販売業者との二国間協定による電力販売からの収益の減少（952百万ユーロ）に起因し、電力交換所における販売からの収益の増加（188百万ユーロ）及び同国内のエンドユーザー市場における販売の増加により部分的にのみ相殺された。

－国内及び海外の卸売市場における燃料（主にガス）の販売からの収益が353百万ユーロ増加したこと。

－電力交換所における取引に係るエネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（Regulatory Authority for Energy,Networks and the Environment（ARERA））から支払われた費用に関連する収益が103百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、主に重要な発電所の費用の払戻しに起因する。

－排出枠の価格の上昇の結果、二酸化炭素排出権の販売からの収益が26百万ユーロ増加したこと。

・**インフラストラクチャー及びネットワーク**事業からの収益が88百万ユーロ増加したこと（1.2%増）。この増加は、主に以下を反映している。

－ARERA決議第50/2018/R/eel号に従い、支払われたものの回収されていないシステムチャージのためのエネルギー及び環境サービス基金による払戻しに関連して146百万ユーロの利益を計上したこと。

－イー・ディストリブッツィオーネがF2i及び2iレーテ・ガスの間で締結した契約に関連する支払128百万ユーロを計上したこと。

－接続手数料が92百万ユーロ増加したこと。

－ARERAの修正第654/15号（「規制上の遅れ」）に関連する収益が60百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、配電及びメーター料金の引下げ並びに2016年及び2017年の料金の公表並びにネットワーク損失の平均化に関連する過年度の項目のマイナス影響（72百万ユーロ）に伴い、料金からの収益が減少（27百万ユーロ）したことにより相殺された。

－ホワイト証書に係る、エネルギー及び環境サービス基金からの補助金が減少したこと（196百万ユーロ）。かかる減少は、購入量が減少したこと及び2017年に比べてユニット補助金が減少したことに起因する。

－電気メーターの当グループのその他の企業への販売からの収益が減少したこと（60百万ユーロ）。

・**エネル・グリーン・パワー**事業ラインによる発電からの収益が262百万ユーロ増加（14.4%増）したこと。かかる増加は、平均販売価格の上昇及び発電量の増加に起因する。

・電力の**エンドユーザー市場**からの収益が111百万ユーロ増加（0.7%増）したこと。これは基本的に以下を反映している。

－販売量の増加（5.2TWh増）（主に事業者顧客向け）に関連して、自由エネルギー市場の収益が765百万ユーロ増加したこと。

－平均価格の上昇に関連して天然ガスのエンドユーザーへの販売からの収益が52百万ユーロ増加したこと。

－販売量の減少（4.1TWh減）、顧客数の減少及び販売サービスから計上される収益の減少に関連して料金からの収益が減少したことに伴い、規制電力市場の収益が318百万ユーロ減少したこと。

－新たなIFRS第15号適用により販売者に帰属する手数料のみを計上するようになったことに起因して、接続手数料が205百万ユーロ減少したこと。

－エネル・ソール及びエネル・エスアイが付加価値サービスの開発に専念する新たな事業ラインに売却されたことに関連して収益が減少（198百万ユーロ）したこと。

－基本的に前述の新たな**エネルX**事業ラインの連結の変更に起因して、付加価値サービスからの収益が247百万ユーロ増加したこと。

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
発電及びトレーディング	22	239	(217)	-90.8%
インフラストラクチャー及びネットワーク	3,679	3,467	212	6.1%
エネル・グリーン・パワー	1,220	1,054	166	15.7%
エンドユーザー市場	2,233	2,007	226	11.3%
エネルX	31	-	31	-
サービス	119	96	23	24.0%
合計	**7,304**	**6,863**	**441**	**6.4%**

2018年の**売上総利益**は、2017年と比べて441百万ユーロ増加（6.4%増）し、7,304百万ユーロとなった。この変化は基本的に以下の要因に起因した。

・**発電及びトレーディング**からの利益が217百万ユーロ減少したこと。かかる減少は基本的に火力発電の減少及び平均価格の上昇に伴うガス購入費用の増加に起因する。

・**インフラストラクチャー及びネットワーク**事業からの利益が212百万ユーロ増加したこと（6.1%増）。これは主に以下に起因する。

－ARERA決議第50/2018/R/eel号に従い、支払われたものの回収されていないシステムチャージのためのエネルギー及び環境サービス基金による払戻しに関連して146百万ユーロの利益を計上したこと。

－収益に関連して上述のとおり、イー・ディストリブッツィオーネがF2i及び2iレーテ・ガスの間で締結した契約に関連する支払128百万ユーロを計上したこと。

－送電利益が11百万ユーロ減少したこと。この減少は主に収益に関連して上述した料金の引下げ及び過年度の項目のマイナス影響を反映している。

－ホワイト証書からの利益が27百万ユーロ減少したこと。

－サービスの質の向上又は維持に関連したレジリエンス・プロジェクトの実施のために使用された材料の購入に主に関連して営業費用が増加したこと。

・**エネル・グリーン・パワー**事業ラインによる発電からの利益が166百万ユーロ増加したこと。この増加は主に、前年よりも発電量及び販売量が増加したこと並びに平均価格が上昇したことに起因する。

・**エンドユーザー市場**からの利益が226百万ユーロ増加したこと（11.3%増）。これは主に以下に起因する。

－電力及びガスの自由市場からの利益が282百万ユーロ増加したこと。これは主に、IFRS第15号の適用による代理店及びテレセラーに関する費用の減少が関連している（同基準の下では、顧客基盤が拡張した場合当該費用を資産計上することが規定されている。）。

－規制電力市場からの利益が20百万ユーロ減少したこと。これは基本的に販売量の減少及び販売サービスから計上される収益の減少に起因する。

－前述の連結範囲の変更に起因して、利益が41百万ユーロ減少したこと。

－**エネルX**事業ラインの付加価値サービスからの利益が31百万ユーロ増加したこと。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
発電及びトレーディング	(247)	-	(247)	-
インフラストラクチャー及びネットワーク	2,508	2,319	189	8.2%
エネル・グリーン・パワー	828	745	83	11.1%
エンドユーザー市場	1,379	1,361	18	1.3%
エネルX	(9)	-	(9)	-
サービス	39	45	(6)	-13.3%
合計	**4,498**	**4,470**	**28**	**0.6%**

営業利益は、2017年に計上された4,470百万ユーロと比べて28百万ユーロ増加し（償却費、減価償却費及び減損損失の413百万ユーロの増加を含む。）、4,498百万ユーロとなった。

償却費、減価償却費及び減損損失の増加は、主に以下に起因している。

・契約費用の資産計上を考慮してIFRS第15号の適用による減価償却費及び償却費が増加したこと（103百万ユーロ）。

・ヌオーヴェ・エネルギー（Nuove Energie）の液化天然ガスの再気体化工場（24百万ユーロ）、バスタルドの火力発電所（20百万ユーロ）及びシーアイエス・インターポルト・カンパノ（CIS Interporto Campano）の太陽光発電所（55百万ユーロ）の減損損失。

・バイオエネルジー・キャセイ・ジェローラ（Bioenergy Casei Gerola）・プロジェクトの終了に関連した無形資産の減損損失。

・主にエンドユーザー市場における売掛金の減損。

これらの影響は、技術アドバイザーによってサポートされた配電所の営業成績の調査により、過年度の予想に比べて配電所の一定の構成要素の経済的技術的耐用期間を延長することが妥当であると判断されたことに伴い、主にイー・ディストリブッツィオーネにおける償却費が減少（94百万ユーロ）したことにより部分的に相殺された。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
発電及びトレーディング	172	115	57	49.6%
インフラストラクチャー及びネットワーク	1,685	1,275	410	32.2%
エネル・グリーン・パワー	252(1)	227	25	11.0%
エンドユーザー市場	248	139	109	78.4%
エネルX	54	-	54	-
サービス	68	56	12	21.4%
合計	**2,479**	**1,812**	**667**	**36.8%**

(1) かかる数値は「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。

2018年の**資本支出**は2,479百万ユーロとなり、前年と比べて667百万ユーロ増加した。より具体的には、この変化は以下に起因する。

・**インフラストラクチャー及びネットワーク**に係る資本支出が410百万ユーロ増加したこと。これは主にオープン・メーター計画のための電気メーターの交換に関連する。

・**エンドユーザー市場**に係る資本支出が109百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、代理店及びテレセラーに関する費用が契約費用として資産計上された結果である。

・**発電及びトレーディング**に係る資本支出が57百万ユーロ増加したこと。

・**エネル・グリーン・パワー**事業ラインに係る資本支出が25百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に太陽光発電所に関する。

・**エネルX**事業ラインに係る資本支出が54百万ユーロ増加したこと。

イベリア

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2018年	2017年	増減	
火力発電	37,954	43,754	(5,800)	-13.3%
原子力発電	24,067	26,448	(2,381)	-9.0%
水力発電	8,459	5,038	3,421	67.9%
風力発電	3,688	3,351	337	10.1%
その他の資源	25	27	(2)	-7.4%
純発電量合計	**74,193**	**78,618**	**(4,425)**	**-5.6%**

2018年の純発電量は、2017年から4,425百万kWh減少し、合計74,193百万kWhとなった。この減少は火力発電及び原子力発電の減少（かかる減少は水力発電及び風力発電の増加により部分的に相殺された。）並びに電力需要の低下に反映されている。

火力発電総量への寄与率

（単位：百万kWh）

	2018年		2017年		増減	
燃料油	5,770	8.9%	6,319	8.6%	(549)	-8.7%
天然ガス	6,907	10.6%	9,750	13.2%	(2,843)	-29.2%
石炭	23,340	35.9%	26,156	35.5%	(2,816)	-10.8%
核燃料	25,031	38.5%	27,542	37.4%	(2,511)	-9.1%
その他の燃料	3,947	6.1%	3,865	5.3%	82	2.1%
合計	**64,995**	**100.0%**	**73,632**	**100.0%**	**(8,637)**	**-11.7%**

2018年の火力発電総量は、前年と比べて8,637百万kWh減少し、合計64,995百万kWhとなった。使用構成に関しては、全種類の燃料（特に天然ガス及び石炭）において減少が見られた。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	
火力発電	12,874	13,030	(156)	-1.2%
原子力発電	3,318	3,318	-	-
水力発電	4,761	4,752	9	0.2%
風力ファーム	1,750	1,618	132	8.2%
その他	14	14	-	-
純有効発電容量合計	**22,717**	**22,732**	**(15)**	**-0.1%**

2018年の純有効発電容量は、前年から15MW減少し、22,717MWとなった。かかる減少は主にテルエル、コンポスティーリャ及びアルクディアの複合サイクル発電所及び石炭／燃料油発電所（又はこれらの発電所の一部）の売却に起因し、パルケス・エオリコ・ジェスティンベル（Parques Eólicos Gestinver）の買収に伴い風力ファームの設備容量が増加したことにより大部分が相殺された。

配電及び送電ネットワーク

	2018 年	2017年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	19,625	19,560	65	0.3%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	118,531	117,886	645	0.5%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	181,457	180,336	1,121	0.6%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	**319,613**	**317,782**	**1,831**	**0.6%**
エネルの配電ネットワークで送られた電力（百万kWh）(1)	**124,714**	**126,360**	**(1,646)**	**-1.3%**

(1)2017年の数値は、より正確な送電量の測定値を反映している。

2018年に送られた電力は1,646百万kWh減少し、合計124,714百万kWhとなった。これは基本的に需要の動向と一致している。

電力販売

（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
自由市場	76,772	83,036	(6,264)	-7.5%
規制市場	12,867	13,477	(610)	-4.5%
エネルの電力販売合計	**89,639**	**96,513**	**(6,874)**	**-7.7%**

2018年のエンドユーザー向け電力販売は、2017年と比較して6,874百万kWh減少し、合計89,639百万kWhとなった。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
収益	19,492	19,994	(502)	-2.5%
売上総利益	3,558	3,573	(15)	-0.4%
営業利益	1,724	1,842	(118)	-6.4%
資本支出	1,433	1,105	328	29.7%

以下の表は、2018年の事業タイプ別の業績の内訳を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
発電及びトレーディング	6,319	6,233	86	1.4%
インフラストラクチャー及びネットワーク	2,671	2,786	(115)	-4.1%
エネル・グリーン・パワー	716	497	219	44.1%
エンドユーザー市場	14,920	15,798	(878)	-5.6%
エネルX	247	-	247	-
サービス	514	475	39	8.2%
部門間削除及び調整	(5,895)	(5,795)	(100)	1.7%
合計	**19,492**	**19,994**	**(502)**	**-2.5%**

2018年の**収益**は、502百万ユーロ減少した。これは以下に起因している。

- **エンドユーザー市場**からの収益が878百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、規制市場及び自由市場両方における販売量の減少（それぞれ123百万ユーロ及び747百万ユーロの減少）並びに新たなエネルX事業ラインに移転された付加価値サービス販売の235百万ユーロの減少に起因する。これらの減少は、販売量の増加に反映されるガス商品販売からの収益の229百万ユーロの増加により部分的に相殺された。
- **発電及びトレーディング**からの収益が86百万ユーロ増加したこと。これは主にガス販売の増加（大部分は国内の配電会社向け）に関連しており、そのため部門間削除においても反映されている。これらの影響は、半島外の地域における発電により発生した費用に係る払戻金の増加及びフロント・マリティム・デル・ベソス・エスエル（Front Maritim del Besos SL）の増資に対する現物出資によるキャピタルゲインを伴っていた。電力販売からの収益の減少は、これらのプラスの影響を部分的に相殺する。

・**エネル・グリーン・パワー**事業ラインによる発電からの収益が219百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、販売量の増加に関連し、水力資源による発電の増加とも一致しており、上記全ては2017年と比較して水資源の利用可能性が増加したこと並びにパルケス・エオリコ・ジェスティンベル及びその他の小規模風力発電会社の買収により連結範囲が変更したことに起因する。この収益の一部も電力マーケティング会社によるものであり、したがって部門間削除においても反映されている。
・**インフラストラクチャー及びネットワーク**事業からの収益が155百万ユーロ減少したこと。かかる減少は基本的にIFRS第15号適用の結果、グリッド接続手数料が減少したことに起因する。
・**エネルX**の収益が247百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、2017年はマーケティング会社の特権であった付加価値サービス販売に関連した。

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
発電及びトレーディング	425	783	(358)	-45.7%
インフラストラクチャー及びネットワーク	1,965	2,086	(121)	-5.8%
エネル・グリーン・パワー	361	199	162	81.4%
エンドユーザー市場	676	467	209	44.8%
エネルX	51	-	51	-
サービス	80	38	42	-
合計	**3,558**	**3,573**	**(15)**	**-0.4%**

売上総利益は、2017年と比べて15百万ユーロ減少し、3,558百万ユーロとなった。これは、以下を反映している。
・**インフラストラクチャー及びネットワーク**事業の利益が121百万ユーロ減少したこと。かかる減少は前述のとおりサービス費及び原料費がわずかに増加したことに加えて接続からの収益が減少したことに影響されていた。
・**エンドユーザー市場**の売上総利益が209百万ユーロ増加したこと。かかる増加は基本的にエネルギーの供給及び輸送に係る費用の大幅な減少に起因しており、この費用の減少は収益の急激な減少を補って余りあるほどであり、これにIFRS第15号の適用に伴い取決められた取引手数料に係る費用の減少（70百万ユーロ）及び2018年に開始したエネルX事業ラインによる付加価値サービス費用の減少が加わった。
・**発電及びトレーディング**に計上される売上総利益が358百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、2017年の「*ボーノ・ソシアル（bono social）*」のための費用の戻入れの影響（222百万ユーロ）及び燃料供給に係る費用の増加を反映している。
・**エネル・グリーン・パワー**事業ラインによる発電の利益が162百万ユーロ増加したこと。上述の収益の増加は、運営費用（特に分水費用及び送電ネットワークへのアクセス費用）の増加により（発電量の増加も伴って）部分的に相殺された。
・新たな**エネルX**事業ラインに関連する付加価値サービスからの収益が51百万ユーロ増加したこと。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
発電及びトレーディング	(274)	191	(465)	-
インフラストラクチャー及びネットワーク	1,220	1,367	(147)	-10.8%
エネル・グリーン・パワー	208	12	196	-
エンドユーザー市場	494	286	208	72.7%
エネルX	37	-	37	-
サービス	39	(14)	53	-
合計	**1,724**	**1,842**	**(118)**	**-6.4%**

2018年の**営業利益**は、減価償却費、償却費及び減損損失1,834百万ユーロ（2017年は1,731百万ユーロ）を含めて、2017年と比べて118百万ユーロ減少し、1,724百万ユーロとなった。かかる減少は、上述の影響に加えて、アルクディア電力所における一定資産の減損（82百万ユーロ）並びに減価償却費及び償却費（特にIFRS第15号適用の契約費用）の増加（54百万ユーロ）に起因する。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
発電及びトレーディング	345	295	50	16.9%
インフラストラクチャー及びネットワーク	668	657	11	1.7%
エネル・グリーン・パワー	246	65	181	-
エンドユーザー市場	107	55	52	94.5%
エネルX	39	-	39	-
サービス	28	33	(5)	-15.2%
合計	**1,433**	**1,105**	**328**	**29.7%**

資本支出は、前年比で328百万ユーロ増加し、1,433百万ユーロとなった。より具体的には2018年の資本支出は、2017年にプロジェクトが決定したことに伴う主に新たな風力ファーム及び太陽光発電所の建設に関連している。さらに変電所及び変圧器の配電ネットワークに係る作業、電力線及びメーター装置の交換に係る作業並びにエンドユーザー市場における契約費用の資産計上（70百万ユーロ）があった。発電及びトレーディング事業ラインによる資本支出の増加には、アスコ、ヴァンテリョス及びアルマラズの原子力発電所が含まれる。

南米

事業

純発電量

（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
火力発電	22,441	25,727	(3,286)	-12.8%
水力発電	36,135	33,597	2,538	7.6%
風力発電	6,138	3,661	2,477	67.7%
その他の資源	3,183	1,642	1,541	93.8%
合計純発電量	**67,897**	**64,627**	**3,270**	**5.1%**
－うちアルゼンチン	*13,949*	*14,825*	*(876)*	*-5.9%*
－うちブラジル	*9,840*	*7,161*	*2,679*	*37.4%*
－うちチリ	*20,885*	*20,231*	*654*	*3.2%*
－うちコロンビア	*14,054*	*14,766*	*(712)*	*-4.8%*
－うちペルー	*8,999*	*7,493*	*1,506*	*20.1%*
－うちその他諸国	*170*	*151*	*19*	*12.6%*

2018年の純発電量は、2017年比で3,270百万kWh増加し、合計67,897百万kWhとなった。かかる増加は主に以下に起因する。

・新たな発電所が運転を開始したことを主に反映してブラジル及びペルーの風力発電量が増加したこと。

・水力発電量が増加したこと。かかる増加は特にチリ、ブラジル及びアルゼンチンに集中したが、これは、当年度においてこれらの国で水資源が豊富であったこと、2017年末にブラジルのヴォルタ・グランデ水力発電所を買収したこと、及び2018年初めにブラジルで複数の発電所が運転を開始したことを反映するものである。

・ブラジル、チリ及びペルーにおいて太陽光発電量が増加したこと。これは、純発電容量の拡張をも反映している。

火力発電量が減少した。この減少は、タラパカ（チリ）、コスタネラ（アルゼンチン）及びフォルタレザ（ブラジル）の各発電所が運転を停止したことを受けてチリ、アルゼンチン及びブラジルで特に顕著であったものの、その一部は、ペルーの生産拡大により相殺された。

火力発電総量への寄与率

（単位：百万kWh）

	2018年		2017年		増減	
燃料油	316	1.4%	723	2.7%	(407)	-56.3%
天然ガス	19,656	83.9%	21,669	81.2%	(2,013)	-9.3%
石炭	2,986	12.7%	3,134	11.8%	(148)	-4.7%
その他の燃料	468	2.0%	1,144	4.3%	(676)	-59.1%
合計	**23,426**	**100.0%**	**26,670**	**100.0%**	**(3,244)**	**-12.2%**

2018年の火力発電総量は、前年比で3,244百万kWh減少し、合計23,426百万kWhとなった。これは基本的に、特にアルゼンチン、ブラジル及びチリにおいて従来の燃料の利用が減少したことを反映するものである。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	
火力発電	7,734	7,773	(39)	-0.5%
水力発電	10,031	9,980	51	0.5%
風力発電	1,616	1,362	254	18.6%
その他	1,616	1,429	187	13.1%
合計純有効発電容量	**20,997**	**20,544**	**453**	**2.2%**
－うちアルゼンチン	*4,419*	*4,419*	-	-
－うちブラジル	*3,250*	*2,975*	*275*	*9.2%*
－うちチリ	*7,448*	*7,475*	*(27)*	*-0.4%*
－うちコロンビア	*3,583*	*3,467*	*116*	*3.3%*
－うちペルー	*2,297*	*2,158*	*139*	*6.4%*
－うちその他諸国	-	*50*	*(50)*	-

2018年の純有効発電容量は前年比で453MW増加し、20,997MWとなった。これは基本的に、当グループの資本支出により発電容量が拡張したことに起因している。

この発電容量の拡張は、ブラジルでエネル・グリーン・パワーの風力発電所であるボア・ビスタ・エオリカ・エスエー（30 MW）、エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャポー・エオリカ・エスエー（114 MW）及びエネル・グリーン・パワー・サオ・アブラオ・エオリカ・エスエー（28 MW）、太陽光発電所であるエネル・グリーン・パワー・ホリゾント・エムピー・ソーラー・エスエー（103 MW）が、ペルーでワイラⅠ風力発電所（132 MW）が、コロンビアでエル・パソ太陽光発電所（86 MW）が、それぞれ運転を開始したことに主に起因するものである。50MWの減少が見られたが、これは、子会社のエストレラダ・エスエーを通じてメロウィンド風力発電所を保有していたエネル・グリーン・パワー・ウルグアイ・エスエーを12月に売却したことに起因するものである。

配電及び送電ネットワーク

	2018年	2017年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	20,112	18,308	1,804	9.9%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	381,214	350,376	30,839	8.8%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	223,326	197,326	25,999	13.2%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	**624,653**	**566,010**	**58,643**	**10.4%**
エネルの配電ネットワークで送られた電力（百万kWh）(1)	**117,412**	**90,655**	**26,757**	**29.5%**
－うちアルゼンチン	*17,548*	*17,737*	*(189)*	*-1.1%*
－うちブラジル	*61,310*	*34,876*	*26,434*	*75.8%*
－うちチリ	*16,485*	*16,318*	*167*	*1.0%*
－うちコロンビア	*14,024*	*13,790*	*234*	*1.7%*
－うちペルー	*8,045*	*7,934*	*111*	*1.4%*

(1) 2017年の数値は、送電量のより正確な測定値を反映している。

2018年に送電されたエネルギー量は、2017年比で26,757百万kWh増加し、117,412百万kWhとなった。この増加は、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・サンパウロを買収した結果、主にブラジルに集中した。

電力販売

（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
エネルの電力販売量	**91,075**	**74,672**	**16,403**	**22.0%**
－うちアルゼンチン	*14,515*	*14,877*	*(362)*	*-2.4%*
－うちブラジル	*48,061*	*30,497*	*17,564*	*57.6%*
－うちチリ	*12,808*	*13,232*	*(424)*	*-3.2%*
－うちコロンビア	*8,884*	*9,389*	*(505)*	*-5.4%*
－うちペルー	*6,807*	*6,677*	*130*	*1.9%*

2018年の電力販売は、前年比で16,403百万kWh増加し、合計91,075百万kWhとなった。上述した理由と同様に、この増加は、エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収を受けてブラジル国内の販売が増加し、その影響の一部がその他諸国での販売減少により相殺された結果を反映したものである。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
収益	14,742	13,154	1,588	12.1%
売上総利益	4,370	4,204	166	3.9%
営業利益	2,976	2,970	6	0.2%
資本支出	2,246	3,002	(756)	-25.2%

以下の表は、2018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）

	2018年	2017年	増減	
アルゼンチン	1,323	1,393	(70)	-5.0%
ブラジル	6,592	4,763	1,829	38.4%
チリ	3,255	3,667	(412)	-11.2%
コロンビア	2,261	2,116	145	6.9%
ペルー	1,300	1,202	98	8.2%
その他諸国	11	13	(2)	-15.4%
合計	**14,742**	**13,154**	**1,588**	**12.1%**

2018年の**収益**は、1,588百万ユーロの増加を計上した。これは主に以下に起因する。

・ブラジルにおける収益が1,829百万ユーロ増加し（収益のうち2,076百万ユーロは、エネル・ディストリビューソォン・サンパウロを2018年６月７日付けで買収したことによるもの）、さらに2017年９月28日以降にヴォルタ・グランデ水力発電所に関する30か年契約を保有していたエネル・グリーン・パワー・プロジェトス・Ｉが収益増加（61百万ユーロ）を計上したこと。かかる前年比の収益増加の一部は、販売及びサービスによる収益がエネル・ディストリビュシオン・リオで193百万ユーロ、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスで58百万ユーロ、エネル・ゲラサオ・フォルタレザで51百万ユーロ、エネル・ディストリビュシオン・セアラで55百万ユーロそれぞれ減少し、さらに為替相場が不利に推移したことによる減少（728百万ユーロ）が生じたことにより相殺された。

・アルゼンチンにおける収益が70百万ユーロ減少したこと。かかる減少は基本的に、アルゼンチン・ペソの対ユーロでの下落に伴い為替相場によるマイナス影響（746百万ユーロ）が生じ、その影響の大半が（IAS第29号に基づく）超インフレ経済下における再評価及びENRE決議第64号の適用による配電価格の引上げにより相殺された結果を反映している。

・コロンビアにおける収益が145百万ユーロ増加したこと。これは、価格上昇による影響の一部が為替相場の不利な推移（97百万ユーロ）により相殺された結果を主に反映している。

・チリにおける収益が412百万ユーロ減少したこと。かかる減少は基本的に、規制市場から自由市場に顧客を切り替えたことに伴い最終顧客に対する売上げが減少し（150百万ユーロ）、2017年第１四半期にエレクトロガスを売却したことによるキャピタルゲイン（143百万ユーロ）を計上し、さらに為替相場が不利に推移したこと（94百万ユーロ）を反映している。

・ペルーにおける収益が98百万ユーロ増加したこと。これは、需要拡大により電力販売が拡大し、その影響の一部のみが為替相場の不利な推移（64百万ユーロ）により相殺された結果を主に反映している。

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
アルゼンチン	344	287	57	19.9%
ブラジル	1,275	1,008	267	26.5%
チリ	1,206	1,359	(153)	-11.3%
コロンビア	1,038	1,061	(23)	-2.2%
ペルー	497	480	17	3.5%
その他諸国	10	9	1	11.1%
合計	**4,370**	**4,204**	**166**	**3.9%**

売上総利益は、2017年比で166百万ユーロ（3.9%）増加し、4,370百万ユーロとなった。これは、以下を反映している。

・ブラジルにおける売上総利益が267百万ユーロ増加したこと。これは、再生可能エネルギーの分野での利益（95百万ユーロ。このうち51百万ユーロは、2017年11月に連結を開始したエネル・グリーン・パワー・プロジェトス・Ｉによるものである。）、エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの買収（206百万ユーロ）及びエネル・ディストリビューソォン・ゴイアスの利益増加（88百万ユーロ）を基本的に反映したものである。これらの影響のうちわずかに一部は、エネル・ゲラサオ・フォルタレザにおける供給コストの増加に伴う利益減少（97百万ユーロ）、エネル・ディストリビュシオン・セアラにおける電力販売収益の減少に伴う利益減少（52百万ユーロ）、及び為替相場が不利に推移したことによる利益減少（174百万ユーロ）により相殺された。

・チリにおける売上総利益が153百万ユーロ減少したこと。これは、為替相場が不利に推移したこと（32百万ユーロ）及び2017年の例外的項目、特に上述したキャピタルゲイン（水力発電プロジェクト（主にネルトゥメ及びチョシュエンコ）の廃止に伴う36百万ユーロのキャピタルロスを除く。）の影響を主に反映している。

・コロンビアにおける売上総利益が23百万ユーロ減少したこと。これは基本的に、エネルギー買取費用の増加及び為替相場の不利な推移を反映している。

・ペルーにおける売上総利益が17百万ユーロ増加したこと。これは主に、太陽光及び風力エネルギーの生産が拡大したことにより再生可能資源による収益が増加し、その一部が供給コストの上昇により相殺された結果を反映している。

・アルゼンチンにおける売上総利益が57百万ユーロ増加したこと。これは、人件費の減少及びサービスの質を改善したことに伴う罰金費用の減少に起因している。これらの増加の一部は、対ユーロでアルゼンチン・ペソが下落したことに起因する為替相場の不利な推移により相殺された。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
アルゼンチン	210	231	(21)	-9.1%
ブラジル	679	483	196	40.6%
チリ	879	1,027	(148)	-14.4%
コロンビア	851	890	(39)	-4.4%
ペルー	350	333	17	5.1%
その他諸国	7	6	1	16.7%
合計	**2,976**	**2,970**	**6**	**0.2%**

2018年の**営業利益**は、減価償却費、償却費及び減損損失1,394百万ユーロ（2017年は1,234百万ユーロ）を含めて、前年比で６百万ユーロ増加し、合計2,976百万ユーロとなった。具体的には、減価償却費、償却費及び減損損失の160百万ユーロの増加は、ブラジル、ペルー及びコロンビアの風力発電所及び太陽光発電所の減価償却費が増加したこと、及びエネル・ディストリビューソォン・サンパウロの連結に伴い2018年６月より連結範囲を変更したことに伴う連結範囲の変更を反映している。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
アルゼンチン	218	259	(41)	-15.8%
ブラジル	936	1,475	(539)	-36.5%
チリ	483	543	(60)	-11.0%
コロンビア	397	309	88	28.5%
ペルー	211	416	(205)	-49.3%
合計	**2,246**	**3,002**	**(756)**	**-25.2%**

資本支出は、前年比で756百万ユーロ減少し、2,246百万ユーロとなった。2018年の資本支出は、コロンビア、アルゼンチン、ペルー及びブラジルの配電ネットワークの工事に主に関連しており、このうちブラジルについては新たに買収したエネル・ディストリビューソォン・サンパウロに特に関連したものである。2017年比での減少は、ブラジル及びペルーで多くの風力発電所及び太陽光発電所が完成したことに起因するものである。

ヨーロッパ及び欧州地中海業務

事業

純発電量

（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
火力発電	39,181	39,830	(649)	-1.6%
水力発電	32	22	10	45.5%
風力発電	1,700	1,814	(114)	-6.3%
その他の資源	163	173	(10)	-5.8%
合計	**41,076**	**41,839**	**(763)**	**-1.8%**
－うちロシア	*39,182*	*39,830*	*(648)*	*-1.6%*
－うちその他諸国	*1,894*	*2,009*	*(115)*	*-5.7%*

2018年の純発電量は、2017年比で763百万kWh減少し、41,076百万kWhとなった。
この変動は主に、ロシアで発電量が減少したことに起因する。

火力発電総量への寄与率

（単位：百万kWh）

	2018年		2017年		増減	
天然ガス	21,712	52.6%	22,384	53.3%	(672)	-3.0%
石炭	19,592	47.4%	19,647	46.7%	(55)	-0.3%
合計	**41,304**	**100.0%**	**42,031**	**100.0%**	**(727)**	**-1.7%**

2018年の火力発電総量は、727百万kWh減少し、41,304百万kWhとなった。当年度の減少は、上述したロシアでの発電量減少を反映するとともに、複合サイクル、石炭及びガスによる発電の利用が減少したことを示している。

純有効発電容量

（単位：MW）

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	
火力発電所	8,878	8,878	-	-
水力発電所	19	19	-	-
風力ファーム	741	741	-	-
その他	123	123	-	-
合計純有効発電容量	9,761	9,761	-	-
－うちロシア	*8,878*	*8,878*	-	-
－うちその他諸国	*883*	*883*	-	-

2018年の純有効容量は、9,761MW相当で、前年と同じであった。

配電及び送電ネットワーク

	2018年	2017年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	6,511	6,505	5	0.1%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	35,062	35,016	46	0.1%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	86,935	86,027	909	1.1%
配電ネットワーク合計（キロメートル）(1)	**128,508**	**127,548**	**960**	**0.8%**
エネルの配電ネットワークで送られた電力（百万kWh）	**15,640**	**15,206**	**434**	**2.9%**

(1)2017年の数値は、送電量のより正確な測定値を反映している。

送電量（もっぱらルーマニアに集中した。）は、15,206百万kWhから434百万kWh（2.9%）増加し、2018年は15,640百万kWhとなった。かかる増加は、ルーマニア市場、とりわけエネルがサービスを提供している地域における需要傾向を主に反映している。

電力販売

（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
自由市場	7,519	6,318	1,201	19.0%
規制市場	2,881	4,029	(1,148)	-28.5%
エネルによる電力販売合計	**10,400**	**10,347**	**53**	**0.5%**

2018年における電力販売は、10,347百万kWhから53百万kWh増加し、10,400百万kWhとなった。この増加は、漸進的な市場の自由化に伴ってルーマニアにおける販売量が増加したことによるものである。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
収益	2,361	2,411	(50)	-2.1%
売上総利益	516	543	(27)	-5.0%
営業利益	420	306	114	37.3%
資本支出	390	307(1)	83	27.0%

(1)「売却目的」に分類されるユニットについての44百万ユーロを含まない。

以下の表は、2018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）

	2018年	2017年	増減	
ルーマニア	1,281	1,180	101	8.6%
ロシア	997	1,135	(138)	-12.2%
その他諸国	83	96	(13)	-13.5%
合計	**2,361**	**2,411**	**(50)**	**-2.1%**

2018年における**収益**は、前年比で50百万ユーロ（2.1%）減少し、2,361百万ユーロとなった。この業績は、以下の要因に関連している。

・ロシアにおける収益が138百万ユーロ減少したこと。これは主にユーロに対するルーブルの下落（123百万ユーロ）、並びにユニット販売価格及び発電量の減少に関連するものである。
・ルーマニアにおける収益が101百万ユーロ増加したこと。かかる増加は基本的に、送電量及び販売量が増加し、配電料金の下落及びIFRS第15号の適用によるマイナス影響を十二分に相殺した結果を反映したものである。電力網への新規接続に係る収益は、契約期間を通して繰り延べられる。
・その他諸国における収益が13百万ユーロ減少したこと。

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
ルーマニア	230	232	(2)	-0.9%
ロシア	232	270	(38)	-14.1%
その他諸国	54	41	13	31.7%
合計	**516**	**543**	**(27)**	**-5.0%**

売上総利益は、2017年比で27百万ユーロ減少し、516百万ユーロとなった。かかる業績は主に以下に起因する。

・ロシアにおける売上利益が38百万ユーロ減少したこと。これは、為替相場の不利な推移及び発電利益の減少に起因する。

・ルーマニアにおける利益が２百万ユーロ減少したこと。これは、上述したIFRS第15号による影響が生じ、その影響のわずかに一部が、新基準の適用により無形資産として計上されることとなった顧客獲得費用の減少により相殺された結果を反映したものである。また、環境許可証に係る利益も減少した。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
ルーマニア	95	114	(19)	-16.7%
ロシア	169	210	(41)	-19.5%
その他諸国	156	(18)	174	-
合計	**420**	**306**	**114**	**37.3%**

2018年の**営業利益**は、114百万ユーロ増加し、420百万ユーロとなった。この増加は、上述した変化による影響を受けたほか、ギリシャの有形固定資産及び無形資産に関する減損損失（117百万ユーロ）、並びにドイツで2017年に計上された地熱資産に関する減損損失（42百万ユーロ）を戻し入れたことによる影響も大きく受けたものである。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
ルーマニア	182	134	48	35.8%
ロシア	86	109	(23)	-21.1%
その他諸国	122	64	58	90.6%
合計	**390**	**307**(1)	**83**	**27.0%**

(1)「売却目的」に分類されるユニットについての44百万ユーロを含まない。

資本支出は、前年比で83百万ユーロ増加し、390百万ユーロとなった。この増加は主に、ギリシャの風力発電所に対する投資及び対ルーマニア投資（主に配電網に関するもの）の増加を反映したものである。これらの影響のわずかに一部が、ロシア及びドイツへの投資の減少により相殺された。

北米及び中米

事業

純発電量

（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
水力発電	2,871	2,681	190	7.1%
風力発電	8,413	6,920	1,493	21.6%
その他の資源	1,149	192	957	-
合計	**12,433**	**9,793**	**2,640**	**27.0%**
－うち米国及びカナダ	*7,133*	*5,313*	*1,820*	*34.3%*
－うちメキシコ	*2,619*	*2,025*	*594*	*29.3%*
－うちパナマ	*1,808*	*1,528*	*280*	*18.3%*
－うちその他諸国	*873*	*927*	*(54)*	*-5.8%*

2018年の純発電量は、2017年比で2,640百万kWh増加し、合計12,433百万kWhとなった。この増加は、ロック・クリーク、サンダー・ランチ、レッド・ダートの各風力発電所が2017年末に運転を開始した後に風力発電量が増加（1,753百万kWh）したことを主に受けて、米国及びカナダの発電量が増加（1,820百万kWh）したことに主に起因している。また、メキシコ国内の発電量も増加し（594百万kWh）、特にヴィラヌエーヴァ、ドン・ホゼの両発電所が運転を開始したことにより太陽光発電量が増加したが（838百万kWh）、その影響の一部は（キノ・プロジェクトによる）８箇所の風力発電所の売却を受けて風力発電量が（253百万kWh）減少したことにより相殺され、さらにパナマでは水力発電所による発電量が260百万kWh、太陽光発電所による発電量が20百万kWh、それぞれ増加した。これらの増加の一部は、水力発電所による発電量がグアテマラで40百万kWh、コスタリカで14百万kWh、それぞれ減少したことにより相殺された。

純有効発電容量

（単位：MW）

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	
水力発電所	623	623	-	-
風力ファーム	2,940	2,566	374	14.6%
その他	264	344	(80)	-
合計	**3,827**	**3,533**	**294**	**8.3%**
－うち米国及びカナダ	*2,921*	*2,092*	*829*	*39.6%*
－うちメキシコ	*299*	*843*	*(544)*	*-64.5%*
－うちパナマ	*362*	*354*	*8*	*2.3%*
－うちその他諸国	*245*	*244*	*1*	*0.4%*

2018年の純有効発電容量は、前年比で294MW増加し、合計3,827MWとなった。かかる増加は主に、新たな発電所であるヒル・トッパー、ラトルスネイク・クリーク、ダイアモンド・ビスタ及びハイ・ロンサム発電所に関連して米国及びカナダの風力発電による純有効発電容量が802百万MW増加し、その一部がメキシコ国内で８箇所の風力・太陽光発電所を売却したことにより同国の純設備容量が減少したことにより相殺された結果を主に反映したものである。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
収益	1,438	1,187	251	21.1%
売上総利益	708	759	(51)	-6.7%
営業利益	454	553	(99)	-17.9%
資本支出	1,373(1)	1,802(2)	(429)	-23.8%

(1)「売却目的」に分類されるユニットについての376百万ユーロを含まない。
(2)「売却目的」に分類されるユニットについての325百万ユーロを含まない。

以下の表は、2018年の地理的地域別の財務業績を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
米国及びカナダ	903	716	187	26.1%
メキシコ	297	142	155	-
パナマ	151	149	2	1.3%
その他諸国	87	180	(93)	-51.7%
合計	**1,438**	**1,187**	**251**	**21.1%**

2018年の**収益**は、前年比で251百万ユーロ（21.1%）増加し、1,438百万ユーロとなった。これは、以下の要因を反映している。

・米国及びカナダにおける収益が187百万ユーロ増加したこと。これは基本的に、エネルＸ・ビジネス・ラインの収益増加、特にエネルＸ・ノース・アメリカ（旧エナノック）の収益が181百万ユーロ、イーモーターワークスの収益が５百万ユーロ、それぞれ増加したことを反映している。

・メキシコにおける収益が155百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、事業に関して上述した太陽光発電所による発電量の増加に伴い電力販売収益が61百万ユーロ増加し、支配の喪失を伴う売却により2018年９月30日付けで部分的に売却されたメキシコ国内の８つプロジェクト会社に提供したサービスに係る収益が82百万ユーロ増加し、さらにグリーン証書の売却による収益が８百万ユーロ増加したことに起因するものである。
・パナマにおける収益が２百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、事業に関して上述した水力発電所による発電量の増加に主に起因する。
・その他諸国における収益が93百万ユーロ減少したこと。これは、インスティテュート・コスタッリセンス・デ・エレクトリシダッド（Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)）から当グループに支払われ、2017年に計上されたコスタリカのチュカス風力ファームに係る補償金を主に反映している。

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
米国及びカナダ	395	408	(13)	-3.2%
メキシコ	140	98	42	42.9%
パナマ	113	101	12	11.9%
その他諸国	60	152	(92)	-60.5%
合計	**708**	**759**	**(51)**	**-6.7%**

売上総利益は、2017年比で51百万ユーロ（6.7%）減少し、708百万ユーロとなった。これは、以下を反映している。
・米国及びカナダにおける利益が13百万ユーロ減少したこと。かかる減少は人件費及び営業費用の増加に起因する。
・メキシコにおける利益が42百万ユーロ増加したこと。これは、上述した発電量が増加し、利益増加の一部が営業費用の増加により相殺された結果を反映している。
・パナマにおける利益が12百万ユーロ増加したこと。これは、発電量の増加と電力供給費用の減少に起因する。
・その他諸国における利益が減少したこと。かかる減少は基本的に、2017年に受領した補償金を反映してPHチュカスが計上した収益が減少したことに起因する。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
米国及びカナダ	233	293	(60)	-20.5%
メキシコ	94	52	42	80.8%
パナマ	98	87	11	12.6%
その他諸国	29	121	(92)	-76.0%
合計	**454**	**553**	**(99)**	**-17.9%**

2018年の**営業利益**は、米国で新たな発電所が運転を開始したことに伴い減価償却費が増加したことを主に反映して減価償却費、償却費及び減損損失が48百万ユーロ増加したことを考慮し、前年比で99百万ユーロ減少し、454百万ユーロとなった。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
米国及びカナダ	1,154	1,305	(151)	-11.6%
メキシコ	206(1)	454(2)	(248)	-54.6%
パナマ	7	10	(3)	-30.0%
その他諸国	6	33	(27)	-81.8%
合計	**1,373**	**1,802**	**(429)**	**-23.8%**

(1)「売却目的」に分類されるユニットについての376百万ユーロを含まない。
(2)「売却目的」に分類されるユニットについての325百万ユーロを含まない。

2018年の**資本支出**は、前年比で429百万ユーロ減少し、合計1,373百万ユーロとなった。2018年の資本支出は、米国のヒル・トッパー（229百万ユーロ）、ラトルスネイク（332百万ユーロ）、ダイアモンド・ビスタ（320百万ユーロ）及びハイ・ロンサム風力発電所（81百万ユーロ）、並びにメキシコのドロレス（69百万ユーロ）及びパーク・アミスタッド風力発電所（90百万ユーロ）、マグダレナ太陽光発電所（38百万ユーロ）に関連するものであった。

アフリカ、アジア及びオセアニア

事業

純発電量

（単位：百万kWh）

	2018年	2017年	増減	
風力発電	933	892	41	4.6%
その他の資源	574	589	(15)	-2.5%
合計	**1,507**	**1,481**	**26**	**1.8%**
－うち南アフリカ	*1,192*	*1,156*	*36*	*3.1%*
－うちインド	*315*	*325*	*(10)*	*-3.1%*

2018年の純発電量は、2017年比で26百万kWh増加し、合計1,507百万kWhとなった。かかる増加は主に、風力発電量の増加（41百万kWh）を主に反映したものであるが、この増加は特に南アフリカで顕著であり（51百万kWh）、その主な要因は2017年２月に運転を開始したギブソン・ベイ発電所であった。前年に比して気象条件が不利であったため、南アフリカの太陽光発電量は15百万kWh減少し、インドの風力発電量は10百万kWh減少した。

純有効発電容量

（単位：MW）

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	
風力ファーム	371	371	-	-
その他	323	323	-	-
合計純有効発電容量	694	694	-	-
－うち南アフリカ	*522*	*522*	-	-
－うちインド	*172*	*172*	-	-

2018年の純有効発電容量は、前年と同じく合計694MWであった。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
収益	101	96	5	5.2%
売上総利益	54	57	(3)	-5.3%
営業利益	10	15	(5)	-33.3%
資本支出	142	30	112	-

以下の表は、2018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）

	2018年	2017年	増減	
南アフリカ	83	80	3	3.8%
インド	15	16	(1)	-6.3%
その他諸国	3	-	3	-
合計	**101**	**96**	**5**	**5.2%**

2018年の**収益**は、前年比で５百万ユーロ増加し、101百万ユーロとなった。かかる増加は主に南アフリカのプリーダ及びギブソン・ベイ発電所による発電量及び電力販売量の増加に起因する。

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
南アフリカ	50	53	(3)	-5.7%
インド	9	8	1	12.5%
その他諸国	(5)	(4)	(1)	-25.0%
合計	**54**	**57**	**(3)**	**-5.3%**

2018年の**売上総利益**は、2017年比で３百万ユーロ減少し、54百万ユーロとなった。かかる変化は、南アフリカ、オーストラリア及びモロッコにおいて計上された費用の増加を反映している。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
南アフリカ	13	18	(5)	-27.8%
インド	4	-	4	-
その他諸国	(7)	(3)	(4)	-
合計	**10**	**15**	**(5)**	**-33.3%**

2018年における**営業利益**は、減価償却費、償却費及び減損損失が２百万ユーロ増加したことを考慮し、前年比で５百万ユーロ減少して10百万ユーロとなった。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
南アフリカ	104	27	77	-
インド	27	3	24	-
その他諸国	11	-	11	-
合計	**142**	**30**	**112**	**-**

2018年の**資本支出**は、前年から112百万ユーロ増加し、142百万ユーロとなった。投資は主に、南アフリカ（ラウンド４）、インド（コーラル）及びザンビア（スケーリング・ソーラー）の太陽光発電所に関連するものであった。

その他、部門間消去及び調整

業績

（単位：百万ユーロ）

	2018年	2017年	増減	
収益（消去後）	704	389	315	81.0%
売上総利益	(159)	(346)	187	54.0%
営業利益	(182)	(364)	182	50.0%
資本支出	89	72	17	23.6%

2018年の消去後の**収益**は、前年から315百万ユーロ増加し、704百万ユーロとなった。かかる変化は基本的に、以下に起因する。

・メキシコ国内で稼働中及び建設中の８箇所の発電所を所有する８つの特別目的会社（SPV）を部分的に売却して支配を喪失した後（キノ・プロジェクト）にエネル・グリーン・パワー・エスピーエーがキャピタルゲイン150百万ユーロを計上し、さらに当グループの残りの持分20%を公正価値により再測定したことにより、売却後に利益（40百万ユーロ）を計上したこと。
・エネル・グリーン・パワー・エスピーエーが子会社のエネル・グリーン・パワー・ウルグアイを完全に売却したことによりキャピタルゲイン18百万ユーロを計上したこと。
・イタリア地域の特定の会社のグローバル機能を中央地域に含めたこと。

2018年の**売上総利益**は、前年比で187百万ユーロ改善し、マイナス159百万ユーロとなった。これは、上述したキャピタルゲイン及び公正価値による再測定によりプラスの影響を受けたものである。これらの要因がなければ、売上総利益は21百万ユーロ減少したものと考えられる。

2018年における**営業損失**は、利益の変化に伴い減価償却費、償却費及び減損損失が５百万ユーロ増加したことを考慮し、前年比で182百万ユーロ改善して182百万ユーロとなった。

資本支出

2018年の**資本支出**は、エネルＸの新規事業及びエネル・エスピーエーのソフトウェア投資に主に関連して、2017年比で17百万ユーロ増加し、89百万ユーロとなった。

エネル・エスピーエーの業績及び財務状況

業績

以下の表は、エネル・エスピーエーの2018年及び2017年の業績の概要を示している。

(単位：百万ユーロ)

	2018年	2017年	増減
収益			
販売及びサービスからの収益	38	120	(82)
その他の収益及び利益	15	13	2
合計	**53**	**133**	**(80)**
費用			
消耗部品	1	1	-
サービス、リース及びレンタル費	127	165	(38)
人件費	109	174	(65)
その他の営業費用	39	20	19
合計	**276**	**360**	**(84)**
売上総利益	**(223)**	**(227)**	**4**
減価償却費、償却費及び減損損失	(331)	15	(346)
営業利益	**108**	**(242)**	**350**
純財務利益／(費用)及び株式投資からの利益			
株式投資からの利益	3,567	3,033	534
財務利益	1,946	3,093	(1,147)
財務費用	2,349	3,774	(1,425)
合計	**3,164**	**2,352**	**812**
法人税控除前利益	**3,272**	**2,110**	**1,162**
法人税	(184)	(160)	(24)
当期純利益	**3,456**	**2,270**	**1,186**

販売及びサービスからの収益は38百万ユーロ（2017年は120百万ユーロ）となった。これは基本的に、エネル・エスピーエーの経営・協調機能の一環として子会社に対し提供されたサービス、及び子会社に関してエネル・エスピーエーが負担した費用の再請求に関するものである。

全体で82百万ユーロの減少が見られたが、これは基本的に、2018年初めに行われたグローバル・ユニットの再編（この範囲において、グローバル事業ラインであるインフラストラクチャー及びネットワーク、火力発電、グローバル・サービス・プロキュアメントが、完全所有子会社であるエネル・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、エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル及びエネル・イタリア・エスアールエルに移転された。）並びに過年度に関するマイナス調整が行われた後に、技術・経営サービスの提供による収益が減少したことに起因するものである。

その他の収益及び利益は、前年比で２百万ユーロ増加し、15百万ユーロとなった。両年とも、同項目は基本的に、他の当グループ会社に出向しているエネル・エスピーエーの従業員に係る費用の再請求で構成されている。

2018年の**消耗部品**の費用は、前年と変わらず１百万ユーロであった。

サービス、リース及びレンタル費は、2018年に127百万ユーロ（2017年12月31日現在は165百万ユーロ）となり、このうち第三者からの請求は54百万ユーロ、当グループ会社からの請求は73百万ユーロであった。前者は主に、通信サービス、技術的及び専門的サービスに加え、戦略、経営及び会社組織に関するコンサルティング並びにITサービスに関連している。当グループ会社によって提供されたサービスに関する費用は、エネル・イタリアから受領したIT及び事務管理サービス、購入、レンタル及び研修、並びにエネル・エスピーエーに出向している多数の当グループ会社の従業員に係る費用に関連している。

2018年の**人件費**は、前年比で65百万ユーロ減少し、合計109百万ユーロとなった。かかる変化は主に、上記の移転に伴い、給与、賃金及び関連する社会保障費が減少したことに起因する。

2018年の**その他の営業費用**は、主にリスク及び費用に対する引当金に15百万ユーロを分配したことにより、2017年比で19百万ユーロ増加し、39百万ユーロとなった。

上記の状況を受けて、**売上総利益**は、前年比で４百万ユーロ改善してマイナス223百万ユーロとなった。これは主に、収益、人件費、並びにサービス、リース及びレンタル費の減少による複合的影響に起因する。

減価償却費、償却費及び減損損失は、2017年より346百万ユーロ増加し、2018年は331百万ユーロとなった。これは基本的に、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーに対する投資持分を戻し入れ（403百万ユーロ）、その一部がエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ及びエネル・ロシア・ピージェーエスシーに対する投資についてそれぞれ15百万ユーロ及び40百万ユーロの評価損が生じたことにより相殺された結果を反映している。

以上によって、**営業利益**は2017年比で350百万ユーロ改善し、108百万ユーロとなった。

株式投資からの利益は、3,567百万ユーロとなった（2017年は3,033百万ユーロ）。同項目は、2018年に承認された配当金及び中間配当金（子会社及び関連会社による承認が3,557百万ユーロ、その他の事業体による承認が10百万ユーロ）に関するものである。当該利益は、前年比で534百万ユーロの増加となった。

純財務費用は403百万ユーロとなった。これは、金融負債の利息費用（666百万ユーロ）が生じ、これが固定金融資産及び流動金融資産に係る利息及びその他の利益（288百万ユーロ）によって相殺された結果を基本的に反映したものである。純財務費用の前年からの減少分は278百万ユーロであったが、かかる減少は、基本的に、金利の有利な変動に起因して金融債務に係る利息費用が減少したこと（194百万ユーロ）、並びにグループ企業に対する有利な保証に係るその他の財務利益が増加したこと（78百万ユーロ）による。

法人税は、184百万ユーロの未収税を示した。これは主として、子会社から受領した配当金の95%が控除対象となったこと、及び法人税法（統一所得税法第96条）に従って当グループの連結課税メカニズムに関するエネル・エスピーエーの利息費用が税控除されたことの結果として、IRES上の課税収入が法定課税収入と比べて減少したことに起因する。前年（未収税160百万ユーロ）と比べて未収税が24百万ユーロ増加したが、これは主に経常外項目に起因している。

当期純利益は、前年の2,270百万ユーロに対し、3,456百万ユーロとなった。

財務状況の分析

（単位：百万ユーロ）

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
純固定資産			
－資産、発電所及び設備並びに無形固定資産	56	41	15
－株式投資	45,715	42,811	2,904
－その他の純固定資産／（負債）	(472)	(667)	195
合計	**45,299**	**42,185**	**3,114**
純流動資産			
－売掛金	191	237	(46)
－その他の純流動資産／（負債）	(1,853)	(1,612)	(241)
－買掛金	(82)	(137)	55
合計	**(1,744)**	**(1,512)**	**(232)**
総投下資本	**43,555**	**40,673**	**2,882**
各種引当金			
－従業員給付	(231)	(273)	42
－リスク及び費用に対する引当金並びに純繰延税金	109	87	22
合計	**(122)**	**(186)**	**64**
純投下資本	**43,433**	**40,487**	**2,946**
株主持分	**27,943**	**27,236**	**707**
純金融負債	**15,490**	**13,251**	**2,239**

純固定資産は、3,114百万ユーロ増加し、45,299百万ユーロとなった。これは以下に起因する。

・株式投資額が増加したことに関連して2,904百万ユーロの増加が生じたこと。これは、基本的に以下の取引により影響を受けたものである。すなわち、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（2,275百万ユーロ）及びエネルX・エスアールエル（518百万ユーロ）の資本再編、合弁会社であるオープン・ファイバー・エスピーエーの資本拠定への支払（125百万ユーロ）、オランダの完全所有子会社であるエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィが、ロシアの会社であるエネル・ロシア・ピージェーエスシー及びルスエネルゴスビト・エルエルシー、ルーマニアの会社であるエネル・ルーマニア・エスエー、イー・ディストリビューティ・バナト・エスエー、イー・ディストリビューティ・ドブロジャ・エスエー、イー・ディストリビューティ・ムンテニア・エスエー、エネル・エネルジー・エスエー及びエネル・エネルジー・ムンテニア・エスエー、並びにオランダの会社であるエネル・インシュランス・エヌヴィに対して有していた投資持分を合計2,922百万ユーロで取得したこと、エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィの減資（1,592百万ユーロ）及び資本剰余金の分配（2,410百万ユーロ）の後における同社に対する株式投資額の減少（4,002百万ユーロ）。エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー、エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ及びエネル・ロシア・ピージェーエスシーに対する投資額の調整も影響した。

・「その他の純固定資産／負債」が（2017年12月31日現在で667百万ユーロの純負債から）195百万ユーロ増加し、2018年12月31日現在で472百万ユーロの純負債となったこと。かかる変化は、基本的に、固定デリバティブ負債が875百万ユーロ減少し、その一部が固定デリバティブ資産が662百万ユーロ減少したことにより相殺された結果を反映している。

・当年度において資本支出（合計34百万ユーロ）並びに減価償却費及び償却費（17百万ユーロ）を計上し、さらにエネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル、エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアール及びエネル・イタリア・エスアールエルに無形資産（２百万ユーロ）を譲渡したことに起因して、資産、発電所及び設備並びに無形資産が15百万ユーロ変動したこと。

純流動資産は、2017年12月31日から232百万ユーロ増加し、マイナス1,744百万ユーロとなった。この変化は、以下に起因する。

・その他の純流動負債が241百万ユーロ増加したこと。これは主に、2018年11月６日にエネル・エスピーエーの取締役会により承認され、2019年１月23日以降に支払われる、2018年の利益の中間配当に係る株主に対する支払債務（2018年は1,432百万ユーロ、2017年は1,068百万ユーロ相当）を反映している。

・主に当グループ会社に関して、エネル・エスピーエーからの管理及び調整サービスに係る売掛金が46百万ユーロ減少したこと。

・買掛金が55百万ユーロ減少したこと。

2018年12月31日現在の**純投下資本**は、43,433百万ユーロとなった。これは、株主持分27,943百万ユーロ及び純金融負債15,490百万ユーロにより調達されたものである。

株主持分は、前年から707百万ユーロ増加し、2018年12月31日現在で27,943百万ユーロとなった。より具体的には、かかる変化は、2018年の純利益の計上（3,478百万ユーロ）、2017年の配当金の残余分の分配（合計1,342百万ユーロ）及び2018年の中間配当（合計1,423百万ユーロ）の分配に起因する。

純金融負債は2018年末現在で15,490百万ユーロとなり、負債／資本の比率は55.4%（2017年末は48.7%）であった。

財務構造の分析

純金融負債の構成及び変化は、以下の表のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
長期債務			
－銀行借入れ	1,048	1,039	9
－社債	8,208	8,541	(333)
－引受債務及び子会社からの借入れ	4,141	1,200	2,941
長期債務	*13,397*	*10,780*	*2,617*
－第三者からの金融債権	(128)	(6)	(122)
純長期債務	**13,269**	**10,774**	**2,495**
短期債務／(流動性資産)			
－長期借入れの短期部分	806	3,654	(2,848)
－短期銀行借入れ	45	245	(200)
－現金担保の受入れ	240	256	(16)
短期債務	*1,091*	*4,155*	*(3,064)*
－長期金融債権の短期部分	(1)	(1)	-
－引受／付与ローンの短期部分	-	(27)	27
－その他短期金融債権	(12)	1	(13)
－現金担保の差出し	(1,253)	(2,074)	821
－グループ会社との純短期財務状況	4,403	2,912	1,491
－現金及び現金同等物並びに短期有価証券	(2,007)	(2,489)	482
純短期負債／(流動性資産)	**2,221**	**2,477**	**(256)**
純金融負債	**15,490**	**13,251**	**2,239**

2018年12月31日現在の純金融負債は、前年から2,239百万ユーロ増加して15,490百万ユーロとなった。これは、純長期負債ポジションが2,495百万ユーロ増加し、その一部が純短期金融債務が256百万ユーロ減少したことにより相殺された結果を反映している。

金融債務に影響をもたらした2018年の主な取引の概要は、以下のとおりである。

・債券ポートフォリオ再編プログラム（５月の再交渉とこれに付随するハイブリッド債券の新規発行を行うもの）を実施した結果、債券額の純減（333百万ユーロ）が生じたこと。
・子会社からの長期借入金が2017年12月31日現在の計上額より増加したこと。特に、エネル・エスピーエーとエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィとの間で６月及び12月に締結されたローン契約（合計2,250百万ユーロ）、並びに同社から子会社であるエネル・ホールディング・チリ・エスアールエルの合併後に借り入れた691百万ユーロのローンが挙げられる。
・当年に満期を迎えた社債の償還により長期借入れの短期部分が2,848百万ユーロ減少し、満期を迎えた新規発行銘柄によりその一部が相殺されたこと。
・短期銀行借入れが200百万ユーロ減少したこと。
・銀行への現金担保の差出しが821百万ユーロ減少したこと。
・会社間流動勘定においてグループ会社との間の純債務者ポジションが1,491百万ユーロ増加したこと。

現金及び現金同等物は、2017年12月31日から482百万ユーロ減少して2,007百万ユーロとなった。これは、親会社により実行される中央金庫機能に関する通常業務に起因する。

キャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)

	2018年	2017年	増減
期首における現金及び現金同等物	**2,489**	**3,038**	**(549)**
営業活動によるキャッシュ・フロー	3,449	2,465	984
投資／資本回収活動によるキャッシュ・フロー	(2,587)	(48)	(2,539)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(1,344)	(2,966)	1,622
期末における現金及び現金同等物	**2,007**	**2,489**	**(482)**

財務活動によるキャッシュ・フローは、マイナス1,344百万ユーロとなった（2017年はマイナス2,966百万ユーロ）。これは、社債の償還及び2017年の配当金支払（2,410百万ユーロ）を反映している。

投資活動によるキャッシュ・フローは、マイナス2,587百万ユーロとなった（2017年はマイナス48百万ユーロ）。これは基本的に、オランダの完全所有子会社であるエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィが、ルーマニアの会社、エネル・ロシア及びルスエネルゴスビト、及びオランダの会社であるエネル・インシュランス・エヌヴィに対して有していた投資持分をエネル・エスピーエーが取得したこと、並びに子会社であるイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー及びエネルX・エスアールエルの資本再編に関する業務による、正味の影響によりもたらされた。

財務活動及び投資活動により生み出された現金需要は、営業活動により生み出されたキャッシュ・フロー（2017年が2,465百万ユーロであったのに対し、3,449百万ユーロ）により賄われた。これは基本的に、子会社から受領した配当金（3,510百万ユーロ）、並びに現金及び現金同等物の利用（期首時点で2,489百万ユーロであったのに対し、2018年12月31日の時点で2,007百万ユーロ）を反映している。

前へ

４【経営上の重要な契約等】

事業

欧州におけるグリーンボンド1,250百万ユーロの新規発行

2018年１月９日、エネル・ファイナンス・インターナショナル（Enel Finance International）は、２回目のグリーンボンドを欧州市場で発行することに成功した。当該発行は機関投資家向けであり、エネルが発行した保証を裏付けとする。

当該発行は総額1,250百万ユーロに達し、2026年９月16日の満期時に一括償還されるとともに、2018年９月から毎年９月に1.125%の固定金利の利息が後払いされることが定められている。発行価格は99.184%に設定され、実効最終利回りは1.225%となる。

この取引では合計約３十億ユーロの注文があり、社会的責任投資家（以下「SRI」という。）による大規模な参加もあったことから、エネル・グループは投資家の基盤を引き続き多様化することができる。「35,000,000,000ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラム」のもとで実施された今回の発行による手取金は、国際資本市場協会（ICMA）が公表した「グリーンボンドガイドライン」に従って認定され又は認定される予定の、エネル・グループの適格グリーン・プロジェクトの全部又は一部の資金調達及び／又は借換えに充てられる。

エネルに対するECPIサステナビリティ指数の指名

2018年１月23日、エネルは、環境的、社会的、ガバナンス的（ESG）パフォーマンスに基づいて企業を評価するECPIサステナビリティ指数シリーズに10度目の指名を受けた。エネルが指数に含まれることは、社会的及び環境上のニーズへの取組みにおけるエネルの明確な長期戦略的な見識、健全な業務管理実務及び積極的な実績が認知されたことを表している。エネルのスペイン子会社であるエンデサも、ECPI指数に含まれている。

エネルは、以下４つのECPI指数に含まれた。

・再生可能な資源によるエネルギーの生産又は売買に積極的なESG格付け上位40社を選ぶ、ECPIグローバル再生可能エネルギー株価指数
・気候変動がもたらす困難な課題が提示する機会をとらえるために最も好位置につけている企業へのエクスポージャーを投資家に提供する、ECPIグローバル気候変動株価指数
・ECPIのESG基準を満たすユーロ圏市場で最も時価総額の大きい320社から成る、ECPIユーロESG株価指数
・ECPIのESG基準を満たす先進国市場企業を代表する広範なベンチマークとなる、ECPIワールド株価指数

ECPI指数シリーズは、ESG関連活動に関する企業のリスクとパフォーマンスを分析するため、及びサステナビリティに基づくアセット・マネジャーのパフォーマンスを評価するための基本的なツールを提供する。指数の構成企業を選定するために使用される社会的責任の基準は、投資家がサステナビリティの問題に対する関心を表明し、それらを全社的議題に格上げさせることを可能にする。

PwCとの覚書

2018年１月25日、エネルＸ（Enel X）とPwCは、法人向け電動モビリティの、テスト・プログラム及び実験的プロジェクトを伴った開発についての覚書を交わした。この覚書の期間は約３年で、調査及び分析の予備的段階と、その後の現場における試行プロジェクトの実施が規定されている。

この目的は、輸送セクターの特にビジネスセクターにおける持続可能な開発を促進し、電動モビリティが提供する、大気汚染の削減及び保有車両管理コストの削減における潜在性を有効に使用することである。テストは、PwCの保有車両を用いて実施され、電動自動車は個人によってのみ、かつ都市部でのみ利用が可能であるという観念を覆すことを目的としている。PwCはまた、企業の保有車両管理における革新的なソリューションの開発のために、エネルＸに電動モビリティ及び保有車両管理の分野における専門知識を提供する。実際に、企業保有の自動車の約半数で１日当たりの走行距離が100キロメートル未満で、市販されている電動自動車の平均走行距離を大きく下回っていることから、電動自動車はたやすく企業向け市場の一部となり得る。したがって、エネルとPwCの間の覚書によって、両者はそれぞれのノウハウを共有し、電動自動車の文化をイタリアにおけるPwCネットワーク内の企業の社有車に広めることが可能となる。

ネバダにおける電力供給契約

2018年１月25日、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.）（以下「EGPNA」という。）は、ウィン・ラスベガスとの間で、世界的に有名なラスベガス・ストリップに所在する同ホテルが、EGPNAのスティルウォーターに所在する新設の27MWの発電所ウィン・ソーラー・ファシリティで発電されたエネルギーを購入する電力購入契約（PPA）を締結した。

この新たな160エーカーの太陽光発電施設の建設に対する投資は、約40百万米ドルであり、エネルの現在の戦略計画に概要が示されている投資に沿っている。この太陽光発電所で発電され、このPPAに基づいてラスベガスのホテルに販売される電力量は、年間43,900MWh超になると見込まれる。

パルケ・エオリコ・ジェスティンヴェルの取得契約

2018年２月２日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ(Enel Green Power España）（以下「EGPE」という。）は、ガリシア州及びカタロニア州に発電容量合計が約132MWの５か所の風力発電所を所有する会社であるパルケ・エオリコ・ジェスティンヴェル（Parques Eólicos Gestinver）の100%を、スペイン企業であるエラワン・エナジー(Elawan Energy)及びジェレナ・アヴァンテ（Gerena Avante）から総額178百万ユーロで取得する契約を締結した。

パルケ・エオリコ・ジェスティンヴェルの取得後、EGPEのスペインにおける設備容量は1,806MWを超え、その内訳は1,749MWの風力発電（スペイン全体の風力発電の設備容量の約８%）、43MWの小型水力発電及び14MWのその他の再生可能資源からの発電である。

カナダにおけるパートナーシップ契約

2018年２月７日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（以下「EGPNA」という。）は、アルバータ・インベストメント・マネジメント・コーポレーション（Alberta Investment Management Corporation）との間でパートナーシップ契約を締結し、この契約に基づき、当グループはいずれもカナダのアルバータ州に建設予定の115MWのリバービュー風力発電所及び30.6MWのキャッスル・ロック・リッジ風力発電所フェーズ２の49%の株式を売却する。取引完了時に支払われる合計価格は、2019年末に予定されている風力発電所の商業操業時に決定される。この取引完了後に、EGPNAはこれらのプロジェクトの過半数である51%の所有持分を維持しつつ、両風力発電所の管理、運転及び保守を行う。

リバービュー・ウィンド及びEGPNAの既存の76.2MWのキャッスル・ロック・リッジ風力発電所の拡張であるキャッスル・ロック・リッジ・フェーズ２は、いずれもアルバータ州のピンチャー・クリークに所在している。これらの２つの風力発電所の建設に対する投資総額は約170百万米ドルであり、これらの発電所は2019年末には操業を開始する予定である。これらの２つの施設は運転可能となった後には、年間約555GWhの発電が見込まれ、現在103MW強のカナダにおける当グループの容量は倍増以上となる。

これらの２つの風力発電所は、2017年12月に行われたアルバータ州の再生可能電力プログラムの下での最初の入札で、エネルが落札した２つの20年間の再生可能エネルギー支援契約に基づき、アルバータ電力システム・オペレーター（Alberta Electric System Operator）（以下「AESO」という。）に電力及び再生可能エネルギー証書を供給する。

日本における需要反応サービスの供給契約

2018年２月８日、エネルXは、子会社である米国の需要反応サービス会社であるエナノック（EnerNOC）を通じて、日本の公益事業企業グループによって導入された系統安定化予備力の入札の完了を受けて、日本において165MWの需要反応リソースの供給を落札した。

この落札はエネルを日本で最大の独立系需要反応アグリゲーターであることを確認するものであり、この結果、2018年７月以降は、当グループは日本市場における仮想発電所を３倍近くまで拡大し、現在の60MWから17%の市場占有率に相当する約165MWに達する。

イタリアの観光業界におけるサステナブル・モビリティに関する覚書

2018年２月15日、エネルと文化財省は、観光セクターにおけるサステナブル・モビリティへの電気の使用の促進と開発のための覚書を結んだ。

この覚書は、電動モビリティの利益に対する市民の認識を向上させるための戦略的手段である。また、この覚書により、その後の観光施設での充電インフラストラクチャーの設置及び主要な観光都市におけるプロジェクトの開始についての事業者団体との商業契約のための制度の枠組みを創り出すことが可能となる。

エネルは、革新的な商品及びサービスの開発に専念しているグループ会社であるエネルＸを通じて、事業者団体及び観光業界団体と協調して、状況に応じた商業ソリューションを使用して、観光客向け宿泊施設への充電ステーションの設置、並びにイタリア半島の他の地域に拡大するための複製可能なソリューションの調査及び設計に取り組むことになる。

エネルはまた、電動モビリティ・システムを大都市圏及び主要な観光都市において、業界の他の事業者とのパートナーシップの取決めを含め、実験する予定である。

アメリカ合衆国における新風力発電所の建設

エネルは、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・アメリカを通じて、ダイヤモンド・ヴィスタ風力発電所の建設を開始している。同発電所の設備容量は約300MWの予定で、カンザス州のマリオン郡及びディキンソン郡に所在する。ダイヤモンド・ヴィスタ完成後には、運転風力発電容量は約1,400MWとなり、米国で最大の風力発電事業者としてのエネルの地位はさらに固められる。

ダイヤモンド・ヴィスタの建設で計画されている投資は約400百万ドルであり、エネル・グループの現在の戦略計画に概要が示されている投資の一部である。このプロジェクトのための資金は、エネル・グループの自己資金で賄われており、全面稼働された場合には年間約1,300GWhの発電が可能となる。

イー・ディストリブッツィオーネが、スマート・グリッドの構築に関する経済開発省の入札で落札

イー・ディストリブッツィオーネは、2014-2020年「企業及び競争力」に係る全国オペレーショナル・プログラム（NOP）に経済開発省が80百万ユーロを配分している、低開発地域における配電用スマート・グリッド構築のための電力インフラストラクチャーの国による入札の募集に応じて落札した。

この入札では、再生可能資源からの電力の配電によって満たされる電力需要の割合を直接的に引き上げるために、配電インフラストラクチャー又はスマート・グリッドの建設、アップグレード、効率改善及び強化を要求している。このゴールに到達するために、イー・ディストリブッツィオーネはこの取組みの資金を賄うために現在経済開発省が割り当てている全ての資源が与えられ、21のプロジェクトに総額80百万ユーロが認められている（コストの100%に対して供与されている）。この内訳は、バジリカータ州において７百万ユーロ相当の２プロジェクト、カンパニア州において29百万ユーロ相当の７プロジェクト、シチリア州において44百万ユーロ相当の12プロジェクトである。

ペルーにおける最大規模の太陽光発電所の操業開始

2018年３月21日、エネルは、ペルー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・ペルーを通じて、ペルーで最大規模の太陽光発電所であり、エネルの同国内初の太陽光施設である180MWのルビ太陽光発電所の操業を開始した。

エネルは、現在の当社の戦略計画に概要が示されている投資の一環として、ルビの建設に約170百万ドルを投資している。当該プロジェクトは、ペルーのマリスカル・ニエト郡に位置しており、資金の一部はエネル・グループの自己資金及び欧州投資銀行によって賄われている。電力は、ペルーのエネルギー鉱山省との間で締結された20年間の電力購入契約に基づいて販売される。全面稼動となれば、ルビは年間約440GWh発電が可能となり、ペルーの全国相互連結電気系統（SEIN）に供給される。

エネル・チリにおける組織再編の成果

2018年３月26日、エネルは、子会社であるエネル・ジェネラシオン・チリの非支配株主が有する株式の全てを対象とするエネル・チリによる公開買付け（以下、本項目において「本公開買付け」という。）を完了した。エネル・チリが保有するエネル・ジェネラシオン・チリの株式資本を以前の60%から75%超に増加させることができるだけの株式を取得することが本公開買付けの発効の条件であった。本公開買付けは、エネル・ジェラシオン・チリの株式資本約33.6%に相当する株主に受け入れられ、したがってエネル・チリはエネル・ジェラシオン・チリの株式資本における持分を93.55%に増加させることができた。当該運用は、戦略計画の主要な５つの柱の１つである当グループのシンプル化の一環である。エネルは、南米における事業会社数を引き続き減少させることを意図しており、2017年末に同地域に53社あった事業会社を2020年までに30社未満にすることを目標としている。

2018年３月25日、本公開買付けの結果の通知（*aviso de resultado*）を公表する日において、チリにおける本公開買付けは、参加したエネル・ジェネラシオン・チリの非支配株主により承諾された。上記の再編を受け、エネルのエネル・チリに対する直接的及び間接的持分は、以前保有していた60.6%に対し、エネル・チリの株式資本の約62%に相当する。

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

2018年４月２日、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・チリへの合併及びエネル・チリによる合併のための増資が行われた。同日、合併に応じて資本回収する権利を行使したエネル・チリの株主に対して、保有する株式の価値相当額が支払われた。

インドにおける再生可能エネルギーの入札における落札

2018年４月６日、エネルは、インドの再生可能エネルギー子会社であるビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッドを通じて、インドにおける初めての再生可能エネルギーの入札において落札し、グジャラート州に所在する285MWの風力発電所に関する25年間の電力供給契約を締結する権利を取得した。当該プロジェクトは、政府企業であるソーラー・エナジー・コーポレーション・オブ・インディア（以下「SECI」という。）による２GWの国家的風力発電入札において与えられた。

エネルは、当該風力発電所の建設に290百万ドル超を投資していく予定であり、特定の電力を25年間にわたってSECIに売却する契約でサポートされる。発電所は、2019年下半期に操業が開始される予定で、毎年1,000GWh超を再生可能エネルギーから発電でき、インドにおける新たな発電容量への需要及び国の環境目標の達成に多大な貢献をする見込みである。現在のインド政府は、現在の太陽光発電容量20GW及び風力発電容量33GWを2022年までにそれぞれ100GW及び60GWに増加させる目標を定めてる。

エレトロパウロの公開買付け

2018年４月17日、エネルは、エネルのブラジルの子会社であるエネル・ブラジル・エスエー（Enel Brasil SA）（以下「エネル・ブラジル」という。）の完全子会社であるエネル・ブラジル・インベスティメントス・スデステ・エスエー（Enel Brasil Investimentos Sudeste SA）（以下「エネル・スデステ」という。）が、ブラジルの電力配送会社であるエレトロパウロ・メトロポリターナ・エレクロリシダ・デ・サンパウロ・エスエー（以下「エレトロパウロ」という。）の株式資本全体を、会社の株式資本の50%超の株式の取得を条件とし、１株当たり28.0ブラジルレアルで取得する任意の公開買付けを行うことを公表した。

2018年５月31日、エネル・スデステは、募集の条件を改善して募集価格を１株当たり45.22ブラジルレアルに引き上げることを公表した。

2018年６月５日、エネル・スデステは、ブラジル当局より会社の株式資本の73.38%に相当する122,799,289株の入札の確認を得られ、2018年６月７日に金額が支払われた。

2018年７月16日、エネルは、エネル・エスピーエーの子会社であるエネル・ブラジル・インベスティメントス・スデステ・エスエー（以下「エネル・スデステ」という。）が、2018年６月５日から７月４日までの期間において、エレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダデ・デ・サンパウロ・エスエー（以下「エレトロパウロ」という。）の株主が、エネル・スデステが会社の全資本を購入するために実施した任意の公開買付けにおいて設定された価格と同価格の１株当たり45.22ブラジルレアルでもって、ブラジル証券取引所の規則に従い、エレトロパウロの追加株式33,359,292株（これはエレトロパウロの株式資本19.9%に相当する）をエネル・スデステに売却したことについての確認を受領した旨公表した。これにより、エネル・スデステが保有する全持分は、従前保有していた73.38%からエレトロパウロの株式資本93.31%まで増加した。既に保有している自社株式を考慮にいれると、その投資持分は95.05%に上昇し、また2018年９月には、エレトロパウロの増資に際してのエネル・スデステの株式引受によってさらに95.88%に上昇した。

エネル・スデステが持分取得のために行った投資総額は、合計で約1,541百万ユーロとなる。

ハイブリッド債券ポートフォリオの再編

2018年５月15日、エネルは、欧州市場において機関投資家向けに非転換マルチトランシェ債券を平均満期約７年のユーロ建劣後ハイブリッド債の形で合計1,250十億ユーロ発行した。当該オペレーションには、３十億ユーロを超える注文が入った。

当該オペレーションは、2018年５月９日のエネルの取締役会決議において引き受けられ、2019年12月31日までにエネルが１回又は複数回劣後ハイブリッド債を最大で合計3.5十億ユーロ発行する権限が与えられた。

当該発行は、以下のトランシェで構成されている。

・2078年11月24日に満期となる、最初の期限前償還日である2023年11月24日までは年率2.500%の固定金利での500百万ユーロ。2023年11月24日から満期までは、金利はユーロ・ミッド・スワップ・レートに209.6ベーシス・ポイントのスプレッドを上乗せしたレートとなり、2028年11月24日からは追加で25ベーシス・ポイントのスプレッドを上乗せし、2043年11月24日からはさらに75ベーシス・ポイント上乗せしたレートとなる。固定金利の利息は、2018年11月24日以降毎年11月に後払いされる。発行価格は99.375%に設定され、最初の期限前償還日における実効利回りは2.625%となる。

・2081年11月24日に満期となる、最初の期限前償還日である2026年11月24日までは年率3.375%の固定金利での750百万ユーロ。2026年11月24日から満期までは、金利はユーロ・ミッド・スワップ・レートに258ベーシス・ポイントのスプレッドを上乗せしたレートとなり、2031年11月24日からは追加で25ベーシス・ポイントのスプレッドを上乗せし、2046年11月24日からはさらに75ベーシス・ポイント上乗せしたレートとなる。固定金利の利息は、2018年11月24日以降毎年11月に後払いされる。発行価格は99.108%に設定され、最初の期限前償還日における実効利回りは3.500%となる。

この取引は、2018年５月24日に完了した。

さらに、その他以下の取引が、2018年５月に実行された。

・2018年５月14日から2018年５月18日までの間、非拘束的かつ任意の交換の申し出が行われ、それによって、エネルはエネルが2014年１月に発行し、2075年１月15日に満期となる1,000百万ユーロのハイブリッド債券を250.019百万ユーロ分取得した。購入の対価は、以下で構成された。

－上記の2078年11月24日に満期となるトランシェの価値を500百万ユーロから250.019百万ユーロ増加して750.019百万ユーロとする。

－総額20,909,088.97ユーロを現金で支払う。

・2018年５月14日から2018年５月18日までの間、エネルによる非拘束かつ任意の入札が行われ、それによって、エネルは、エネルが2013年９月に発行し、2074年１月10日に満期となる1,250百万ユーロのハイブリッド債券のうち731,744百万ユーロを現金で購入した。

上記の取引は、2018-2020年度戦略計画に概要が示されている当グループの財務戦略に沿ったものである。

エネルによるユフィネット・インターナショナルの持分21%の取得の完了

2018年７月３日、エネルは、エネル・グループの先端エネルギー・ソリューション会社であり、エネルの完全子会社であるエネルＸ・インターナショナル（Enel X International）を通じて、シックス・シンヴェン・ファンド(Sixth Cinven Fund)（国際未公開株式投資会社シンヴェンにより運営されている）により支配されている持株会社から、ユフィネット・インターナショナルの持分100%が移転されたヴィークル会社（以下「新設会社」という。）の株式資本約21%を150百万ユーロで取得を終了した。ユフィネット・インターナショナル(Ufinet International)は、ラテンアメリカ有数の光ファイバー網の卸売を行う事業者である。また、シックス・シンヴェン・ファンドは、新設会社の株式資本約79%を所有している。

エネルＸ・インターナショナル及びシックス・シンヴェン・ファンドは、ユフィネット・インターナショナルを共同で支配し、新設会社の株主総会においてそれぞれ50%の議決権を行使する。両当事者間の契約で、取引のクロージングに際して、エネルＸ・インターナショナルは、2020年12月31日から2021年12月31日までの間、さまざまな業績指標次第で1,320百万ユーロから2,100百万ユーロの間の投資を行ってシックス・シンヴェン・ファンドの持分を取得するコール・オプションを有している。エネルＸ・インターナショナルは、2021年12月31日までにコールオプショ ンを行使しない場合には、新設会社に対する共同支配権を喪失する。この場合、シックス・シンヴェン・ファンドは、自己の保有分とともにエネルＸ・インターナショナルの保有分について「ドラッグ・アロング（drag along）」の権利によりそれを売却する権利を有し、一方、エネルＸ・インターナショナルは、シックス・シンヴェン・ファンドが新設会社に対する株式の所有を50%未満まで減少させる場合には、「タグ・アロング（tag along）」の権利を行使する権利を有する。

ユフィネット・インターナショナルは、その規模、事業モデル及び地理的位置により、ラテンアメリカでのウルトラ・ブロードバンド分野におけるエネル・グループの成長を促進させる重要な機会をもたらし、これはエネル・グループの2018-2020年度戦略計画において想定されるエネルＸの事業目的の一部でもある。当該取引により、当グループはラテンアメリカにおける付加価値サービス市場において即座に地位を確立し、既にユフィネット・インターナショナルにより強化された能力及び技術を通じて発展を加速させ、成長率及び都市化比率が高い地域における膨大な顧客基盤へのアクセスを得ている。

エネル・ホールディング・チリ及びハイドロマック・エネルギーのエネルへの吸収合併

７月16日、エネルは、エネルが直接完全保有する会社であるエネル・ホールディング・チリ・エスアールエル（Enel Holding Chile Srl）（以下「エネル・ホールディング・チリ」という。）及びエネルがエネル・ホールディング・チリを通じて完全保有するハイドロマック・エネルギー・エスアールエル（Hydromac Energy Srl）（以下「ハイドロマック・エネルギー」という。）のエネルへの吸収合併に関する計画（当該計画はこれらの会社の管理機関により承認されている）が、ローマの会社登記所に提出されたことを公表した。

当該取引は、当グループの企業構造簡略化のための取り組みの一環であり、エネルの2018-2020年度戦略計画の主要な柱の１つである。とりわけ、当該取引により、エネルに統合されることにより当グループのエネル・チリ・エスエーの持分が61.93%になり、現在、このうち43.03%がエネルにより直接保有されており、18.88%がハイドロマック・エネルギーを通じて及び0.02%がエネル・ホールディング・チリを通じて間接的に保有されている。

2018年９月20日、エネルの取締役会は、いずれも完全保有子会社であるエネル・ホールディング・チリ・エスアールエルとハイドロマック・エネルギー・エスアールエルのエネルへの吸収合併を承認した。

エネル・グリーン・パワーによる南アフリカの700MWの新風力発電プラントのための950百万ユーロの融資の合意

2018年８月１日、エネルの南アフリカの再生可能発電の子会社であるエネル・グリーン・パワー・アールエスエー（Enel Green Power RSA）（「EGPRSA」）は、優先貸主であるネドバンク・リミテッド（Nedbank Limited）及びアブサ（Absa）との間で、最高950百万ユーロ、すなわち合計発電容量約700MWとなる新しい風力発電プロジェクト５件のポートフォリオへの約1.2十億ユーロの総投資額の最高80%に関する全てのプロジェクト・ファイナンス契約を締結した。５件の施設は、ヌスバ、オイスター・ベイ、ガロブ、カルサ及びソエトウォーターに所在し、それぞれ140MW程度の発電容量を有している。エネル・グループは、５件の風力発電所の建設に約230百万ユーロを出資している。契約調印（「財務的クロージング」と呼ばれる。）の後、最初のプロジェクトであるヌスバの建設は2018年末までに開始する予定である。ヌスバの建設が始まった後、オイスター・ベイ及びガロブの建設が2019年上半期までに開始する予定で、ソエトウォーターやカルサの建設は、同年下半期に開始される予定である。ヌスバは2020年下半期に、またオイスター・ベイは2021年上半期、ガロブ、ソエトウォーター及びカルサは2021年下半期にそれぞれ操業開始となる予定である。５件の新しい風力発電所は全て2021年までにサービスを開始する予定である。

エネルによるザンビアで最初の施設となるンゴニェ太陽光プラントの建設の開始

2018年８月22日、エネル・グループの世界的再生可能エネルギー部門であるエネル・グリーン・パワー（「ENG」）は、34MWのンゴニェの太陽光発電プラントの建設を開始した。この施設は、ザンビアの産業開発公社（Industrial Development Corporation）（「IDC」）が実施する世界銀行グループのスケーリング・ソーラー（Scaling Solar）プログラムの一部である。IDCは、2016年６月に、このプラントの開発、融資、建設、所有及び運用に関する権利をエネルに付与した。

エネルは、ンゴニェのプラント建設に約40百万ドルを投資する。この建設は、2019年第１四半期に完成すると見込まれている。ンゴニェのソーラー発電プラントは、EGPが80%、IDCが20%を保有する特定目的会社が所有するものとなり、ザンビアの国有ユーティリティ会社であるZESCOとの間の25年を期間とする電力購入契約でサポートされている。完全に操業が開始されれば、この施設は、年間約70GWhを発電し、年間45千メトリックトンの二酸化炭素の大気への排出を回避することができると期待されている。

スロベンスケ・エレクトラ―ネの投資の処分に関する契約条項の更新

2018年９月４日、エネル・エスピーエーの完全所有子会社であるエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー（Enel Produzione SpA）とチェコの会社であるエネルゲツキ・ア・プルミスォヴィ・ホールディング・エーエス（Energetický a Prů myslový Holding, A.S）（「EPH」）は、2017年５月に両当事者間で締結した契約要綱に沿って、エネル・プロデュツィオーネが有するスロベンスケ・エレクトラ―ネ・エスエー（「スロベンスケ・エレクトラ―ネ」）の持分の売却に関して2015年12月18日に締結した契約（「本件契約」）の一定の条項及び条件を修正する契約を締結した。この契約は、以下に記載する劣後ローンの条項に定められた条件が充足した時をもって発効した。

エネル・プロデュツィオーネとEPHとの間で上述の契約で合意した修正の結果、本件契約も、同社らがモホフチェの原子力発電所３号基及び４号基の完成のためにスロベンスケ・エレクトラ―ネに提供する予定の金融的支援に関する両当事者の関係を支配するものとなった。具体的には、契約要綱では、エネル・プロデュツィオーネは、直接又はエネル・グループの他の会社を通じて、持株会社に対し2027年１月に期間満了となる総額最高700百万ユーロの劣後ローンを提供し、持株会社がスロベンスケ・エレクトラーネにその資金を提供することが規定されている。さらに、本件契約は、各当事者のそれぞれプット・オプション又はコール・オプションの行使を通じてエネル・プロデュツィオーネが持株会社に有している残りの50%の持分をEPスロバキア（EP Slovakia）に売却することを定めているものであるが、それが更新されて、それぞれのオプションの行使に際しての追加条件としてローンの返済（又はその最終満期日）を前倒しにする規定が含まれるようになった。この更新は、上述の追加条件が充足していれさえすれば、オプションは、a) モホフチェ原子力発電所の４号基の試験運用許可を取得した12ヶ月後、又はb)最終期日（モホフチェ原子力発電所の3号基及び4号基が完成したかどうかにかかわらず、エネル・プロデュツィオーネとEPスロバキアがそれぞれのプット・オプション又はコール・オプションを行使することができることとなる日）となった際か、のいずれか早期に到来する日をもって行使しうることを意味する。

現在の作業プログラムでは、本件契約の修正にそって、プット・オプション及びコール・オプションは、2021年上半期までには行使可能となると見込まれている。さらに、最終期日は、当初は2022年６月30日に設定されていたが、現在までに当初の期限から12ヶ月延長されている。

また、第二フェーズが終了する時点で、さまざまな基準に基づいて二つのフェーズの総価格の調整のためのメカニズムが適用されるが、本件契約は、既存のメカニズムについて、EPH又はEPスロバキアが第二フェーズの終了日にローンをエネル・グループから引き継ぐ場合には、エネル・プロデュツィオーネからEPスロバキアに支払われる金額を、ローンの元本及び／又は利息についてEPH又はEPスロバキアからエネル・グループの会社に支払われるべき金額で相殺することを確実にする新たなメカニズムで補足することを定めている。

エネル・グリーン・パワーによる、オーストラリアの再生可能エネルギーによる発電の入札での新たなソーラー発電容量34MWの契約の落札

2018年９月11日、エネル・グループは、再生可能エネルギー事業の子会社であるエネル・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（Enel Green Power Australia Pty Ltd）(「エネル・グリーン・パワー・オーストラリア」)を通じて、オーストラリアのビクトリア州との間で締結する34MWのコフナ・ソーラー・ファームによる発電とグリーン証書に関する15年契約を落札した。この契約は、ビクトリア州が昨年度に行った再生可能エネルギーに関するリバース・オークションで落札したものである。エネルは、2019年上半期から建設が開始される太陽光発電施設に約42百万ドルを投資する予定である。このプラントは、2019年末までに商業稼働を開始する予定で、ビクトリア州との15年間を期間とするサポート契約が付けられている。ビクトリア州は、2017年11月に650MWの再生可能エネルギーによる発電の入札を行い、そのうち100MWは、太陽光発電の容量とされていた。この入札は、ビクトリア州の発電について、2020年までにその25%を、また2025年までにその40%を再生可能エネルギーによる発電とすることを目指した導入の再生可能エネルギー目標（VRET）の一環で行われた。

エネル・ファイナンス・インターナショナルによる米国市場での４十億ドルの社債発行

2018年９月12日、エネル・グループのための業務を行うエネル・エスピーエー（「エネル」）の金融子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌブイ（Enel Finance International NV）(「EFI」)は、米国市場及び国際市場で投資家向けのマルチトランシェ債を４十億ドル（約3.5十億ユーロ相当）発行した。この社債にはエネルの保証が付けられており、合計で約11十億ドルの注文が入ったことにより、約３倍の申込み超過となった。この債券発行は、融資を拡大し、また満期を迎える連結負債の借換えを行うというエネル・グループの戦略の一環で行われたもので、エネルにとって2017年以来３度目となるヤンキー債が投資家からの多くの需要を集めたことは、改めて、エネルの堅固なファンダメンタルズ、業績及び財務構造を金融市場が評価していることを改めて確認するものとなった。

この社債発行は、以下のトランシェで構成されている。

- 2023年度に満期となる4.250%の固定金利での1,250百万ドル
- 2025年度に満期となる4.625%の固定金利での1,500百万ドル
- 2029年度に満期となる4.875%の固定金利での1,250百万ドル

上記のトランシェは、それぞれの特性を踏まえて暫定的に、スタンダード・アンド・プアーズではBBB+、ムーディーズではBaa2、またフィッチではBBB+の格付けが与えられた。エネルの格付けはスタンダード・アンド・プアーズではBBB+（安定的）、ムーディーズではBaa2(安定的)、またフィッチではBBB+（安定的）とされている。

ブリンディジ・プラントの差押え

2017年９月28日、エネル・プロデュツィオーネは、レッチェの治安判事から、ブリンディジ-チェラーノ火力発電所を差し押さえる旨の決定の通知を受けた。

この措置は、セメント業界のフライアッシュ（石炭の燃焼によって発生し、プラントの煙突排煙システムによって採取されるもの）の使用に関してレッチェ裁判所の検察庁が開始した犯罪調査の一環として行われたものである。調査はまた、セメント生産のためにアッシュが送られていたセメント会社であるセメンティアとセメンティアにセメント生産に用いるその他の残留物を提供していた会社であるILVAについても行われた。

照会対象として、当社の多数の役員／従業員が廃棄物の不法投棄及び廃棄物の無許可混合についての調査を受けた。

プラントが操業を継続できるよう、差押え命令では、告訴状がいうアッシュ管理の不備を補うためとされている一定の技術的要件に従うことを条件として、ブリンディジ発電所が60日間（その後2018年２月24日まで延長）発電を継続することを承認している。エネル・プロデュツィオーネ自体も、法令231/2001の規定に基づき、同社の役員／従業員が告発されているものと同一の違反で告訴されている。告訴を受けて、法律に規定されているとおり、レッチェの治安判事はまた、調査を行っているレッチェ検察庁がアッシュの違法な扱いによって得られたとものと主張する利益の金額に相当する約523百万ユーロの差押えも命じた。

差押え命令では、前述の技術的措置が遵守されているかどうかを監視するために、カストディアンが２名任命された。

エネル・プロデュツィオーネは、治安判事に、この発電所が規制及び最高水準の国際的技術基準並びにヨーロッパ及び世界各地の最も効率性に優れた発電所が採用しているものと同一の生産及び残留物再利用のサイクルに従い、循環経済を促進することを意図した最も現代的な環境要件を遵守して操業していたことを伝えた。アッシュは、差押えの前の分析でも差押え後の分析でも、常に危険性のない物質であることが示されており、よって、その取扱いが正当なものであったことが確認されている。エネル・プロデュツィオーネは、相手方の主張に同意するものではないが、治安判事及びカストディアンとの合意の下、差押え命令で課された要件を実施するべく、その実施に関連した運用上及びロジスティック上の複雑さ並びに関連する全国的なエネルギーシステムへのリスクを考慮した技術的方法を早急に実施することに全く異存はないことを表明した。

この点に関して、2017年11月15日の発電所の使用延長要請に際して、エネル・プロデュツィオーネは、命令の規定の実施を可能とするべく、運用段階でアッシュを分離する管理アプローチを試験することを承認するよう求めた。その後、試験の実施を経て、さらに2018年２月24日までさらに90日間延長することが認められた。

一方、検察側は、本件の事実について技術面からの証拠集めを進める必要があるため、治安判事にその作業を進めることを要請した。2018年２月２日の審問で、治安判事は技術専門家にその作業を依頼し、2018年２月13日から150日以内に報告するよう求めた。

一方、エネル・プロデュツィオーネが2018年４月19日に行った申立てを受けて、プラントの操業継続を確保する必要があることに鑑み、治安判事は当社に対し、運用段階でアッシュを分離し、それによって差押え命令の規定を実施するという、前述の管理アプローチを執ることを承認した。治安判事はその後、当該承認が下付された後、証拠集め作業が完了するまでの間、治安判事は、エネル・プロデュツィオーネの要請により、新たに2018年５月24日からの90日間の暫定承認を発行した。

2018年７月16日、保安判事が任命した専門家が中間技術レポートを提出した。このレポートでは、エネル・プロデュツィオーネがアッシュを「無害廃棄物」に分類したことの有効性、及びセメント生産のような二次製造プロセスにアッシュを使用することの適切性が確認された。

それを受けて、2018年７月19日、エネル・プロデュツィオーネは、プラントと資金の差押えを解除するよう裁判所に申請した。

2018年７月23日、エネル・プロデュツィオーネはさらに、プラントの操業を2018年８月22日からさらに90日間延長するよう要請した。

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、設備の法的な保管/管理を終了し、523百万ユーロをエネル・プロデュツィオーネに返還した。しかし、法令231/2001に従って、告訴された個人及び会社の双方に対する暫定的調査は継続された。

2018年10月10日、最終技術レポートが提出された。レポートには、中間レポートが提出された７月の時点では明らかになっていなかった分析結果の部分に関する補足情報も添えられた。

2018年12月６日、レッチェ裁判所の治安判事は、検察庁の要請に応じて、レポートに関して専門家の証言を聴取するための公聴会を2019年１月22日に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。

エネル・グリーン・パワー・エスパーニャによるスペイン最大のソーラー発電所の建設開始

エンデサの再生可能発電会社であるエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（「EGPE」)は、当社のスペインでの最大のソーラー発電プラントである84.7MWのトタナ太陽光発電施設の建設を開始した。この施設の建設のための総投資額は約59百万ユーロである。

トタナの施設はムルシア地方に建設され、2019年第３四半期に操業を開始する予定である。太陽光モジュール248,000個を擁するこの太陽光施設が全面稼働すると、年間約150GWhを発電し、大気への二酸化炭素の排出を約105千メトリックトン削減することができるようになる。トタナは、2017年７月に行われたスペイン政府による３回目の再生可能エネルギーによる発電関係の入札でエネル・グリーン・パワー・エスパーニャが落札した総発電容量339MWの７件の太陽光プロジェクトのうちの最初のものである。

エネルによる、プラントを操業継続する一方でのメキシコにおける1.8GWの再生可能発電容量の過半数持分の売却完了

2018年９月28日、エネル・エスピーエー（「エネル」）は、再生可能発エネルギーによる電力子会社であるエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（「EGP」）を通じて、機関長期投資家であるケベック州貯蓄投資公庫（Caisse de dépôt et placement du Québec）（「CDPQ」）及びメキシコの主要年金ファンドの投資媒体であるCKDインフラエストラクチュア・メヒコ・エセア・デ・ツェヴェ（CKD Infraestructura México SA de CV）（「CKDIM」））との間で、特別目的事業体（「SPV」）８社の株式資本の80%を売却する取引を完了した。SPVは、メキシコの会社を通じてEGPが保有するもので、稼働中及び建設中のプラント８件、合計1.8GWの容量を所有している。取引が完了した後は、EGP及びCDPQは、新しく設立された持株会社（「キノ・ホールディング」）を通じてSPVのそれぞれ20%及び40.8%の持分を所有し、CKDIMは、新しく設立された持株子会社（「ミニ持株会社」）を通じて、それらSPVの39.2%を所有する。EGPは、新たに設立された子会社２社を通じて、処分後もSPVが所有するプラントの運営を継続し、建設中のプラントの建設を完了させる。さらに、2020年１月１日からは、EGPは出資又は新たなプロジェクト出資移転して、SPVの間接的持分を増やして過半数保有株主となることができる。

SPVの100%の企業価値は約2.6十億ドルで、株式で約0.3十億ドル、プロジェクト・ファイナンスで約0.8十億ドル、また、関係当事者融資で合計1.5十億ドルからなる。この取引によるCDPQ及びCKDIMの支払額は1.4十億ドルで、そのうち、約0.2十億ドルはSPVの過半数持分のため、また約1.2十億ドルはSPVへの関係当事者融資であった。支払価格については、この種の取引では典型的な、主にSPVの正味運転資金の変化に基づいた調整が行われる。この取引は、当グループの戦略計画に従って、「Build, Sell and Operate (BSO)」モデルを用いて実施された。

フォルタレザ-ブラジル

ペトロレオ・ブラシェイロ・エスエー・ペトロブラスは、ブラジルのフォルタレザ・プラント（セントラル・ゲラドラ・テルメレクトリカ・フォルタレザ（「CGFT」））のガス供給業者として、現在の市場の状況では、契約が財務的にバランスを欠いているとの主張に基づいて当事者間の契約を終了したい旨を明らかにした。この契約は、2003年度にブラジル政府が火力発電を増やして電力供給のセキュリティを強化するために立ち上げた「優先的火力発電プログラム」の一部として締結された。このプログラムでは、ブラジルの財務・鉱業・エネルギー省が定める規制価格でのガスの供給をブラジル政府が保証することとなっている。

ブラジルでの安定した電力供給を保証するために、CGFTは、ペトロブラスに対し通常裁判所に予防的保護を求める訴訟を提起し、2017年末に契約解除の差止命令が発せられ、契約がまだ有効であることが宣言された。

その後、2018年２月27日、裁判所はCGFTが通常裁判所に提起した訴訟を却下することを決定し、ガスの供給を認めた予防的保護措置を取り消した。CGFTは、これらの最新の決定に対して予防的及び通常的ベースで上訴し、再び有利な判断を得て当面プラントを操業できることとなったが、これもその後と取り消された。CGFTは、この判断に異議を唱えた。CGFTは、裁判所がペトロブラスの契約履行義務を認めることに自信をもっている。

2018年１月末、CDFTはペトロブラスから上記の紛争に関連して仲裁を求める要請を受け、現在この手続は予備的段階にある。

その後、CDGTの主張を認めて予備的措置が取られ、CGFTからエネル・セアラー（Enel Ceará）（電気の購入者）に対する一定の金銭の支払を一時停止することが命じられた。

2018年10月25日、CGFTの主張を認めた新たな予備的措置が取られ、ペトロブラスのガス供給義務の回復が命じられた。

エネル・グリーン・パワー・エスパーニャによるスペインで３件の風力発電所の建設の開始

2018年10月９日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（「EGPE」）は、アラゴン州テルエル県のムニエサ及びアラコンの両基礎自治体の総容量128MWの３か所の風力発電所の建設を開始した。これら３つのプロジェクトは、46.8MWのムニエサ風力発電所、41.4MWのファルラン風力発電所及び39.9MWのサン・ペドロ・デ・アラコン風力発電所で、新しい施設には合計約130百万ユーロが投資される。これら３つの施設は、2019年末までに操業を開始する予定である。全面的な稼働状態となれば、これらの風力発電所は年間412GWhの発電が可能となり、270千メトリックトンを超える二酸化炭素の大気への排出が回避できる予定である。

エネルによるエネル・アメリカスの持分を最大５%の増加の準備

2018年10月16日、エネルは、自社のチリにおける上場子会社であるエネル・アメリカス・エスエー（Enel Américas SA）（「エネル・アメリカス」）の持分を増加させるために金融機関１社との間で２件の株式交換取引（「本件株式交換取引」）の契約を締結したことを発表した。これらの本件株式交換取引によって、エネルは、2019年第４四半期までに到来する予定の特定の期日に、（ｉ）エネル・アメリカスの普通株式を最高1,895,936,970株、及び（ii）１株当たりエネル・アメリカスの普通株式50株を表章する米国預託株式（「ADSs」）を最高19,533,894株購入することができる。

これらの株式は全部でエネル・アメリカスの資本総額の最大5.0%となる。

エネルが本件株式交換取引によって実際に取得するエネル・アメリカの普通株式及び同社のADSsの株式数は、相手方として行為する金融機関が取引の一環としてヘッジ・ポジションを設定できるかどうかに依存する。

エネルによるエネル・アメリカスの持分の増加は、市場に発表されているエネル・グループの2018-2020年度戦略計画に沿ったものである。この戦略計画では、南アメリカで事業を行う当グループ会社での少数株主を減少させることに焦点を当てている。2018年12月31日現在、当グループのエネル・アメリカスの追加持分は2.43%に達している。

エネル・フィナーレ・エミリアの処分

2018年10月18日、エネル・グリーン・パワーはフィナーレ・エミリアのバイオマス発電プラントを59百万ユーロで売却する取引を完了した。

この売却は、エネル・グループとF2i・SGRとの間で締結した正味設置発電容量が合計約108MWのイタリアのバイオマス発電プラントの全資産を売却する契約の一部である。より具体的には、この契約は、それぞれカラブリア州メルキュール及びエミリア・ロマーニャ州フィナーレ・エミリアで業務を行っているプラント、それぞれエミリア・ロマ－ニャ州ルッシ及びサルデーニャ州マキアレッデュの建設中のプラントを所有するエネル・マカフェリーの合弁事業であるパワークロップの50%、並びに現在認可申請中のロンバルディア州カゼイ・ジェローラのプラントの建設プロジェクトを対象としている。

この取引は、当グループの資産の積極的運用と回転率に関する戦略の一部であり、全てのプラントのポートフォリオの売却価格を約335百万ユーロとしている。

エネル・グリーン・パワーによるブラジルでの475MWの太陽光発電プラン度の建設の開始

2018年10月22日、エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パティシパサオ・Itda（Enel Green Power Brasil Participações Ltda）（「EGPB」）は、ブラジル北西部のピアウイ州のサン・ゴンサロ・ド・グルジェイアで475MW規模のサン・ゴンサロ・ソーラー・パークの建設を開始した。サン・ゴンサロの施設は2020年には操業を開始する予定で、現在南米で建設中の太陽光発電施設のなかで最大である。エネル・グループは、約1.4十億ブラジルレアル（390百万ユーロ相当）をサン・ゴンサロ太陽光発電プラントの建設に投資する。このプラントは、全面的な稼働状態となれば、年間1,200GWh超の発電能力となり、大気への二酸化炭素の排出を600千メトリックトン超削減する見通しである。サン・ゴンサロの設置容量475MWのうち388MWはエネルが2017年12月に行われたブラジルのA-4公開入札で落札したもので、これは、ブラジルの規制市場で業務を行っている配電会社グループとの間で締結された20年間を期間とする供給契約でサポートされている。残りの87MWは、自由市場向けに発電を行う。

エネル・グリーン・パワー・エスパーニャによるスペインでの新たなソーラー発電容量127MWの建設の開始

2018年10月23日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（「EGPE」）はログロサンで合計約127MWの容量を有する３件のソーラー発電プラントの建設を開始した。それぞれベイリオ、デヘサ・デ・ロス・ガンダルペス及びフラテナに建設される３つの太陽光プラントには、合計約100百万ユーロの投資が行われ、それぞれ42MWを超える設置容量を有するものとなる。３つのソーラー・プラントは、約372,000基の太陽光発電モジュールを擁するもので、2019年末までには操業を開始する予定である。建設に当たっては、エネル・グリーン・パワーの「持続可能な建築用地」アプローチを採用する予定である。

エネルによるロシア鉄道との戦略的協力契約の締結

2018年10月24日、エネル・エスピーエーは、エネルとESNによるロシアの合弁事業であるルスエネルゴスビト（RusEnergoSbyt）を通じて、ロシア鉄道との間で、戦略的協力及びパートナーシップ拡張契約を締結した。この契約は、両社間の2008年電力供給契約を延長するものでもある。

エネル・グリーン・パワーとナレバがローン契約を締結してモロッコの180MWのミデルト風力発電所の建設を開始

2018年11月５日、モロッコのユーティリティ事業のONEE（Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable：国営電力・水道公社）、モロッコ王国太陽エネルギー庁（Moroccan Agency for Sustainable Energy）（MASEN）及びONEEが所有するヴィークル会社であるミデルト・ウィンド・ファーム・エスエー（Midelt Wind Farm SA）とエネル・グリーン・パワー（「EGP」）とモロッコの大手独立発電会社であるナレバが組織したコンソーシアムは、ミデルトに建設予定の850MW規模のプロジェ・エオリエン・インテグレに含まれる最初の風力発電所の建設を開始するための融資契約に調印した。新しい風力発電所は180MWの容量を有するもので、24ヶ月で完成する予定である。850MWのプロジェ・エオリエン・インテグレは、国際的入札によって、EGPとナレバが組織したコンソーシアムが落札した。ミデルト風力発電所への総投資額は2.5十億モロッコディラム（約230百万ユーロ相当）となり、株主からの株式投資及びONEEからの債権金融によって資金調達される。

エネル及びサピエンツァ大学による将来のスマート・サステイナブル・ハウス「スマート・ソーラー・ハウス」での協力

2018年11月15日、エネル・グループがローマのサピエンツァ大学の学生及び博士課程大学院生約50名のチームとの協力によって開発した将来のプロトタイプ住宅であるスマート・ソーラー・ハウスがドバイで開催された国際建築コンペティション「ソーラー・デカスロン・ミドルイースト2018（Solar Decathlon Middle East 2018）」に出品された。このスマートで持続可能な住宅デザインは、ソーラー・エネルギーのみをエネルギーとし、モノのインターネット（IoT）、ホーム・オートメーション及びエネルの電気自動車充電システムを含めた最先端の技術システムを用いる住宅で、木材及びその他の環境への影響の少ない素材のみを用いで建設される。

エネル・グリーン・パワー・エスパーニャによる、スペインのエストレマドゥーラ州における新たな３件の太陽光は通電プラン度の建設を開始

2018年11月28日、エンデサの再生可能エネルギー部門であるエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（「EGPE」）は、スパインのエストレマデゥーラ州バダホス県で同社が建設する最初のソーラー発電施設として、カサス・デ・ドン・ペトロ及びタラルビアスの両基礎自治体において総容量約127MWのソーラー発電プラント３件の建設を開始した。ナバルビリャル、バルデカバレロ及びカスティブランコの３か所に建設される太陽光発電施設は、それぞれ42MWを超える設置発電容量を有し、全体として約100百万ユーロの投資となる。また、これら３か所のソーラー発電施設は、2019年末には業務を開始する予定である。全面稼働状態になれば、372,000個超の太陽光発電モジュールから成るこれらのソーラー発電施設は、年間約250GWhの発電が可能で、二酸化炭素の大気への排出を165千メトリックトン超削減する見込みである。３つのプロジェクトの建設に当たっては、エネル・グリーン・パワーの「持続可能な建設用地」アプローチを採用する。これには、この段階で地元の人々の関与を得るための措置に加えて、これら３か所に電力を供給する20kWの太陽光発電システムを通じて再生可能エネルギーを用いて建設作業で必要となるエネルギー需要に対応することが含まれる。

エネル・グリーン・パワーによるメキシコで新しい244MWの風力発電所の建設開始

2018年12月11日、エネル・グループは、再生可能エネルギー業務を行う子会社であるエネル・グリーン・パワー・メヒコ（Enel Green Power México）（“EGPM”)を通じて、同社のヌエボ・レオン州での最初のプロジェクトとなる244MWのドロレス風力発電所の建設をチナで開始した。この施設はエネルの戦略計画で示された投資の一部で、建設のための投資額は総額約280百万ドルとなる。ドロレス風力発電所は2020年上半期に運用開始となる予定である。

エネル・グリーン・パワーによる同社の米国イリノイ州での最初の風力発電所となるヒルトッパーの運用開始

2018年12月12日、エネルは、再生可能エネルギー業務を行う子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク（「EGPNA」）を通じて、同社の米国イリノイ州での最初の風力発電施設である185MWのヒルトッパー風力発電所の運用を開始した。ヒルトッパーの建設には約325百万ドルの投資を要した。

エネル・グリーン・パワーによる120百万ドルで50MWの風力発電容量を売却してウルグアイからの撤退

2018年12月14日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、自社の全額保有子会社であるエネル・グリーン・パワー・ウルグアイ・エスエー（Enel Green Power Uruguay SA）(「EGPウルグアイ」)を発電会社であるアトランティカ・イールドに売却する取引を完了した。EGPウルグアイは、プロジェクト会社であるエストレヤダ・エスエー（Estrellada SA）を通じてモンテヴィデオから約320キロメートルのセロ・ラルゴ県に所在する50MWのメロウィンド風力発電所を所有している。エネル・グリーン・パワーは、ウルグアイの子会社を同社の企業価値に相当する約120百万ドルで売却した。

エネル・グリーン・パワーによる合弁事業であるEFソラーレ・イタリアの50%のF2iへの売却

2018年12月21日、エネル・エスピーエーは、子会社であるエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（「EGP」）を通じて、EGPの完全所有子会社であるマルテ・エスアールエル（Marte Srl）を通じて保有する合弁会社EFソラーレ・イタリア・エスピーエー（「EFSI」）の50%持分を、現在の合弁事業のパートナーであるF2iSGR・エスピーエー（「F2i」）に214百万ユーロで売却した。この売却契約によれば、イタリアでソーラー発電プラントの経営及び取得を行っているEFSIは約1.3十億ユーロの企業価値を有しており、そのうち約430百万ユーロが株式で約900百万ユーロが第三者負債となっている。

エンデサの労使関係

2017年10月に開始され2018年度を通じて行われていた第５回エンデサ団体協約交渉委員会（Comisión Negociadora del V Convenio Colectivo de Endesa）（交渉委員会）の一連の会合の後、合意に至る可能性が見られないことに鑑み、エンデサは、自社の労働者及び労働組合の代表に対して、2019年１月１日から、同日から一般労働法の規定及び法的基準を適用して、同日をもって第４回団体交渉協約は「枠組保証契約」及び「2013年-2018年の期間における雇用契約の自発的停止又は解消に関する協定」と同様に、解消されたものと考えるべき旨通知した。

2019年２月に交渉委員会内で交渉が再開されたものの、退職者に付与する社会保障をはじめとした事項に関するエンデサと労働組合代表者の間で第４回団体交渉協約の解消の効果に関する解釈が異なることから、当社を代表する組合が訴訟を提起することとなった。2018年12月31日現在、本件の訴訟は現在も第１審裁判所で係争中である。

ファナック

2019年２月５日の法律第20416号により、ゴイアス州は、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアス（Enel Distribuição Goiás）に対し、同社がグリッドの開発及び維持のために行った投資に関する税額控除でICMX（付加価値税）を相殺することを認めた税制上の優遇策の有効期間を2015年４月25日から2012年４月24日までに縮小した。

2019年２月25日、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスは予防的に（職務執行令状）、ゴイアス州の裁判所に対して法律の規定について訴えた。裁判所は、2019年2月26日に訴えを却下した。エネル・ディストリビュイサオ・ゴイアスはこの決定を不服として上訴する予定である。

５【研究開発活動】

環境の持続可能性

エネルは、環境と天然資源を保護し、気候変動に対応し、また持続可能な経済発展に貢献することを目的とした具体的方針を実施している。これらの方針の主軸となる要素は、世界的に認知されている環境マネジメント・システム（以下「EMS」という。）である。当社の原子力技術活動の範囲のなかで、エネルは、当社の発電所が明確な原子力安全方針を採用していること、及びそれらの設備が従業員、一般市民及び環境の安全と保護を絶対的に優先させた基準に基づいて運営されていることを確実にすることを、公に約束している。原子力の安全性に関する方針は、全ての発電所の活動が単に適用される法律や規則を遵守する以上の水準を設定し継続的改善及びリスク管理を行う方針を組み込んだ経営アプローチを採用することを確実にする戦略に基づいて、卓越した実績を達成するよう促している。

水資源の責任ある管理

水は、発電にとって必須の資源であり、よって、エネルは水資源の確保が将来のエネルギー関係のシナリオの中で重要な部分を占めると考えている。当グループは常に、水資源の不足に瀕している地域の全ての発電所を継続的に監視することによって、使用する水を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。

・水資源の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が設定した基準レベルを下回る地域の発電用地をマッピングする（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・ツールを用いて行う。）。
・「危機的な」発電用地、すなわち、真水が枯渇して水不足に瀕している用地を特定する。
・排水及び海水の利用を最大化するために水資源をより効率性に管理する。
・それぞれの用地の気象及び気候に関するデータを監視する。

世界的には、エネルは使用した水の約99%を開放サイクル冷却のためにもとの水源地に戻している。エネル・グループの全発電のうち水源確保が困難な地域の真水を使用又は消費しているのは、約８%である（世界資源研究所（WRI）の定義では、「水源確保が困難な地域」とは、１人当たりの年間の水資源の利用可能量が1,700m3に満たない地域をいう。）。2018年度の総必要水量は96.3百万立方メートルで、火力及び原子力発電が前年より減少したことを反映して、2017年を14%程度下回った。総必要水量のうち、処理排水からの水は全体で4.7%で、前年より減少した。2030年度までに必要水量を2015年度より35%減少させるというエネルのコミットメントに沿って、2018年度の実質必要量は0.38 l/kWh_{eq}で、2017年度を14%下回った。

生物多様性の保全

生物の多様性の保全はエネルの環境方針の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の保護するために、当社が業務を行っている様々な地域で具体的プロジェクトを推進している。これらのプロジェクトは、生息数の調査及び監視、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の促進をサポート（例えば、鳥のために配電線に沿って人工的な巣を設営したり、水力発電所に魚梯を設置する等）するためのインフラストラクチャの構築を含めた広範な分野をカバーしている。

エネルは、生物多様性の保全に関する世界的権威である国際自然保護連合（以下「IUCN」という。）と協力関係を2017年度から築いており、2018年もこの関係を継続して、生物多様性の管理に関連したリスクや機会を評価する努力を強化した。

イノベーション、デジタル化及び業務効率

電力の新しい用途及び電力の新しい管理方法の開発を促進し、より多くの人々が持続可能な方法でそれを利用できるようにしていくために、エネルは急速に変化する環境のなかで、イノベーションとデジタル化を成長戦略の柱として、セキュリティ、事業の継続性及び業務効率に高い基準を設けている。これは、従来型の業務と新しいアプローチや技術の開発の両面から社内外の創造性、情熱、アイデア及び技術を活用して進めていく取組みとなる。エネルは、オープン・イノバビリティのモデルを通じて業務を行うことで、イノバティブであるのみならず、エネルの事業及びエネルが業務を行っているコミュニティの持続可能性を長期的に保証するソリューションを導きだしている。このモデルは、当社のあらゆる分野を新規企業、事業パートナー、中小企業、研究所、大学及びクラウドソーシングのプラットフォームと結びつけることによって様々な課題を克服していくことを可能とする、コンセンサスに基づくエコシステムを表現したものである。エネルは、91のイノベーション・パートナーシップ契約を有しており、そのうち８つは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業務に加えて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を促進する世界的及び業際的な契約である。2018年度中、新規企業がエネルの構造及びノウハウのサポートを受けて独自のソリューションをテストする場となるハブ・ネットワークが拡張された。現在、イノベーション・ハブは６か所（シリコンバレー、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）に、またイノベーション・ハブ・アンド・ラボは３か所（カターニア、ピサ及びミラノ）に設けられている。イノベーション・ハブでは2018年度中、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）」が28回行われた。

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、常に対話と限りないアイデアが行き交うデジタルフォーラムとなっている。このサイトでは、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ている。2018年度中は、エネルは27のイノベーション及び持続可能性に関する取組みを取りまとめた。

変革のプロセスは世界的レベルでのイノベーションや起業家精神に基づく企業活動の文化に関する具体的な活動の展開と切りはなして考えることはできない。革新的な作業モデルに関するスキル及び知識をイノベーション活動にかかわるエネルの人々に提供することを目的として、「イノベーション・スクール」がその活動を継続した。エネル社内では、具体的な業務メソッドを通じてイノベーションが当社の日常業務の一部であることを確実にすることを目標として、エネルでは、イタリア、ブラジル及びコロンビアの様々な部署や事業分野から、約100名のイノベーション・アンバサダーが選定された。「私の最善の失敗(my best failure)」というプロジェクトも継続中で、非難のない文化を広め、革新的な実験方法を奨励することが試みられている。

さらに、2018年度には、当社内の様々な分野やスキルを伴って、イノベーション・コミュニティの活動が継続して行われた。エネルギー備蓄、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、ウエアラブル機器及びロボティックス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ルの効率性の向上、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、ダム及び水力発電用貯水池、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、備蓄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。備蓄システムを利用することによって、信頼性が改善され、配電の質的向上が実現するとともに、従来型の発電業務と相まって、ネットワークのバランスやシステムへの負荷の安定性が国レベルで確保されている。

第４【設備の状況】

１【設備投資等の概要】

「第一部－第２－２ 沿革」、「第一部－第２－３ 事業の内容」及び「第一部－第３－３(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】

2018年12月31日現在、当グループは、1,147の再生可能エネルギー発電所及び338の熱電施設（うち６は原子力施設）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2018年12月31日現在で合計2,226,097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。2018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135百万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】

（2019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】

（2019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株	テレマティコ	１株につき１議決権
計	－	10,166,679,946株	－	－

(2)【行使価額修正条項付新株予約権付社債券等の行使状況等】

該当なし

(3)【発行済株式総数及び資本金の推移】

（2019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。

（2019年５月17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）	ヴィ 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	ニューヨーク、55　イースト　52番　ストリート	490,758,265株*	4.827%
ノルゲ・バンク	オスロ　私書箱1179　バンクプラッセン２	216,960,643株	2.134%
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	米国、100　ヴァンガード通り　マルバーン	118,452,412株	1.165%

*共同株式所有

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）
2016年度	1,627	0.16
2017年度	1,830	0.18
2018年度	2,410	0.24

2019年５月16日に開催された定時株主総会において、エネルの株主は、2018年12月31日に終了した事業年度について、総額約2,847百万ユーロ、すなわち普通株式１株当たり0.28ユーロの配当（うち１株当たり0.14ユーロ、総額で1,423百万ユーロは、既に中間配当として支払われている。）を支払うことを決議した。普通株式１株当たり0.14ユーロの中間配当は、2019年１月22日の営業終了時現在の登録株主に対して、2019年１月23日に支払われた。残りの普通株式１株当たり0.14ユーロの年間配当は、2019年７月23日の営業終了時現在の登録株主に対して、2019年７月24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、当グループの2019年以降の正味経常利益に基づいて算出された70%の配当が確認されており、１株当たりの配当（DPS）における年平均成長率（CAGR）は約12%プラスである。初めて、最低DPSが今後３年間に延長される予定であり、CAGRは約９%プラスとなる。

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【株価の推移】

以下の表中の数字は、メルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオにおける普通株式の株価の変動を示している。

(1) 最近５事業年度別の年間最高・最低株価

（単位：ユーロ）

事業年度	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
最　高	4.460 (540.11円)	4.464 (540.59円)	4.19 (507.41円)	5.58 (675.74円)	5.58 (675.74円)
最　低	3.134 (379.53円)	3.442 (416.83円)	3.40 (411.74円)	3.84 (465.02円)	3.84 (465.02円)

(2) 直近事業年度における最近６か月間の月別最高・最低株価

（単位：ユーロ）

月別	2018年７月	2018年８月	2018年９月	2018年10月	2018年11月	2018年12月
最　高	4.97 (601.87円)	5.10 (617.61円)	5.25 (635.78円)	5.32 (644.25円)	5.48 (663.63円)	5.58 (675.74円)
最　低	4.69 (567.96円)	4.88 (590.97円)	5.04 (610.34円)	4.97 (601.87円)	5.22 (632.14円)	5.13 (621.24円)

４【役員の状況】

(1) 取締役、業務執行役員及び法定監査役

(a) 取締役

当社の現在の取締役会の構成員９名（その任命は2017年５月４日付けで有効となり、任期は2019年12月31日現在の財務書類の承認をもって満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、略歴、そして当社の認識する限り、2019年４月30日現在で所有する当社普通株式数は、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）	マリア・パトリツィア・グリエコ氏 （1952年２月１日生）	2014年５月より、エネルの取締役会会長を務めている。 ミラノ大学法学部を卒業した後、1977年にイタルテル（Italtel）で職務を開始し、1994年に法務部及び総務部のチーフに就任した。1999年、同社の再構築及び再配置のためにジェネラル・マネージャーに任命され、2002年には最高経営責任者に就任した。 その後、シーメンス・インフォルマティカ（Siemens Informatica）の最高経営責任者、バリュー・パートナーズ（Value Partners）のパートナー及びグループ・バリュー・チーム（Group Value Team）（現在のNTTデータ）の最高経営責任者を務めた。 2008年から2013年まで、オリヴェッティ（Olivetti）にて最高経営責任者を務め、2011年からは会長も務めた。 フィアット・インダストリアル（Fiat Industrial）及びCIRの取締役を務め、現在は、アニマ・ホールディング（Anima Holding）、フェラーリ（Ferrari）及びアンプリフォン（Amplifon）の理事を務めている。 また、アソニム（Assonime）の運営委員会及び理事会委員並びにボッコーニ大学の理事会メンバーも務めている。 マリア・パトリツィア・グリエコ氏は2017年にイタリア・コーポレート・ガバナンス委員会の会長に任命された。当該委員会の目的は、イタリアの上場企業の良質なコーポレート・ガバナンスの実務を促進させることである。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー(MEFにより提示された候補者名簿において指名)	フランチェスコ・ストラーチェ氏(1955年９月22日生)	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。 ミラノのポリテクニック大学の原子力工学部を卒業後、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)、市場部門の業務執行取締役(2005年11月から2008年９月)を含めて、いくつかの最上位役職を務めた。 2008年から2014年まで、エネルグループの再生可能エネルギー発電子会社であるエネル・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、国際的な再生可能エネルギー産業における指導的な役割を担った。2010年11月には、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。 発電プラントの建設管理に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(General Electric Group)、そしてABBグループ(ABB Group)、その後は全世界でのガスタービン販売の責任者を務めたアルストム・パワー・コーポレーション(Alstom Power Corporation)において職務を務めた。 米国、サウジアラビア、エジプト及びブルガリアで勤務した期間を含めて、確かな国際的経験を有している。 2014年６月からは、国連万人のための持続可能なエネルギー(Sustainable Energy 4 All)構想の諮問委員会のメンバーも務めている。2015年５月、国連グローバル・コンパクトの理事に就任した。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、ヨーロッパの電力産業ユニオンであるユーレレクトリック(Eurelectric)の理事長に選任された。 2017年９月、欧州委員会は彼を「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」の委員に任命した。2018年、彼はメキシコ、コロンビア及びブラジルの政府から、彼のこれらの国々におけるエネルギー及び持続可能な開発分野での功績を讃えられ、栄誉を授けられた。2018年５月、彼は、その努力と、イタリアにおける生活及び労働状況の改善に繋がった結果に対して、イタリア共和国の大統領から「労働騎士勲章(Cavaliere del Lavoro)」を授けられた。	513,488(1)

(1)このうち219,620株は当人の配偶者により保有されている。

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
取締役（立候補はMEFにより提示された）	アルフレド・アントニオッツィ氏（1956年３月18日生）	1956年にコゼンツァに生まれ、ローマの「ラ・サピエンツァ」大学法学部を1980年に卒業し、その後、法律事務所での実務を通して労働法の専門性を高めた。1981年から1990年まで、ローマ市の市議会議員を務め、教育政策の参事を務めた。その後、ローマの機関関係及び国際関係の総務参事を務めた。1990年から2004年まで、ラツィオの州議会議員を務め、そこでは交通参事を務めた。さらに、2008年から2012年まで、ローマ市の遺産及び特別事業の参事を務めた。2004年から2014年まで、欧州議会議員となり、そこでは司法委員会、法律委員会及び憲法問題委員会（Constitutional Affairs Commission）の委員となった。同期間中、欧州と米国、アラビア半島及び中米との関係の代表団にも参加し、また、EUとメキシコ間の関係の議会委員会の代表団にも参加した。2015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）	アルベルト・ビアンチ氏（1954年５月16日生）	1954年にピストイアに生まれ、法学部卒業後、弁護士となり、1986年に行政、商取引、企業及び倒産の分野で弁護士の専門職実務を開始した。この分野において、初めはアルベルト・プレディエリ（Alberto Predieri）教授の法律事務所で実務を開始して（1983年から2001年）、オーナーの死去（2001年８月）まで執務し、そして、ビアンチ・アンド・アソシエーツ（Bianchi and Associates）法律事務所を設立し、主要事務所をフィレンツェに、支所をローマとミラノに置いた。2001年から2007年まで、EFIM（製造業への貸付機関）の清算人を務め、上記機関の活動停止後には、リジェストラ（Ligestra）（フィンテクナ・グループ（Fintecna Group）の会社）により管理された会社の強制解散のためのコミッショナー「アド・アクタ（ad acta）」としてMEFにより任命され（2007年７月）、現在もその役職を務めている。また、フィナンツィアリア・エルネスト・ブレダ（Finanziaria Ernesto Breda）の清算委員会のメンバー（1994年から2001年）、ライ・ニュー・メディア（Rai New Media）の取締役、フィレンツェ・フィエラの会長（2002年から2006年）及びダダ（Dada）（ミラノの証券取引所に上場されているインターネットの会社）の会長（2011年から2013年）も務めた。現在、「エディツィオニ・ディ・ストリア・エ・レッテラチュラ（Edizioni di Storia e Letteratura）」の取締役会会長を務めており、またいくつかの組合や財団の理事や会計監査人を務めている。2016年３月より、フィレンツェのカッサ・ディ・リスパルミオ・ファンデーション（Cassa di Risparmio Foundation）の運営委員会の委員を務めている。2014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）	チェザーレ・カラリ氏 （1954年５月10日生）	1954年にボローニャに生まれ、1977年にボローニャ大学法学部を卒業し、1979年にジョーンズ・ホプキンス大学（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（Bank of Italy）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（World Bank Group）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している国際金融公社（International Finance Corporation）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・アフリカ部門長（1997年から2000年）及び国際金融市場グループ長（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、国際金融アーキテクチャへの取組み及びマネーロンダリング防止のために、銀行の金融部門における運営や戦略の責任を担った。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貧困層支援諮問機関（CGAP）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管理する米国企業であるエンカレッジ・キャピタル（Encourage Capital）（旧Wolfensohn Fund Management）のパートナー及び代表取締役、並びに新興市場に特化した民間資本ファンドであるウォルフェンソン・キャピタル・パートナーズ（Wolfensohn Capital Partners）の投資委員会の委員を務めている。 このような役職を務める中で、金融サービス部門における幅広い経営上の経験や戦略的経験を積み、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部門の規制に関する幅広い知識を得た。 チェコZivnostenska銀行（Czech Zivnostenska Banka）（1992年から1995年）、チリ・モネダ・アセット・マネジメント（Chilean Moneda Asset Management）（2001年から2005年）、イタリア・ゼネラリ保険会社（Italian Assicurazioni Generali）（2010年から2013年）、テルナ（Terna）（2014年から2017年）、ポーランド国際銀行（Polish International Bank）（1991年から1994年）、メリトゥム銀行（Meritum Bank）（2011年から2013年）、トルコ・グローバル・ポート・ホールディング（Turkish Global Ports Holding）（2013年から2016年）及びハンガリー・ノムラ・マジャール（Hungarian Nomura Magyar）（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。さらに、ワシントンのジョーンズ・ホプキンス大学の高等国際関係論大学院（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）	パオラ・ジルディニオ氏 （1956年４月11日生）	ジェノヴァ大学で物理科学学部を卒業し、同大学で研究者としての職務を開始し（1983年から1987年）、その後、まず准教授に就任し（1987年から2000年）、そして工学部の電気技術科の教授に就任した（2000年より現在）。同ジェノヴァ大学では、電気工学学部の学部長（2001年から2007年）、生涯研修センターの執行委員会の委員（2006年から2008年）、電気工学の学科長（2007年から2008年）、工学学部の学部長（2008年から2012年）、そして大学の理事会メンバー（2012年から2016年）も務めてきた。国内雑誌及び国際的な雑誌で科学記事を執筆し、中でも、電磁事象及び関連産業適合性を専門とした。アンサルド・エスティーエス（Ansaldo STS）の取締役（2011年から2014年）、アンサルド・エネルジア（Ansaldo Energia）の取締役（2014年から2016年）、「ディストレット・リギュレ・デル・テクノロジー・マリーン」（Distretto ligure delle tecnologie marine）の取締役（2010年から2016年）及びバンカ・カリジ（Banca Carige）の取締役（2016年から2017年６月）を務め、現在ではリナ・グループ（Rina Group）の会社であるダポロニア（D’Appolonia）で（2011年より）同じ役職を務めている。イタリア銀行のジェノヴァ理事会のメンバーも務め（2011年から2016年）、現在では、コミューン・ディ・ジェノヴァ（Commune di Genova）により設定された「スマート・シティ」計画のための科学委員会の委員長（2011年より）及びユーリスペス（Eurispes）の科学委員会の委員（2013年より）を務めている。2015年より、電気システムのサイバー・セキュリティ、回復力及び事業継続性のための国立評議会（当該分野で事業を行う最も有力な国内企業が一定数所属している。）の会長を務めている。2014年５月より、エネルの取締役を務めている。	784(2)

(2)このうち392株は当人の配偶者により保有されている。

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
取締役（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	アルベルト・ペラ氏（1949年11月4日生）	1949年にアルビソラ・スペリオール（Albisola Superiore）（サヴォナ（Savona））に生まれ、ローマの「ラ・サピエンツァ」大学の経済学部及びマセラータ（Macerata）大学の法学部を卒業し、弁護士となり、ロンドン・スクール・オブ・エコノミクスにて経済学の修士号を取得した。ローマ大学の経済学部で研究者として執務した（1974年から1978年）後、国立労働銀行（Banca Nazionale del Lavoro）にて通貨市場の主席アナリストとして職務を開始し（1978年から1979年）、国際通貨基金の国際資本市場部でエコノミストも務めた（1980年から1985年）。IRIの経済研究のチーフとなり（1985年から1990年。IRIにより支配されていた会社の民営化に関する問題も研究し、市場の自由化について研究した。）、競争産業政策について産業省の顧問も務めた（1986年から1990年。イタリアで最初の反トラスト法に携わった。）。この期間に、イタルケーブル（Italcable）（STETグループ）の取締役（1986年から1990年）及びセレコ（Seleco）の会長（1988年から1990年）を務めた。1987年から1991年まで、ミラノの「カトリック」大学で公営企業の経済学の教授に就任した。独占禁止法規制当局（Antitrust Authority）の第一事務局長（1990年から2000年）として、EU加盟国の競争に係る理事会で上記規制当局の代表も務めた。2001年から2014年まで、ジアンニ・オリゴニ・グリッポ・キャプリ＆パートナーズ法律事務所（Gianni, Origoni, Grippo, Cappelli & Partners Law Firm）のパートナーを務め、同事務所に反トラスト及び規制部門を設立した。2015年１月からは同事務所のオブ・カウンセルである。現在はバンカプリア（Bancapulia）の取締役会会長を務めており（2016年９月から）、親会社であるヴェネトバンカ（Veneto Banca）の取締役も務めていた（2016年８月から2017年６月まで）。2014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・スヴェルト氏（1968年10月29日生）	ミラノ大学の法学部を卒業し、1995年９月に弁護士となった。1996年３月から1998年２月まで、エディソン（Edison）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（Shell Italia）の法務及びコーポレート事業部のチーフを務めた。そして、ピレリ・グループ（Pirelli Group）に入社し、2016年５月まで勤務したが、同グループでは、親会社でいくつかの管理職を務め、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チーフや、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を務めた。彼女はガバナンスの問題について広範囲にわたって取り組んだため、複数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。長年、彼女は上場会社の取締役会において次々に重要な役職も務めた。特に、2013年４月から2014年２月まで、プレリオス（Prelios）の取締役、並びに統制、リスク及びコーポレート・ガバナンス委員会の委員を務め、一方で、2016年４月からASTMの社外取締役及び報酬委員会の委員を務め、2018年12月からはテクエッジ（Techedge）の社外取締役を務めている。2016年６月から、UBI銀行（UBI Banca）にチーフ顧問として入社した。2014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）	アンジェロ・タラボレリ氏 （1948年５月25日生）	1948年にグアルディアグレーレ（Guardiagrele）（キエーティ（Chieti））に生まれ、1971年にシエナ（Siena）大学で法学の学位を取得し優秀な成績で卒業した後、炭化水素の「エンリコ・マッテイ（Enrico Mattei）」大学院にて、炭化水素事業の修士号を取得した。1973年にエニ（Eni）で職業活動を開始し、そこで様々な管理職を務め、サイペム（Saipem）の企画管理長に昇進した。そして、持株会社において、まず1996年に戦略的管理、アップストリーム開発及びガス部門長代理となり、続いて1998年には、企画及び産業管理部門長代理となった。その後、2001年から2002年にはスナンプロゲティ（Snamprogetti）の理事長代理を務め、2002年にはアギペトロリ（AgipPetroli）の事業につき最高経営責任者を務めた。2003年初頭以降は、前述の会社が持株会社と吸収合併した後、精製及びマーケティング部門のマーケティング分野の統括マネージャー代理を務めた。2004年から2007年まではエニの統括マネージャーとなり、精製及びマーケティング部門で職責を担った。2007年９月まで、ポルトガルの石油会社であるギャルプ（Galp）の取締役、イタリアで営業している石油会社の協会であるウニオーネ・ペトロリフェラ（Unione Petrolifera）の副会長、エニ・ファンデーション（Eni Foundation）の理事及びエニ・トレーディング・アンド・シッピング（Eni Trading & Shipping）の会長を務めた。2007年から2009年には、化学及び環境的介入分野において事業を行うエニの会社であるシンディアル（Syndial）の最高経営責任者及び統括マネージャーを務めた。2009年、石油産業分野でコンサルタント業務を行うためエニを退社した。そして、2010年、エネルギー・マーケット・コンサルタンツ（Energy Market Consultants）（ロンドンに登録オフィスを持つ石油産業分野のコンサルタント会社）の優れたアソシエイトとして任命された。2015-2016年度より、ローマのLUISSグイドカルリ大学において「エネルギー及び環境政策」についての講義を行っている。2011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おいて任命され、任期は３年間で、2021年12月31日現在の財務書類の承認をもって満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、略歴、そして当社の認識する限り、2019年５月16日現在で所有する当社普通株式数は、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・タドリーニ氏（1960年３月20日生）	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（Arthur Andersen）に関連する税理士事務所で勤務した後、1991年に自らの事務所を設立した。現在は、ビジネス及び税務のアドバイスを提供し、企業評価業務を行う会計事務所「ティエル（Tierre）」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（NedCommunity）（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（Women Corporate Directors）のメンバーである。これまでに、また現在も、有力なイタリアの企業の取締役会や法定監査役会において役職を担っている。具体的には、グランディ・ナヴィ・ヴェロキ（Grandi Navi Veloci）及びサルモイラーギ・アンド・ヴィガーノ（Salmoiraghi & Viganò）の正規法定監査役、フォンディアリア・サイ（Fondiaria Sai）の独立取締役を務めている。現在は、ティスカリ（Tiscali）の法定監査役会会長や、ルックスオティカ・グループ（Luxottica Group）及びパルマラット（Parmalat）の正規法定監査役に加えて、ウニポルサイ（Unipolsai）の独立取締役を務めている。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）	クラウディオ・ソットリーヴァ氏（1973年10月３日生）	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総括教授を務めている。主に国内外の会計原則の適用、経営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。公認会計士であり、欧州会計学会（European Accounting Association）及び欧州コーポレート・ガバナンス協会（European Corporate Governance Institute）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。金融部門及び産業部門で事業を営むイタリアの大手企業の法定監査役会において役職を担っている。具体的には、現在、セラ・パーソナル・クレディット（Sella Personal Credit）、セラ・リーシング（Sella Leasing）及びスマーティカ（Smartika）の法定監査役会会長、並びにバンカ・セラ（Banca Sella）、ピーエルシー（PLC）、IPGフォトニクス・イタリア（IPG Photonics Italia）及びアルケーミア（Alkeemia）の正規法定監査役を務めている。さらに、複数の財団（ジェノヴァ・カルロ・フェリーチェ劇場（Teatro Carlo Felice di Genova）、カーサ・ヴェルディ・ディ・ミラノ（Casa Verdi di Milano）、トレンティーノ歴史博物館（Museo storico del Trentino）、ルイジ・クレリッチ（Luigi Clerici）、ドン・カルロ・ニョッキ（Don Carlo Gnocchi））の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

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氏（1973年３月18日生）	パルマ大学の法学部を卒業後、弁護士となり、2001年に弁護士業の実務を開始した。ボネリ・エレード（Bonelli Erede）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（Marchetti）公証人役場のオブ・カウンセルとなった。2007年から2013年まではサンタマリア法律事務所（同事務所のパートナーも務めていた。）と協力し、現在はスタークレックス・ググリエルメッティ（Starclex – Guglielmetti）共同法律事務所の創設パートナーである。職務活動においては、とりわけ、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あり方、ジェンダーの多様性及び承継プランを専門としている。彼女は、ネッド・コミュニティ（NedCommunity）（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、上場有力企業の取締役を務めており、とりわけ、トッズ（Tod's）、セルヴィッツィ・イタリア（Servizi Italia）、コンパス・バンク（Compass Bank）、ピニンファリーナ（Pininfarina）及びエム・ビー・ファクタ（MBFacta）の取締役である（また、通常は、同じ管理組織内に設置された諮問提案機能をもった委員会のメンバーでもある。）。彼女はネッド・コミュニティ（NedCommunity）の運営委員会委員であり、講義やセミナーを行っている。ローマのLUISSグイドカルリ大学での講義も行っている。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

5【コーポレート・ガバナンスの状況等】

(1)【コーポレート・ガバナンスの状況】

① ガバナンス及び所有構造

1. 序論

エネルグループは、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(1)（以下「コーポレート・ガバナンス・コード」という。）に規定された原則に従っている。

(1) 同コードは、ボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）のホームページ（http://www.borsaitaliana.it）上で各版が閲覧可能である。

前述のコーポレート・ガバナンスの構造は、この問題に関する証券取引委員会（CONSOB）の勧告や、より一般的には、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、株主のために中長期的な価値を創造することを本質的に目指している。

2. 組織構造

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、以下のものを含んでいる。

・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）自己株式の購入及び売却、（ⅳ）報酬方針及び株式型報酬制度、（ⅴ）当社定款の変更、そして（ⅵ）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。

3. 所有構造

3.1 株式資本構造

当社の株式資本は、定時株主総会及び臨時株主総会のいずれにおいても完全な議決権を有する普通株式のみから構成される。本書提出日現在、エネルの株式資本は10,166,679,946ユーロであり、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（イタリア証券取引所）が組織運営する電子証券取引所（Mercato Telematico Azionario）に上場されている。

3.2 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並びにその他の入手可能な情報に基づくと、本書提出日現在、当社の株式資本の３%を超える持分を保有する当社株主は、以下のとおりである。

当社主要株主	株式資本保有割合
経済財務省（MEF）	23.585%
ブラックロック	4.827%

当社の知る限り、エネルの株式に関して、統一財務法において言及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及び調整に関与しない。このことは、企業の経営及び調整に関するイタリアの民法上の規定がイタリア政府には適用されないことを明確にした法令第78/2009号（その後、法律第102/2009号に改正された。）の第19条第６項の規定によって確認される。

3.3 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、関連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。

3.4 イタリア政府の特別権限

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。

3.5 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素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素化するため、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（A.DI.G.E.）と呼ばれる従業員持株会（エネルグループの従業員持株会であるアソチアツィオーネ・アツィオニスティ・ディベンデンティ・グルッポ・エネル（Associazione Azionisti Dipendenti Gruppo Enel））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。

3.6 取締役の選任及び交替、並びに定款の変更

取締役の選任及び交替を定める規則は、後述の「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」―「取締役会」―「選任、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

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 構成及び任期

本書提出日現在、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

パトリツィア・グリエコ、フランチェスコ・ストラーチェ、アルフレド・アントニオッツィ、アルベルト・ビアンチ、パオラ・ジルディニオ及びアルベルト・ペラは、株主である経済財務省（当時、当社株式資本の23.585%を保有）により提出された候補者名簿から指名され、株主総会で代表される株式資本（当社の議決権付株式資本の約49.98%）の多数派により投票され、一方で、チェザーレ・カラリ、アンナ・チアラ・スヴェルト及びアンジェロ・タラボレリは、21の機関投資家のグループ（当時、合計で当社株式資本の1.879%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（当社の議決権付株式資本の約49.43%）の少数派により投票された。

現在の取締役会の任期は、2019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、前述のとおりである。

1.2 選任、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任され、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、少数株主により選任された取締役が、選任予定の取締役数の合計10分の３に相当することを確保するために、取締役会全体の選任は候補者名簿投票制度に従って行わなければならないと規定している。端数が生じた場合には、整数に切り上げられる。

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、近い整数に切り捨てられる。）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適用される要件）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１人目に記載する。

さらに、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、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、選任された取締役の少なくとも３分の１（端数が生じた場合は整数に切り上げられる。）が代表性の弱いジェンダーに属していることを確実にするためである。この点に関して、2018年５月24日の臨時株主総会で、エネルの取締役会（及び法定監査役会）の構成にジェンダー・バランスを確保することを目的とした法規条項の効力を2012年８月12日以後の最初の３つの更新に限定していた暫定条項について、これを削除する決議がなされたことに留意されたい。取締役会の任命手順に関して、会社定款は、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（sliding clause）」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、又は個人であれ他の株主と共同であれ、規則でCONSOBにより指定された当社の株式資本の最低割合を保有する株主によって、提出することができる（エネルの時価総額を考慮すると、本書提出日現在で必要とされる最低割合は株式資本の0.5%である。）。候補者名簿は、それを提出する者により、取締役の選任を決議するために株主総会が招集される日の少なくとも25日前までに、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インターネット・ウェブサイト（www.enel.com）において公表されるものとし、また、取締役会の選任についての透明なプロセスを確保するため、株主総会の日の少なくとも21日前にはエネルの本店で閲覧に供される。

候補者の個人的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の下で独立性が認められるか否かに関する記載を添付して、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（www.enel.com）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、名簿に記載された候補者のうち、投票された議決権数が上述の名簿を提出するために必要な割合の半分（すなわち、本書提出日現在では株式資本の0.25%）に満たない者は、考慮されない。

理由の如何を問わず、候補者名簿投票制度に従って選定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。

・法律で規定された独立性要件を満たした必要な数の取締役の存在（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、当該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選出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。

1.3 任務及び機能

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。

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14社の発行体）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に留意されたい。より最近では、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、後述の「委員会」を参照のこと。）。
・最高経営責任者の権限につき、その内容、制限及び行使にあたっての手続（もしあれば）を規定し、当該権限を委任し及び撤回する。有効な権限に従い、2017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の後、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、統括管理を目的としたインセンティブ・プランの採用を決議する。この点に関して、2018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。さらに、2018年４月にもまた、取締役会は、指名・報酬委員会の提案に基づき、関連当事者委員会の意見に従い、かつ法定監査役会との協議の後、2017年から2019年までの期間に係る最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーに適用される報酬及び法的取扱いに関する決議の修正を承認した。
・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2018年３月に実施され、直近では2019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、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、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2019-2023戦略計画が、2018年11月に承認されたことに留意されたい。この点に関し、当社内の現在の権限分配では、特に、取締役会が以下の事項の承認について決議するものと規定されている。
　－当グループの年次予算及び事業計画（当グループ会社が作成した年次予算及び長期計画を組み込んだものである。）
　－（最高経営責任者の提案により）当社及び当グループの戦略目標をも規定した戦略合意。
・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（2017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2016年２月に更新された。）。さらに、2018年11月、取締役会は、2019-2023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。2019年２月、取締役会がこの点で2018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協議した後、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、2018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。

－法定監査役会と協議した後、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2017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、2018年５月に取締役会が、2017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、法定監査役会と協議した後、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。2017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。

2018年及び2019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。

－2018年１月、統一財務法の条項を実施し、また、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、取締役会それ自体の多様性を調整することを目的とした方針を承認した。この方針は、取締役会の構成という観点から最良のシナリオを定めるものである。

－2018年12月、税務リスクを取り扱うために特別なガイドラインを承認し、そうして2017年に承認されて当社のウェブサイト上で公表された財務戦略書類を実施した。かかるガイドラインは、2018年７月に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・エスピーエーが認められた税務上の協調的コンプライアンス体制を、十分に効果的なものにすることを目的としている。

－2019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、当該報告に記載されたように、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、2018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	1	2	3	2	2	2	0	1	1	2	1

合計　18回
平均開催時間　２時間30分
2019年度に予定される会議　15回

取締役の出席は原則であり、取締役会には法定監査役会及びイタリアの監査裁判所（Corte dei Conti）を代表する裁判官も出席した。

2018年度中、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

2017年５月、株主総会は、パトリツィア・グリエコをエネルの取締役会会長として任命した。

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確認し、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。2018年、かかる期間は規則どおりに遵守され、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場合はいつでも、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、取締役会は、フランチェスコ・ストラーチェを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2017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「取締役会」―「任務及び機能」の項を参照のこと。）。

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

取締役会は、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、そして直近では2019年１月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（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。

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、そして直近では2019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、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、確認した。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。

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た。

通常どおり、取締役会が行った手続は、それぞれの独立性を評価するために関連するとみなされ得る、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、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）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、そして直近では2019年３月の間、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。

独立取締役は、2018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。また、同会議の間、独立取締役は、企業経営、達成した結果及び経営の質に対する一般的な評価を再確認し、特定の独立取締役により過去の事業年度中に示された要望に沿って、主に関連する戦略的な事項に対処するためにとられたタイミングの著しい改善に満足していることを表明した。最終的には、取締役と管理職の間の議論のための重要なイベントであり戦略的地平を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会及び法定監査役会で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会及び法定監査役会で務める役職の最大数に関する方針を承認した。

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、その取締役会及び法定監査役会で務める役職につき以下の種類の会社にとって重要とみなしている。

a)外国企業を含め、規制市場に株式を上場している会社

b)規制市場に株式を上場していない、保険、銀行、証券仲介、資産管理又は金融の分野で事業を行っているイタリア及び外国の会社

c)上記a)及びb)に特定される以外の、直近の承認済み年次財務書類に基づき１十億ユーロを超える資産及び／又は1.7十億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、(ⅰ)エネルの取締役会及び重要な規模の他の会社の取締役会及び法定監査役会の両方において、関与する各人が遂行する職務に関する関与、並びに(ⅱ)他の職務を務めている会社の性質（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（各役職に特定のウェイトを与える制度により、測定可能となった。）。

コーポレート・ガバナンス・コードの提言に適合するよう、エネルの最高経営責任者は、取締役会の表明する合理的な意見により別途決定される場合を除き、エネルグループ以外の上場会社及びエネルの取締役の１人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引き受け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。）。

2019年３月、かかる方針は、既にエネルの取締役により長期にわたり遵守され、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において展開していた、確かなベストプラクティスを考慮するために更新された。まず、重大かつ正当な履行障害がない限り、取締役が、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ための原則が導入された。また、上記の「ウェイト」制度を損なわず、かつ取締役会により正当な理由のある決議を通して別途規定される例外を除き、エネルの非業務執行取締役は、株式が規制市場に上場されている会社（外国会社を含み、エネル・グループに属しているものは除く。）における取締役／法定監査役として、４つの役職を超えて就任することはできない、ということも制定された。

上述の方針を実施するにあたり当社の取締役が提供する情報、並びに直近で2019年１月の取締役会で行われた照会に基づき、エネルの各取締役は、当該方針で設定された制限に適合する数の役職を、重要な規模の他の会社における取締役会又は法定監査役会で現在務めていることが確認されている。

1.10 取締役会及びその委員会の機能評価

2018事業年度末及び2019年の最初の２ヶ月間、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り、2018年にはエネル又は当グループのその他の会社とはそれ以上の職務関係にはなかったネットワークの一部であるコーン・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。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。

2018事業年度に関して、ボード・レビューの分析及び実行の範囲は、様々な側面に基づいて大幅に拡大された。一方で、この活動は取締役会のみならず、法定監査役会にも関係した。他方で、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、質問表の記入は、コンサルティング会社による個人面接の後に行われた。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)専門的な経歴及び管理職の経歴、専門知識並びに経験の存在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引き続き行われる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。

2018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非常に前向きな総合的評価が確認されている。

とりわけ、2018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)取締役会の構成が、能力と多様な経歴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を適切に対処することができる。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、明確な組織構造を有し、また、同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。

(iii)取締役会は、役割の明確な意義及び経営的役割との違いをもって、肯定的な環境の中で機能していること。

(iv)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、満場一致で承認があること。

(ⅴ)会議における主要マネージャーの現在の高く評価された関与から推測されるように、取締役会と、当社及び当グループのトップ経営陣との相互作用が最適であること。

(vi)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。

(vii)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。
(viii)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。

一部の取締役が指摘する課題のうち、以下の事項は特筆すべきである。

(ⅰ)革新、デジタル変革及び国際市場（特に南米が注目される。）の動的変化に関する取締役会の専門知識を（誘導活動を通して）さらに高める可能性。これは、当該分野の進化を妨害することなく追従するためである。

(ⅱ)委員会で処理されてその後の取締役会の決議が要求されない問題について、幅広く共有することに対する要望。この点に関して、委員会の会議の議題を全ての独立取締役の目に触れさせることや、かかる取締役が、要求に基づき、議題の特定の項目に関して、自身が構成員ではない委員会の会議にも出席することを許可することが示唆された。

最後に、前年のボード・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）ことに留意されたい。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。調査への回答の予備分析は、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。より詳細な分析が現在継続中であり、完了すれば、明らかになるニーズを満たすために導入される詳細な行動計画の基礎を構成するであろう。

1.11 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の後に、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・報酬委員会の提案を受けて、かつ法定監査役会との協議の後に取締役会により決定される。

2018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にて閲覧可能である報酬報告書を参照のこと。

2. 委員会

2.1 組織及び業務規則

取締役会は以下の４つの委員会を取締役会内に設置した。

・指名・報酬委員会
・統制・リスク委員会
・コーポレート・ガバナンス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) 2014年６月以降、指名・報酬委員会及び統制・リスク委員会は、完全に独立取締役から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、過半数の独立取締役から構成されている。
・関係当事者委員会は、全て独立取締役から構成されている。

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

2018年の間、指名・報酬委員会は、アルベルト・ビアンチ（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。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。
・取締役会における部局の数の上限、及び当社の取締役部局の効果的な業務遂行と互換性があると考えられる他の大企業の管理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
  －取締役会の更新が行われる場合で、株主から提出された候補者名簿から必要な人数の取締役を選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
  －取締役会の更新が行われる場合で、任期を終了する取締役会が定款に定められている、自ら候補者名簿を提出する権利を行使することを決断した場合

・コーポレート・ガバナンス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。

2018年度の当委員会の活動

以下の表は、2018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	1	2	0	0	0	1	0	0	0	1	1

合計　　6回
平均開催時間　　1時間15分

これらの会議には、その構成員全員（及び法定監査役会会長）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。

・2017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
・2018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）
・2017年から2019年に任命された最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーの経済的及び法的取扱いの見直しについての提案の確定、並びに関連規則を定める決議の修正についての合意
・2018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
・2018年度の報酬報告書並びに2018年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)2019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2019年度を参考にした最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及びトップ経営陣向けのLTIプランの策定。

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。

・最高経営陣の選出及び承継に関して採択された基準を検討した。
・2019年３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企業の経営／監督機関において務めることのできる最大役職数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確かなベストプラクティスに合わせることを目的としている（本書のこの項目の内容については、「取締役会」－「取締役の役職就任数制限」を参照のこと。）。

2.3 統制・リスク委員会

構成

2018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「取締役会－役割及び機能」において分析される。）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協議の上で、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。

2018年度の当委員会の活動

以下の表は、2018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
2	2	1	1	1	1	2	0	1	0	2	1

合計　　14回

平均開催時間　　２時間15分

かかる会議には、委員（及び法定監査役会会長）が原則として出席し、いつも法定監査役会との共同会議におい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。

- **2018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。**
- **2017年中に実施された監査活動の報告を分析し、その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、肯定的な意見を表明した。最終的には、2019年２月、委員会は、2018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。**
- **2019-2023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2017年及び2018年の最初の６カ月間に実行された2018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2018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、2017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。**
- **2017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2018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。**
- **2017年持続可能性報告書及び2017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精査した（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2018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)欧州地域及び北アフリカ並びに北米及び中米、サブサハラ・アフリカ及びアジア、(ⅱ)国際事業ラインであるインフラストラクチャー及びグリッド、トレーディング並びに再生可能エネルギー、並びに(ⅲ)ホールディングの「国際ITC」、「調達」、「法務及び総務」並びに「コミュニケーション」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。**

・健全で安全なシステムにおける、サイバー・セキュリティ、国際事業ラインである火力発電の環境管理システム、投資の評価に適用された内部手続といった特定の課題、当グループのいくつかのイタリア会社による税務分野での協調的コンプライアンス体制（*regime di adempimento collaborativo*）への結集、2018事業年度から適用されてエネルの定期財務報告書に多大なる影響を及ぼすであろうIAS/IFRS会計原則に基づいて、関連するEU規制が施行されることを考慮した個人データの処理、を推し進めた。

2.4 関連当事者委員会

構成

2018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、本文書内の下記「9.1.関連当事者との取引」を参照のこと。

2018年度の当委員会の活動

以下の表は、2018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	1	0	0	0	0	1	1	0	1

合計　　4回
平均開催時間　　1時間

関連当事者委員会の会議には、全ての委員が出席し（法定監査役会会長も出席した。）、以下の主な業務が行われた。

・2017年から2019年に任命された最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに適用される経済的及び法的取扱いに関する決議に対して提案された修正について、好意的な意見を発表した。
・(ⅰ)「重要性が低い」関連当事者取引及び(ⅱ)子会社を通じて実行された関連当事者取引の完了、並びに相対関係の利便性及び実質的な公平性について、好意的な意見を発表した。
・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。
・監査部門により実行された特定分析の結果に基づき、関連当事者取引について適用される内部手続の機能及び評価を確認した。

2.5 コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会

構成

2018年の間、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・タラボレリから構成され、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、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、取締役会を更新すること。**
- **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。**
- **一分野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辞任した場合、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。**
- **当社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。**

2018年度の当委員会の活動

以下の表は、2018年度に開催されたコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会の会議の月別回数を示している。

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

合計　　6回
平均開催時間　　1時間30分

全委員（及び法定監査役会会長）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、2018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５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、2017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。
・2019-2023持続可能性計画のガイドラインを検討した。
・2017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2017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。
・2018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。
・エネルの監督機関に、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更新する一定の提案について検証させた。
・(ⅰ)エネルの取締役会及び法定監査役会の構成にジェンダー間のバランスを確保することを目的とした法規条項の有効期限を限定していた暫定条項の削除、並びに(ⅱ)提案及び／又は助言機能のある内部委員会を設置するための取締役会の能力の明確化、に関連したエネルの会社定款の修正提案を検討し合意した。
・2018年７月にイタリアのコーポレート・ガバナンス委員会により承認されたように、コーポレート・ガバナンス・コードの修正を様々な側面で分析した。
・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、(ⅰ)関連する会社手続の調整を取締役会に対して提案する、内部情報の管理に関するCONSOBガイドライン及び市場濫用に関する後続の規制の展開の内部的な実施、(ⅱ)株主の長期間の関与を推奨する法令第36/2007/ECを修正する法令第2017/828/EU（いわゆる「株主の権利」）及びイタリアにおけるその積極的な実施、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。

3. 法定監査役会

3.1 現在の構成及び任期

2018年中、法定監査役会（2016年５月26日付け定時株主総会により任命され、その任期は2018年度の財務書類の承認をもって満了する。）は、以下の正規メンバーから構成されていた。
・セルジオ・デュカ　法定監査役会会長
・ロミーナ・グリエルメッティ
・ロベルト・マッツェイ

セルジオ・デュカは、16の投資運用会社及びその他の機関投資家（合計で当該時点の当社株式資本の2.15%を保有している。）により提示された候補者名簿において指名され、株主総会に出席した議決数の少数（当社の議決権付株式資本の約14.50%）をもって投票され、一方、ロミーナ・グリエルメッティ及びロベルト・マッツェイは、株主である経済財務省（当該時点の当社株式資本の23.59%を保有している。）により提示された候補者名簿において指名され、株主総会に出席した議決数の過半数（当社の議決権付株式資本の約84.92%）をもって投票された。

上記の当社監査役の職務経歴の要約は、上記のとおりである。

本書提出日現在の法定監査役会は、2019年５月16日の株主総会により任命され、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
・クラウディオ・ソットリーヴァ
・ロミナ・ググリエルメッティ

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（合計で当社株式資本の1.73%を保有している。）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、一方で、クラウディオ・ソットリーヴァ及びロミナ・ググリエルメッティは、株主である経済財務省（当社株式資本の23.59%を保有している。）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。

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 任命及び交代

法律及び当社の定款の規定に従い、法定監査役会は、３名の正規の監査役及び３名の補欠監査役から構成される。監査役は、任期を３事業年度として定時株主総会によって選任されるが、任期満了時に再選されることができる。取締役会に適用される定款の規定と同様（かつ統一財務法に従い）、定款は、法定監査役会全体の選任を候補者名簿投票制度で行わなければならないと規定している。これは、少数株主が指名する者が、正規の監査役（会長の職務に就く資格を有する。）及び補欠監査役（現職者が任期終了前に退任した場合に会長の職務に就く。）に選任されることを許容するためである。

この選挙制度では、取締役職の候補者名簿の提出に関する規制についてCONSOBにより決定されているとおり、当社の資本の最低持分（具体的には、エネルの時価総額に基づいて、要求される資本持分は本書提出日現在、株式資本の少なくとも0.5%である。）を（単独であれ他の株主と共同であれ）保有している株主は候補者名簿を提出することができ、その名簿には候補者を順番に並べなければならない。

さらに、合計３名以上の候補者（正規の監査役及び補欠監査役の両方）を含む候補者名簿においては、正規の監査役に関して名簿の最初に記載された２名の候補者及び補欠監査役に関して名簿の最初に記載された２名の候補者について、異なる性別の候補者が含まれていなければならない。この点に関して、2018年５月24日の臨時株主総会で、エネルの法定監査役会（及び取締役会）の構成におけるジェンダー間のバランスを確保することを目的とした法規条項の効力を2012年８月12日以後の最初の３つの更新に限定していた暫定条項について、これを削除することが決議されたことに留意されたい。

法定監査役職の候補者名簿は、（取締役職の候補者名簿と同様に、）かかる名簿を提出する者によって、法定監査役の選出について決議するため招集される株主総会の日の少なくとも25日前までに当社の本店に提出されなければならない。その後、監査組織の任命に関して透明な手続を保証するため、かかる候補者は当社により当社のウェブサイト（www.enel.com）において公表され、株主総会の日の少なくとも21日前までに当社の本店に、候補者の個人的及び職業上の特徴に関する完全な情報とともに提出される。

法定監査役会全体よりも少ない人数の選任が行われる場合、株主総会は法律で規定された過半数に従い、上記の手続に従うことなく決議を行うが、いずれの場合も以下を遵守できる方法で行う。

・法定監査役会における少数株主の代表に関する原則の遵守
・ジェンダー間のバランス

現行の法律によると、法定監査役は、上場会社の法定監査役に課せられる誠実性、専門的能力及び独立性の要件を有していなければならない。このうち専門的能力の要件については、定款の特別規定で補足されている。また、法定監査役は、CONSOBが特別規則をもって制定したイタリア企業の取締役会及び法定監査役会の役職数制限に従わなければならない。

2017年３月から９月にかけて、2018年３月、そして直近では2019年３月に、法定監査役会は、正規監査役全てが、コーポレート・ガバナンス・コード及び法律に基づき規定された独立性要件を満たしていることを確認した。かかる会議において、法定監査役会は、会長であるセルジオ・デュカ及び正規の構成員であるロミナ・ググリエルメッティが、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取締役の独立性要件を満たしていることを確認した。正規の構成員であるロベルト・マッツェイに関しては、法定監査役会は、2017年９月、2018年３月、そして直近では2019年３月に、同氏が、（エネル・コミュニケーションが行う「世界的ブランド及び広告管理」部門の代表に近親者が任命されたことにより、）コーポレート・ガバナンス・コードに規定された取締役の独立性要件を喪失したにもかかわらず、統一財務法が上場会社の法定監査役について要求する独立性要件は依然として満たしていることを確認した。いかなる場合も、法定監査役は自身を選出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（また「第一部－第１－１ 会社制度等の概要」に記載されるとおり）課せられる任務の一環として、及びコーポレート・ガバナンス・コードの提言に従い、法定監査役会は、以下の権限を有する。

・当社の監査部門に対し特定の企業活動分野又は取引に関する検査の実施を請求する権限（法定監査役が個別に行使することができる。）

・統制・リスク委員会と各自の職務遂行に関する情報を直ちに交換する権限

法定監査役会はまた、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」として行動する。

3.4 会議

以下の表は、2018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
2	2	5	2	3	1	2	0	1	0	4	1

合計　　23回

平均開催時間　　２時間40分

会議には常に、正規の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 報酬

株主総会は、法定監査役会の正規構成員の報酬を決定し、その際には、それらの者に要求される努力、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が考慮される。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、法定監査役会の会長は年間85,000ユーロの報酬総額を、その他の正規の監査役はそれぞれ年間75,000ユーロの報酬総額を受け取ることを定めている。

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「SCIGE」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、管理されそして監視されるよう目指した、一連の規則、手続、組織的事業体から構成される。

SCIGRは、イタリア及び国際的な最善の実務に基づき、当社及び当グループにより採用された、より総合的な組織及びコーポレート・ガバナンスの構造の不可欠な部分である。特に、かかる制度は、コーポレート・ガバナンス・コードの提言を考慮し、またトレッドウェイ委員会組織委員会により発行された「内部統制－統合的枠組み」モデル（以下「COSO報告書」という。）に基づき構築され、分析についての国際的に認められたベンチマーク及びSCIGRの有効性の統合的評価を構成する。

実施された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、監視されるため、かかる目標に沿って会社管理に貢献する。とりわけ、SCIGRは、会社資産の保護、会社手続の効率性及び実効化、法人及び市場に提供された情報の信頼性並びに法令、会社定款及び内部手続の遵守を確保するよう貢献する。

そのため、SCIGRは会社組織の中で主要な役割を果たし、十分に情報が行き届きリスク傾向に沿っ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た。実際、統制の文化は、当グループの価値の規模における重要な地位を占め、リスクの特定、測定、管理及び監視のための展開及び適用方法における全会社組織に関わる。

より具体的に、SCIGRは以下を行った。

・あらゆる業務レベルにおいて統制行為を提供し、またSCIGR自体に関与する主要な者のうちで作業の重複を防ぎ、協力を確保するために、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不適合な作業を防ぐため、異なる組織ユニット又は同じ組織ユニット内での職務と責任の分離について規定する。とりわけ、利益相反を防ぐ又はそれが不可能な場合は軽減させるために、業務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方法及び手段並びにSCIGRに委託されたそれぞれの任務の結果について異なる機能間の情報フローの導入を行い、統合させる。

・統制機能が委ねられる、異なるレベルにおける信頼でき適切である報告プロセスを構築する情報制度を確保することを目的とする。
・かかる作業をサポートする情報源及び要素の再構築を徐々に確保し、リスクの特定、評価、管理及び監視といった任務の追跡可能性を保証する。
・従業員（及び第三者全般）が適用ある法律の規定及び／又は内部手続の不正又は違反の可能性の報告ができるよう、国内外のベストプラクティスと一致した告発手続を提供されている。かかる告発手続は、報告者が匿名のままでいられることを目的とした特定の情報経路の存在が特徴である。
・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うる異常事態を明らかにする。
・観察された異常は速やかに、適切な是正措置を有効に実施することができる、適切な段階の会社の責任部門に連絡されることを確保する。

SCIGRは、以下の３つの異なる業務レベルから構成される。

・「ライン」又は「第１レベル」統制、個々の業務ユニット又はグループの会社の業務が適正に実行されることを確保するためにその過程において実施するという全ての統制任務に存する。かかる統制任務は、業務マネジメントの第１の責任に委託され、またあらゆる会社のプロセスの不可欠な部分として考えられている。
・「第２レベル」統制、特別な会社機能に委託されており、典型的な類型のリスク（ただ一例として、業務リスク、市場リスク（商品リスク及び金融リスク等）、信用リスク、戦略上リスク、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している。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の詳細については、本店又は当社のウェブサイトにて一般に公開されている2018事業年度の年次財務報告書を参照のこと。
・内部監査（「第３レベル」統制）、SCIGRの構造及び全般的な機能のチェックを目的としている（ライン統制及び第２レベル統制の監視によるものを含む。）。

SCIGRは、会社の業務の展開及び当該状況並びにイタリアの及び国際的な最善の実務を考慮して、定期的なテスト及びチェックが行われている。

SCIGRに関与した主な者の任務及び責任並びにかかる者間の協力の詳細については、内部統制及びリスク管理制度のガイドライン（当社のウェブサイトにて閲覧可能である。）を参照のこと。一方、取締役会により、またSCIGRに関する統制・リスク委員会により2018年中に実行された活動の詳細については、「取締役会－役割及び機能」及び「委員会－統制・リスク委員会」を参照のこと。

5．企業会計書類の作成を担う役員

2018年においては、管理、財務及び統制部門の責任者であるアルベルト・デ・パオリ（Alberto De Paoli）が、エネルの企業会計書類を作成する役割を担う役員であった。フェラリスは、法定監査役会との協議の上取締役会により同部門責任者に任命されて以来、この地位にいる。当該役員は、当社の定款に定める専門的能力の要件を満たしている。

かかる担当執行役員の業務の詳細については、「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 財務情報のリスク管理及び内部統制制度

会社の会計書類を作成する責任を有する役員は、当社及び当グループ両方の観点から、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。）を実施している。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、欧州共同体が受け入れた国際監査基準に適合した開示とするため、開示される財務情報の信頼性及び財務書類の原案作成プロセスの適切性を確保することである。

ICFR制度は、その実現又は欠如により、統制制度の目標の達成が部分的又は全体的に損なわれる可能性のある行為又は事由を特定し、評価するための一連の活動であって、制御手段を特定し、財務情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性という目的を確実に達成する手続を定める、その後の活動によって補完されるものである。

企業会計書類の作成を担う役員は、一連の特別な手続の開発及び実施を監督した。当該手続は、ICFR制度を維持し、監視するという活動の一環として、いかなる方法が採用されたかや、関係する従業員がいかなる責任を負っているかを記録する（関係する従業員には、全員に、当該手続のことが知らされている。）。具体的には、当グループは、当社の組織内における役割及び責任につき明確にし、内部認証の具体的な流れにつき規定する手続を制定した。

採用された統制手段は、「構造」（すなわち、かかる統制手段が作動した場合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であるか。）及び実際の「有効性」につきモニタリングされてきた。

ICFR制度は、米国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」（以下「COSO報告書」という。）のモデルに基づき構築され、５つの構成要素（環境管理、リスク評価、統制活動、コミュニケーション制度、並びに情報フロー及び監視活動）からなり、かかる要素はそれぞれの特性に応じて、事業体のレベル及び業務プロセスのレベルの両方で運用される。

COSO報告書のIT技術の側面は、「情報及び関連する技術におけるコントロール目標」（いわゆる「COBIT」）のモデルにより補完されてきた。

さらに、ニューヨーク証券取引所に米国預託株式（以下「ADS」という。）を上場している当グループの一部の南米の企業は、サーベンス・オクスリー法(the Sarbanes-Oxley Act）の第404条に規定されている適正な記帳に係る内部統制を適用している。

ICFR制度の規定、実施及び管理の過程は、その適用対象は新しく買収された重要な会社へと漸次拡大されており、会社の会計書類の作成の責任者である役員の責任の元で実行される。当該過程は、以下の段階に分けられる。

・会社、プロセス、リスク及び統制並びに方法及び指示の関係役員への伝達に係る範囲の明確化
・各プロセス、リスク評価並びに統制、品質保証の定義及び特定の分析並びに更新、並びにプライマリー・キー・コントロールの更新（「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自己評価を通じて実行される統制の構造及び有効性の評価（以下「ライン監視」と呼ばれる。）
・外部コンサルティング・ファームによる独立した検査の実施（当社の監査部門の「独立した」監視に従う、情報技術一般管理を除く。）
・乖離の評価、承認及び是正措置の監視
・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報告書につき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（内部証明書の報告フローにより補助される。）の確定のための、ICFR制度の実績の統合、並びに総合評価
・事務及び会計処理手続の手配及び公表

評価にあたって含めるべき当グループ会社の範囲は、量的側面（連結財務書類への潜在的な影響の重大さのレベル）及び質的側面（事業又は過程に関連する特定のリスクを考慮に入れた）からみた具体的なリスクレベルに関して決定される。

ICFR制度を策定するため、まず、その実現又は欠如が統制制度の目的（例えば、財務書類における要求及び財務情報に関連するその他の規制目的）の達成を損なう可能性のある行為又は事由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。かかる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双方で特定される。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、どのような場合であっても、財務情報に重要な影響を及ぼすと考えられる。他方、プロセスレベルにおけるリスクは、質的及び量的な要素をベースに潜在的な影響及び発生の可能性について、関連ある統制にかかわらず（「固有レベルの評価」（*valutazione a livello inerente*）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、リスクが実体化する可能性を許容範囲内に減少させることを意図とした制御手段が事業体レベル及びプロセスレベルにおいて設定された。

とりわけ、会社又は会社グループの統制の構造は、統制する会社が、被統制会社のICFR制度の構成及び有効性を言及し、決定し、監視できるような、中央レベルで決定された統制手段及び当グループ又は具体的地域において共通適用された統制手段として又は単独の会社若しくは事業分野について横断する方法で作動する統制手段として、「事業体／会社レベル統制」を規定する。

事業体レベルでの統制は、COSO報告書に記載されている上記の５つの構成要素に従って分類されている。

プロセスレベルでの統制の構造は、業務活動の実行中に起こりうる間違い又は不正を防ぎ、特定し、是正する目的で、手作業又は自動の一連の活動として、代わりに仕様書又は監視統制を提供する。

ICFR制度の効率性を改善し、その持続可能性を向上させていくため、統制はさらに標準統制及び重要統制に分けられ、重要統制とは、会計書類における虚偽の表示を防止するために決定的に重要な統制を意味する。包括的な構造的統制、すなわち、適正な事業活動の執行及び統制を促進する一般的状況の定義を目的としたICFE制度の構造的要素が特定されている。特に、包括的な構造的統制は、相容れない複数の活動及び責任を分離すること（いわゆる「職務の分離」と呼ばれる。）に関連しており、これは不正又は過失に係る関与及び／又は隠蔽を促進しかねない任務及び義務を同一人に集中させないことの確保を目的としたものである。ITシステムの支援の下に業務が実行される場合、適正な分離は、職務の割当てとユーザー名によっても証明される。

重要と特定される範囲内の会社において、最大のリスクを有するプロセスが、明確にされ、評価され、リスクに基づいたトップダウン式アプローチが適用された。当社は、かかるアプローチに従い、上記リスクが発生する可能性を許容範囲内に減少させることを狙いとして、最大のリスク及び関連する（一般的な監視及び特定の統制について）統制手段（主な重要な統制について）を、特定し、評価した。

財務情報のプロセスの適切性、リスク及び統制を評価するために、かかるプロセス及び統制の構造及び有効性を検査する狙いで、６ヶ月ごとに、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）による特定の監視が実行されている。

評価される各企業プロセスにおいて、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目的で、適切な書類（「事務及び会計処理手続」と呼ばれる。）が保管されている。

実行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う役員に伝達される。この定期的報告は、制御手段の有効性及び／又は構造の欠陥の可能性につき、財務情報に与えうる潜在的な影響という点から、軽微な欠陥、重要な弱点又は重大な欠陥のいずれかに分類されている。

評価により欠陥が明らかとなった場合、特定期間ごとの上記情報伝達において、財務情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性の目的を達成するために既にとられた、又は今後とる予定である是正措置についても報告される。

これらのフローはまた、企業会計書類の作成を担当する役員によって法定監査役会、統制・リスク委員会及び監査法人にICFR制度の妥当性に関する定期的な情報の開示／更新を伝達するためにも使用される。

上記の報告に基づき、関連する企業部署の代表により発行された証明を考慮し、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の作成のために（その時々の該当する書類に応じて）制定された事務及び会計処理手続の妥当性及びその実際の運用に関し、特別な証明を発行する。

プロセスの担当者による、それぞれの割当プロセス又はサブ・プロセスの構造及び機能の検証を目的とした監視業務の実施、並びに関連する統制の特定を受けて、事務及び会計処理手続により構成される書類（叙述、フローチャート、及び統制一覧）が支援制度から抜粋され、その正式決定が進められる。

その後、事務及び会計処理手続は、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に掲示される。

上記の方法の適正な適用を確保するため、当グループの財務情報の開示に関する内部統制を担当する組織及びライン監視のプロセスを処理する個人の両方を対象として、特別研修が定期的に設けられている。

さらに、イタリアの税務当局に対して透明性のありかつ協力的な態度を醸成するため、2017年中、エネルは、イタリア法が定める要件を満たす「租税協調的コンプライアンス（*regime di adempimento collaborativo*）」体制に、グループ内の特定のイタリアの会社が参加することを促進したことに留意されたい。したがって、エネルグループは、そのイタリアの会社に代わって、経済協力開発機構のガイドライン（OECD）及びイタリア税法に則した「租税統制枠組み」（以下「TCF」という。）と呼ばれる税務リスクの随時報告、管理、統制及び認識の漸進的な実施に取り組んだ。かかるTCFの制度は広義のICFR制度に含まれ、これよりマッピング処理基準及びリスク測定指標等を取り入れている。2018年７月、イタリアの税務当局（*Agenzia delle Entrate*）は、エネル及び子会社のイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーが、2017年事業年度から開始した「租税協調的コンプライアンス（*regime di adempimento collaborativo*）」体制を実施することを認める指令を発した。

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（Ernst & Young S.p.A.）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。

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（法定監査委託以外の任務で、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2018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（Carlo Alberto Manfredi Selvaggi）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（Senato della Repubblica）及び下院議長府（Camera dei Deputati）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
・イノバビリティ部署と連携の下、環境、社会及びガバナンス（ESG）／社会的責任投資家（SRI）である機関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、有能な本社部門は、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最高経営陣の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った。

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をいう。）並びに株主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、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（社会及びガバナンス（ESG）／社会的責任投資家（SRI）である投資家を含む。）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3.5従業員の株式保有、議決権行使の仕組みに特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、上場会社の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)報酬方針及び株式に基づく報酬制度、(ⅴ)会社定款の変更、並びに(ⅵ)転換社債の発行について決議を行うことができることに留意されたい。

エネルの定款に基づき、定時及び臨時株主総会は、通例１回招集され（ただし、取締役会が、株主総会は１回より多く招集されることが望ましいとみなす場合、招集通知にその旨を表明することにより、追加設定することができる。）、適用ある法律に規定された過半数をもって構成、決議され、また当社の登録事務所が所在する地方自治体において開催される（別途取締役会により決定された場合を除くが、ただしイタリア国内で開催されるものとする。）。

定時株主総会は財務書類を承認するため事業年度終了後180日以内に少なくとも１年に１回は招集されなければならない。

統一財務法の規定によると、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。

9. その他のコーポレート・ガバナンス・プラクティス

9.1 関連当事者との取引

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。

・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「主要で重要性」のある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、当社の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。

適用ある法律に従って、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、CONSOBで規定される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。

2018年12月、関連当事者委員会は、「監査」部門に委任された特別分析の結果に基づいて、当社内では、関連当事者との取引の規制に関する現行手続が具体的に機能して正確に遵守されていることを確認した。

最後に、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。

2018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、2018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（随時改正され、直近では2013年12月に改正された。）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改善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（以下「本モデル」という。）を採用した。

当該本モデルは、「総論」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号の規定に基づき該当する本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。2018年を通じて、当グループの主要な外国会社（当グループが最近取得した会社も含む。）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。2018年中、SBは、企業組織事項に関する職業的な専門知識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（Matteo Giuliano Caroli）（委員長も務める。）、ニコラ・ニコレッティ（Nicola Nicoletti）及びクラウディオ・サルトレリ（Claudio Sartorelli））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。2018年中、SBは、上述の組織及び管理モデルに基づき規定された有効な企業行動規範の遵守を確認することを目的としたSBの業務を実行する上で、以下を行った。

・会議を12回開き、かかる会議において、関連ある経営陣の助けも借りて行われた、当社の主要な事業分野（本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「D」（個人の人格に対する犯罪）、「Ｉ」（組織犯罪）及び「M」（個人的な腐敗）に関係した。2019年２月、「一般項目」並びに特別項目「C」（テロ犯罪又は既存の民主的秩序の転覆）、「E」（市場濫用犯罪及び行政犯罪）及び「M」（個人的な腐敗）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、本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。

2017年中、エネルは、国際基準である2016年ISO 37001（「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た。かかる認証は、著名な公認の認証機関が行う独立した査定手続の後に付与され、かかる手続は２段階で行われる。最初にエネルの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。

2018年中、当社は、他の主要な当グループの会社により2016年ISO 37001の認証を取得するため、（2017年に開始した）活動を実行した。

組織的な観点から、2018年を通じて、当社は、2016年ISO 37001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。）に割り当てた。

9.6 人権ポリシー

当社は2013年に、国連により発行された「ビジネスと人権に関する指導原則」を反映した人権に関するポリシーを制定し、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（*Zero Tolerance for Corruption*）」）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)【監査報酬の内容等】

①【外国監査公認会計士等に対する報酬の内容】

区分	2017年		2018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	2.3	0.7	0.6	0.8
連結子会社	14.4	3.8	13.1	3.9
計	16.7	4.5	13.7	4.7

②【その他重要な報酬の内容】

監査及び監査関連業務に関するその他重要な報酬はない。

③【外国監査公認会計士等の提出会社に対す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た又は請求される合計金額をいう。

④【監査報酬の決定方針】

監査報酬は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。
非監査業務の報酬は、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。

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、2018年12月31日現在および2017年12月31日現在並びに2018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。

2018年12月31日現在および2017年12月31日現在並びに2018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、2019年６月３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＝121.10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）

2018年および2017年12月31日に終了した年度

		2018年				2017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	8.a	73,134	88,565	*5,387*	*6,524*	72,664	87,996	*5,124*	*6,205*
その他の収益および収入	8.b	2,538	3,074	*38*	*46*	1,975	2,392	*22*	*27*
小計		**75,672**	**91,639**			**74,639**	**90,388**		
営業費用									
電力、ガスおよび燃料の購入	9.a	35,728	43,267	*7,737*	*9,370*	36,039	43,643	*7,761*	*9,399*
サービスおよびその他原材料	9.b	18,870	22,852	*2,644*	*3,202*	17,982	21,776	*2,664*	*3,226*
人件費	9.c	4,581	5,548			4,504	5,454		
売掛金およびその他の債権の正味減損／（戻入）	9.d	1,096	1,327			-	-		
減価償却費、償却費およびその他の減損損失	9.e	5,355	6,485			5,861	7,098		
その他の営業費用	9.f	2,889	3,499	*272*	*329*	2,886	3,495	*531*	*643*
資産計上された費用	9.g	(2,264)	(2,742)			(1,847)	(2,237)		
小計		**66,255**	**80,235**			**65,425**	**79,230**		
公正価値で測定される商品契約からの純利益／（損失）	10	**483**	**585**	*10*	*12*	**578**	**700**	*27*	***33***
営業利益		**9,900**	**11,989**			**9,792**	**11,858**		
デリバティブから生じた金融収益	11	1,993	2,414			1,611	1,951		
その他の金融収益	12	1,715	2,077	*59*	*71*	2,371	2,871	*18*	*22*
デリバティブから生じた金融費用	11	1,532	1,855			2,766	3,350		
その他の金融費用	12	4,392	5,319	*55*	*67*	3,908	4,733	*25*	*30*
超インフレーションから生じた純利益／（費用）		168	203			-	-		
持分法による投資利益／（損失）	13	349	423			111	134		
税引前利益		**8,201**	**9,931**			**7,211**	**8,733**		
法人税等	14	1,851	2,242			1,882	2,279		
継続事業からの当期純利益		**6,350**	**7,690**			**5,329**	**6,453**		
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**	**768,985**			**5,329**	**645,342**		
親会社株主帰属分		4,789	579,948			3,779	457,637		
非支配持分帰属分		1,561	189,037			1,550	187,705		
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*	*57*			*0.37*	*45*		
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*	*57*			*0.37*	*45*		
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*	*57*			*0.37*	*45*		
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*	*57*			*0.37*	*45*		

連結包括利益計算書（IFRS）

	注記	2018年 百万ユーロ	2018年 億円	2017年 百万ユーロ	2017年 億円
当期純利益		**6,350**	**7,690**	**5,329**	**6,453**
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		(552)	(668)	(204)	(247)
ヘッジ・コストの公正価値変動額		83	101	132	160
持分法適用投資のその他の包括利益の持分		(57)	(69)	10	12
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		(3)	(4)	(129)	(156)
為替換算調整勘定変動額		(1,287)	(1,559)	(2,519)	(3,051)
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		(120)	(145)	74	90
他社への株式投資の公正価値変動額		12	15	-	-
当期その他の包括利益（損失）合計	34	**(1,924)**	**(2,330)**	**(2,636)**	**(3,192)**
当期包括利益（損失）合計		**4,426**	**5,360**	**2,693**	**3,261**
帰属先：					
－親会社株主		3,667	4,441	1,968	2,383
－非支配持分		759	919	725	878

連結財政状態計算書（IFRS）

		2018年12月31日				2017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	76,631	92,800			74,937	90,749		
投資不動産	19	135	163			77	93		
無形資産	20	19,014	23,026			16,724	20,253		
のれん	21	14,273	17,285			13,746	16,646,		
繰延税金資産	22	8,305	10,057			6,354	7,695		
持分法適用投資	23	2,099	2,542			1,598	1,935		
デリバティブ	24	1,005	1,217			702	850		
非流動契約資産	25	346	419			-	-		
その他の非流動金融資産	26	5,769	6,986			4,002	4,846		
その他の非流動資産	27	1,272	1,540			1,064	1,289		
合計		**128,849**	**156,036**			**119,204**	**144,356**		
流動資産									
棚卸資産	28	2,818	3,413			2,722	3,296		
売掛金	29	13,587	16,454	*1,085*	*1,314*	14,529	17,595	*832*	*1,008*
流動契約資産	25	135	163			-	-		
未収税金		660	799			577	699		
デリバティブ	24	3,914	4,740	*52*	*63*	2,309	2,796	*11*	*13*
その他の流動金融資産	30	5,160	6,249	*21*	*25*	4,614	5,588	*3*	*4*
その他の流動資産	31	2,983	3,612	*165*	*200*	2,695	3,264	*162*	*196*
現金および現金同等物	32	6,630	8,029			7,021	8,502		
合計		**35,887**	**43,359**			**34,467**	**41,740**		
売却目的資産	33	**688**	**833**			**1,970**	**2,386**		
資産合計		**165,424**	**200,328**			**155,641**	**188,481**		

		2018年12月31日				2017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
負債および株主持分									
親会社株主帰属持分									
資本金		10,167	12,312			10,167	12,312		
その他の剰余金		1,700	2,059			3,348	4,054		
利益剰余金（繰越欠損金）		19,853	24,042			21,280	25,770		
合計		**31,720**	**38,413**			**34,795**	**42,137**		
非支配持分		**16,132**	**19,536**			**17,366**	**21,030**		
株主持分合計	34	**47,852**	**57,949**			**52,161**	**63,167**		
非流動負債									
長期借入金	35	48,983	59,318	*804*	*974*	42,439	51,394	*893*	*1,081*
従業員給付	36	3,187	3,859			2,407	2,915		
リスクおよび費用に対する引当金（非流動部分）	37	5,181	6,274			4,821	5,838		
繰延税金負債	22	8,650	10,475			8,348	10,109		
デリバティブ	24	2,609	3,159			2,998	3,631		
非流動契約負債	25	6,306	7,637			-	-		
その他の非流動負債	38	1,901	2,302	*86*	*104*	2,003	2,426	*36*	*44*
合計		**76,817**	**93,025**			**63,016**	**76,312**		
流動負債									
短期借入金	35	3,616	4,379			1,894	2,294		
1年以内返済予定の長期借入金	35	3,367	4,077	*89*	*108*	7,000	8,477	*89*	*108*
リスクおよび費用に対する引当金（流動部分）	37	1,312	1,589			1,210	1,465		
買掛金	39	13,387	16,212	*2,924*	*3,541*	12,671	15,345	*2,365*	*2,864*
未払法人税等		333	403			284	344		
デリバティブ	24	4,343	5,259	*35*	*42*	2,260	2,737	*9*	*11*
流動契約負債	25	1,095	1,326	*25*	*30*	-	-		
その他の短期金融負債	40	788	954			954	1,155		
その他の流動負債	42	12,107	14,662	*69*	*84*	12,462	15,091	*37*	*45*
合計		**40,348**	**48,861**			**38,735**	**46,908**		
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債	33	**407**	**493**			**1,729**	**2,094**		
負債合計		**117,572**	**142,380**			**103,480**	**125,314**		
負債および株主持分合計		**165,424**	**200,328**			**155,641**	**188,481**		

次へ

連結持分変動計算書（IFRS）（注記34および4）

	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		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		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	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**
2016年12月31日現在	10,167	12,312	7,489	9,069	2,034	2,463	2,262	2,739	(1,005)	(1,217)	(1,448)	(1,754)	-	-	106	128	(12)	(15)	(706)	(855)	(2,398)	(2,904)	(1,170)	(1,417)	19,484	23,595	**34,803**	**42,146**	**17,772**	**21,522**	**52,575**	**63,668**
新たな会計基準（IFRS第9号）の適用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	480	581	(480)	(581)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
2017年1月1日現在（修正再表示）	10,167	12,312	7,489	9,069	2,034	2,463	2,262	2,739	(1,005)	(1,217)	(968)	(1,172)	(480)	(581)	106	128	(12)	(15)	(706)	(855)	(2,398)	(2,904)	(1,170)	(1,417)	19,484	23,595	**34,803**	**42,146**	**17,772**	**21,522**	**52,575**	**63,668**
配当金および中間配当金の支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,983)	(2,401)	**(1,983)**	**(2,401)**	**(1,052)**	**(1,274)**	**(3,035)**	**(3,675)**
非支配持分の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	8	-	-	**7**	**8**	**(6)**	**(7)**	**1**	**1**
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**(73)**	**(88)**	**(73)**	**(88)**
当期包括利益	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,609)	(1,948)	(272)	(329)	132	160	(129)	(156)	7	8	60	73	-	-	-	-	3,779	4,576	**1,968**	**2,383**	**725**	**878**	**2,693**	**3,261**
内訳 *－その他の包括利益（損失）*	-	-	-	-	-	-	-	-	*(1,609)*	*(1,948)*	*(272)*	*(329)*	*132*	*160*	*(129)*	*(156)*	*7*	*8*	*60*	*73*	-	-	-	-	-	-	***(1,811)***	***(2,193)***	***(825)***	***(999)***	***(2,636)***	***(3,192)***
－当期純利益/（損失）	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	*3,779*	*4,576*	***3,779***	***4,576***	***1,550***	***1,877***	***5,329***	***6,453***
2017年12月31日現在（修正再表示）	10,167	12,312	7,489	9,069	2,034	2,463	2,262	2,739	(2,614)	(3,166)	(1,240)	(1,502)	(348)	(421)	(23)	(28)	(5)	(6)	(646)	(782)	(2,398)	(2,904)	(1,163)	(1,408)	21,280	25,770	**34,795**	**42,137**	**17,366**	**21,030**	**52,161**	**63,167**
新たな会計基準（IFRS第9号およびIFRS第15号）の適用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	4	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,707)	(4,489)	**(3,704)**	**(4,486)**	**(576)**	**(698)**	**(4,280)**	**(5,183)**
貨幣的再評価（IAS第29号）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	212	257	**212**	**257**	**362**	**438**	**574**	**695**
2018年1月1日現在（修正再表示）	10,167	12,312	7,489	9,069	2,034	2,463	2,262	2,739	(2,614)	(3,166)	(1,240)	(1,502)	(348)	(421)	(20)	(24)	(5)	(6)	(646)	(782)	(2,398)	(2,904)	(1,163)	(1,408)	17,785	21,538	**31,303**	**37,908**	**17,152**	**20,771**	**48,455**	**58,679**
配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,765)	(3,348)	**(2,765)**	**(3,348)**	**(1,137)**	**(1,377)**	**(3,902)**	**(4,725)**
貨幣的再評価	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73	88	**73**	**88**	**143**	**173**	**216**	**262**
非支配持分の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	21	(460)	(557)	-	-	**(443)**	**(536)**	**(850)**	**(1,029)**	**(1,293)**	**(1,566)**
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	(94)	(114)	(14)	(17)	-	-	27	33	-	-	(5)	(6)	-	-	-	-	(29)	(35)	**(115)**	**(139)**	**65**	**79**	**(50)**	**(61)**
当期包括利益	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	(609)	(737)	(491)	(595)	90	109	9	11	(58)	(70)	(63)	(76)	-	-	-	-	4,789	5,799	**3,667**	**4,441**	**759**	**919**	**4,426**	**5,360**
内訳 *－その他の包括利益（損失）*	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	*(609)*	*(737)*	*(491)*	*(595)*	*90*	*109*	*9*	*11*	*(58)*	*(70)*	*(63)*	*(76)*	-	-	-	-	-	-	***(1,122)***	***(1,359)***	***(802)***	***(971)***	***(1,924)***	***(2,330)***

－ 当期純利益/（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*4,789*	*5,799*	***4,789***	***5,799***	***1,561***	***1,890***	***6,350***	***7,690***				
2018年12月31日現在	**10,167**	**12,312**	**7,489**	**9,069**	**2,034**	**2,463**	**2,262**	**2,739**	**(3,317)**	**(4,017)**	**(1,745)**	**(2,113)**	**(258)**	**(312)**	**16**	**19**	**(63)**	**(76)**	**(714)**	**(865)**	**(2,381)**	**(2,883)**	**(1,623)**	**(1,965)**	**19,853**	**24,042**	**31,720**	**38,413**	**16,132**	**19,536**	**47,852**	**57,949**				

次へ

連結キャッシュ・フロー計算書（IFRS）

		2018年				2017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		**8,201**	**9,931**			**7,211**	**8,733**		
調整額：									
売掛金およびその他の債権の正味減損／（戻入）	9.d	1,096	1,327			-	-		
減価償却費、償却費およびその他の減損損失	9.e	5,355	6,485			5,861	7,098		
金融（収益）/費用	11-12	2,048	2,480			2,692	3,260		
持分法適用による株式投資の純利益	13	(349)	(423)			(111)	(134)		
正味運転資本の変動		153	185			(1,265)	(1,532)		
― 棚卸資産	28	(117)	(142)			(112)	(136)		
― 売掛金	29	426	516	*(253)*	*(306)*	(1,530)	(1,853)	*126*	*153*
― 買掛金	39	734	889	*559*	*677*	65	79	*(556)*	*(673)*
― その他の契約資産／負債	25	750	908			-	-		
― その他の資産／負債		(1,640)	(1,986)	*71*	*86*	312	378	*106*	*128*
引当金繰入額		449	544			353	427		
引当金の取崩		(1,226)	(1,485)			(1,149)	(1,391)		
受取利息およびその他の金融収益受取額	11-12	1,768	2,141	*59*	*71*	2,898	3,509	*18*	*22*
支払利息およびその他の金融費用支払額	11-12	(4,342)	(5,258)	*(55)*	*(67)*	(4,747)	(5,749)	*(25)*	*(30)*
商品の測定による純（利益）／費用		(71)	(86)			59	71		
支払い法人税等	14	(1,721)	(2,084)			(1,579)	(1,912)		
キャピタル・（ゲイン）／ロス		(286)	(346)			(98)	(119)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(A)		**11,075**	**13,412**			**10,125**	**12,261**		
有形固定資産への投資額	16	(6,908)	(8,366)			(7,226)	(8,751)		
無形資産への投資額	20	(1,351)	(1,636)			(1,273)	(1,542)		
非流動契約資産への投資額		(271)	(328)			-	-		
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	(1,472)	(1,783)			(900)	(1,090)		
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	424	513			216	262		
その他の投資活動の（増加）/減少		(83)	(101)			(111)	(134)		
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー(B)		**(9,661)**	**(11,699)**			**(9,294)**	**(11,255)**		
金融負債（新規借入額）	35	13,424	16,256			12,284	14,876		
金融負債（返済額およびその他の変動額）	35	(10,214)	(12,369)	*(89)*	*108*	(10,579)	(12,811)	*(179)*	*(217)*
非支配持分の取引		(1,402)	(1,698)			(478)	(579)		
配当金支払額		(3,444)	(4,171)			(2,873)	(3,479)		
財務活動によるキャッシュ・フロー(C)		**(1,636)**	**(1,981)**			**(1,646)**	**(1,993)**		
為替変動による現金および現金同等物への影響(D)		**(185)**	**(224)**			**(390)**	**(472)**		
現金および現金同等物の増加/（減少）(A+B+C+D)		**(407)**	**(493)**			**(1,205)**	**(1,459)**		
現金および現金同等物期首残高(1)		7,121	8,624			8,326	10,083		
現金および現金同等物期末残高(2)		6,714	8,131			7,121	8,624		

(1) うち、2018年1月1日現在の現金および現金同等物は7,021百万ユーロ（2017年1月1日現在は8,290百万ユーロ）、2018年1月1日現在の短期有価証券は69百万ユーロ（2017年1月1日現在は36百万ユーロ）、ならびに、2018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31百万ユーロ。

(2) うち、2018年12月31日現在の現金および現金同等物は6,630百万ユーロ（2017年12月31日現在は7,021百万ユーロ）、2018年12月31日現在の短期有価証券は63百万ユーロ（2017年12月31日現在は69百万ユーロ）、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（2017年12月31日現在は31百万ユーロ）。

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。

2017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。

当連結財務書類の発表は、2019年3月21日の取締役会で承認された。

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

2018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

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、財務書類の理解を促進するために、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と専門的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

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。

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。

非金融資産の回収可能性

非流動資産の帳簿価額は、定期的に見直しされる他に、状況や事象によりそれ以上の頻度で見直しが必要と示唆された場合には必ず見直しされる。のれんは、少なくとも年1回見直される。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。

特に、非流動資産およびのれんの回収可能価額は、キャッシュ・フローの測定を定義するため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に基づく。非流動資産の価額が減損にあたるとみなされる場合、当グループの最新の計画に従ったその資産の使用および将来の処分に基づき見積もられる回収可能価額に評価減される。

回収可能価額の計算に使用される見積りの要因は、「非金融資産の減損」の項に詳細な記載がされている。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。

各非流動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、デフォルト確率および回収確率の点でも差異があることに基づき、特定のクラスタが定義される。
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、経営陣が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。

繰延税金資産の回収可能性

2018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。

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。

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51に、当グループにとって重要性が高い偶発債務についての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。

経営者の判断

資金生成単位（CGU）の識別

「IAS第36号資産の減損」の適用に当たっては、企業結合の結果当グループの連結財務書類において認識されたのれんが、当該結合の利益を受けることとなる個々のCGUまたはそのグループに配分された。CGU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である。

経営者は、これらのCGUの特定に当たって、各々の資産グループのキャッシュ・フローが独立しており、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自立していることを確認しつつ、資産およびそれが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）を考慮した。

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。より詳細な情報については、以下の注記5および6ならびに事業に関する報告の中の「事業部門別業績」に関する記述を参照。

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、のれんの節に示すとおりであり、これを参照することを推奨する。

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、および資産グループが独立したキャッシュ・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。

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、過年度にこうした支配の存在の分析を、当時に適用されていたIAS第27号の規定の下で行い、その上で、特定の企業（エムゲサおよびコデンサ）について、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。このアプローチは、〔関係会社の状況〕の「2018年12月31日現在のエネル・グループの子会社、関連会社およびその他の重要な株式投資」に詳細を示すように、IFRS第10号の適用において上で説明された要件に基づいて実施された評価においても維持された。

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。

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、公共サービスを提供する権利を移管し、こうした公共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管理することと引き換えに、特定期間にわたって主要な公共施設を利用する権利を与える契約と定義できる。

より具体的には、IFRIC第12号は、委譲者が次の各要件に該当する場合に、公的部門から民間部門へのサービス委譲契約に適用される。

＞　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、当グループに関してこれらの規定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。

顧客との契約から生じる収益（IFRS第15号の範囲内）

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

契約が複数の約束され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。当グループはまず、履行義務が一定の期間にわたり収益を認識する基準を満たすかについて決定する。支配が一定の期間にわたり移転されていれば、当グループは、約束された財またはサービスおよび履行義務の両方の性質の考慮も行いながら、履行義務の完全な充足に向けた進捗を測定する適切な手法を選択する。一定の期間にわたるという基準を満たさない場合、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。

特に、IFRS第15号が収益認識に関する主な概念および原則を変更していることを考慮して、当グループは以下の主な収益源については、新たな会計要件に基づく特定の評価が必要であるとみなしている。

＞　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評価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対して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。

＞　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、規制および法令に基づき国別で異なる可能性がある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）をその契約が含んでいるかを評価するために完了する。

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」であるかについてを評価を行うこの重要な権利を認識する期間が当初の契約期間を超えて延長されるかについて算定するため、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）。

＞　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。そうした契約については、当グループは通常、進捗の測定にはインプット法の使用が適切であるとみなしている。ただし、特定の契約の分析によりその他の手法の利用が推奨される場合はその限りではない。そうした場合には、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表す最良の手法とみなされる。

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、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が見込まれる場合において、IFRS第15号の範囲内の顧客との契約を獲得するために発生した増分費用（識別された契約に直接起因し契約が獲得された場合にのみ支払われる）のみを資産計上する。
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「デリバティブとヘッジ会計」を参照すること。

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、会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、2018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。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・エスピーエーの機能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。負の差額は、損益を通じて認識された。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。負の差額は、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「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および無形資産をリース契約の下で保有している。

これらの契約は、識別された資産が存在する場合にオペレーティング・リースとファイナンス・リースのどちらを構成するかを判定するために、IAS第17号に示されている状況および指標に基づいて分析される。

ファイナンス・リースは、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と定義される。ファイナンス・リースの定義を満たさないすべてのリースは、オペレーティング・リースに分類される。

ファイナンス・リースの下で保有する資産は当初認識時に有形固定資産として認識され、関連する負債は長期借入金として認識される。リース開始日に、ファイナンス・リースは、リース資産の公正価値と、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る。

資産は、その耐用年数に基づいて減価償却される。また、リース期間終了後、当社がリース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を行っている。
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る。
正式にはリース契約に分類されていない契約であっても、当該契約の履行が特定資産の使用に依存しており、かつ当該契約により当該資産の使用権が移転するものであるような場合にも、リース契約であると判断され得る。

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く、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コストによって測定される。
これらのコストには、当該資産を意図した利用のために準備するのに必要な、直接起因するコストも含まれる。
社内開発コストは、当グループが無形資産の完成の技術上の実行可能性および当グループが当該資産を完成させ、それを使用または売却する意図と能力を有することが合理的に立証でき、かつ当該資産が将来の経済的便益を創出する場合に、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**
工業所有権および知的財産権：	
－ 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号の範囲内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。

＞　当グループがその費用を回収できると見込んでいる場合。

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純損益に認識するため減損の検討評価の対象となる。

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、のれんは識別された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。かかる証拠が存在する場合には、当該資産の回収可能価額が見積られる。回収可能価額には、当該資産の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の金額を用いている。

有形固定資産、投資不動産、無形資産およびのれんの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、当該資産が生成する見積将来キャッシュ・フローの現在価値によって表される。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、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。

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。

独立したキャッシュ・フローを生成しない資産の回収可能価額は、当該資産が属する資金生成単位を基づき決定される。

資産または資金生成単位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。

資金生成単位の減損損失は、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。

のれん、耐用年数が確定できない無形資産、および使用可能となる前の段階にある無形資産の回収可能価額は、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、その回収可能性が検討される。
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号の範囲内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すているのかを指す。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、契約資産ならびにその範囲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、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）、報告日時点での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。

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。

当期を初年度として、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。このため、そしてIAS第29号の適用に基づき、当グループは当該基準の採用から生じる影響を当年度の期首（2018年1月1日）から認識している。

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、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。

当グループは、契約、法律または取引慣行に従って、IFRS第15号の範囲内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。

政府補助金

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。

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収益および収入に計上され、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、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。

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。

収益

当グループの収益はIFRS第15号の範囲内の顧客との契約から主に発生する。当グループは、約束され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描写するようにこうした収益を認識する。

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。

－　契約が承認されており、当事者がその義務を確約していること。

－　財またはサービスに対する権利および支払条件が識別可能であること。

－　契約に経済的実質があること。

－　当グループが権利を得ると見込んでいる対価が回収の可能性が高いこと。

こうした識別基準を評価するため、当グループは以下の特性を含めたすべての事実および環境を検討する。

－　契約が強制可能な権利および義務を創出する2人以上の当事者間の合意であること。

－　契約における権利および義務の強制力は法律の問題であること。

－　契約は書面による場合もあれば、口頭による場合や、当グループの取引慣行により含意される場合もあること。

－　顧客との契約の成立に関する慣行およびプロセスは法定管轄区域、業種または事業体により異なること。さらに、それらは当グループ内においても異なることがある（例えば、顧客の階層または約束された財またはサービスの性質に左右されることがある）。

－　当グループは、顧客との合意が強制可能な権利および義務を創出しているか否か、およびその時点を判定する際に、こうした慣行およびプロセスを考慮する。

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。支配を表す指標には、(a)財またはサービスの提供に対する主たる責任を有していること、(b)在庫リスクを引き受けていること、および(c)財またはサービスの価格を定める裁量を有していること、などがある。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、約束された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（契約に法的強制力がある契約条件を用い、契約が解約、更新または修正される可能性を考慮せずに）、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、取引価格が以下を含んでいるかについて検討する。

－　契約により当グループが権利を受ける報酬が異なる可能性がある場合、または契約に記載された価格は固定であるものの、ある事象が将来に発生、または発生しない場合にのみ当グループが報酬に対する権利を得る場合、変動対価。取引価格に含まれる変動対価の見積金額は、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金額の制約を受ける。

－　公正価値で測定される顧客から受領した金以外の対価。

－　顧客から受領した別個の財またはサービスに対する支払でない限り、取引価格の減額を表す顧客に支払われる対価。

－　支払の時期が顧客への財またはサービスの移転の時期と合致しない場合に存在する可能性のある重要な金融要素。当グループは、契約開始時において約束された財またはサービスの顧客への移転時点と顧客が当該財またはサービスに対して支払った時点の間の期間が1年未満であると見込んでいる場合、重要な金融要素の影響を見込まない。

＞　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、約束され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。

契約が、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を含んでいる場合（重要な権利は顧客が契約を締結することで初めてオプションを取得でき、そのオプションが追加的な財またはサービスを個別販売価格以下の価格で取得する能力を顧客に対して提供する場合にのみ存在する）、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（すなわち、その使用を指示し、財またはサービスによる実質的にすべての残存する便益を取得し、他者が同様のことをすることを阻止する能力）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。

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。

- **当グループが履行を行うにつれて、その便益の受領および消費を顧客が同時に行っていること。**
- **当グループの履行が資産を創出するかまたは増価させ、当該資産の創出または増価につれて当グループがそれを支配する。**
- **当グループの履行が、当グループが他に転用できる資産を創出せず、当グループが現在までに完了した履行義務に対する支払を受ける強制可能な権利を有していること。**

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、以下を用いて測定することで、一定の期間にわたり収益を認識する。

- **アウトプット法：　現在までに移転した財またはサービスの顧客にとっての価値の直接的な測定と、契約で約束した残りの財またはサービスとの比率に基づいて収益を認識する。**
- **インプット法：履行義務の充足のための当グループ労力またはインプットが、当該履行義務の充足のための予想されるインプット合計に占める割合に基づいて収益を認識するた。**

当グループは、契約開始から完全な充足までの進捗を測定する際においては、同様の履行義務および同様の状況に対して、単一の方法を継続的に適用している。

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り充足されない場合には、以下の指標の考慮も行って、当グループは財またはサービスの支配が顧客へ移転された時点を判定する。

- **現在の支払義務**
- **物理的占有**
- **法的所有権**
- **所有に伴うリスクと経済価値、および**
- **資産の検収**

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。

従来の基準において収益認識に用いられた一般的基準については、2017年12月31日時点の財務書類に対する注記を参照すること。
より具体的には、IFRS第15号および従来の基準において、主な取引に対して用いられた基準の要約は以下のとおりである。

＞　財の販売による収益

- **従来の基準においては、財の所有に伴う重大なリスクおよび経済価値が顧客へ移転された際に認識される。**
- **IFRS第15号においては、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。**

＞　電力／ガスの販売および輸送による収益

- **従来の基準においては、当該収益はこれらの商品が顧客（すなわちエンドユーザー）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を参照して認識され、請求書が未発行であっても、見積数量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。**
- **IFRS第15号においては、収益認識は通常同一であるが、基礎となる評価は異なる。これは、こうした契約は通常、一定の期間にわたり充足される単一の履行義務（すなわち一連の）を含んでおり、当グループが顧客に請求する権利を有する金額が、現在までに完了した履行の顧客に対する価値に直接対応している場合には、当グループはアウトプット法を適用して収益を認識していることの結果によるものである。**

＞　サービス提供による収益

- **従来の基準においては、報告期間末時点でのサービスの進捗状況に応じて、すなわちサービスが提供された時点で認識される。取引の進捗状況は、履行されるべきサービス全体に対する履行されたサービスの比率、または取引見込総費用に対する発生した費用の比率に基づき算定される。信頼性をもって収益額を算定できない場合には、認識される費用のうち回収が可能な範囲でのみ収益が認識される。**
- **IFRS第15号においては、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、その進捗を最も正確に反映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収益が認識される。特定の契約の分析により履行義務の充足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、進捗の測定には発生原価法（原価比例法）が適切だとみなされる。**

＞　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

－　従来の基準においては、サービス接続が識別されたときにのみ、接続業務の完了時に全額が認識される。複数の個別に識別可能なサービスが識別された場合、受領したまたは受領し得る総対価の公正価値は、各サービスに配分され、当該期間に遂行されたサービスに関連する収益が認識される。特に、継続的なサービスが識別された場合、関連収益は通常、顧客との契約の条件によって算定されるか、あるいはそのような契約が期間を明示していない場合、譲渡された資産の耐用年数を超えない期間にわたって認識される。

－　IFRS第15号においては、契約に含まれる履行義務の充足に基づいて収益が認識される。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うる

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。このトピックの詳細については、経営者の判断の項を参照すること。

＞　工事契約による収益

－　従来の基準においては、結果について信頼性の高い見積りが可能で、当該契約から利益が発生する可能性が高い場合は、報告期間末時点における工事活動の進捗度に応じて認識される。この基準の下では、収益および利益は完成済みの作業に比例して配分される。

総工事費用が総工事収益を上回る可能性が高い場合、当該工事契約からの見込損失は、工事の進捗度とは無関係に、直ちに費用として認識される。

工事契約の結果について信頼性の高い見積りが不可能な場合、工事収益は、回収可能性の高い発生工事費用に等しい額に限って認識される。

進行中の工事の進捗度は、原価比例法を使用して、測定日までに実行した作業に関して発生した費用と見積総工事費用の比率として算定される。工事収益には、契約において合意された収益の当初金額に加えて、変更、賠償請求およびインセンティブに関する支払が、実際に収益をもたらす可能性を高く、信頼できる測定が可能な範囲で認識される。

工事作業についての顧客からの未収金は資産として表示され、工事作業についての顧客への未払金は負債として表示される。

－ IFRS第15号においては、工事契約が一定の期間にわたり充足される履行契約を含んでいると当グループが見込んでいる場合、当該進捗をより正確に描写する適切な方法を用いて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により、連続して認識される。特定の契約の分析により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、進捗の測定に発生原価法（原価比例法）が適切だとみなされる。

工事作業についての顧客からの未収金は契約資産として表示され、工事作業についての顧客への未払金は契約負債として表示される。

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。

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。

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。

注記3 最近の会計基準

2018年に適用された新たな会計基準

当グループは、2018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。

- **2014年7月24日に最終版が公表された「IFRS第9号－*金融商品*」（2017年10月公表の「IFRS第9号の改訂：負の補償を伴う期限前償還要素」を含む）。この基準既存の「IAS第39号－金融商品：認識および測定」に置き換わり、従来版に完全に代わるものであり、当グループは2018年1月1日からの適用を選択した。**
- **2014年5月に公表された「IFRS第15号－*顧客との契約から生じる収益*」（2015年9月公表の「IFRS第15号の改訂：*IFRS第15号の発効日*」、およびIASBおよびFASBにより設立された合同移行リソース・グループが審議した実務上の便法やいくつかのトピックを明確化する目的で2016年4月に公表された「IFRS第15号『*顧客との契約から生じる収益*』の明確化」を含む）。新基準は「IAS第11号－工事契約」、「IAS第18号－収益」、「IFRIC第13号－カスタマー・ロイヤルティ・プログラム」、「IFRIC第15号－不動産の建設に関する契約」、「IFRIC第18号－顧客からの資産の移転」、および「SIC第31号－収益－宣伝サービスを伴うバーター取引」に置き換わり、顧客とのすべての契約に適用されるが、例外もある（例えば、リースおよび保険契約、金融商品等）。**

＞ 2016年6月に公表された「IFRS第2号の改訂：*株式報酬取引の分類および測定*」。改訂内容は以下のとおりである。

－ 測定日（すなわち付与日、各報告期間の末日、および決済日）における現金決済型の株式報酬取引の公正価値は、市場条件（目標株価など）や権利確定条件以外の条件を考慮し、代わりに勤続条件および市場条件以外の業績条件を考慮に入れず測定されることを明確化している。

－ 源泉徴収義務について純額決済する特性のある株式報酬取引は、取引全体を持分決済型の取引に分類することを明確化している（純額決済の特性がなかった場合にも同区分に分類されることを仮定している）。

－ 取引分類を現金決済型取引から持分決済型取引へ変更する場合の株式報酬の条件修正の会計処理に関する要件を定めている。

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。

＞ 2016年9月に公表された「IFRS第4号の改訂：*IFRS第9号「金融商品」のIFRS第4号「保険契約」との適用*」。改訂内容は以下のとおりである。

－ 保険を主な業務とする保険会社にIFRS第9号の適用を2021年まで延期することを認める（「一時免除」）

－ 保険会社が、将来に保険契約に関する新たな会計基準が公表されるまで、IFRS第9号の適用によって生じる、損益ではなくその他包括利益（OCI）を通じて認識される項目の変動を認識することを認める。（「オーバーレイ・アプローチ」）

当グループは、IFRS第9号適用の保険セクターに対する一時的免除のオプションを行使しないことに決定している。

＞ 2016年12月に公表された「IAS第40号の改訂：*投資不動産の振替*」。この改訂は、投資不動産への、または投資不動産からの振替は、用途に変更がある場合に限られることを明確化している。この変更は証拠の裏付けがなくてはならず、単に意図を変更しただけでは振替に対する十分な裏付けとはならない。この改訂では用途の変更例を拡大し、完成した不動産の振替だけでなく、建設または開発中の資産も含めている。当該改訂の適用は連結財務書類に影響を与えなかった。

＞ 2016年12月に公表された「IFRIC第22号－*外貨建取引と前渡・前受対価*」：この解釈指針は、資産、費用または収益（またはその一部）の当初認識に用いる為替レートを決定するに際して、取引日とは、企業が前渡・前受対価の支払または受領から生じる非貨幣資産または非貨幣負債を認識する日であ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。

＞ 2016年12月公表された「*IFRSの年次改善（2014-2016年サイクル）*」。この文書には、既存の基準の正式な改定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1号－*国際財務報告基準（IFRS）の初度適用*」：この改訂は、IFRS第7号、IAS第19号、IFRS第10号への移行に関する「短期的な免除」を削除している。

＞ 「IAS第28号－*関連会社および共同支配企業に対する投資*」：この改訂は、ベンチャーキャピタル企業（またはミューチュアルファンド、ユニットトラスト、およびこれらに類する事業体（投資関連保険を含む））が保有する関連会社または共同支配企業への投資を、損益を通じた公正価値で測定する選択肢は、当初認識時に各関連会社または共同支配企業ごとに個別に選択せねばならないことを明確化した。

新規定の適用は連結財務書類に重大な影響を与えなかった。

＞ 1989年7月に公表された「IAS第29号－*超インフレ経済下における財務報告*」：この基準は主に、機能通貨が超インフレ経済下の通貨である会社の連結財務書類を含めた財務書類における測定、表示および開示に対する基準を提供している。2018年1月1日より、当グループはアルゼンチンにおける会社の財務書類に当該基準を適用している。

今後の会計基準

以下は、2018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。

＞ 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。2017年10月31日に公表された欧州規則2017/1986号により、「IFRS第16号－リース」は承認された。

IFRS第16号は、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。

リースの開始時点において、リース賃借人は支払リース料に対する負債（すなわちリース負債）およびリース期間において原資産を使用する権利を表す資産（すなわち使用権資産）を認識することになる。リース賃借人は、リース負債に対する支払利息および使用権資産に対する減価償却費を区分して認識することが必要となる。

リース賃借人は、一定の事象（例えば、リース期間の変更、当該支払の算定に用いられる指数または利率の変更による将来の支払リース料の変動）が発生した場合に、リース負債を再測定することも必要となる。リース賃借人は通常、リース負債の再測定金額を使用権資産の調整として認識することになる。

従来、当グループはオペレーティング・リース費用をリース期間にわたり定額法で認識しており、実際の支払リース料と認識された費用の一時差異が存在する範囲に限り資産および負債を認識していた。

IFRS第16号における貸手の会計処理は、IAS第17号における現在の会計処理と実質的に変更がない。貸手は引き続きIAS第17号と同様の分類原則を用いてすべてのリースを分類し、オペレーティング・リースとファイナンス・リースの2種類のリースを区別することになる。

当該基準は、リース賃借人に対して、「少額」資産（パーソナル・コンピュータなど）のリースおよび短期リース（すなわちリース期間が12ヵ月以内のリース）の2つの認識の例外を含んでいる。IFRS第16号は2019年1月1日以降に開始する年次会計期間に発効する。

当グループは2018年12月31日に終了する年度の連結財務書類においてIFRS第16号の早期適用を行っていない。いずれの場合においても、IFRS第16号の適用が初度適用の期間における当グループの財務書類に及ぼす影響の可能性を評価するため、当グループはプロジェクト・チームを立ち上げ、当グループのすべてのリース契約をIFRS第16号の新たなリース会計規則に照らして見直しを行った。特に、当グループは新たな会計要件を管理するための具体的なITシステムツールを特定し、新たな会計枠組みを遵守するよう会計プロセスの見直しを行った。

プロジェクト・チームの事前調査結果として、以下に記載するように、当グループはIFRS第16号の初度適用が当グループの連結財務書類に及ぼす見積影響の評価を行った。

新たな会計基準は、リース契約を有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ことになる。取り上げられた主な議題は、土地・建物、車両・その他の輸送手段およびその他のテクニカル機器のリースに関する議題である。

リース契約の評価は、その複雑性および満了日が長期的にわたることから、新たな会計基準の潜在的影響を見積もるためには、相当な専門家の判断を必要とする。特に、用いられた主な前提は以下のとおりである。

- **リース契約に含まれる非リース構成要素の識別。**
- **最終的な終了オプションの行使の可能性の考慮も行ったうえでの、識別されたリース契約に含まれている更新可能オプションの評価。**
- **指数または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場合を判断するため、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。これは、事前にリースの計算利子率が判定できない場合のリース賃借人の追加借入利子率に等しい。移行においては、同基準により認められているとおり、当グループは2019年1月1日時点でのリース賃借人の追加借入利子率（IBR）を用いている。これは、同様の経済環境において使用権資産と同様の価値の資産を取得するために必要な資金の借入を、同様の期間において同様の有価証券を用いて行う際に、リース賃借人が支払わなくてはならない利子率である。この利子率は、契約の個別レベルまたはポートフォリオごとに算定が可能である。IFRS第16号を採用するにあたりエネル・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、移行時点での支払リース料の現在価値を計算するために必要なこの追加借入利子率を算定することであった。エネル・グループの追加借入利子率を算定するアプローチは、リスクフリー・レートの評価に基づいており、この評価は、リース賃借人に特有の追加借入利子率を計算するため、契約上のキャッシュ・フロー、リース期間およびリース契約の交渉が行われた経済環境ならびにクレジット・スプレッドの調整を考慮している。この利率は、適切な場合には、その本源的価値が貸手に対してのデフォルト・リスクを軽減するリース資産に対しては調整されている。**

当グループは、リース期間が初度適用日から12ヵ月以内に終了するリース契約、および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して同基準により提案されている例外の使用を選択している。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。

新たな会計基準の移行にあたっては、当グループは以下の実務的な方法の使用を選択している。

- 従来、IAS第17号およびIFRIC第4号を適用してリースとして識別されていた契約に対する同基準の適用。
- 修正遡及適用アプローチの使用。当グループはIFRS第16号を採用したことによる累積影響を、2019年1月1日時点での利益剰余金に対する調整として比較情報を修正再表示することなく認識した。
- リース負債の残存する支払リース料の現在価値での測定。割引率は2019年1月1日時点でのエネル・グループの事業体のリース賃借人の追加借入利子率で表示された。
- 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すること。それぞれのリースごとに、関連する金額のリースに関しては、当グループは一部の使用権資産を、同基準が開始日から適用されていたかのように、帳簿価額で測定することを選択した。
- 当該リースが不利であるかについてのIAS第37号に従った評価に基づき、使用権資産が2019年1月1日時点で回収可能であるかについての評価に依拠すること。

現在利用可能な情報に基づき、当グループは2019年1月1日時点において1.4十億ユーロの追加的なリース負債を認識することを見積もった。

特に、こうした追加的リース負債は主に建物および再生可能エネルギー発電所の借地に関連する使用権に関連している。

以下は、IAS第17号の要件に基づき開示された最低支払リース料とIFRS第16号の影響の2019年1月1日時点で利用可能な情報に基づいた調整表である。

十億ユーロ

リース契約に対する最低支払リース料－IAS第17号	2.4
加重平均借入利子率	6.5%
割引の影響	1.0
IFRS第16号におけるリース負債	1.4

＞ 2017年5月に公表された「IFRS第17号－*保険契約*」は、基本的に、事業体が発行した再保険契約および事業体が保有する再保険契約を含む保険契約の認識、測定、表示および開示についての原則を定義している。IFRS第17号は従来の基準であるIFRS第4号に置き換わるものであるが、IFRS第4号においては、企業は保険契約を単一の方法で会計処理をする必要がなかった。その代り、保険契約は法域ごとに異なる方式で会計処理されており、同一企業内でも異なる方式で会計処理がされることがあった。

この新基準の特徴は次のとおりである。

- 保険契約の義務、リスクおよび損益に関する最新の情報の提供を求めている。
- 保険会社によって提供される財務情報の透明性を高め、それによって投資家およびアナリストの保険業界に対する知識への信頼を高める。
- すべての保険契約について、現行の測定モデルに基づく首尾一貫した会計処理を導入する。

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する。当グループは、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。

＞ 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上の取扱を明確化している。当該改訂は、会計上の取扱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が（IFRS第3号に定義される）「事業」を構成するかどうかに左右されることを確認している。資産が事業を構成する場合、投資家は資産の売却または拠出による損益の全額を認識することになる。資産が事業の定義を満たさない場合、関連会社または共同支配事業においての関連のない投資家の持分の範囲に限り、投資家は損益を認識する。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。当グループは、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。

＞ 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*」。これらの改訂は、「重要性がある」の定義を「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」として明確化している。 新たな定義に「情報を覆い隠す」という概念を組み込むことで、当該改訂は、情報が省略または誤表示と同じような影響を及ぼす方法で提供される場合には、情報は覆い隠されていると明確に述べている。主要な利用者の意思決定に影響を及ぼし得ない情報までもが財務書類に含められなければならなくなる状況を回避するため、当該改訂は「影響を与える可能性がある」を「影響を与えると合理的に予想し得る」で置き換え、重要性の定義の新たな閾値も導入している。最後に、当該改訂は、企業がどの情報を開示すべきかを決定する際に財務書類利用者（すなわち、既存の投資家および将来の投資家、貸手ならびにその他の債権者）を考慮する必要があることを明確化している。この基準は、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し、早期適用が許容される。当グループは、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。

＞ 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*」。

当該改訂は、企業がこのような事象が発生した後、残りの年次報告期間における当期勤務費用および利息純額を算定する際に、更新後の数理計算上の仮定を利用するよう求めている。当該改訂は、制度改訂、縮小または清算の会計処理の規定が資産上限額の規定へどのように影響するかについても明確化している。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。当該改訂は、2019年1月1日以降に発生する制度改訂、縮小または清算に適用され、早期適用が許容される。当グループは、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。

＞ 2018年10月に公表された「IFRS第3号の改訂－*事業の定義*」。当該改訂は、事業としてみなされるためには、その取得が最低でも1つのインプットと1つの実質的なプロセスを含み、それらが一体でアウトプットを創出する能力に大きく寄与しなくてはならないことを明確化している。新たな指針は、インプットと実質的なプロセスが存在する時点を評価する枠組みを定義している。それにより、事業の定義およびアウトプットの定義は、顧客に提供される財またはサービスに焦点があてられており、コストの低減という形でのリターンおよびその他の経済的便益に言及する文言は削除された。さらに、市場参加者が欠けているインプットまたはプロセスを置き換え、アウトプットを創出することができるかについて評価することは必要がなくなった。当該改訂は、任意のテストも導入しており、充足する場合には、それ以上の評価が不要となる（集中テスト）。この任意のテストにおいては、取得した総資産の公正価値の実質的にすべてが、単一の識別可能な資産（または類似する識別可能な資産のグループ）に集中する場合に、取得した事業および資産の組み合わせは事業に該当しない。この基準は、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し、早期適用が許容される。当グループは、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。

＞ 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*」。改訂版には、2010年に公表された従来版の概念フレームワークに対する包括的変更が含まれている。財務報告の概念フレームワークの改訂には新たな概念が含まれており、更新された定義と認識基準を定め重要な概念を明確化している。特に、当該改訂は以下を定義している。

- 一般目的財務報告の目的
- 有用な財務情報の質的特性
- 報告企業およびその境界に関する記述
- 資産、負債、持分、収益および費用の定義ならびにこれらの定義を裏づけするガイダンス
- 財務書類における資産および負債の認識および認識の中止の基準
- 測定基礎およびそれを用いる際のガイダンス
- 表示および開示に対する概念およびガイダンス、ならびに
- 資本および資本維持に関する概念

財務報告の概念フレームワークの改訂には、結論の根拠が付属している。IASBは別個の付属文書である「IFRS基準における概念フレームワークへの参照の改訂」も公表しており、概念フレームワークの改訂に対する参照を更新する際に影響を受ける基準の改訂を定義している。

概念フレームワークの改訂は、2020年1月1日以降に開始する年次報告期間から発効し、早期適用が許容される。当グループは、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。

＞ 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」を適用せねばならないことを明確化している。この基準は、承認を条件として、2019年1月1日以降に開始する年次会計期間から発効する。当グループは、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。

＞ 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。法人所得税務処理に関する不確実性は、当期税金および繰延税金の両方に影響を与える可能性がある。不確実性の影響を反映する閾値は、税務当局は調査する権利を有している金額を調査し、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可能性が高いか否かである。当該解釈指針はまた、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企業の見積またはその両方についての企業の結論を変える可能性がある場合には、企業が行った判断または見積を再評価することを求めている。この解釈指針は、2019年1月1日以降開始する年次会計期間から発効する。当グループは、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。

＞ 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定と明確化が含まれている。それぞれの改訂は、2019年1月1日以降に開始する年次報告期間より適用され、早期適用が許容される。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、共同事業者が共同支配事業である事業の支配を獲得した際に、当該共同事業者は以前から保有していた当該共同支配事業における持分を取得日現在の公正価値で再測定する旨を明確化している。

＞ 「IFRS第11号－*共同支配の取決め*」：この改訂は、共同支配事業に参加しているが、当該事業の共同支配を有していない当事者が、IFRS第3号で定義される事業を構成する当該事業の共同支配を獲得した場合、当該当事者は従来から保有していた共同支配事業に対する持分を再測定することは求められない旨を明確化している。

＞ 「IAS第12号－*法人所得税*」：この改訂は、企業は配当金（IFRS第9号の定義による）支払の負債を認識した際に、配当可能利益を発生させた取引を企業がどこで当初認識したかに従って、損益、その他の包括利益または資本で当該配当金の法人所得税影響額を認識することを明確化している。

＞ 「IAS第23号－*借入コスト*」：この改訂は、企業が適格資産を取得する目的のために特別に行い、当該資産の意図した使用または販売の準備できた時点で残高となっている借入を、すべて一般借入に含めなければならない旨を明確化している。

当グループは、将来におけるこの規定の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。

注記4 新たな会計基準の適用の影響

IFRS第9号および第15号の初度適用の影響

2018年1月1日付で、IASBが公表した新たな基準であるIFRS第9号および第15号が発効した。エネルはこれらの基準で初度適用企業に対して想定している簡素化を使用するオプションの行使を選択したため、適用初年度における遡及的適用により、2018年1月1日現在の財政状態計算書のいくつかを修正再表示する結果となった。

以下でこれらの新基準によって導入された主要な変更点を説明している。これらの内容の詳細については、前述の注記3を参照。

＞ 2014年7月24日に「IFRS第9号－*金融商品*」の最終版が公表され、既存の「IAS第39号－金融商品：認識および測定」に置き換わり、過去のすべての版に取って代わった。IFRS第9号最終版は、分類、測定、減損、ヘッジ会計に関するIAS第39号からの移行プロジェクトの3つのフェーズの結果を盛り込んでいる。

2017年、新基準の適用の3つの分野についての移行プロジェクトが完了した。各プロジェクトの流れにおいては、以下が含まれていた。

－ 「*分類および測定*」：IAS第39号で規定されていた金融商品の分類のための手続きがIFRS第9号の元で想定される分類のための手続き（すなわち、SPPIテストおよびビジネス・モデル）との比較で評価された。

IASBが2017年10月に発表し、2018年1月1日からの早期適用の選択肢を認め、2019年1月l 日から適用される「IFRS 第9号の改訂：負の補償を伴う期限前償還要素」が2018年第1四半期に承認された事実を考慮し、当グループは、この改訂の早期かつ遡及的な適用を選択した。同四半期中に、エネルは以下の改訂によって影響を受ける状況を分析した。

a) 元本と金利の支払のみであるが、期限前償還オプションがあることだけを理由にSPPI テストを満たさない契約上のキャッシュ・フローを有する特定の金融資産について適用除外を導入し、基準で規定されている特定の状況において、損益を通じた公正価値測定を認めた。

b) 金融負債の認識中止には至らない条件変更（または交換）の際のIFRS第9号の金融負債の償却原価の調整に対する要求は、金融資産の調整に関する類似規定と一貫することを明確化した。したがって、新規のキャッシュ・フローは当初の実効金利で割り引かれ、当該負債の条件変更前の現在価値と、新しい価額との差異は、条件変更日時点で損益を通じて認識するものとされる。これに関連して、エネルは2015年と2016年に行われた交換取引を参照して、IAS第39号に準拠して、国際的なベストプラクティスにおいて想定される会計上の取扱いを適用し、契約上の条件変更日時点では純損益を通じた収益またはコストの認識を行わず、交換日に再計算された実効金利で、条件変更された金融負債の残存期間にわたって償却した。本改訂の早期適用の結果、これらの交換は2018年1月1日より適用される新しい方法を使用して会計処理され、期首残高を修正再表示したため、当グループの株主持分は97百万ユーロ増加し、それに伴い純金融負債は129百万ユーロ減少した。

－ 「*減損*」：当グループの信用エクスポージャーの大半を占める売掛金に重点を置いて、減損の発生している金融資産の分析が実施された。特に、IFRS第9号で想定されている簡便化アプローチの適用の際に、これらの債権は、適用される法制上および規制上の環境を考慮に入れた個別のクラスタにグループ分けされ、当グループが集合的評価のために開発した予想損失に基づいた減損モデルが適用された。経営者が個別に重要性があるとみなし、信用リスクの著しい増大に関する具体的な情報が利用可能な売掛金について、分析アプローチが簡素化モデル内において採用された。この新たな減損モデルの適用により、2018年1月1日時点の当グループの株主持分は175百万ユーロ減少した。

― 「*ヘッジ会計*」：ヘッジ関係の有効性の検証およびリバランスならびにIFRS第9号に基づき適用可能な新たな戦略の分析の両方において、新たなヘッジ会計モデルを実施するための具体的な作業が遂行された。ヘッジ手段に関して、IAS第39号において想定されているヘッジ会計モデルに関する最も重要性のある変更は、オプションの時間的価値、先渡契約の先渡要素および外貨ベーシス・スプレッド（いわゆる「ヘッジ・コスト」）をヘッジ対象要素が純損益に影響を与える時点までその他包括利益（OCI）の中で繰り延べる可能性に関するものである。実務上、ヘッジ手段の公正価値（「全部」公正価値）を含むOCIの準備金は、それぞれ「ベーシス・フリー」公正価値と「ベーシス・スプレッド要素」を表示する2つのOCIの準備金に分割されている。次の表は、この分割の影響を要約している。

百万ユーロ	
IFRS第9号	**2018年1月1日現在**
デリバティブ－「全部」公正価値	**(1,740)**
デリバティブ－「ベーシス・フリー」公正価値	**(1,392)**
デリバティブ－「ベーシス・スプレッド要素」	**(348)**

2017年12月1日時点において、ベーシス・フリー公正価値およびベーシス・スプレッド要素を反映したOCIの準備金の組替は480百万ユーロであった。

＞ 2015年9月に公表された「IFRS第15号の改訂：*IFRS第15号の発効日*」を含む、2014年5月に公表された「IFRS第15号－顧客との契約から生じる収益」。

この基準は、2018年1月1日に開始される年次会計期間より遡及的に適用され、累積的影響額を2018年1月1日現在で資本において認識することが可能であった。

具体的には、IFRS第15号の新たな規定の影響を受けた当グループの連結財務書類で最も重要な状況は、主に以下に関連している。

a) 従来は接続時に純損益で認識されていたが、IFRS第15号の結果、顧客との契約に規定されている履行義務の性質に基づいて繰り延べられている送電系統への接続契約からの収益、

b) 代理人に支払った販売手数料の増分に限定した、契約を獲得するための費用の資産計上。接続手数料の繰延および契約費用の資産計上の2018年1月1日現在の当グループの株主持分に対する影響は、それぞれマイナス3,948百万ユーロおよびプラス303百万ユーロであった。

次の表は、IFRS第9号およびIFRS第15号の適用に関連するものに加えて、IFRS第15号に関してこれまでに説明されていない重要性の低い影響に伴う、2018年1月1日現在の連結財政状態計算書の変動を報告している。

百万ユーロ

資産	2017年 12月31日	IFRS 第9号の 影響	IFRS 第15号の 影響	2018年 1月1日現在
非流動資産				
有形固定資産	74,937	-	-	74,937
投資不動産	77	-	-	77
無形資産	16,724	-	193 (1)	16,917
のれん	13,746	-	-	13,746
繰延税金資産	6,354	69	1,066 (2)	7,489
持分法適用投資	1,598	-	-	1,598
デリバティブ	702	-	-	702
非流動契約資産	-	-	269	269
その他の非流動金融資産	4,002	(19)	-	3,983
その他の非流動資産	1,064	-	-	1,064
合計	**119,204**	**50**	**1,528**	**120,782**
流動資産				
棚卸資産	2,722	-	-	2,722
売掛金	14,529	(207)	(11)	14,311
流動契約資産	-	-	90	90
未収税金	577	-	-	577
デリバティブ	2,309	-	-	2,309
その他の流動金融資産	4,614	(11)	-	4,603
その他の流動資産	2,695	(19)	(66)	2,610
現金および現金同等物	7,021	-	-	7,021
合計	**34,467**	**(237)**	**13**	**34,243**
売却目的資産	**1,970**	**-**	**-**	**1,970**
資産合計	**155,641**	**(187)**	**1,541**	**156,995**

(1) **うち451百万ユーロは契約費用の資産計上による。**

(2) **1,066百万ユーロはイタリアにおける接続手数料の繰延についてのものである。**

百万ユーロ

負債および株主持分	2017年12月31日	IFRS第9号の影響	IFRS第15号の影響		2018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	3,348	(78)	(3,626)		-356
利益剰余金（繰越欠損金）	21,280	-	-		21,280
合計	**34,795**	**(78)**	**(3,626)**		**31,091**
非支配持分	**17,366**	**(20)**	**(556)**	(3)	**16,790**
株主持分合計	**52,161**	**(98)**	**(4,182)**		**47,881**
非流動負債					
長期借入金	42,439	(129)	-		42,310
従業員給付	2,407	-	-		2,407
リスクおよび費用に対する引当金（非流動部分）	4,821	-	-		4,821
繰延税金負債	8,348	40	(476)	(4)	7,912
デリバティブ	2,998	-	-		2,998
非流動契約負債	-	-	6,210	(5)	6,210
その他の非流動負債	2,003	-	-		2,003
合計	**63,016**	**(89)**	**5,734**		**68,661**
流動負債					
短期借入金	1,894	-	-		1,894
1年以内返済予定の長期借入金	7,000	-	-		7,000
リスクおよび費用に対する引当金（流動部分）	1,210	-	-		1,210
買掛金	12,671	-	(17)		12,654
未払法人税等	284	-	-		284
デリバティブ	2,260	-	-		2,260
流動契約負債	-	-	384		384
その他の短期金融負債	954	-	-		954
その他の流動負債	12,462	-	(378)		12,084
合計	**38,735**	**-**	**(11)**		**38,724**
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債	**1,729**	**-**	**-**		**1,729**
負債合計	**103,480**	**(89)**	**5,723**		**109,114**
負債および株主持分合計	**155,641**	**(187)**	**1,541**		**156,995**

(3) うち24百万ユーロのプラスの影響は契約費用の資産計上により、580百万ユーロのマイナスの影響は接続手数料の繰延による。

(4) うち124百万ユーロのプラスの影響は契約費用の資産計上により、600百万ユーロのマイナスの影響はスペインおよびルーマニアにおける接続手数料の繰延による。

(5) うち6,194百万ユーロは接続手数料の繰延による。

次の表は、IFRS第15号が適用されていない場合の2018年12月31日現在の財政状態計算書および2018年度の損益計算書への影響を報告している。

百万ユーロ	2018年		
	IFRS第15号を適用した場合	**IFRS第15号を適用しない場合**	**増減**
収益			
販売およびサービスからの収益	73,134	73,146	(12)
その他の収益および収入	2,538	2,538	-
小計	**75,672**	**75,684**	**(12)**
営業費用			
電力、ガスおよび燃料の購入	35,728	35,728	-
サービスおよびその他原材料	18,870	19,090	(220)
人件費	4,581	4,581	-
売掛金およびその他の債権の正味減損／（減損の戻入）	1,096	1,096	-
減価償却費、償却費およびその他の減損損失	5,355	5,189	166
その他の営業費用	2,889	2,889	-
資産計上された費用	(2,264)	(2,264)	-
小計	**66,255**	**66,309**	**(54)**
公正価値で測定される商品契約からの純利益／（損失）	**483**	**483**	**-**
営業利益	**9,900**	**9,858**	**42**
デリバティブから生じた金融収益	1,993	1,993	-
その他の金融収益	1,715	1,715	-
デリバティブから生じた金融費用	1,532	1,532	-
その他の金融費用	4,392	4,392	-
超インフレーションの調整から生じた純利益／（損失）	168	168	-
持分法による投資利益／（損失）	349	349	-
税引前利益	**8,201**	**8,159**	**42**
法人税等	1,851	1,836	15
継続事業からの当期純利益	**6,350**	**6,323**	**27**
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**	**6,323**	**27**
親会社株主帰属分	4,789	4,743	46
非支配持分帰属分	1,561	1,580	(19)

百万ユーロ	2018年12月31日		
資産	**IFRS第15号を適用した場合**	**IFRS第15号を適用しない場合**	**増減**
非流動資産			
有形固定資産	76,631	76,631	-
投資不動産	135	135	-
無形資産	19,014	18,844	170
のれん	14,273	14,273	-
繰延税金資産	8,305	7,229	1,076
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**	**127,257**	**1,592**
流動資産			
棚卸資産	2,818	2,818	-
売掛金	13,587	13,598	(11)
流動契約資産	135	-	135
未収税金	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	3,094	(111)
現金および現金同等物	6,630	6,630	-
合計	**35,887**	**35,874**	**13**
売却目的資産	**688**	**688**	**-**
資産合計	**165,424**	**163,819**	**1,605**

百万ユーロ	2018年12月31日現在		
負債および株主持分	**IFRS第15号を適用した場合**	**IFRS第15号を適用しない場合**	**増減**
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	5,326	(3,626)
利益剰余金（繰越欠損金）	19,853	19,807	46
合計	**31,720**	**35,300**	**(3,580)**
非支配持分	**16,132**	**16,707**	**(575)**
株主持分合計	**47,852**	**52,007**	**(4,155)**
非流動負債			
長期借入金	48,983	48,983	-
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	9,101	(451)
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	1,985	(84)
合計	**76,817**	**71,046**	**5,771**
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	3,367	-
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	13,404	(17)
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	13,196	(1,089)
合計	**40,348**	**40,359**	**(11)**
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債	**407**	**407**	**-**
負債合計	**117,572**	**111,812**	**5,760**
負債および株主持分合計	**165,424**	**163,819**	**1,605**

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。より具体的には、同水準の初度適用時の再測定およびその後の再測定の会計上の影響は以下のように認識される。

＞ 非貨幣性の資産および負債ならびに持分の2017年12月31日までのインフレ調整の影響は、関連税効果を控除して持分準備金において認識された。

＞ ベンチマーク物価指数の2018年の変動を考慮に入れるため実施された2018年に認識された同一の非貨幣性項目、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。
IAS第21号第42項(b)の規定に従い、当グループの表示通貨は超インフレーション下の経済の通貨ではないため、2017年度の財政状態計算書および損益計算書の数値の比較の目的のみでの修正再表示は不要であった。

2017年12月31日および2018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2017年12月31日	286.50%
2018年1月1日から2018年12月31日	47.83%

IAS第29号の初度適用により、2018年1月1日現在の連結財務書類の持分準備金において認識された574百万ユーロのプラスの調整（税効果の控除後）が発生し、うち212百万ユーロが親会社の株主に帰属する。さらに、2018年において、IAS第29号の適用により、168百万ユーロの純金融収益（税引前）の認識につながった。

以下の表は、2018年1月1日現在の期首財政状態計算書に対するIAS第29号の影響および2018年12月31日現在の超インフレーション下の累積影響に加えて、2018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。

	2018年1月1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	2018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	**763**	357	(355)	**765**
負債合計	**189**	97	(89)	**197**
株主持分	**574**	260 (1)	(266)	**568**

(1) この数値には44百万ユーロの2018年度の純利益が含まれている。

	IAS第29号の影響	IAS第21号の影響	影響の合計
収益	237	(338)	(101)
営業費用	235 (1)	(272) (2)	(37)
営業利益	**2**	**(66)**	**(64)**
純金融収益／（費用）	(18)	3	(15)
超インフレーションから生じた純利益／（費用）	168	-	168
税引前利益	**152**	**(63)**	**89**
法人税等	108	(28)	80
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）	**44**	**(35)**	**9**
親会社株主帰属分	25	(9)	16
非支配持分帰属分	19	(26)	(7)

(1) 58百万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) 23百万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。

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、2017年度と2018年度の間で一貫しており、比較可能である。上記で説明を行った新基準（IFRS第15号およびIFRS第9号）が主に「累積的なキャッチ・アップ修正」を用いて簡便的な遡及適用で導入されていること、および先渡要素の分離および先渡契約に関連する為替のベーシス・スプレッドの遡及的適用に関して、その影響が全体として軽微であり持分の準備金内の簡便な組替にすぎないため、当グループは連結財務書類の調整を行わなかったことを十分に考慮し、比較開示において修正再表示が必要な事項はなかった。

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。

2017年

＞ 2017年1月10日、米国に本拠を置き、ソフトウェア・ソリューションおよびスマート電力貯蔵システムを専門とする**デマンド・エナジー・ネットワークス**の100%持分を取得。

＞ 2017年2月10日、再生可能エネルギー・セクターに従事するメキシコ企業である**マース・エネルヒア**の100%持分を取得。

＞ 2017年2月14日および2017年5月4日、ブラジルのゴイアス州で配電事業に従事している企業である**エネル・ディストリブシオン・ゴイアス（旧社名CELG-D）**の持分をそれぞれ94.84%および5.04%（合計で99.88%）取得。

＞ 2017年5月16日、蓄電セクターで従事している英国企業である**タインマス・エナジー・ストレージ**の100%持分を取得。

＞ 2017年6月4日、アッヴェッリーノ県で2つの風力発電所を所有する**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%持分を取得。

＞ 2017年8月10日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（「EGPNA」）による旧株主に対する申し出が受諾されたことを受けた**エナノック・グループ**の持分100%を取得。

＞ 2017年10月25日、電動モビリティ管理システムに従事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、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカによる株式現金化取引を用いた子会社**EGPNA ロッキー・ケニー・ウインド**のクラスA証券の80%の売却。当該取引価格総額は233百万ドルで、4百万ユーロのキャピタル・ゲインが発生した。

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57百万ユーロで正式に取得したが、このうち15百万ユーロは債務の引継ぎであった。詳細については注記6.1を参照すること。

＞ 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、同社は本注記内で詳細に後述する状況を考慮して、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。詳細については注記6.3を参照すること。

＞ 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。この売却による財務的影響の詳細については、連結財務書類の注記6.5を参照すること。

＞ 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。当該取引価格総額は59百万ユーロであった。

＞ 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。当該取引価格総額は120百万米ドルであった。

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。

＞ チリにおける「エルキ」事業の企業再編。これには、エネル・ジェネラシオン・チリにおいて非支配持分を取得し、エネル・チリを通じた直接所有割合を93.55%に引き上げたこと（以前の所有持分は59.98%）、エネル・グリーン・パワー・チリにおける持分が、エネル・グリーン・パワー・ラテン・アメリカのエネル・チリへの吸収合併を受けて、グループレベルで100%から61.93%に低下したこと、エネル・チリにおける所有持分合計が60.62%から61.93%に増加したことが伴った。以後に続く項目において取引の詳細についての説明を行う。

＞ 2018年7月3日、エネルは、エネル・エックス・インターナショナルを通じて、シックスス・シンベン・ファンド（国際的なプライベート・エクイティ会社であるシンベンにより運用されるファンド）により支配されている持株会社からの、ユフィネット・インターナショナルの100%の譲渡先である媒介会社（「サカパ・トプコ・エスエーアールエル」）の約21%の150百万ユーロの投資での取得を完了した。ユフィネットは、南米における光ファイバー・ネットワークの大手ホールセール事業者である。シックスス・シンベン・ファンドは、サカパ・トプコ・エスエーアールエルの79%の株式を保有する。

＞ 2018年12月27日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、エネル・グリーン・パワーの完全子会社であるマルテ・エスアールエルを通じて保有するEFソラーレ・イタリア・エスピーエー（「EFSI」）の共同支配企業の50%持分を、共同支配企業の他のパートナーであるF2i SGRエスピーエー（「F2i」）へ214百万ユーロで売却した。売却契約条件により、イタリアにおいて稼働中の太陽光発電所の購入・運営を行うEFSIは、約13億ユーロの企業価値が割り当てられ、うち約430百万ユーロが資本で約900百万ユーロが債務であった。この売却により65百万ユーロのキャピタル・ゲインが生じた。

＞ 2018年12月、エネル・エスピーエーは、エネル・アメリカスに対する持分を最大5%まで引き上げるため金融機関と締結した2件の株式交換契約の条項により、エネル・アメリカスの持分を2.43%増加させた。

6.1 パルケス・エオリコス・ヘスティンベールの取得

2018年4月3日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（「EGPE」）は、総発電容量約132 MWの5つの風力発電所を所有するパルケス・エオリコス・ヘスティンベール・エスエルの100%の取得を完了した。
この取得には、57百万ユーロの現金支出が伴った。

以下の表は、取得した純資産の確定公正価値を報告している。

のれんの算定

百万ユーロ	2018年4月3日時点で認識された金額
有形固定資産	139
無形資産	34
繰延税金資産	8
売掛金	5
その他の流動資産	2
現金および現金同等物	11
借入金	(116)
繰延税金負債	(9)
その他の非流動負債	(11)
リスクおよび費用に対する引当金	(2)
買掛金	(1)
その他の流動負債	(3)
取得純資産	**57**
取得原価	**57**
（うち現金支払）	57
のれん	-

パルケス・エオリコス・ヘスティンベールの2018年度の業績に対する貢献は、収益で16百万ユーロ、営業利益で6百万ユーロであった。

6.2 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）の取得

2018年6月4日、エネルは、エネル・ブラジル・インベスティメントス・スデステ（「エネル・スデステ」）を通じて、ブラジルの配電会社であるエレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダージ・デ・サンパウロ・エスエーの支配を取得し、取得後にエネル・ディストリブシオン・サンパウロと社名変更した。
4月17日に開始された1株当たり45.22ブラジル・レアルでの公開買付により支配は取得された。2018年6月4日時点で、同社の株主は同社の株式資本の73.38%において買付に応じた。2018年6月7日、株式が振替された。

ブラジルの証券取引所規則に基づき、エネル・ディストリブシオン・サンパウロの株主は、翌30日間（2018年7月4日まで）も買付に応じることが可能であった。この期間中に、エネル・スデステはエネル・ディストリブシオン・サンパウロの株主資本の19.9%に相当する33,359,292株を追加取得した。それゆえ、エネル・スデステが取得したエネル・ディストリブシオン・サンパウロの持分合計は93.31%に増加し、エネル・ディストリブシオン・サンパウロが保有する3,058,154株の自己株式を考慮すると、この持分は95.05%となる。

エネル・ディストリブシオン・サンパウロは、2018年12月31日現在の連結財務書類において、同日付で把握されていた公開買付の最終結果である95.88%を用いて連結された。

1,541百万ユーロの取得費用の総額は、全額が現金で支払われた。

2018年12月31日、同社は取得価格の配分を完了し、取得資産および引受負債の公正価値を最終的に算定した。

帳簿価格に関連した主な調整は、基本的に無形資産（特に委譲権に関連したもの）および関連税効果の認識に起因する。

同社の事業が基づいている営業免許の性質を考慮すると、同社が遂行する配電事業はIFRIC第12号の適用範囲に含まれる。

のれんの算定

百万ユーロ	
配分前の取得純資産：(1)：	**343**
取得価格の配分による調整	
無形資産	1,443
繰延税金負債	(490)
リスクおよび費用に対する負債	(252)
その他の調整	71
非支配持分	(40)
配分後の取得純資産	**1,075**
取得原価	1,541
のれん	466

(1) **エネルの持分である95.88%に応じた純資産。**

特に、IAS第38号により定められた前提（企業結合の一環として取得された無形資産の認識）を適用して、取得価格の配分プロセス、ならびに具体的には取得資産の識別および測定の一環として、当期配電委譲権およびその委譲期間の今後の更新権が考慮に入れられた。当該無形資産は、対象となる委譲期間が開始されるまで、償却が開始されることはない。

それゆえ、価格の最終配分後の取得日における会計上の状況は、以下のとおりとなる。

取得日現在のエネル・ディストリブシオン・サンパウロの勘定

百万ユーロ	2018年6月7日以前の帳簿価額	取得原価配分調整	2018年6月7日現在の帳簿価額
有形固定資産	14	-	14
投資不動産	10	-	10
無形資産	968	1,443	2,411
繰延税金資産	611	93	704
その他の非流動資産	932	-	932
売掛金	828	-	828
棚卸資産	66	(5)	61
その他の流動資産	179	(10)	169
現金および現金同等物	226	-	226
借入金	(1,018)	(7)	(1,025)
従業員給付	(725)	-	(725)
繰延税金負債	(165)	(490)	(655)
その他の非流動負債	(123)	-	(123)
リスクおよび費用に対する引当金	(522)	(252)	(774)
買掛金	(377)	-	(377)
その他の流動負債	(544)	-	(544)
非支配持分	(17)	(40)	(57)
取得純資産	**343**	**732**	**1,075**
取得原価	**1,541**	**-**	**1,541**
のれん	1,198	(732)	466

エネル・ディストリブシオン・サンパウロの2018年度の業績に対する貢献は、収益で2,076百万ユーロ、営業利益で117百万ユーロであった。エネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得には、1,541百万ユーロの現金流出および731百万ユーロの純金融負債の仮定が伴った。

6.3 エンプレサ・デ・アランブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エスエーの取得

2018年7月25日、エンデサ・レッドは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%の取得を完了した。この取得には83百万ユーロの現金支出が伴った。

以下の表は、取得した純資産の確定公正価値を報告している。

のれんの算定

百万ユーロ	2018年7月25日現在の認識額
有形固定資産	65
投資不動産	4
無形資産	14
売掛金	3
その他の流動資産	2
現金および現金同等物	2
1年以内返済予定の長期金融債権	1
繰延税金負債	(5)
その他の非流動負債	(15)
その他の従業員給付	(1)
買掛金	(2)
その他の流動負債	(3)
非支配持分	(2)
取得純資産	**63**
取得原価	**84**
（うち現金支払）	*83*
のれん	21

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2018年度の業績に対する貢献は、収益で17百万ユーロ、営業利益で1百万ユーロであった。この取得には、83百万ユーロの現金流出、ならびに同社が保有する3百万ユーロの流動資産および金融債権の取得が伴った。

6.4 その他の重要性のない取得

のれんの算定

百万ユーロ	EPMエオリカ・ドロレス	エネルジア・リンピア・デ・プエルト・リベルタッド	重要性のない取得（EGPE）
取得純資産	**-**	**-**	**5**
取得原価	**5**	**7**	**5**
（うち現金支払）	*4*	*7*	*5*
のれん	**5**	**7**	**-**

その他の重要性のない取得に関しては、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ヵ月以内に識別する予定である。

6.5 メキシコにおいて再生可能エネルギー発電所を保有する8社の特別目的会社の持分の売却

2018年9月28日、子会社のエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（「EGP」）を通じて、エネルは総発電容量1.8GWのメキシコにおいて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（「SPV」）の80%の売却を完了した。
当グループは引き続きSPV の資本の20%の資本を保有し、EGPエスピーエーは引き続き媒介会社が保有する発電所を運営する予定である。

この売却には総額329百万ユーロが伴い、13百万ユーロの取引費用を差し引き、316百万ユーロの取引価値を創出した。

売却利益は150百万ユーロであった。さらに、関連する会計基準の規定により、残存非支配持分の公正価値は再測定され、40百万ユーロの利益となった。

百万ユーロ	
取引価値	329
売却純資産	(168)
取引費用	(13)
OCI準備金の戻入	2
キャピタル・ゲイン	**150**
残存非支配持分の公正価値による再測定	40
損益に対する影響合計	**190**

6.6 チリにおける企業再編ー「エルキ」事業

当グループの戦略的簡素化計画の一環として、2018年上半期中に、南アメリカにおける事業会社数の削減を目的に、株式投資の再編成が開始された。

この目的のために、3月26日に、エネルはエネル・チリが開始した、子会社であるエネル・ジェネラシオン・チリの非支配株主が保有するエネル・ジェネラシオン・チリの全株式に対する公開買付を成功裏に完了し、この買付によりエネル・チリはエネル・ジェネラシオン・チリの資本の約33.6%を取得し、同社における持分割合を93.55%に引き上げた。

この取引は2018年4月2日に完了し、対価の決済は60%が現金、40%がエネル・チリの株式によるものであった。

同日、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、この合併の発効のために、エネル・チリの増資が行われた。さらに同日、この吸収合併の結果として売却権を行使したエネル・チリの株主は、その保有株式の価額に対する支払いを受けた。

エネル・グループのレベルでは、この2つの取引の合計での効果により、当グループのエネル・チリにおける持分は60.62%から61.93%へと1.31%増加した。

この活動は非支配持分の取引であり、IFRS第3号の適用範囲ではないため、取引の結果として非支配持分が減少し、支出額合計1,406百万ユーロに対して、非支配持分の剰余金に506百万ユーロのマイナスの影響があった。

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。

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。

2018年および2017年のセグメント情報

2018年の業績(1)

百万ユーロ	イタリア	イベリア半島	南アメリカ	欧州および欧州・地中海地域	北米および中米	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
外部収益	37,411	19,413	14,687	2,349	1,438	100	274	75,672
セグメント間収益	987	79	55	12	-	1	(1,134)	-
収益合計	**38,398**	**19,492**	**14,742**	**2,361**	**1,438**	**101**	**(860)**	**75,672**
費用合計	31,504	15,998	10,374	1,844	738	47	(701)	59,804
公正価値で測定される商品契約からの純利益／（損失）	410	64	2	(1)	8	-	-	483
減価償却費および償却費	1,767	1,684	1,261	193	245	40	24	5,214
減損損失	1,058	401	134	51	9	4	-	1,657
減損損失の戻入	(19)	(251)	(1)	(148)	-	-	(1)	(420)
営業利益	**4,498**	**1,724**	**2,976**	**420**	**454**	**10**	**(182)**	**9,900**
資本的支出	**2,479**(2)	**1,433**	**2,246**	**390**	**1,373**(3)	**142**	**89**	**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) 「売却目的」に分類された3百万ユーロは含まれていない。
(3) 「売却目的」に分類された375百万ユーロは含まれていない。

2017年の業績(1)

百万ユーロ	イタリア	イベリア半島	南アメリカ	欧州および欧州・地中海地域	北米および中米	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
外部収益	37,900	19,940	13,126	2,374	1,185	96	18	74,639
セグメント間収益	881	54	28	37	2	-	(1,002)	-
収益合計	**38,781**	**19,994**	**13,154**	**2,411**	**1,187**	**96**	**(984)**	**74,639**
費用合計	32,455	16,434	8,976	1,868	430	39	(638)	59,564
公正価値で測定される商品契約からの純利益／（損失）	537	13	26	-	2	-	-	578
減価償却費および償却費	1,769	1,562	1,149	189	202	40	20	4,931
減損損失	626	461	134	83	4	2	1	1,311
減損損失の戻入	(2)	(292)	(49)	(35)	-	-	(3)	(381)
営業利益	**4,470**	**1,842**	**2,970**	**306**	**553**	**15**	**(364)**	**9,792**
資本的支出	**1,812**	**1,105**	**3,002**	**307**(2)	**1,802**(3)	**30**	**72**	**8,130**

(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44百万ユーロは含まれていない。
(3) 「売却目的」に分類された325百万ユーロは含まれていない。

セグメント別財政状態

2018年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア半島	南アメリカ	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
有形固定資産	26,295	23,750	17,387	3,218	5,745	784	64	77,243
無形資産	1,822	15,857	13,932	781	750	106	67	33,315
非流動および流動契約資産	115	12	337	-	24	-	(7)	481
売掛金	7,885	2,162	3,766	379	276	33	(890)	13,611
その他	2,864	1,784	1,387	165	324	35	(201)	6,358
営業資産	**38,981**(1)	**43,565**	**36,809**(2)	**4,543**	**7,119**	**958**	**(967)**	**131,008**
買掛金	7,385	2,658	3,074	391	802	90	(1,011)	13,389
非流動および流動契約負債	4,204	2,797	12	405	4	-	(21)	7,401
各種引当金	2,504	3,537	2,956	90	56	22	516	9,681
その他	5,550	2,578	2,867	236	915	84	704	12,934
営業負債	**19,643**	**11,570**	**8,909**(3)	**1,122**	**1,777**	**196**	**188**	**43,405**

(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、663百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(3) うち、22百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

2017年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア半島	南アメリカ	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
有形固定資産	25,935	23,783	17,064	3,052	5,800	749	54	76,437
無形資産	1,358	15,662	11,857	731	838	115	34	30,595
売掛金	10,073	2,340	2,432	337	193	29	(856)	14,548
その他	3,033	1,697	954	194	377	10	(308)	5,957
営業資産	**40,399**(1)	**43,482**	**32,307**	**4,314**(2)	**7,208**(3)	**903**	**(1,076)**	**127,537**
買掛金	6,847	2,738	2,790	426	782	60	(837)	12,806
各種引当金	2,843	3,592	1,325	101	29	20	527	8,437
その他	7,170	3,225	2,451	297	254	74	(244)	13,227
営業負債	**16,860**	**9,555**	**6,566**	**824**(4)	**1,065**(5)	**154**	**(554)**	**34,470**

(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、141百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(3) うち、1,675百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(4) うち、74百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(5) うち、145百万ユーロが「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

	2018年12月31日	2017年12月31日
資産合計	**165,424**	**155,641**
持分法適用投資	2,099	1,598
その他の非流動金融資産	5,769	4,002
「その他の非流動資産」に含まれる長期未収税金	231	260
流動金融資産	5,160	4,614
デリバティブ	4,919	3,011
現金および現金同等物	6,630	7,021
繰延税金資産	8,305	6,354
未収税金	1,282	1,094
「売却目的保有資産」に含まれる金融および税金資産	21	150
セグメント資産	**131,008**	**127,537**
負債合計	**117,572**	**103,480**
長期借入金	48,983	42,439
短期借入金	3,616	1,894
1年以内返済予定の長期借入金	3,367	7,000
短期金融負債	788	954
デリバティブ	6,952	5,258
繰延税金負債	8,650	8,348
未払法人税等	333	284
その他の未払税金	1,093	1,323
「売却目的保有負債」の負債に含まれる金融負債および税金負債	385	1,510
セグメント負債	**43,405**	**34,470**

注記8 収益

8.a 販売およびサービスからの収益－*73,134百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年	2017年	**増減**	
電力販売	43,110	43,433	(323)	-0.7%
電力輸送	10,101	9,973	128	1.3%
送電網事業者の手数料	1,012	900	112	12.4%
機関マーケット・オペレーターからの振替	1,711	1,635	76	4.6%
ガス販売	4,401	3,964	437	11.0%
ガス輸送	576	570	6	1.1%
燃料販売	8,556	8,340	216	2.6%
配電網およびガス配給網の接続料	714	800	(86)	-10.8%
工事契約	735	674	61	9.1%
環境関連証書販売	497	566	(69)	-12.2%
付加価値サービス販売	390	42	348	-
その他販売およびサービス	1,331	1,767	(436)	-24.7%
合計	**73,134**	**72,664**	**470**	**0.6%**

2018年の「電力販売収益」は43,110百万ユーロとなった（2017年は43,433百万ユーロ）。ここにはエンドユーザー向け電力販売収益32,497百万ユーロ（2017年は31,419百万ユーロ）、ホールセール電力販売収益8,276百万ユーロ、（2017年は8,819百万ユーロ）、および電力取引収益2,337百万ユーロ（2017年は3,195百万ユーロ）が含まれる。電力販売収益の減少（323百万ユーロ）は以下に起因する。

＞ **主にエネル・グローバル・トレーディングの取引量の縮小による電力取引収益の減少（858百万ユーロ）。**

＞ **ホールセール電力販売収益の減少（543百万ユーロ）。主にエネル・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販売量の減少から生じ、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーおよびエネル・アメリカスのエネルギー販売の増加により一部相殺された。**

＞ **エンドユーザー向け電力販売収益の増加（1,078百万ユーロ）。主にエネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得を受けた連結範囲の変更によるエネル・アメリカスによる規制市場における電力販売収益増加（931百万ユーロ）にとりわけ関連し、加えて主にイタリア、ルーマニアおよび南米における販売の増加による自由市場における電力販売収益の増加（166百万ユーロ）に関連し、イベリア半島における電力販売の減少により一部相殺された。**

「電力輸送」による収益は2018年に10,101百万ユーロとなり128百万ユーロ増加した。この増加には、規制市場におけるエンドユーザー向け電力輸送収益2,955百万ユーロ（2017年は3,042百万ユーロ）および自由市場におけるエンドユーザー向け電力輸送収益2,280百万ユーロ（2017年は2,132百万ユーロ）、ならびにその他事業者に対する電力輸送収益4,866百万ユーロ（2017年は4,799百万ユーロ）が含まれる。この増加は、エネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得を受けたエネル・アメリカス、販売量の増加に関連したエネル・エネルジア、およびレートおよび平滑化メカニズムに関連したイー・ディストリブッツィオーネに主に起因する。こうした影響は、販売量および加入顧客数の減少に伴う規制市場における輸送収益の減少によるイタリアにおける減少により一部相殺された。

2018年の**「送電網事業者の手数料」に関連した収益は前年比112百万ユーロ増の1,012百万ユーロであった。この増加は、電力システムが適切な安全稼動水準を確保するために欠かせない発電所の範囲の対象となるイタリアにおける発電所の報酬に対する手数料の増加に主に起因する。**

2018年の**「機関マーケット・オペレーターからの振替」に関連した収益は前年比76百万ユーロ増の1,711百万ユーロであった。この増加は基本的に、半島外地域における発電の確保により発生した費用に対する受領手数料の増加に関連したスペインの会社に係る104百万ユーロである。この影響は、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーが再生可能エネルギーの生成に対して受け取る補助金からの収益が、特定の地熱発電所および水力発電所に関連したインセンティブの終了により25百万ユーロ減少したことにより、一部相殺された。**

2018年の**「ガス販売収益」は4,401百万ユーロ（2017年は3,964百万ユーロ）となり、前年から437百万ユーロ増加した。この増加は基本的に、前年と比較した平均価格が上昇するなかでの販売量の増加によるイベリア半島における収益の増加（296百万ユーロ）、イタリアにおける収益の増加（43百万ユーロ）、および南米における収益の増加（76百万ユーロ）に影響を受けたものである。**

「燃料販売収益」は8,556百万ユーロとなり、主として天然ガスの販売に関連して216百万ユーロ増加した。2018年の燃料販売収益には、天然ガスの販売8,509百万ユーロ（2017年は8,291百万ユーロ）とその他の燃料の販売47百万ユーロ（2017年は49百万ユーロ）が含まれている。この増加は、主にエネル・グローバル・トレーディングの天然ガス販売にあたるものである。

「配電網およびガス配給網の接続料」は714百万ユーロとなり、前年比86百万ユーロの減少となった。この減少は主に、エンデサ・グループ（112百万ユーロ）、セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ（107百万ユーロ）、およびエネル・エネルジア（104百万ユーロ）にあたるものであり、イー・ディストリブッツィオーネの収益の増加（278百万ユーロ）により一部相殺された。この項目の減少は主にIFRS第15号の適用によるものであり、この適用は、電力を販売する企業については、販売者に係る手数料のみを認識し、配電事業者に係る手数料部分については販売者に「代理人」の分類を割り当てることにつながった。一方で、配電事業者については、この適用により、1月1日時点における接続手数料の遡及的組替の認識ならびに顧客との契約から生じる負債の認識およびそれに対応する株主資本への組入につながり、2018年においては、この負債のうち、組替の対象となる手数料について当期に係る部分および2018年に行われた新たな「一定期間にわたる」接続に関連した部分の損益への分配が認識された。

「工事契約」による収益は735百万ユーロとなり、61百万ユーロ増加したが、特に南米におけるものであった。

「環境関連証書販売」による収益は497百万ユーロとなり、69百万ユーロ減少したが、主にイタリアにおけるものであった。

「付加価値サービス販売収益」は390百万ユーロとなり、348百万ユーロ増加した。これは主に需要応答サービスである付加価値サービスに主に関連したエネル・エックス・ノース・アメリカに起因するものであった。エネル・エックス・ノース・アメリカは、契約で定められた報酬と交換で、需要のピーク時における消費を放棄した上で送電系統の必要性に基づき消費のバランスを取ることに合意した商業・工業消費者を取りまとめ、こうしたサービスを提供している。

「その他販売およびサービス」による収益は1,331百万ユーロとなり、436百万ユーロ減少した。この変動は主にその他販売およびサービスの減少にあたるものであり、南米における電力事業に関連してリースされた発電所および前年度において認識された税務パートナーシップによる収益の増加（352百万ユーロ）により一部相殺された。大幅な契約上の変更を受け、この新規プロジェクトに関連した税務パートナーシップは「その他の収益」において現在は認識されている（注記8.bを参照）。

総額73,134百万ユーロの2018年の収益は、ほぼ全額がIFRS第15号に定義された顧客契約による収益にあたるものであり、関連する履行義務は主に一定の期間にわたり充足されている。

以下の表は特定時点の収益および一定期間にわたる収益の内訳を表している。

百万ユーロ	2018年															
	イタリア		イベリア半島		南アメリカ		欧州および欧州・地中海地域		北米および中米		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	35,153	828	18,228	1,037	14,140	298	1,247	1,030	651	396	14	81	25	6	69,458	3,676

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		
	2018年	2017年
イタリア	27,492	27,935
その他の欧州		
イベリア半島	18,368	19,032
フランス	1,006	1,333
スイス	1,039	135
ドイツ	2,297	2,244
オーストリア	155	290
スロベニア	27	39
スロバキア	-	54
ルーマニア	1,214	1,067
ギリシャ	62	58
ブルガリア	9	9
ベルギー	320	46
チェコ共和国	113	-
ハンガリー	399	472
ロシア	989	1,128
オランダ	2,139	4,063
英国	1,685	648
その他欧州諸国	113	82
米州		
アメリカ合衆国	466	693
カナダ	23	-
メキシコ	520	359
ブラジル	6,518	4,687
チリ	3,169	3,473
ペルー	1,275	1,167
コロンビア	2,242	2,103
アルゼンチン	1,265	1,364
その他南米諸国	14	14
その他		
アフリカ	82	79
アジア	133	90
合計	**73,134**	**72,664**

8.b その他の収益および収入 *－2,538百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2018年	2017年	**増減**	
事業補助金	20	40	(20)	-50.0%
環境関連証明書補助金	664	878	(214)	-24.4%
資本助成金（電気およびガス事業）	22	21	1	4.8%
その他の払戻	353	361	(8)	-2.2%
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	287	159	128	80.5%
有形固定資産および無形資産の処分による差益	61	43	18	41.9%
サービス継続によるボーナス	44	66	(22)	-33.3%
その他の収益	1,087	407	680	-
合計	**2,538**	**1,975**	**563**	**28.5%**

「環境関連証明書補助金」は、664百万ユーロとなり、前年比214百万ユーロの減少となった。これは基本的に省エネルギー証明書に対する補助金の減少197百万ユーロおよびグリーン証書の補助金の減少17百万ユーロによるものである。

「その他の払戻」は353百万ユーロとなり、これは顧客および供給業者からの払戻金計238百万ユーロ（2017年は165百万ユーロ）ならびに保険金の補償115百万ユーロ（2017年は196百万ユーロ）に関するものである。

2018年の企業の処分益に関連する項目は287百万となり、2017年から128百万ユーロ増加したが、これは主に以下を含む。

＞ **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関連する売却企業に対する20%の残余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・エスピーエーの売却益（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）**

一方で、2017年においては、チリの会社であるエレクトロガスに対する投資の売却により生じた143百万の利益が含まれていた。

2018年の「有形固定資産および無形資産の処分による差益」は61百万ユーロ（2017年は43百万ユーロ）となり、期間中の通常処分にあたるものである。

その他の収益は1,087百万ユーロとなり（2017年は407百万ユーロ）となり、前年から680百万ユーロ増加した。この増加は、主に以下に起因する。

＞ **エネルギー、ネットワークおよび環境の規制当局（ARERA）決議50/2018/R/eel号に係る、支払済みだが未回収のシステム費用のエネルギー・環境サービス基金（CSEA）からの払戻に関連した146百万ユーロの利益の認識による電力事業関連したその他の収益の増加**

＞ **イー・ディストリブッツィオーネがF2iおよび2iレーテ・ガスとの間で達した、エネル・レーテ・ガスにおける持分の売却に関しての一括払いでの早期清算についての取決めに関連した128百万ユーロの認識による利益の増加**

＞ 2018年に完了した新規プロジェクトに対して認識した税務パートナーシップによる収益（361百万ユーロ）、これは従来「その他販売およびサービス収益」として分類されていたが、ビジネス・モデルの変更を受け、契約上の文言を修正することになった。

以下の表は、総収入およびその他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	2018年							
	イタリア	イベリア半島	南アメリカ	欧州および欧州・地中海地域	北米および中米	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
販売およびサービスからの収益	35,981	19,265	14,438	2,277	1,047	95	31	73,134
その他の収益および収入	1,430	148	249	72	391	5	243	2,538
収益合計	**37,411**	**19,413**	**14,687**	**2,349**	**1,438**	**100**	**274**	**75,672**

	2017年							
	イタリア	イベリア半島	南アメリカ	欧州および欧州・地中海地域	北米および中米	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
販売およびサービスからの収益	36,663	19,825	12,766	2,264	1,044	93	9	72,664
その他の収益および収入	1,237	115	360	110	141	3	9	1,975
収益合計	**37,900**	**19,940**	**13,126**	**2,374**	**1,185**	**96**	**18**	**74,639**

注記9 営業費用

9.a 電力、ガスおよび燃料の購入 *－35,728百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2018年	2017年	増減	
電力	19,584	20,011	(427)	-2.1%
ガス	12,944	12,654	290	2.3%
核燃料	118	137	(19)	-13.9%
その他燃料	3,082	3,237	(155)	-4.8%
合計	**35,728**	**36,039**	**(311)**	**-0.9%**

2018年度の「電力」購入は19,584百万ユーロとなり、2017年度（20,011百万ユーロ）に対して427百万ユーロ減少した。これらの費用には、国内および国際市場での相対契約を手段とした購入12,337百万ユーロ（2017年度は12,573百万ユーロ）、電力取引所での電力購入7,083百万ユーロ（2017年度は7,168百万ユーロ）、ならびに国内および国際市場でのその他の購入164百万ユーロ（2017年度は270百万ユーロ）が含まれている。

費用の減少は、国内および国際市場での購入額の減少106百万ユーロおよび電力取引所での購入額の減少85百万ユーロの両方に関連したエネル・グローバル・トレーディングによる取引量の減少に主に関しての、相対契約による購入額の減少（236百万ユーロ）に起因する。こうした影響は、エネル・ディストリブシオン・サンパウロの連結を受けた南米における電力購入の増加により一部相殺された。

「ガス」の購入は、イタリアの会社により発生した長期契約およびスポット契約の増加によって290百万ユーロ増加した。

2018年の「その他の燃料」の購入は155百万ユーロ減少して3,082百万ユーロとなった。これは主にエネル・プロデュツィオーネの発電量の減少によるものである。さらに、2018年1月1日から、石炭の購入価格をヘッジするために成立されたキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ契約の業績は、「IFRS第9号－金融商品」に従いベーシス調整法を用いて認識された。その結果、その業績（プラス43百万ユーロ）は公正価値で測定される商品契約からの純利益／（損失）としては分類されず、燃料購入として認識され、その変動は棚卸資産における影響となった。

9.b サービスおよびその他原材料－*18,870百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2018年	2017年	**増減**	
送電および輸送	9,754	9,840	(86)	-0.9%
保全および修理	1,013	1,128	(115)	-10.2%
電話および郵便	180	199	(19)	-9.5%
通信サービス	129	127	2	1.6%
ITサービス	773	627	146	23.3%
リースおよび賃借料	589	525	64	12.2%
その他サービス	4,057	3,656	401	11.0%
その他原料	2,375	1,880	495	26.3%
合計	**18,870**	**17,982**	**888**	**4.9%**

2018年のサービスおよびその他の原材料の費用は18,870百万ユーロとなり、2017年から888百万ユーロ増加した。送電および輸送の費用の減少86百万ユーロならびに保全および修理の費用の減少115百万ユーロは、とりわけその他のサービス費用の著しい増加（401百万ユーロ）およびその他の原材料の費用の著しい増加（495百万ユーロ）により相殺された。

その他サービス費用の増加は、特に、南米および北米におけるものであり、2018年のエネル・ディストリブシオン・サンパウロの連結および2017年下半期から開始されたエネル・エックス・ノース・アメリカ（旧社名エナノック）の連結に関連している。この増加は、新基準であるIFRS第15号に従い資産計上された顧客の取得に関連した費用の減少220百万ユーロにより一部相殺された。

一方で、その他原材料費用の増加は、イタリアおよびスペインの原材料およびインフラストラクチャーおよびネットワーク作業設備の購入ならびにイタリアにおける発電およびルーマニアにおける販売会社の環境関連証明書の費用の増加（179百万ユーロ）に集中している。
また、ITサービス費用も146百万ユーロ増加しており、主にイタリアおよびスペインにおけるものであり、同様に水力発電の使用の増加を受けてスペインにおいて発生した水力の支払リース料が増加したことに関連したリースおよび賃借料の費用も増加した（52百万ユーロ）。

9.c 人件費 *－4,581百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2018年	2017年	**増減**	
賃金および給与	3,157	3,152	5	0.2%
社会保障料	894	895	(1)	-0.1%
繰延報酬給付	103	104	(1)	-1.0%
その他の退職後給付および長期給付	113	139	(26)	-18.7%
早期退職奨励金	138	76	62	81.6%
その他費用	176	138	38	27.5%
合計	**4,581**	**4,504**	**77**	**1.7%**

2018年の人件費は、77百万ユーロ増加して4,581百万ユーロとなった。
当グループの従業員数は、早期退職奨励金により新規雇用および雇用終了がマイナスに偏っている状態にもかかわらず（1,332名）、基本的に以下に起因する連結範囲の変更（7,704名）を反映して6,372名増加した。

＞ 6月のブラジルにおけるエネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得
＞ 7月のイタリアにおけるYouSave事業の取得
＞ 8月のスペインにおけるエンプレサ・デ・アランブラド・エレクトリコ・デ・セウタおよびエンプレサ・デ・アランブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・ディストリビュシオンの取得
＞ 12月のエネル・グリーン・パワー・ウルグアイの売却

賃金および給与の増加は、基本的に2018年の平均従業員数の増加を反映している。
2018年の早期退職奨励金は138百万ユーロとなり、62百万ユーロ増加した。これは、主にスペインにおける「プラン・デ・サリダ」奨励金計画（40百万ユーロ）、およびイタリアにおける法律第92/2012号（「フォルネロ法」）第4条の規定に係る雇用終了によるものである。

次の表は、職階別平均従業員数の前年比較および2018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)
	2018年	2017年	**増減**	**2018年12月31日**
シニア・マネージャー	1,343	1,308	35	1,346
ミドル・マネージャー	10,614	10,073	541	10,985
事務職	33,906	32,558	1,348	34,710
従業員	20,834	18,956	1,878	22,231
合計	**66,697**	**62,895**	**3,802**	**69,272**

(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）－*1,096百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2018年	2017年	**増減**	
売掛金の減損	1,367	-	1,367	-
その他の債権の減損	18	-	18	-
売掛金およびその他の債権の減損合計	**1,385**	**-**	**1,385**	**-**
売掛金の減損の戻入	(281)	-	(281)	-
その他の債権の減損の戻入	(8)	-	(8)	-
売掛金およびその他の債権の減損の戻入合計	**(289)**	**-**	**(289)**	-
売掛金およびその他の債権の正味減損／（戻入）	**1,096**	**-**	**1,096**	**-**

1,096百万ユーロの総額は、IFRS第9号の適用の結果としてのIAS第1号の改訂による、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。2017年の比較数値は、「減価償却費、償却費およびその他の減損損失」において910百万ユーロで認識されており、IFRS第9号が簡便化アプローチを用いて適用されたため、組み替えされていない。

9.e 減価償却費、償却費およびその他の減損損失－*5,355百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2018年	2017年	**増減**	
有形固定資産	4,132	4,119	13	0.3%
投資不動産	7	7	-	-
無形資産	1,075	805	270	33.5%
その他の減損損失	272	1,311	(1,039)	-79.3%
その他の減損損失の戻入	(131)	(381)	250	65.6%
合計	**5,355**	**5,861**	**(506)**	**-8.6%**

2018年の減価償却費、償却費およびその他の減損損失は506百万ユーロ減少した。
この変動は、基本的にIFRS第9号の適用の結果としてのIAS第1号の改訂を反映したものであり、IFRS第9号では2018年の売掛金およびその他の債権の減損損失は別項目として表示されている。2017年の比較数値は910百万ユーロで、IFRS第9号において定めてられている簡便化アプローチを用いてIFRS第9号が適用されたため、組み替えされていない。

これらの影響は、エネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得（93百万ユーロ）、2018年からIFRS第15号を適用したことにより代理店およびテレセラー費用が顧客基盤を拡大させる場合には資産計上されることになり、その費用が減少したこと（166百万ユーロ）による償却の増加270百万ユーロにより一部相殺された。

有形固定資産の減価償却の若干の増加（13百万ユーロ）は、テクニカル・アドバイザーの支援を受けた供給設備の稼動実績の精査を受けて、供給設備の一部の構成部分の経済的・技術的耐用年数を過年度においてなされた予測から延長することが合理的であると見なされたことから、イー・ディストリブッツィオーネで認識された償却の減少（94百万ユーロ）の影響を受けたものである。

百万ユーロ				
	2018年	2017年	**増減**	
減損損失:				
－有形固定資産	235	65	170	-
－投資不動産	3	10	(7)	-70.0%
－無形資産	31	7	24	-
－のれん	3	-	3	-
－売掛金	-	1,204	(1,204)	-
－その他の資産	-	25	(25)	-
減損損失の合計	**272**	**1,311**	**(1,039)**	**-79.3%**
減損損失の戻入:				
－有形固定資産	(86)	(53)	(33)	62.3%
－投資不動産	-	-	-	-
－無形資産	(45)	(9)	(36)	-
－売掛金	-	(310)	310	-
－その他の資産	-	(9)	9	-
減損損失の戻入合計	**(131)**	**(381)**	**250**	**65.6%**
減損および関連する戻入合計	**141**	**930**	**(789)**	**-84.8%**

「減損損失」は前年比1,039百万ユーロ減少した。

特記事項としては、有形固定資産の減損の増加（194百万ユーロ）であり、特にイタリアにおけるバイオマスおよび太陽光発電資産の減損の増加（91百万ユーロ）、ヌオーヴェ・エネルジーの資産の減損の増加（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の増加（23百万ユーロ）、およびスペインのアルクディア発電所の減損の増加（82百万ユーロ）の結果を受けたものである。これらの増加は、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。

2017年の減損損失には、ドイツの投資先であるエルドヴェルメの地熱発電資産に係る減損損失（42百万ユーロ）が含まれ、これは探査作業が不成功に終わったことを受けて認識された。

9.f その他の営業費用 ― *2,889百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2018年	2017年	**増減**	
システム費用 ― 排出枠	443	392	51	13.0%
省エネルギー証明書費用	607	776	(169)	-21.8%
グリーン証書購入費用	41	35	6	17.1%
有形固定資産および無形資産の処分の損失	61	105	(44)	-41.9%
税金および関税	1,126	1,197	(71)	-5.9%
その他	611	381	230	60.4%
合計	**2,889**	**2,886**	**3**	**0.1%**

その他の営業費用の合計額は、3百万ユーロ増加し、2,889百万ユーロとなった。

この増加は主として以下の要因による。

- **主に「ボーノ・ソシアル（*bono social*）」に係るスペインにおける費用の増加229百万ユーロ。2017年には有利な裁定が下されたことにより2015年、2016年および2017年に発生した費用の戻入があった。**
- **顧客および供給業者に支払った補償金の増加22百万ユーロ**
- **主にイタリアとスペインにおける環境コンプライアンス費用の減少112百万ユーロ**
- **水力発電の使用の増加に部分的に起因するスペインの地熱発電に対する税金の減少（109百万ユーロ）に基本的に関連した税金および関税に係る費用の減少71百万ユーロ。これは、特にイタリアにおける不動産に対する税金の増加25百万ユーロにより一部のみ相殺された。**
- **サービスの品質改善に関連した費用の89百万ユーロの減少。主にアルゼンチンにおいて減少し、イタリアにおける配電に関連して認識された罰金の増加により一部のみ相殺された。**

9.g 資産計上された費用 ―*2,264百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2018年	2017年	**増減**	
人件費	(836)	(780)	(56)	-7.2%
原料	(852)	(618)	(234)	-37.9%
その他	(576)	(449)	(127)	-28.3%
合計	**(2,264)**	**(1,847)**	**(417)**	**-22.6%**

資産計上された費用は、人件費836百万ユーロ、原料費852百万ユーロおよびサービス費用576百万ユーロから成る（2017年はそれぞれ780百万ユーロ、618百万ユーロおよび449百万ユーロ）。資産計上された費用は、主としてエネル・グリーン・パワーおよび配電セクターにおける主要な投資の開発および実施に関連するものである。

注記10 公正価値で測定される商品契約からの純収益／（費用） *－483百万ユーロ*

2018年度の商品リスク管理からの純収益は483百万ユーロ（2017年度は578百万ユーロの純収益）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25百万ユーロ（2017年度は246百万ユーロの純収益）。

＞ 純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収益458百万ユーロ（2017年度は332百万ユーロの純収益）。

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。

百万ユーロ				
	2018年	2017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	93	284	(191)	-67.3%
－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	3,813	1,288	2,525	-
収益合計	**3,906**	**1,572**	**2,334**	**-**
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	(68)	(38)	(30)	-78.9%
－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	(3,355)	(956)	(2,399)	-
費用合計	**(3,423)**	**(994)**	**(2,429)**	**-**
公正価値で測定される 商品契約からの純収益／（費用）	**483**	**578**	**(95)**	**-16.4%**

注記11 デリバティブから生じた純金融収益／（費用） *－ 461百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2018年	2017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	1,087	728	359	49.3%
－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	851	847	4	0.5%
－公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	55	36	19	52.8%
収益合計	**1,993**	**1,611**	**382**	**23.7%**
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	(376)	(2,171)	1,795	82.7%
－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	(1,124)	(552)	(572)	-
－公正価値ヘッジ・デリバティブに関する費用	(32)	(43)	11	25.6%
費用合計	**(1,532)**	**(2,766)**	**1,234**	**44.6%**
デリバティブから生じた金融収益／（金融費用）の合計	**461**	**(1,155)**	**1,616**	**-**

2018年度のデリバティブから生じた純収益は461百万ユーロ（2017年度は1,155百万ユーロの純費用）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711百万ユーロ（2017年度は1,443百万ユーロの純費用）。

＞ 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273百万ユーロ（2017年度は295百万ユーロの純収益）。

＞ 公正価値ヘッジ・デリバティブに関する純収益23百万ユーロ（2017年度は7百万ユーロの純費用）。

2018年のヘッジ・デリバティブおよびトレーディング・デリバティブの両方における純収支は主に為替レートリスクのヘッジによるものである。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。

注記12 その他の純金融収益／（費用） ― *（2,509）百万ユーロ*

その他の金融収益

百万ユーロ				
	2018年	2017年	**増減**	
金融資産で生じる受取利息（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	93	52	41	78.8%
－流動金融資産に対する実効金利での受取利息	163	132	31	23.5%
実効金利での受取利息の合計	**256**	**184**	**72**	**39.1%**
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	**910**	**1,852**	**(942)**	**-50.9%**
株式投資に関する収益	**12**	**54**	**(42)**	**-77.8%**
その他の収益	**1,190**	**281**	**909**	**-**
金融収益合計	**2,368**	**2,371**	**(3)**	**-0.1%**

「その他の金融収益」は、前年比で若干（3百万ユーロ）減少して2,368百万ユーロとなった。その要因は以下のとおりである。

＞ 942百万ユーロの為替差益の減少。とりわけ、為替レートの動向がユーロ以外の通貨建ての純金融負債に及ぼした影響が反映されたものである。この変動は、主にエネル・ファイナンス・インターナショナル（-1,052百万ユーロ）およびエネル・エスピーエー（-209百万ユーロ）に起因するものであり、エネル・アメリカス・グループ（+212百万ユーロ）およびエネル・グリーン・パワー・ブラジル（+62百万ユーロ）により一部相殺された。

＞ 株式投資に対する収益の42百万ユーロの減少。持分投資に対する収益は、主に2017年におけるインドネシアの会社であるバヤン・リソーシズに対する投資の売却による利益（52百万ユーロ）により、2018年には12百万ユーロとなった。

＞ その他の収益の909百万ユーロの増加。その主な要因は以下のとおりである。

－ 2018年12月31日に終了する年度の連結財務書類に対する注記2で詳細に説明を行った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号の適用を受けたアルゼンチンの会社に対する653百万ユーロの金融収益の認識

－ スロヴァク・パワー・ホールディングの50%持分の売却の結果として生じた金融債権の価値調整。これはEPHとの契約に含まれる価格設定式の更新の結果であり、金融収益の134百万ユーロの増加となった。

－ 直接税の戻入に関連した54百万ユーロの金融収益のエネル・エスピーエーによる認識

－ 延滞利息の認識における38百万ユーロの増加。これは特にイー・ディストリブッツィオーネおよびエネル・アメリカス・グループによるものである。

－ ブラジルの会社の公共サービス委譲契約に関連した金融資産に対する経過利息および収益の増加30百万ユーロ

＞ 特にエネル・ファイナンス・インターナショナルおよびエネル・アメリカス・グループに関連した金融債権に主に関連した金融資産に対する利息およびその他収益の72百万ユーロの増加

その他の金融費用

百万ユーロ				
	2018年	2017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	408	357	51	14.3%
－社債利息	1,953	1,987	(34)	-1.7%
－その他の借入金の支払利息	127	95	32	33.7%
支払利息合計	2,488	2,439	49	2.0%
為替差損	1,378	820	558	68.0%
退職給付およびその他従業員給付の増加	107	72	35	48.6%
その他の引当金の増加	169	190	(21)	-11.1%
株式投資に関する費用	1	-	1	-
その他の費用	734	387	347	89.7%
金融費用合計	4,877	3,908	969	24.8%

「その他の金融費用」は、2017年度と比べて合計で969百万ユーロ増加し、4,877百万ユーロとなった。この増減は特に以下の要因によるものである。

＞ 558百万ユーロの為替差損の増加。とりわけ、為替レートの動向がユーロ以外の通貨建ての純金融負債に及ぼした影響が反映されたものである。この変動は主にエネル・アメリカス・グループ（269百万ユーロ）、エネル・グリーン・パワー・ブラジル（115百万ユーロ）、およびエネル・エスピーエー（60百万ユーロ）に起因する。

＞ その他の費用の347百万ユーロの増加。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における認識に関連したIAS第29号の適用を受けたアルゼンチンの会社の485百万ユーロの金融費用の認識

－ 主にエネル・グリーン・パワー・ブラジルとエネル・グリーン・パワー・チリに係る、資産計上された持分の89百万ユーロの減少

- ― **債権の振替および認識の中止に係る費用の62百万ユーロの増加。主にエネル・エネルジア（23百万ユーロ）、エネル・アメリカス・グループ（21百万ユーロ）、およびセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ（14百万ユーロ）に起因する。**
- ― **スロヴァク・パワー・ホールディングの50%持分の売却を受け生じた金融債権の公正価値の調整に係る金融費用の減少。これにより2016年には減損の対象となった債権の価値合計の戻入につながった（220百万ユーロ）。具体的には、戻入のうち186百万ユーロが2018年に認識された（2017年は34百万ユーロ）。**
- ― **エネル・ファイナンス・インターナショナルが認識した金融費用の減少108百万ユーロ。これは当初の資金調達契約において定められたメークホール・コール・オプションに基づいた2017年の債券の早期償還によるものである。**
- ― **とりわけエネル・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に係る中期および長期リボルビング借入枠に関連した費用の減少52百万ユーロ**

＞ **金融負債の支払利息の49百万ユーロの増加。この費用は、特に南米における銀行借入金の支払利息の増加51百万ユーロ、および主に税務パートナーシップに係る支払利息の増加（21百万ユーロ）によるその他のノンバンク借入金の支払利息の増加32百万ユーロによるものである。これらの影響は、主にエネル・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に係る34百万ユーロの社債利息の減少により一部相殺された。**

＞ **従業員給付に係る負債の増加に係る費用の35百万ユーロの増加。これは主にエネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得に係るエネル・アメリカス・グループ（38百万ユーロ）に主に起因する。**

＞ **エネル・アメリカス・グループ（28百万ユーロ）に主に関連したその他の引当金の増加による21百万ユーロの減少。これは為替レートの影響およびアルゼンチンにおいて係争中の過去の罰金の割引の減少によるものである。**

注記13 持分法による投資利益／（損失） ― *349百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2018年	2017年	**増減**	
関連会社の収入分	521	225	296	-
関連会社の損失分	(172)	(114)	(58)	-50.9%
合計	**349**	**111**	**238**	**-**

持分法による投資純利益は、前年度と比較して238百万ユーロ増加した。この変動は、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%持分（362百万ユーロ）の価値の調整によるものである。上記の増加は、EPHとの契約に含まれる価格計算式を決定するために用いられるパラメーターの変化、ならびに関連会社および共同支配企業が稼得した収益の比例的な認識の正味影響によるものである。これらの増加は、キクラデス諸島の風力発電所の開発に関わったギリシャのプロジェクト会社の一定の資産の減損（49百万ユーロ）およびイタリアのバイオマス開発プロジェクト（12百万ユーロ）ならびに関連会社および共同支配企業に関連した当期損失の比例的な認識の影響により一部のみ相殺された。

注記14 法人税等 ― *1,851百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2018年	2017年	**増減**	
当期法人税	2,014	1,926	88	4.6%
過年度の法人税等の調整	(150)	(59)	(91)	-
当期法人税合計	**1,864**	**1,867**	**(3)**	**-0.2%**
繰延税金負債	92	(169)	261	**-**
繰延税金資産	(105)	184	(289)	-
合計	**1,851**	**1,882**	**(31)**	**-1.6%**

2018年度の法人税等は、1,851百万ユーロとなった（2017年度は1,882百万ユーロ）。

この2018年度の対前年での税金等の減少31百万ユーロは、主として以下の要因による。

＞　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の認識（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。

＞　特別項目により生じる純利益に対して前年と比較してより有利な税制が適用されること（180百万ユーロ）。

＞　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。

これらの減少は、税引前収益の改善、キノ・プロジェクトに係る会社の売却を受けたメキシコにおいて認識された税金、税制改革への対応としてエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカが2017年に認識した繰延税金を解除したこと（170百万ユーロ）、およびエデスルによるアルゼンチンにおける繰延税金資産の2017年における認識（60百万ユーロ）による税金の増加により一部相殺された。

繰延税金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				
	2018年		2017年	
税引前利益	8,201		7,211	
理論上の税額	1,968	24.0%	1,731	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	(180)		(6)	
南米における過去の損失に対する繰延税金の認識	(274)		(60)	
イタリアにおける過去の損失に対する繰延税金の認識	(86)			
キノ・プロジェクトおよびメキシコにおけるその他の項目に係るキャピタル・ゲインの税効果の変動	100			
繰延税金に対する税率変更の影響	(61)		(182)	
イタリア地方法人税	237		231	
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	147		168	
合計	**1,851**		**1,882**	

注記15 1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

いずれも、期中平均普通株式数である10,166,679,946株に基づいて計算され、希薄化後1株当たり利益は、発行済ストック・オプションの希薄化効果（両期間ともになし）について調整されたものである。

百万ユーロ				
	2018年	2017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）	4,789	3,779	1,010	26.7%
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）	4,789	3,779	1,010	26.7%
普通株式数	10,166,679,946	10,166,679,946	-	-
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）	0.47	0.37	0.10	27.0%
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）	0.47	0.37	0.10	27.0%
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 *－76,631百万ユーロ*

2018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**
取得原価	649	9,425	154,013	491	1,321	1,054	429	6,363	173,745
減価償却および減損の累計額	-	5,182	91,671	340	1,022	311	282	-	98,808
2017年12月31日現在残高	**649**	**4,243**	**62,342**	**151**	**299**	**743**	**147**	**6,363**	**74,937**
資本的支出	14	451	3,114	25	67	6	15	2,838	6,530
資産の使用開始	7	166	2,469	1	29	(2)	23	(2,693)	-
為替換算差額	(13)	(25)	(1,060)	1	(14)	(1)	-	(321)	(1,433)
連結範囲の変更	1	(3)	107	-	3	14	-	7	129
処分	(2)	-	(27)	(4)	(5)	-	(8)	(7)	(53)
減価償却費	-	(169)	(3,753)	(24)	(89)	(48)	(31)	-	(4,114)
減損損失	(1)	(26)	(142)	-	-	-	-	(66)	(235)
減損損失の戻入	1	9	76	-	-	-	-	-	86
その他の増減額	4	63	1,345	8	16	2	1	(105)	1,334
売却目的資産との組替	(5)	(93)	(528)	-	-	-	-	76	(550)
増減額合計	**6**	**373**	**1,601**	**7**	**7**	**(29)**	**-**	**(271)**	**1,694**
取得原価	655	9,919	158,257	503	1,401	1,077	411	6,092	178,315
減価償却および減損の累計額	-	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**

「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8,747百万ユーロ（2017年12月31日現在は8,702百万ユーロ）が含まれており、主に、4,390百万ユーロ（2017年12月31日現在は4,624百万ユーロ）がイベリア半島および南アメリカの発電所に、計3,806百万ユーロ（2017年12月31日現在は3,453百万ユーロ）が南アメリカ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、2018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2017年度比で327百万ユーロ減少し、6,530百万ユーロとなった。この減少は、特に風力および太陽光発電所に集中していた。

百万ユーロ

	2018年	2017年
発電所：		
－火力	400	577
－水力	504	450
－地熱力	114	224
－原子力	156	127
－代替エネルギー	2,170	2,819
発電所合計	**3,344**	**4,197**
配電網設備	3,090	2,627
土地、建物、その他の資産および設備	96	33
合計	**6,530**	**6,857**

発電所に係る資本的支出は前年比853百万ユーロ減少して3,344百万ユーロとなり、基本的に、ブラジル、ペルー、メキシコおよび米国における代替エネルギー発電所に対する投資の減少が反映されている。発電所に係る資本的支出は、風力発電所に関する1,792百万ユーロ、および太陽光発電所に関する375百万ユーロが主要なものであった。配電網設備に係る資本的支出は前年対比463百万ユーロ増加して3,090百万ユーロとなり、主にサービス品質の向上およびイタリアにおけるオープン・メーター・プランの施行に係る電力メーターの取替に関する事業によるものであった。

2018年度の連結範囲の変更は、主に風力エネルギー発電において事業を行う会社であるパルケス・エオリコス・ヘスティンベール（139百万ユーロ）、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であるエンプレサ・デ・アランブラド・エレクトリコ・デ・セウタ（65百万ユーロ）、および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（14百万ユーロ）の取得に関連するものであった。これらの影響は、2018年12月14日のエネル・グリーン・パワー・ウルグアイおよび関連する特別目的会社であるエストレラダの売却により一部相殺された。

売却目的資産との組替は主に、3つのブラジルの太陽光発電所の帳簿価額（620百万ユーロ）にあたるものであり、経営者の判断を受けてIFRS第5号の要件を満たすようこの総額を分類することになった。これらの影響は、カフィレアス風力発電所に関連したプロジェクト会社の組替により一部相殺された。これは、売却目的を継続する条件を満たさないため売却目的資産に該当しなくなったためである。

その他の増減額には、2018年1月1日現在の有形固定資産に対するIAS第29号の影響および2018年12月31日現在の超インフレーションの影響の総額1,130百万ユーロ、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77百万ユーロ（2017年は167百万ユーロ）があり、その詳細は以下のとおりである。

百万ユーロ						
	2018年	%率	2017年	%率	**増減**	
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	4	1.7%	14	4.8%	(10)	-71.4%
P.H.チュカス・エスエー	-	-	1	6.1%	(1)	-
エネル・グリーン・パワー・ブラジル（BRL）	19	0.9%	84	6.8%	(65)	-77.4%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	9	0.5%	10	1.3%	(1)	-10.0%
エネル・グリーン・パワー・メヒコ	3	5.2%	12	4.6%	(9)	-75.0%
エネル・グリーン南アフリカ	6	6.3%	7	7.8%	(1)	-14.3%
エネル・アメリカス・グループ	16	8.5%	7	9.0%	9	-
エネル・チリ・グループ	9	7.7%	19	5.2%	(10)	-52.6%
エンデサ・グループ	4	1.9%	8	2.1%	(4)	-50.0%
エネル・プロデュツィオーネ	7	4.8%	5	4.8%	2	40.0%
合計	**77**		**167**		**(90)**	**-53.9%**

2018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583百万ユーロとなった。

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	2018年12月31日付の契約資産のうち認識された金額	2018年12月31日付の金融資産のうち認識された金額	2018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	8年	可	108	761	672
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	10年	可	36	425	648
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	28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	28年	不可	-	31	-
エネル・ディストリブシオン・ゴイアス	ブラジル政府	配電	ブラジル	2015-2045	27年	不可	106	29	458
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	29年	不可	-	320	-
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	10年	不可	86	855	1,002
合計							**336**	**2,428**	**2,780**

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

当グループは、借手の立場でファイナンス・リース契約を締結している。これらの契約には、当グループがスペイン、ペルー、イタリアおよびギリシャで使用している資産が含まれる。スペイン国内の資産は、IFRIC第4号に基づく契約にリースが含まれているファイナンス・リースとして識別される。これは、複合サイクル発電設備を対象とした25年間のトーリング契約（残存期間は18年間）に関するものであり、当該契約に基づき、エンデサが発電能力を利用する権利を有する一方、トーラーであるエレクガスは9.62%の使用料と引き換えにガスを電力に変換することを約束している。

ペルー国内のリースは、ベンタニージャ複合サイクル発電設備の資金調達に関連する契約（期間は8年間、利息は年利でLibor＋1.75%）のほか、サンタ・ロサ発電所の新たなオープン・サイクル・システム建設のための資金調達契約（期間は9年間、年利はLibor＋1.75%）に関するものである。

その他のリース契約は、当グループがイタリアで使用している風力発電所に関するものである（2030-2031年に失効し、割引率は4.95%～5.5%である。）。

ファイナンス・リースとして保有する資産の帳簿価額は、下表に示すとおりである。

百万ユーロ				
	2018年	2017年	増減	
有形固定資産	714	743	(29)	-3.9%
無形資産	-	-	-	-
合計	714	743	(29)	-3.9%

IAS第17号およびIFRIC第4号の範囲に該当するとみなされる契約に基づいた、将来の支払最低リース料総額の合計と現在価値との間の調整の満期別内訳を以下に示す。

百万ユーロ				
	将来の支払最低リース料総額	将来の支払最低リース料総額の現在価値	将来の支払最低リース料総額	将来の支払最低リース料総額の現在価値
	2018年12月31日		2017年12月31日	
期間				
1年以内	98	65	88	58
1年以上5年未満	345	221	326	210
5年超	518	369	573	426
合計	961	655	987	694
金融費用	(306)		(293)	
最低リース料総額の現在価値	655		694	

当グループは借手として、工業用途の特定の資産の使用に対するオペレーティング・リース契約も締結している。関連するリース料は、「サービスおよびその他原材料」の下で費用計上される。

オペレーティング・リースの費用の内訳は、支払最低リース料総額、条件付賃料およびサブリースの支払であり、下表に示すとおりである。

百万ユーロ	
	2018年
支払最低リース料総額	2,441
条件付賃料	10
サブリースの支払	-
合計	2,451

当該リース契約に基づいて当グループが支払うべき将来の支払最低リース料総額について、期間別内訳は下記のとおりである。

百万ユーロ

	2018年
期間	
1年以内	230
1年超5年以内	657
5年超	1,554
合計	**2,441**

注記19 投資不動産ー *135 百万ユーロ*

2018年12月31日現在の投資不動産は135百万ユーロとなり、前年比58百万ユーロの増加であった。

百万ユーロ

	2018年
取得原価	121
減価償却および減損の累計額	44
2017年12月31日現在残高	**77**
資産の使用開始	-
為替換算差額	-
連結範囲の変更	12
減価償却費	(7)
減損損失	(3)
その他の増減額	56
増減額合計	**58**
取得原価	179
減価償却および減損の累計額	44
2018年12月31日現在残高	**135**

当グループの投資不動産は、イタリア、スペインおよびチリにおける不動産で構成されており、投資不動産の実現可能性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。
当年度中の変動は主に、2018年にその使用目的が、当グループが自己で使用する建物から投資不動産へ変更されたガス・イ・エレクトリシダット・ジェネラシオン・エスエーユーの旧事業所であったラ・パルマの土地の組替、ならびにブラジルの配電会社であるエネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得によるものである。

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。

注記20 無形資産 ― *19,014百万ユーロ*

2018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	開発中の資産および前渡金	契約費用	合計
取得原価	31	2,148	14,171	4,840	3,060	814	-	25,064
償却および減損の累計額	22	1,840	1,633	2,626	2,219	-	-	8,340
2017年12月31日現在残高	**9**	**308**	**12,538**	**2,214**	**841**	**814**	**-**	**16,724**
投資	4	97	11	442	57	520	220	1,351
資産の使用開始	16	129	6	-	233	(384)	-	-
為替換算差額	(1)	(8)	(334)	(175)	8	(15)	-	(525)
連結範囲の変更	-	-	1,440	968	54	-	-	2,462
処分	(1)	(3)	(1)	(29)	(13)	-	-	(47)
償却費	(5)	(181)	(199)	(291)	(243)	-	(166)	(1,085)
減損損失	-	-	-	-	(23)	(8)	-	(31)
減損損失の戻入	-	-	6	-	39	-	-	45
その他の増減額	1	23	74	(349)	(131)	6	451	75
売却目的資産との組替	-	-	-	-	(7)	52	-	45
増減額合計	**14**	**57**	**1,003**	**566**	**(26)**	**171**	**505**	**2,290**
取得原価	42	2,352	15,246	6,899	3,294	985	986	29,804
償却および減損の累計額	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**

「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。償却費は、資産の残存耐用年数（平均して3から5年の間）にわたって定額法で算定されている。

「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、2018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	2018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	-	1,457	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	-	1,522	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	-	614	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	35年	可	138	191

当該項目には、耐用年数を確定できない資産が9,271百万ユーロ含まれる（2017年12月31日現在は9,445百万ユーロ）。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1,457百万ユーロ、チリで1,522百万ユーロおよびペルーで614百万ユーロであり、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26を参照。

2018年度の「連結範囲の変更」は、主に購入価格に係る調整を反映した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（2,411百万ユーロ）に関連するものであり、当期中の処分により一部のみ相殺された。

2018年の「減損損失」は31百万ユーロとなった。詳細については、注記9.eを参照。

「その他の増減額」には、2018年1月1日付の契約費用の認識ならびに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。

「売却目的資産との組替」は45百万ユーロとなり、主に、売却目的を継続する条件を満たさないため売却目的資産に該当しなくなったカフィレアス風力発電所に関連したプロジェクト会社の組替に関わるものである。

前へ　次へ

注記21 のれん ― *14,273百万ユーロ*

のれんは14,273百万ユーロとなり、前年度末から527百万ユーロ増加した。

百万ユーロ	2017年12月31日			連結範囲の変動	為替換算差額	減損損失	売却目的資産との組替	その他の増減額	2018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)	11,156	(2,392)	8,764	21	-	-		-	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	945	-	945	466	32	-	(23)	-	1,420	-	**1,420**
中米	56	-	56	2	1	-	-	(5)	54	-	**54**
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	106	(11)	95	-	-	-	-	-	106	(11)	**95**
エネル・エックス・ノース・アメリカ	292	-	292	-	14	-	-	22	328	-	**328**
イタリア市場(2)	579	-	579	-	-	-	-	-	579	-	**579**
エネル・グリーン・パワー・イタリア	23	-	23	-	-	(3)	-	-	23	(3)	**20**
ルーマニア(3)	426	(13)	413	-	-	-	-	-	426	(13)	**413**
タインマス・エナジー	3	-	3	-	-	-	-	-	3	-	**3**
合計	**16,162**	**(2,416)**	**13,746**	**489**	**47**	**(3)**	**(23)**	**17**	**16,692**	**(2,419)**	**14,273**

(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) **エネル・エネルギアを含む。**

(3) **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。**

連結範囲の変更は、購入価格に係る調整を反映した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（466百万ユーロ）、ならびに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であるエンプレサ・デ・アランブラド・エレクトリコ・デ・セウタの取得に関連するものである。

売却目的資産との組替は23百万ユーロであり、IFRS第5号に基づき当期において売却目的資産としての分類要件を満たすと判断された、ブラジルにおける3つの風力発電所に配分された、ブラジルCGUに関連するのれんである。

減損損失は3百万ユーロとなり、フィナーレ・エミリアのバイオマス発電所の売却価格の調整に関連するものである。

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。
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、2018年11月19日に親会社の取締役会が承認した5年間の事業計画（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CGUに特有の特性と事業サイクルによって異なる。かかる相違は通常、発電所の建設および稼働ならびにその他業務に要する平均時間の差に伴うもので、CGUを構成する特定の事業（伝統的な火力発電所、原子力発電所、再生可能エネルギー、配電等）の投資を特徴づけるものである。**
- **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、（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。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ており、その例外は以下で説明を行っている。
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。

百万ユーロ	2018年12月31日 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)	2017年12月31日 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)
イベリア半島(4)	8,785	1.6%	6.9%	5年	一定成長／24年	8,764	1.7%	6.9%	5年	一定成長／19年
チリ	1,209	2.6%	7.5%	5年	一定成長／25年	1,209	2.9%	7.4%	5年	一定成長／23年
アルゼンチン	276	7.1%	20.1%	5年	一定成長	276	8.6%	18.7%	5年	一定成長／29年
ペルー	561	3.4%	6.8%	5年	一定成長／26年	561	3.4%	6.9%	5年	一定成長／27年
コロンビア	530	3.0%	9.3%	5年	一定成長／28年	530	2.9%	9.3%	5年	一定成長／29年
ブラジル	1,420	4.0%	9.5%	5年	一定成長／26年	945	4.0%	10.0%	5年	一定成長／26年
中米	54	1.5%	9.0%	5年	24年	56	1.4%	8.2%	5年	26年
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	95	2.3%	6.8%	5年	25年	95	2.3%	6.4%	5年	25年
エネル・エックス・ノース・アメリカ	328	2.3%	10.3%	5年	一定成長	292	2.3%	10.3%	5年	15年
イタリア市場(5)	579	0.7%	11.0%	5年	15年	579	0.7%	10.8%	5年	15年
エネル・グリーン・パワー・イタリア	20	1.0%	6.7%	5年	一定成長／23年	23	1.9%	7.3%	5年	一定成長／22年
ルーマニア(6)	413	2.4%	6.8%	5年	一定成長／18年	413	2.4%	6.7%	5年	一定成長／19年
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・フローの英雄成長率。

(2) 反復法を用いて計算された税引前加重平均資本コスト。税引前キャッシュ・フローを用いて計算された使用価値が税引後加重平均資本コストを用いて割り引かれた税引後キャッシュ・フローに一致することを保証する割引率である。

(3) ターミナルバリューは、一定成長するかなしとして表に記載された期間にわたる右肩上がりの利回り曲線による基づいて見積もられた。

(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) イタリア市場CGUに配分されたのれん。

(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。

2018年12月31日現在、のれんが配分された各CGUに対して実施した減損テストでは、2017年同様、減損損失は指摘されなかった。

注記22 繰延税金資産および負債－ *8,305百万ユーロおよび8,650百万ユーロ*

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		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	
	2017年12月31日							**2018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	1,617	(83)	-	135	3	(3)	-	1,669
－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	1,439	9	-	288	(40)	30	-	1,726
－税務上の繰越欠損金	167	336	-	46	(10)	(31)	-	508
－金融商品の測定	690	(9)	118	3	(1)	-	-	801
－従業員給付	604	(2)	51	209	(3)	10	-	869
－その他の項目	1,837	(150)	(3)	32	(9)	1,026	(1)	2,732
合計	**6,354**	**101**	**166**	**713**	**(60)**	**1,032**	**(1)**	**8,305**
繰延税金負債：								
－非流動資産および金融資産に係る差異	6,051	(132)	-	610	(200)	295	14	6,638
－金融商品の測定	237	10	146	-	(1)	11	-	403
－その他の項目	2,060	202	-	61	(29)	(685)	-	1,609
合計	**8,348**	**80**	**146**	**671**	**(230)**	**(379)**	**14**	**8,650**
相殺不能な繰延税金資産								**4,581**
相殺不能な繰延税金負債								**3,116**
相殺考慮後の純繰延税金負債								**1,810**

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、2018年12月31日現在のその合計額は、8,305百万ユーロであった（2017年12月31日現在は6,354百万ユーロ）。
繰延税金資産は、当期中に1,951百万ユーロ増加した。増加の主な内訳は、連結範囲の変更およびエネル・ディストリブシオン・サンパウロの購入価格の配分によるものが704百万ユーロ、新基準であるIFRS第15号の適用によるものが1,066百万ユーロである。当該基準の適用により、一部の財政状態計算書項目、特にイー・ディストリブッツィオーネに関する項目について2018年1月1日付で実施された調整に係る税金の構成要素が認識された。さらに、繰延税金資産はエネル・ディストリブシオン・ゴイアス（274百万ユーロ）および3Sunの吸収合併を受けたエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（85百万ユーロ）による過去の損失から生じた繰延税金資産の認識により増加した。
この増加は、アルゼンチンにおける会社の収益予測の改善に照らして2017年に認識されたアルゼンチンにおける過去の損失に対する繰延税金資産の増加により一部のみ相殺された。
また、過去の税務上の欠損金1,218百万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（318百万ユーロ）の回収可能性が不確実だからである。

2018年12月31日現在の繰延税金負債は8,650百万ユーロであった（2017年12月31日現在では8,348百万ユーロ）。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・ディストリブシオン・サンパウロの取得を受けた連結範囲の変更（655百万ユーロ）、アルゼンチンの会社に対するIAS第29号の適用の影響（189百万ユーロ）、ならびに主にエネル・エネルジア（98百万ユーロ）およびエンデサ・エネルジア（24百万ユーロ）の顧客獲得費用の資産計上に係るIFRS第15号の初度適用に関連する税効果により、合計で302百万ユーロ増加した。
これらの増加は、スペインにおける配電に関連して、IFRS第15号が求めるとおりに従来は顧客接続に関連した収益の認識の中止に配分されていた繰延税金負債の戻入（-557百万ユーロ）、およびコロンビアにおける税率が税制改革により33%から30%へ引き下げられたこと（61百万ユーロ）により一部相殺された。

前へ　　次へ

注記23 持分法適用投資－*2,099百万ユーロ*

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
	2017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	190	50.0%	362	-	-	-	(55)	497	50.0%
EGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズ	404	50.0%	36	-	-	-	19	459	50.0%
オーペン・ファイバー	343	50.0%	(56)	-	-	-	107	394	50.0%
サカパ・トプコ・エスエーアールエル	-	50.0%	(5)	150	-	-	2	147	21.4%
プロジェクト・キノ関連会社	-	20.0%	(2)	82	-	-	(1)	79	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	73	43.8%	7	-	(8)	-	-	72	43.8%
ロッキー・ケニー・ホールディング	39	-	2	-	-	-	2	43	20.0%
ドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクト	32	50.0%	4	-	-	-	-	36	50.0%
フロント・マリティム・デル・ベソス	-	-	-	37	-	-	-	37	61.4%
エネル・グリーン・パワー・バンガラ	13	50.0%	1	-	-	-	26	40	50.0%
ラス・エネルゴソビト	36	49.5%	34	-	(44)	-	9	35	49.5%
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト	30	32.0%	2	-	(5)	-	-	27	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	-	-	-	(1)	12	50.0%
EFソラーレ・イタリア	163	50.0%	(9)	(135)	(16)	-	(3)	-	50.0%
パワークロップ	12	50.0%	(12)	-	-	-	-	-	50.0%
セントラレス・ハイドロエレクトリカス・デ・アイセン	6	51.0%	2	(8)	-	-	-	-	51.0%
関連会社									
エリカ２	49	30.0%	(49)	-	-	-	-	-	30.0%
テクナトム	29	45.0%	-	-	-	-	-	29	45.0%
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディズ	13	33.5%	2	-	(5)	-	-	10	33.5%
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	12	35.6%	1	-	(2)	-	-	11	35.6%
ニュー・コジェネラチオーネ.Si	-	20.0%	-	8	-	-	-	8	20.0%
その他	142		28	-	(6)	6	(7)	163	
合計	**1,598**		**349**	**134**	**(86)**	**6**	**98**	**2,099**	

収益の影響には、エネル・グループが保有する持分に比例した会社が認識した損益が含まれ、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%持分の価値の調整（362百万ユーロ）によるものである。これらの影響は、キクラデス諸島の風力発電所の開発に関わったギリシャのプロジェクト会社の減損（49百万ユーロ）およびイタリアにおけるバイオマス開発プロジェクトの減損（12百万ユーロ）により一部のみ相殺された。その他の株式投資については、減損の兆候は発見されなかった。

連結範囲の変更は、主に南米における光ファイバー・ネットワークの大手事業者であるユフィネット・インターナショナルの100%の譲渡先であ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の取得、およびメキシコの再生可能エネルギー会社（「プロジェクト・キノ関連会社」）の80%の株式資本を売却したことを受けた当グループに帰属する残存持分の持分法を用いた測定によるものである。これらの影響は、2018年12月27日のマルテ・エスアールエルが保有していた共同支配企業であるEFソラーレ・イタリアの214百万ユーロでの売却により一部相殺された。

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計		非流動負債		流動負債		負債合計		株主持分	
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017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	9,295	9,079	922	757	10,217	9,836	5,643	5,298	981	981	6,624	6,279	3,593	3,557
オーペン・ファイバー	2,084	1,224	313	125	2,397	1,349	1,043	369	565	281	1,608	650	789	699
サカパ・トプコ・エスエーアールエル	1,343	-	81	-	1,424	-	669	-	65	-	734	-	690	-
ラス・エネルゴソビト	3	4	116	138	119	142	-	-	112	127	112	127	7	15
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	203	250	163	149	366	399	72	129	126	102	198	231	168	168
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト	91	93	11	27	102	120	8	10	9	16	17	26	85	94
関連会社														
テクナトム	51	74	67	59	118	133	29	25	24	43	53	68	65	65
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディズ	6	71	70	24	76	95	26	23	21	34	47	57	29	38
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	6	29	27	6	33	35	3	2	2	1	5	3	28	32

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55百万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107百万ユーロは株主による将来の増資に対する準備金（125百万ユーロ）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。

また、ラス・エネルゴソビトに対する投資への持分法の適用は、27百万ユーロの内在するのれんを含むものであることにも留意すべきである。

前へ　　次へ

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。

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	
	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	**2018年12月31日現在**	2017年12月31日現在	**2018年12月31日現在**	2017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	2,362	2,587	141	205	104	103
オーペン・ファイバー	114	68	(162)	(15)	(127)	(11)
サカパ・トプコ・エスエーアールエル	91	-	(21)	-	(25)	-
ラス・エネルゴソビト	2,378	2,515	88	106	70	85
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	234	267	30	34	21	23
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト	35	56	7	30	5	21
関連会社						
テクナトム	97	57	-	(9)	-	(9)
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディズ	10	5	6	3	6	3
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	12	11	4	2	3	1

注記24 デリバティブ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	**2018年12月31日現在**	2017年12月31日現在
デリバティブ金融資産	1,005	702	3,914	2,309
デリバティブ金融負債	2,609	2,998	4,343	2,260

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	
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日
契約資産	346	-	135	-
契約負債	6,306	-	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（336百万ユーロ）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、事業権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。2018年12月31日時点の数値は、271百万ユーロの当期中の投資金額、うち80百万ユーロがエネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得から生じた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、契約が未だ暫定的で、契約に対する支払は履行義務の充足を条件とする工事契約（109百万ユーロ）に関する資産によるものである。

顧客との契約から生じる非流動負債は、IFRS第15号の適用において、当グループが事業を行うさまざまな法域において適用される規制上の義務を考慮して、従来は接続時点の損益において認識されていた送電系統への接続契約から生じた収益に関連した契約負債を2018年1月1日で認識したことに関するものである。2018年12月31日現在の数値は、主にイタリアの配電（3,613百万ユーロ）、スペインの配電（2,251百万ユーロ）、およびルーマニアにおける配電（405百万ユーロ）に起因する。詳細については、連結財務書類に対する注記2を参照すること。

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726百万ユーロの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、ならびに継続中の工事作業に対する負債（326百万ユーロ）を含む。
2017年の比較数値は、IFRS第15号を簡便化アプローチを用いて初度適用したため、組み替えされていない。

注記26 その他の非流動金融資産 *－ 5,769百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年 12月31日現在	2017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	63	58	5	8.6%
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）	3,272	2,444	828	33.9%
サービス委譲契約	2,415	1,476	939	63.6%
長期前払金融費用	19	24	(5)	-20.8%
合計	**5,769**	**4,002**	**1,767**	**44.2%**

非流動金融資産合計は、2018年度に前年比1,767百万ユーロ増加した。特に、この増加には、主としてエネル・ディストリブシオン・サンパウロの連結に起因する、注記26.1で説明されているサービス委譲契約の純金融負債に含まれる債権の増加855百万ユーロが反映されている。サービス委譲契約は、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するものであり、IFRIC第12号に基づき認識されている。

公正価値で測定された他社への株式投資は、IFRS第9号に従い、従来には原価で測定されていた他社への株式投資を含む。これらの増減は主として以下の調整によるものである。

百万ユーロ	保有割合		保有割合		
	2018年12月31日現在		2017年12月31日現在		増減
ガルシ	14	17.6%	17	17.6%	(3)
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	17	11.1%	5	11.1%	12
欧州エネルギー取引所	8	2.2%	6	2.2%	2
アソネット・エスアールエル	7	16.0%	-	-	7
大韓海運	2	0.3%	2	0.3%	-
TAE テクノロジーズ・インク	1	1.2%	5	1.2%	(4)
エシュロン	-	-	1	7.1%	(1)
その他	14		22		(8)
合計	63		58		5

26.1 純金融負債に含まれるその他の非流動金融資産

百万ユーロ

	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	増減	
有価証券（FVOCI）	360	382	(22)	-5.8%
スペインの電気システム上の不足金に関する金融債権	-	3	(3)	-
その他の金融債権	2,912	2,059	853	41.4%
合計	3,272	2,444	828	33.9%

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。

その他の金融債権は2018年度に前年比853百万ユーロ増加した。この増減は主に以下の要因を反映している。

＞ キノ関連会社が連結対象から外れたことを受けたエネル・ファイナンス・インターナショナルが保有する金融債権の427百万ユーロの増加。

＞ EPHとの契約に含まれる価格設定式の更新を受けたスロヴァク・パワー・ホールディングの50%持分の売却の結果として生じた金融債権の公正価値の調整320百万ユーロ。この当年度における増減は、スロベンスケ・エレクトラーネの正味財務状態の動向、スロバキア市場のエネルギー価格の推移、契約で定められたベンチマークを基準としたスロベンスケ・エレクトラーネの運転効率性の水準、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。

これらの増加は、106百万ユーロの保証金の減少により一部のみ相殺された。

注記27 その他の非流動資産－*1,272百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年12月31日現在	2017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	200	200	-	-
その他の債権	1,072	864	208	24.1%
合計	**1,272**	**1,064**	**208**	**19.5%**

機関マーケット・オペレーターに対する売掛金は2018年12月31日現在で200百万ユーロとなり、基本的に前年比で変動はなかった。

2018年12月31日現在のその他の債権は、主に、231百万ユーロの未収税金（2017年12月31日現在は261百万ユーロ）、307百万ユーロの保証金（2017年12月31日現在は189百万ユーロ）、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50百万ユーロ（2017年12月31日現在は61百万ユーロ）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・サンパウロの連結および新規プロジェクト（ハイ・ロンサム、アウトレイおよびロード・ランナー風力発電所）の開発に関連したその条件付対価（91百万ユーロ）を反映している。

注記28 棚卸資産－*2,818百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	増減	
原材料、消耗品および貯蔵品：				
－燃料	1,260	1,215	45	3.7%
－原料、工具およびその他の棚卸資産	1,345	1,136	209	18.4%
合計	**2,605**	**2,351**	**254**	**10.8%**
環境関連証明書：				
－CO_2排出枠	119	287	(168)	-58.5%
－グリーン証書	16	14	2	14.3%
－ホワイト証書	-	1	(1)	-
合計	**135**	**302**	**(167)**	**-55.3%**
売却可能建物	57	62	(5)	-8.1%
還付残高	21	7	14	-
合計	**2,818**	**2,722**	**96**	**3.5%**

原材料、消耗品および貯蔵品は、2018年12月31日現在で2,605百万ユーロ（2017年は2,351百万ユーロ）であり、発電会社および取引活動の需要を賄うための燃料在庫（特に天然ガス）、ならびに発電所および配電網の操業、保守および建設に必要な原料および工具から構成されている。
当年度中の棚卸資産の全体としての増加（96百万ユーロ）は、主に、これらの構成要素のうち後者における増加、ならびに天然ガス在庫の増加によるものである。

一方で、CO_2排出枠に関する棚卸資産は、当グループのコンプライアンスおよび売買目的の排出枠の減少により減少した。

売却可能建物は、当グループの不動産ポートフォリオから残存しているユニットに関係しており、主に民間の建物である。

注記29 売掛金－*13,587百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	増減	
顧客：				
－電力の販売および輸送	8,556	11,123	(2,567)	-23.1%
－ガスの配給および販売	1,145	2,029	(884)	-43.6%
－その他の資産	3,687	1,234	2,453	-
顧客債権の合計	**13,388**	**14,386**	**(998)**	**-6.9%**
関連会社および共同支配の取決めへの売上債権	199	143	56	39.2%
合計	**13,587**	**14,529**	**(942)**	**-6.5%**

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2,828百万ユーロ、前年度の期末残高は2,402百万ユーロであった。具体的には、当期中の減少は主に、電力の販売・輸送および天然ガスの販売に対する債権が減少したこと、引当金の増加、およびファクタリングの利用が増加したことによる。

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－*5,160百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	増減	
純負債に含まれる流動金融資産	5,003	4,458	545	12.2%
その他	157	156	1	0.6%
合計	**5,160**	**4,614**	**546**	**11.8%**

30.1 純金融負債に含まれるその他の流動金融資産 － *5,003百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	増減	
長期金融債権1年以内回収分	1,522	1,094	428	39.1%
ファクタリング未収金	-	42	(42)	-
有価証券（FVOCI）	72	69	3	4.3%
金融債権および現金担保	2,559	2,664	(105)	-3.9%
その他	850	589	261	44.3%
合計	**5,003**	**4,458**	**545**	**12.2%**

純金融負債に含まれるその他の流動金融資産は、合計5,003百万ユーロであった（2017年12月31日現在は4,458百万ユーロ）。

この増減は、スペインの電力システムに関連して料金の不足を補填する金融債権が増加したこと、およびエネル・ディストリブシオン・サンパウロの連結により428百万ユーロ増加した長期金融債権の短期部分の増加に主に起因する。

また、「その他」の総額は、持分法を用いて会計処理されたプロジェクト・キノのメキシコの会社に対するエネル・ファイナンス・インターナショナルが認識した金融債権の増加により261百万ユーロ増加している。

一方で、金融債権および現金担保は105百万ユーロ減少したが、これは金利および為替の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を受けたものである。

注記31 その他の流動資産－*2,983百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年12月31日現在	2017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	745	853	(108)	-12.7%
仕入先への前渡金	299	217	82	37.8%
従業員に対する債権	30	20	10	50.0%
その他に対する債権	1,139	872	267	30.6%
各種の未収税金	622	517	105	20.3%
未収収益および前払費用	148	150	(2)	-1.3%
工事契約による収益	-	66	(66)	-
合計	**2,983**	**2,695**	**288**	**10.7%**

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526百万ユーロの債権（2017年12月31日現在は575百万ユーロ）およびスペインのシステムに関連する185百万ユーロの債権（2017年12月31日現在は260百万ユーロ）が含まれている。当期における減少は、主にエンデサに有利な裁定が下されたことを受けて2014年度、2015年度および2016年度に関連して、2017年に社会的補助の戻入を回収したことを反映している。機関マーケット・オペレーターに対する債権は、非流動に分類した債権部分200百万ユーロ（2017年は200百万ユーロ）を含めると、2018年12月31日現在合計945百万ユーロ（2017年12月31日現在は1,053百万ユーロ）であった一方、債務は4,117百万ユーロ（2017年12月31日現在は5,029百万ユーロ）であった。

他社に対する債権の267百万の増加は、主にメキシコにおける8社の再生可能エネルギー会社に起因し、この項目が機関投資家のケス・ド・デポ・エ・プラスモン・デュ・ケベックおよび投資事業体のCKDインフラエストルクトゥーラ・メヒコ・エスエー・デ・シーブイに対するエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの債権を含むためである。

各種の未収税金の増加105百万ユーロは、付加価値税の支払いが2017年の支払額から増加したためである。

2018年12月31日現在の工事契約による収益（135百万ユーロ）は、IFRS第15号において認められている簡便化アプローチの適用を受け、顧客との契約から生じる資産に組み替えられた。こうしたことから、2017年12月31日現在の残高（66百万ユーロ）は組み替えされていない。

注記32 現金および現金同等物 *－6,630百万ユーロ*

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52百万ユーロを除き、いかなる制限もなされていない。

百万ユーロ

	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	増減	
銀行および郵便預金	5,531	6,487	(956)	-14.7%
手許現金および現金同等物	328	343	(15)	-4.4%
その他の流動投資	771	191	580	-
合計	**6,630**	**7,021**	**(391)**	**-5.6%**

注記33 売却目的に分類された資産および処分グループ *－688百万ユーロおよび407百万ユーロ*

2018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

	2017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	その他の増減額	2018年12月31日現在
有形固定資産	1,501	550	(1,884)	444	611
無形資産	87	(45)	(36)	(1)	5
のれん	38	23	(38)	-	23
繰延税金資産	109	1	(118)	8	-
持分法適用投資	6	(6)	-	-	-
非流動金融資産	-	-	-	-	-
その他の非流動資産	2	(2)	-	1	1
現金および現金同等物	30	18	(105)	78	21
流動金融資産	3	-	-	(3)	-
棚卸資産、売掛金、およびその他の流動資産	193	30	(231)	35	27
合計	**1,970**	**569**	**(2,412)**	**561**	**688**

2018年度の負債の増減は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2017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	その他の増減額	2018年12月31日現在
長期借入金	416	(282)	(1,429)	1,394	99
従業員給付	-	-	-	-	-
リスクおよび費用に対する引当金 - 非流動部分	-	2	(1)	-	1
繰延税金負債	113	(14)	(116)	17	-
非流動金融負債	-	-	-	-	-
その他の非流動負債	58	(53)	-	-	5
短期借入金	980	(685)	-	(11)	284
その他の短期金融負債	2	3	-	(3)	2
リスクおよび費用に対する引当金 - 流動部分	-	-	-	-	-
買掛金およびその他の流動負債	160	12	(41)	(115)	16
合計	**1,729**	**(1,017)**	**(1,587)**	**1,282**	**407**

2018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688百万ユーロおよび407百万ユーロであり、経営者の判断を受け、IFRS第5号の売却目的保有の分類要件を満たすブラジルにおける3つの太陽光発電所の帳簿価額に主に関連している。
当期中の増減は、基本的に2017年12月31日現在で売却目的保有として分類されていた8社のメキシコにおけるプロジェクト会社（プロジェクト・キノ）の80%持分の売却、およびそれにより現在は当グループに帰属する残存持分が持分法を用いて会計処理されていること、ならびにカフィレアス風力発電所に関連したプロジェクト会社が売却目的の条件を満たさないため売却目的資産に該当しなくなったことによる組替に係るものである。

注記34 株主持分－*47,852百万ユーロ*
34.1 親会社株主帰属持分 －*31,720百万ユーロ*

資本金 - *10,167百万ユーロ*
2018年12月31日現在のエネル・エスピーエーの資本金は、2017年12月31日現在承認されたストック・オプションがなかったこと（したがって、行使されたオプションもなかったこと）を考慮すると、各額面1.00ユーロの全額引受および払込済み普通株式10,166,679,946株により表示される10,166,679,946ユーロとなった。
2018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は、イタリア経済財務省（23.585%を保有。）である。さらに、ブラックロック・インクが、2018年9月5日現在4.827%の「総投資」（議決権付株式、証券貸借契約の株式および差金決済取引に係る現金決済のその他の長期ポジション）を、子会社を介して資産運用目的で保有していたことを報告している。その時点から、ブラックロックは、1999年5月14日付CONSOB決議第11971号により承認された発行者規則第119条の2第7項および第8項に基づく、エネルに対する大量保有報告要件から免除された。

その他の剰余金 - *1,700百万ユーロ*

資本剰余金 - *7,489百万ユーロ*
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 - *(3,317)百万ユーロ*

当年度における減少703百万ユーロは、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 - *(1,745)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513百万ユーロである。

金融商品のヘッジコストの測定による剰余金 - *(258)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。

FVOCIの金融商品の測定による剰余金 - *16百万ユーロ*

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。

当年度における36百万ユーロの増加は、主としてエシュロン・コーポレーションの7.1%持分の売却に起因する。

これらの商品を保有している国のインセンティブ税務規則に照らし、この評価差額金に対する税効果累積額はない。

持分法適用株式投資による剰余金 - *(63)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22百万ユーロである。

純確定給付制度債務/（資産）の再測定による剰余金 - *(714)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121百万ユーロである。

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・パートナーズの、支配の喪失を伴わない第三者への少数持分の売却

当期の変動は17百万ユーロとなり、一部の南米の会社に対する少数持分の売却から生じた収益によるものである。

非支配持分の取得による剰余金 - *(1,623)百万ユーロ*

この剰余金は、主に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。

当期の減少460百万ユーロは、主に以下の影響を反映している。

＞　「エルキ」取引。これはエネル・チリにおいて保有している1.3%の総投資額の連結上の増加、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・チリへの吸収合併を受けたエネル・グリーン・パワー・チリの38%の売却の合計での影響、ならびに33.6%の追加取得となったエネル・ジェネラシオン・チリに対する公開買付につながった。

＞　エネル・アメリカスに対する持分を最大5%まで引き上げるため金融機関と締結した2件の株式交換契約の条項による、エネル・アメリカスに対する持分の2.43%の増加。

前へ　　次へ

利益剰余金および繰越欠損金 - *19,853百万ユーロ*

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。

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

	2017年12月31日現在			増減						2018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	**(5,422)**	*(2,597)*	*(2,825)*	(1,287)	-	-	**(1,287)**	*(609)*	*(678)*	**(6,709)**	*(3,206)*	*(3,503)*
キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金	**(1,455)**	*(1,230)*	*(225)*	(101)	(519)	68	**(552)**	*(491)*	*(61)*	**(2,007)**	*(1,721)*	*(286)*
金融商品のヘッジコストの測定による剰余金	**(348)**	*(348)*	-	83	-	-	**83**	*90*	*(7)*	**(265)**	*(258)*	*(7)*
FVOCIの金融資産評価差額金	**(1)**	-	*(1)*	(3)	-	-	**(3)**	*(3)*	-	**(4)**	*(3)*	*(1)*
持分法適用投資の関連会社のOCIの持分	**(52)**	*(54)*	*2*	(62)	-	5	**(57)**	*(58)*	*1*	**(109)**	*(112)*	*3*
他社への株式投資の測定による剰余金	**(23)**	*(23)*	-	12	-	-	**12**	*12*	-	**(11)**	*(11)*	-
純従業員給付負債／（資産）の再測定	**(853)**	*(664)*	*(189)*	(172)	-	52	**(120)**	*(63)*	*(57)*	**(973)**	*(727)*	*(246)*
資本において認識された利益／（損失）合計	**(8,154)**	***(4,916)***	***(3,238)***	**(1,530)**	**(519)**	**125**	**(1,924)**	***(1,122)***	***(802)***	**(10,078)**	***(6,038)***	***(4,040)***

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）
2017年の純支払配当金		
2016年の配当金	1,830	0.18
2017年の中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2017年の支払配当金合計	**1,830**	**0.18**
2018年の純支払配当金		-
2017年の配当金	2,410	0.24
2018年の中間配当金(2)	-	-
特別配当金	-	-
2018年の支払配当金合計	**2,410**	**0.24**

(1) 2017年11月8日の取締役会で承認され2018年1月24日以降支払われた（1株当たり0.11ユーロで合計1,068百万ユーロの中間配当金）。
(2) 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）。

2018年の配当金は、1株当たり0.28ユーロで総額2,847百万ユーロ（うち1株当たり0.14ユーロで総額1,423百万ユーロが2019年1月23日以降に中間配当としてすでに支払い済み）で、2019年5月16日の年次株主総会において提案予定である。

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。2018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。2018年および2017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

	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	増減
非流動財政状態	48,983	42,439	6,544
正味流動財政状態	(4,622)	(2,585)	(2,037)
非流動金融債権および長期有価証券	(3,272)	(2,444)	(828)
純金融負債	**41,089**	**37,410**	**3,679**
親会社株主帰属持分	31,720	34,795	(3,075)
非支配持分	16,132	17,366	(1,234)
株主持分	**47,852**	**52,161**	**(4,309)**
デット・エクイティ・レシオ	**0.86**	**0.72**	**-**

負債の利用の比率の増加は、IFRS第15号およびIFRS第9号の遡及適用による当グループの連結株主持分の減少3,704**百万ユーロに起因することに加えて、純金融負債の増加に一部起因する。**

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 *－16,132百万ユーロ*

次の表は、非支配持分の構成を事業部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	
	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	**2018年12月31日現在**	2017年12月31日現在
イタリア	7	4	-	-
イベリア半島	6,405	6,954	386	396
南アメリカ	8,185	8,934	1,062	1,020
欧州および欧州・地中海地域	908	1,002	68	67
北米および中米	402	387	37	60
アフリカ、アジアおよびオセアニア	225	85	8	7
合計	**16,132**	**17,366**	**1,561**	**1,550**

非支配持分に帰属する持分の減少は、主に為替レートの影響、南米およびエンデサの配当金、および「エルキ」取引に関連する連結範囲の変更によるものであることに留意が必要である。

注記35 借入金

百万ユーロ	非流動		流動	
	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	**2018年12月31日現在**	2017年12月31日現在
長期借入金	48,983	42,439	3,367	7,000
短期借入金	-	-	3,616	1,894
合計	**48,983**	**42,439**	**6,983**	**8,894**

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 *－3,187百万ユーロ*

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2018年12月31日および2017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	2018年					2017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	**2,413**	**739**	**253**	**254**	**3,659**	**2,440**	**847**	**231**	**284**	**3,802**
勤務費用	16	4	5	36	**61**	17	5	5	47	**74**
利息費用	247	14	10	5	**276**	118	16	11	7	**152**
人口統計上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	(2)	-	-	-	**(2)**	2	-	(2)	(1)	**(1)**
財務上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	213	(10)	4	(5)	**202**	54	30	3	2	**89**
実績の調整	21	48	2	7	**78**	(35)	(138)	15	(5)	**(163)**
過去勤務費用	(1)	-	-	7	**6**	5	-	-	-	**5**
清算による（利得）／損失	-	-	-	-	**-**	-	-	-	-	**-**
為替換算差額	(114)	(1)	(9)	(6)	**(130)**	(124)	(1)	(12)	(6)	**(143)**
雇用主拠出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
従業員拠出	2	-	-	-	**2**	1	-	-	-	**1**
給付支払額	(370)	(30)	(12)	(65)	**(477)**	(226)	(22)	(12)	(79)	**(339)**
その他の増減額	2,647	3	-	(2)	**2,648**	161	2	14	5	**182**
売却目的負債	-	-	-	-	**-**	-	-	-	-	-
12月31日現在の数理計算上の債務 (A)	**5,072**	**767**	**253**	**231**	**6,323**	**2,413**	**739**	**253**	**254**	**3,659**
年金資産の増減										
1月1日現在の年金資産の公正価値	**1,317**	**-**	**-**	**-**	**1,317**	1,272	**-**	**-**	**-**	**1,272**
受取利息	173	-	-	-	**173**	83	-	-	-	**83**
受取利息の金額を除いた年金資産の期待運用収益	70	-	-	-	**70**	53	-	-	-	**53**
為替換算差額	(82)	-	-	-	**(82)**	(94)	-	-	-	**(94)**
雇用主拠出	171	30	12	24	**237**	142	22	12	23	**199**
従業員拠出	2	-	-	-	**2**	1	-	-	-	**1**
給付支払額	(370)	(30)	(12)	(24)	**(436)**	(226)	(22)	(12)	(23)	**(283)**
他の支払					**-**					-
連結範囲の変更	**1,879**	**-**	**-**	**-**	**1,879**	86	-	-	-	86
12月31日現在の年金資産の公正価値 (B)	**3,160**	**-**	**-**	**-**	**3,160**	**1,317**	**-**	**-**	**-**	**1,317**
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	**64**	**-**	**-**	**-**	**64**	**54**	**-**	**-**	**-**	**54**
受取利息	4	-	-	-	**4**	4	**-**	**-**	**-**	**4**
アセット・シーリングの変更	(38)	-	-	-	**(38)**	16	-	-	-	**16**
為替換算差額	(6)	-	-	-	**(6)**	(9)	-	-	-	**(9)**
連結範囲の変更					**-**					-
12月31日現在のアセット・シーリング (C)	**24**	**-**	**-**	**-**	**24**	**65**	**-**	**-**	**-**	**65**
財政状態計算書の純負債（A-B+C）	**1,936**	**767**	**253**	**231**	**3,187**	**1,161**	**739**	**253**	**254**	**2,407**

百万ユーロ

	2018年	2017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	39	40
純利息費用	107	73
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	28	39
その他の増減額	(4)	(4)
合計	**170**	**148**

百万ユーロ

	2018年	2017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	(70)	(53)
確定給付制度の数理計算上の（利益）／損失	282	(71)
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	(38)	16
その他の増減額	(2)	9
合計	**172**	**(99)**

損益を通じて認識される費用の変動は22百万ユーロであった。それゆえ、損益計算書に対する影響は、2017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、2018年12月31日現在3,159百万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

	2018年	2017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%	4%
確定利付証券	65%	37%
投資不動産	4%	5%
その他	-	-
非上場証券		
保険会社が保有する資産	-	-
その他	23%	54%
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	南アメリカ	その他の国	イタリア	イベリア半島	南アメリカ	その他の国
	2018年				2017年			
割引率	0.25%-1.50%	0.21%-1.75%	4.70%-9.15%	1.50%-8.77%	0.20%-1.50%	0.65%-1.67%	5.00%-9.93%	1.50%-7.18%
インフレ率	1.50%	2.00%	3.00%-4.00%	1.50%-4.14%	1.50%	2.00%	3.00%-4.25%	1.50%-4.22%
昇給率	2.50%	2.00%	3.80%-5.00%	3.00%-4.20%	1.50%-3.50%	2.00%	3.00%-7.38%	3.00%-4.22%
医療費増加率	2.50%	3.20%	7.12%-8.00%	-	2.50%	3.20%	3.00%-8.00%	-
年金資産の期待運用収益率	-	1.75%	8.63%-9.04%	-	-	1.65%	9.72%-9.78%	-

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
	2018年12月31日				2017年12月31日			
割引率の0.5%の下落	280	63	9	3	155	60	15	4
割引率の0.5%の上昇	(243)	(59)	(12)	(9)	(121)	(55)	(18)	(10)
インフレ率の0.5%の上昇	(5)	(59)	(3)	(6)	(20)	(63)	(14)	(9)
インフレ率の0.5%の下落	32	61	3	2	47	61	12	1
報酬の0.5%の上昇	10	(2)	(3)	1	32	(1)	-	1
現在支払中の年金の0.5%の上昇	11	(2)	(3)	(3)	35	(1)	-	(3)
医療費の1%の上昇	-	-	32	-	-	-	28	-
現役および退職した従業員の平均余命1年の増加	155	25	8	(3)	54	25	147	(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、28百万ユーロである。

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

	2018年12月31日	2017年12月31日
1年以内	436	197
1～2年	429	184
2～5年	1,273	591
5年超	2,017	1,030

前へ　次へ

注記37 リスクおよび費用に対する引当金 －6,493百万ユーロ

百万ユーロ

	2018年12月31日		2017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	552	-	538	-
－廃棄、撤去および用地の原状回復	986	71	814	64
－訴訟	1,315	191	861	70
－環境関連証書	-	27	-	29
－税金および関税	409	23	300	23
－その他	742	603	778	637
合計	**4,004**	**915**	**3,291**	**823**
早期退職奨励引当金	1,177	397	1,530	387
合計	**5,181**	**1,312**	**4,821**	**1,210**

百万ユーロ	2017年12月31日	発生	戻入	取崩	割引率調整	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	2018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	538	-	-	-	8	-	-	6	-	552
－廃棄、撤去および用地の原状回復	878	21	(16)	(30)	7	1	(8)	206	(2)	1,057
－訴訟	931	214	(184)	(112)	56	462	(39)	178	-	1,506
－環境関連証書	29	27	(8)	(21)	-	-	-	-	-	27
－税金および関税	323	32	(18)	(36)	3	41	3	84	-	432
－その他	1,415	237	(112)	(234)	55	20	(63)	27	-	1,345
合計	**4,114**	**531**	**(338)**	**(433)**	**129**	**524**	**(107)**	**501**	**(2)**	**4,919**
早期退職奨励引当金	1,917	96	(3)	(426)	(4)	-	-	(6)	-	1,574
合計	**6,031**	**627**	**(341)**	**(859)**	**125**	**524**	**(107)**	**495**	**(2)**	**6,493**

前へ　次へ

原子炉の廃炉のための引当金

2018年12月31日現在、この引当金は、国王令第1349/03号および法律第24/05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南アメリカの会社に関連したものである。

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、主にサービスの質に関する紛争のほか、スペイン（170百万ユーロ）、イタリア（182百万ユーロ）および南アメリカ（1,145百万ユーロ）のグループ会社の従業員、最終ユーザーまたは仕入先との間の紛争に関連している。
前年度末対比での増加は575百万ユーロであり、これは主にエネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得に伴う連結範囲の変更および従業員との紛争に対する引当てを反映しているが、部分的には、主としてイベリア半島、イタリアおよび南アメリカにおける戻入れおよび目的使用により相殺された。

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。

前年度末対比での増加は109百万ユーロであり、これは主にエネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得に伴う連結範囲の変更を反映しているが、部分的には、主としてスペインおよびイタリアにおける戻入れおよび目的使用により相殺された。

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70百万ユーロの減少は、主に異常気象の発生に関連して支払われる費用に係りイー・ディストリブッツィオーネにより配分された引当金の一部の戻入、アルジェリアにおける上流ガスプロジェクトの中止に関連したエネル・グローバル・トレーディングによる引当金の取崩、2020年までの規制市場の廃止によるセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレからエネル・エネルジアへの販売拠点の移管を受けたエネル・エネルジアによる名称変更引当金の戻入に起因し、独占禁止当局が開始した罰則の法的手続きを受けセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレにより配分された引当金、およびエネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得を受けた連結範囲の変更により一部相殺された。

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343百万ユーロは、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－*1,901百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	
未払営業費用および繰延収益	484	929	(445)	-47.9%
その他の項目	1,417	1,074	343	31.9%
合計	**1,901**	**2,003**	**(102)**	**-5.1%**

未払営業費用および繰延収益の445百万ユーロの減少は、顧客との契約から生じる負債に対する顧客から受領した手数料に係る繰延収益のIFRS第15号の適用における組替に主に起因する。
その他の項目の増加は、主にダイヤモンド・ヴィスタ、ヒルトッパー、ラトルスネークおよびフェナー発電所の操業の開始の結果として北米における再生可能エネルギー会社が認識した税務パートナーシップによる債務325百万ユーロによるものである。

注記39 買掛金 *－13,387百万ユーロ*

13,387百万ユーロ（2017年は12,671百万ユーロ）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、12,718百万ユーロ（2017年は11,965百万ユーロ）であり、支払期限が12カ月以上の買掛金は、669百万ユーロ（2017年は706百万ユーロ）である。

注記40 その他の流動金融負債 *－788百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	
繰延金融負債	654	857	(203)	-23.7%
その他の項目	134	97	37	38.1%
合計	**788**	**954**	**(166)**	**-17.4%**

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203百万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*－41,089百万ユーロ*

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	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	
長期借入金	43	48,983	42,439	6,544	15.4%
短期借入金	43	3,616	1,894	1,722	90.9%
その他の流動金融債務(1)		28	-	28	-
1年以内返済予定の長期借入金	43	3,367	7,000	(3,633)	-51.9%
負債に含まれる非流動金融資産	26.1	(3,272)	(2,444)	(828)	-33.9%
負債に含まれる流動金融資産	30.1	(5,003)	(4,458)	(545)	-12.2%
現金および現金同等物	32	(6,630)	(7,021)	391	5.6%
合計		**41,089**	**37,410**	**3,679**	**9.8%**

(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、2018年12月31日と2017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

	2018年12月31日	2017年12月31日	**増減**	
手許現金および現金同等物	328	343	(15)	-4.4%
銀行および郵便預金	5,531	6,487	(956)	-14.7%
その他の流動投資	771	191	580	-
有価証券	63	69	(6)	-8.7%
手元流動性	**6,693**	**7,090**	**(397)**	**-5.6%**
短期の金融債権	3,418	3,253	165	5.1%
ファクタリング債権	-	42	(42)	-
長期金融債権1年以内回収分	1,522	1,094	428	39.1%
短期金融債権	**4,940**	**4,389**	**551**	**12.6%**
短期銀行借入金	(512)	(249)	(263)	**-**
コマーシャル・ペーパー	(2,393)	(889)	(1,504)	-
長期銀行債務の1年以内返済分	(1,830)	(1,346)	(484)	-36.0%
発行済社債（短期部分）	(1,341)	(5,429)	4,088	75.3%
その他の借入金（短期部分）	(196)	(225)	29	12.9%
その他の短期金融債務	(739)	(756)	17	-2.2%
短期金融債務計	**(7,011)**	**(8,894)**	**1,883**	**21.2%**
正味短期財政状態	**4,622**	**2,585**	**2,037**	**78.8%**
銀行および金融機関に対する債務	(8,819)	(8,310)	(509)	-6.1%
社債	(38,633)	(32,285)	(6,348)	-19.7%
その他の借入金	(1,531)	(1,844)	313	17.0%
長期財政状態	**(48,983)**	**(42,439)**	**(6,544)**	**-15.4%**
CONSOB指示書に準拠した正味財政状態	**(44,361)**	**(39,854)**	**(4,507)**	**-11.3%**
長期金融債権および有価証券	**3,272**	**2,444**	**828**	**33.9%**
純金融負債	**(41,089)**	**(37,410)**	**(3,679)**	**-9.8%**

注記42 その他の流動負債 *－12,107百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	
顧客に対する債務	1,773	1,824	(51)	-2.8%
機関マーケット・オペレーターに対する債務	3,945	4,765	(820)	-17.2%
従業員に対する債務	472	422	50	11.8%
その他の未払税金	1,093	1,323	(230)	-17.4%
社会保険機構への未払金	212	218	(6)	-2.8%
条件付対価	109	56	53	94.6%
少数株主に提供されたプット・オプション債務	-	1	(1)	-
流動未払費用および繰延収益	459	302	157	52.0%
未払配当金	1,913	1,541	372	24.1%
工事契約の債務	-	364	(364)	-
その他	2,131	1,646	485	29.5%
合計	**12,107**	**12,462**	**(355)**	**-2.8%**

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936百万ユーロ（2017年12月31日現在は984百万ユーロ）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2,546百万ユーロ（2017年12月31日現在では3,042百万ユーロ）、スペイン市場に関する1,131百万ユーロ（2017年12月31日現在では1,399百万ユーロ）および南アメリカ市場に関する268百万ユーロ（2017年12月31日現在では324百万ユーロ）が含まれる。

条件付対価は、主として当グループが北米において所有する多くの持分保有に関連し、これらの公正価値は、当事者間の契約上の取決めの条件に基づいて算定される。

未払配当金の増減は、株主に対して支払われる最低配当金が1株当たり0.21ユーロから0.28ユーロに増加したことによるものである。

その他の未払金の増加は、主にエネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得を受けた連結範囲の変更に関連している。

2018年12月31日現在の工事契約の負債（326百万ユーロ）は、IFRS第15号において認められている簡便化アプローチの適用を受け、顧客との契約から生じる負債に組み替えられた。こうしたことから、2017年12月31日現在の残高（364百万ユーロ）は組み替えされていない。詳細については、連結財務書類の注記25を参照すること。

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	2018年12月31日	2017年12月31日	2018年12月31日	2017年12月31日
償却原価で測定された金融資産	43.1.1	**4,292**	**2,817**	**25,268**	**26,496**
FVTOCIで測定された金融資産	43.1.2	**413**	**438**	**72**	**69**
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	31	17	3,163	1,982
FVTPLで**測定された**その他の金融資産	43.1.3	2,080	1,478	-	16
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		**2,111**	**1,495**	**3,163**	**1,998**
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	25	23	4	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	43.1.4	949	662	747	327
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		**974**	**685**	**751**	**327**
合計		**7,790**	**5,435**	**29,254**	**28,890**

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	2018年12月31日	2017年12月31日	注記	2018年12月31日	2017年12月31日
現金および現金同等物		-	-	32	6,630	7,021
売掛金	29	835	557	29	12,752	13,972
長期金融債権1年以内回収分		-	-	30.1	1,522	1,094
ファクタリング未収金		-	-	30.1	-	42
現金担保		-	-	30.1	2,559	2,664
その他の金融債権	26.1	2,912	2,060	30.1	859	589
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	345	-	30	12	-
償却原価で測定されたその他の金融資産	26, 27	200	200	30, 31	934	1,114
合計		**4,292**	**2,817**		**25,268**	**26,496**

償却原価で計上される金融資産の減損

2018年12月31日現在の償却原価で測定される金融資産は29,560百万ユーロ（2017年12月31日現在は29,313百万ユーロ）となり、2018年12月31日現在で3,083百万ユーロとなる予想信用損失引当金との差額を計上した（2017年期末現在では2,402百万ユーロ）。

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

＞ 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（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。

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）。

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、当局、金融相手方、卸売業者、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。

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	2018年12月31日			2017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	6,632	2	6,630	7,021	-	7,021
売掛金	16,415	2,828	13,587	16,931	2,402	14,529
金融債権	8,081	229	7,852	6,449	-	6,449
償却原価で計上されるその他の金融資産	1,515	24	1,491	1,314	-	1,314
合計	**32,643**	**3,083**	**29,560**	**31,712**	**2,402**	**29,313**

以下の表は、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ヵ月の予想損失引当金	全期間の予想損失引当金
2017年1月1日の期首残高－IAS第39号	**-**	**-**
引当金	-	-
目的使用	-	-
損益への戻入	-	-
その他の増減額	-	-
2017年12月31日の期末残高－IAS第39号	**-**	**-**
IFRS第9号の初度適用による調整	7	23
2018年1月1日の期首残高－IFRS第9号	**7**	**23**
引当金	-	4
目的使用	-	-
損益への戻入(1)	(188)	(2)
その他の増減額(2)	268	117
2018年12月31日の期末残高	**87**	**142**

(1) スロヴァク・パワー・ホールディングの50%持分の処分を受け金融債権に対して発生した減損損失の戻入による186百万ユーロを含む。
(2) 従来には売掛金勘定で認識され2018年に予想損失引当金に組み替えられた、スロヴァク・パワー・ホールディングの50%持分の処分を受け金融債権に対して発生した2017年12月31日現在の累積減損損失による186百万ユーロを含む。

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	
2017年1月1日の期首残高－IAS第39号	**2,028**
引当金	1,204
目的使用	(601)
損益への戻入	(310)
その他の増減額	81
2017年12月31日の期末残高－IAS第39号	**2,402**
IFRS第9号の初度適用による調整	207
2018年1月1日の期首残高－IFRS第9号	**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**

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。

	全期間の予想損失引当金
2017年1月1日の期首残高－IAS第39号	**-**
引当金	-
目的使用	-
損益への戻入	-
その他の増減額	-
2017年12月31日の期末残高－IAS第39号	**-**
IFRS第9号の初度適用による調整	15
2018年1月1日の期首残高－IFRS第9号	**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**

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	2018年12月31日	2017年12月31日	注記	2018年12月31日	2017年12月31日
他社への株式投資（FVOCI）	26	53	56		-	-
有価証券	26.1	360	382	30.1	72	69
合計		**413**	**438**		**72**	**69**

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
2017年12月31日の期末残高－IAS第39号	**4**	**-**
IFRS第9号の初度適用による調整	(5)	-
2018年1月1日の期首残高－IFRS第9号	**(1)**	**-**
購入	16	-
売却	-	-
OCIを通じた公正価値の変動	13	-
その他の増減額	25	-
2018年12月31日の期末残高	**53**	**-**

有価証券（FVOCI）

百万ユーロ	非流動	流動
2017年12月31日の期末残高－IAS第39号	**382**	**69**
IFRS第9号の初度適用による調整	-	-
2018年1月1日の期首残高－IFRS第9号	**382**	**69**
購入	93	18
売却	(45)	(9)
OCIを通じた公正価値の変動	(3)	-
組替	(64)	64
その他の増減額	(3)	(70)
2018年12月31日の期末残高	**360**	**72**

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	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**注記**	**2018年12月31日**	2017年12月31日
FVTPLのデリバティブ	46	31	17	46	3,163	1,982
他社への株式投資（FVTPL）	26	10	2		-	-
サービス委譲契約による金融資産（FVTPL）	26	2,070	1,476	30	-	16
合計		**2,111**	**1,495**		**3,163**	**1,998**

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	2018年12月31日	2017年12月31日	2018年12月31日	2017年12月31日
償却原価で測定された金融負債	43.2.1	**49,824**	**43,408**	**27,567**	**29,355**
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	34	21	3,135	1,980
損益を通じて公正価値で測定された金融負債の合計		**34**	**21**	**3,135**	**1,980**
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		7		6
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	43.4	2,575	2,970	1,208	274
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		**2,575**	**2,977**	**1,208**	**280**
合計		**52,433**	**46,406**	**31,910**	**31,615**

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	2018年12月31日	2017年12月31日	注記	2018年12月31日	2017年12月31日
長期借入金	43.3	48,983	42,439	43.3	3,367	7,000
短期借入金		-	-	43.3	3,616	1,894
買掛金	39	669	706	39	12,718	11,965
その他の金融負債	38	172	263	42	7,866	8,496
合計		**49,824**	**43,408**		**27,567**	**29,355**

前へ　次へ

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）*－52,350百万ユーロ*

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。

この表は、借入金および金利のタイプによって分類した、2018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	2018年12月31日					2017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	23,811	23,099	845	22,254	25,944	25,862	25,275	4,679	20,596	29,561	(2,176)
－上場、変動金利	3,187	3,166	305	2,861	3,288	2,942	2,926	684	2,242	3,201	240
－非上場、固定金利	12,860	12,758	-	12,758	12,563	8,532	8,458	-	8,458	9,257	4,300
－非上場、変動金利	951	951	191	760	932	1,055	1,055	66	989	1,051	(104)
社債合計	**40,809**	**39,974**	**1,341**	**38,633**	**42,727**	**38,391**	**37,714**	**5,429**	**32,285**	**43,070**	**2,260**
銀行借入金											
－固定金利	1,495	1,486	477	1,009	1,539	1,545	1,533	293	1,240	4,155	(47)
－変動金利	8,987	8,954	1,353	7,601	8,817	8,146	8,116	1,053	7,063	8,445	838
－リボルビング・クレジット・ファシリティ利用	209	209	-	209	210	8	7	-	7	7	202
銀行借入金の合計	**10,691**	**10,649**	**1,830**	**8,819**	**10,566**	**9,699**	**9,656**	**1,346**	**8,310**	**12,607**	**993**
ノンバンク借入金											
－固定金利	1,569	1,549	164	1,385	1,585	1,884	1,865	198	1,667	2,149	(316)
－変動金利	197	178	32	146	182	223	204	27	177	231	(26)
ノンバンク借入金の合計	**1,766**	**1,727**	**196**	**1,531**	**1,767**	**2,107**	**2,069**	**225**	**1,844**	**2,380**	**(342)**
固定金利借入金の合計	**39,735**	**38,892**	**1,486**	**37,406**	**41,631**	**37,823**	**37,131**	**5,170**	**31,961**	**45,122**	**1,761**
変動金利借入金の合計	**13,531**	**13,458**	**1,881**	**11,577**	**13,429**	**12,374**	**12,308**	**1,830**	**10,478**	**12,935**	**1,150**
合計	**53,266**	**52,350**	**3,367**	**48,983**	**55,060**	**50,197**	**49,439**	**7,000**	**42,439**	**58,057**	**2,911**

社債の残高は、親会社のポートフォリオで保有する非上場の変動利付社債の「従業員のための特別シリーズ債券1994年-2019年」に関する898百万ユーロ控除後の金額で表示されている。

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
	2018年12月31日		2017年12月31日		2018年12月31日	
ユーロ	**23,388**	**24,025**	**25,925**	**26,449**	**2.8%**	**3.3%**
米国ドル	18,541	18,720	13,521	13,658	4.7%	4.9%
英ポンド	4,750	4,794	4,786	4,835	6.1%	6.2%
コロンビア・ペソ	1,543	1,543	1,618	1,618	7.5%	7.5%
ブラジル・レアル	2,074	2,114	1,201	1,230	8.3%	8.4%
スイス・フラン	403	403	687	688	2.1%	2.1%
チリ・ペソ／ＵＦ	700	710	465	475	6.1%	6.1%
ペルー・ソル	404	404	385	385	6.2%	6.2%
ロシア・ルーブル	247	247	245	245	8.1%	8.1%
日本円	-	-	233	233	-	-
その他通貨	300	306	373	381		
ユーロ以外の通貨合計	**28,962**	**29,241**	**23,514**	**23,748**		
合計	**52,350**	**53,266**	**49,439**	**50,197**		

ユーロ以外の通貨建の長期金融債務は5,448百万ユーロ増加した。この変動は、主として、エネル・ファイナンス・インターナショナルによる米ドル建て新規借入金ならびにブラジルにおけるエネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得を受けたブラジル・レアル建て債務の増加に起因する。

長期債務の額面価額の変動

百万ユーロ	額面価額	返済	自社社債の変動	連結範囲の変更	証券交換	新規資金調達	為替換算差額	売却目的資産（負債）との組替	額面価額
	2017年12月31日								2018年12月31日
社債	38,391	(8,987)	(38)	771	-	9,809	447	416	40,809
借入金	11,806	(3,053)	-	170	-	3,615	(81)	-	12,457
金融債務合計	**50,197**	**(12,040)**	**(38)**	**941**	**-**	**13,424**	**366**	**416**	**53,266**

2017年12月31日現在と比較して、2018年12月31日現在の長期借入金の額面価額は3,069百万ユーロ増加したが、これは新規借入13,424百万ユーロ、連結の範囲の変更による941百万ユーロ、「売却目的資産／負債」への組替416百万ユーロ、および為替レートの不利な変動の影響366百万ユーロが、返済12,040百万ユーロによって一部のみ相殺された結果である。連結範囲の変更における増減は、主として、ブラジルにおけるエネル・ディストリブシオン・サンパウロの取得を受けた債務の増加を反映している。

2018年の返済は、債券8,987百万ユーロおよび借入金合計3,053百万ユーロに係るものである。

より具体的には、2018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2018年2月満期の固定金利1件、変動金利1件での2件のリテール債（3,000百万ユーロ）
＞ エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2018年4月満期の固定金利債（512百万ユーロ）
＞ エネル・エスピーエーが発行した2018年6月満期の固定金利債（591百万ユーロ）
＞ エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2018年10月満期の固定金利債（544百万ユーロ）
＞ エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2018年12月満期の固定金利債（311百万ユーロ）

加えて、2018年5月にエネル・エスピーエーは2013年9月に発行したハイブリッド社債を732百万ユーロ買い戻した。

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。

＞ イー・ディストリブッツィオーネおよびエネル・プロデュツィオーネの助成金付きローンの返済に係る250百万ユーロ
＞ エンデサの銀行借入金に関連する68百万ユーロ。うち12百万ユーロは助成金付きローンであった。
＞ エネル・グリーン・パワー・エスピーエーの銀行借入金に関連する133百万ユーロ。うち51百万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54百万ユーロ相当額。うち27百万ユーロは助成金付きローンであった。
＞ エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカの借入れに係る102百万ユーロ相当額
＞ 南アメリカのグループ会社の借入れに係る2,020百万ユーロ相当額

2018年に実行された主な新規借入れは、9,809百万ユーロの社債および3,615百万ユーロの借入れであった。

下表は、2018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	2018年1月16日	1,250	ユーロ	1.13%	固定金利	2026年9月16日
	エネル・エスピーエー	2018年5月24日	500	ユーロ	2.50%	固定金利	2023年11月24日
	エネル・エスピーエー	2018年5月24日	750	ユーロ	3.38%	固定金利	2026年11月24日
	エネル・チリ	2018年6月12日	873	米ドル	4.88%	固定金利	2028年6月12日
	エネル・ディストリブシオン・サンパウロ	2018年9月13日	159	ブラジル・レアル	108.25% CDI	変動金利	2021年9月13日
	エネル・ディストリブシオン・サンパウロ	2018年9月13日	314	ブラジル・レアル	111% CDI	変動金利	2023年9月13日
	エネル・ディストリブシオン・サンパウロ	2018年9月13日	203	ブラジル・レアル	CDI + 1.45%	変動金利	2025年9月13日
	エネル・ファイナンス・インターナショナル	2018年9月14日	1,091	米ドル	4.25%	固定金利	2023年9月14日
	エネル・ファイナンス・インターナショナル	2018年9月14日	1,309	米ドル	4.63%	固定金利	2025年9月14日
	エネル・ファイナンス・インターナショナル	2018年9月14日	1,091	米ドル	4.88%	固定金利	2029年6月14日
社債合計			**7,540**				
銀行借入金							
	エネル・チリ	2018年3月28日	83	チリ・ペソ	TAB + 55 bps	変動金利	2019年7月12日
	エネル・チリ	2018年3月28日	93	チリ・ペソ	TAB + 55 bps	変動金利	2019年7月12日
	エネル・チリ	2018年3月28日	93	チリ・ペソ	TAB + 55 bps	変動金利	2019年7月12日
	イー・ディストリブッツィオーネ	2018年5月3日	200	ユーロ	6カ月物 Euribor + 42.9 bps	変動金利	2033年5月3日
	エンデサ	2018年5月29日	500	ユーロ	6カ月物 Euribor + 21.7 bps	変動金利	2030年5月29日
	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー	2018年7月31日	149	南アフリカ・ランド	CPI RRR + 300 bps	変動金利	2021年12月31日
	イー・ディストリブッツィオーネ	2018年10月19日	200	ユーロ	6カ月物 Euribor + 34.6 bps	変動金利	2033年10月19日
	エネル・エックス・モビリティ	2018年11月20日	50	ユーロ	6カ月物 EURIBOR＋33.9 bps	変動金利	2028年11月20日
銀行借入金の合計			**1,368**				

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。

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南アメリカの子会社（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、2018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、為替リスクの軽減のためになされた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	2018年12月31日						2017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	**23,388**	**24,025**	**45.0%**	**18,901**	**42,926**	**80.6%**	**25,925**	**26,449**	**52.7%**	**15,144**	**41,593**	**82.9%**
米国ドル	18,541	18,720	35.1%	(15,064)	3,656	6.9%	13,521	13,658	27.2%	(10,577)	3,081	6.1%
英ポンド	4,750	4,794	9.0%	(4,794)	-	-	4,786	4,835	9.6%	(4,835)	-	-
コロンビア・ペソ	1,543	1,543	2.9%	-	1,543	2.9%	1,618	1,618	3.2%	29	1,647	3.3%
ブラジル・レアル	2,074	2,114	4.0%	1,207	3,321	6.2%	1,201	1,230	2.5%	977	2,207	4.4%
スイス・フラン	403	403	0.8%	(403)	-	-	687	688	1.4%	(688)	-	-
チリ・ペソ／ＵＦ	700	710	1.3%	-	710	1.3%	465	475	0.9%	-	475	0.9%
ペルー・ソル	404	404	0.8%	-	404	0.8%	385	385	0.8%	-	385	0.8%
ロシア・ルーブル	247	247	0.5%	73	320	0.6%	245	245	0.5%	100	345	0.7%
日本円	-	-	-	-	-	-	233	233	0.5%	(233)	-	-
その他通貨	300	306	0.6%	80	386	0.7%	373	381	0.7%	83	464	0.9%
ユーロ以外の通貨合計	**28,962**	**29,241**	**55.0%**	**(18,901)**	**10,340**	**19.4%**	**23,514**	**23,748**	**47.3%**	**(15,144)**	**8,604**	**17.1%**
合計	**52,350**	**53,266**	**100.0%**	**-**	**53,266**	**100.0%**	**49,439**	**50,197**	**100.0%**	**-**	**50,197**	**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	2018年				2017年			
	ヘッジ前	%	ヘッジ後	%	ヘッジ前	%	ヘッジ後	%
変動金利	17,175	30.2%	12,983	22.8%	14,268	27.4%	11,358	21.8%
固定金利	39,735	69.8%	43,927	77.2%	37,823	72.6%	40,733	78.2%
合計	**56,910**		**56,910**		**52,091**		**52,091**	

2018年12月31日現在、金融負債の30.2%が変動金利であった（2017年12月31日現在は27.4%）。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、純金融負債の22.8%（2017年12月31日現在は21.8%）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、77%の純金融負債がヘッジされていた（2017年12月31日現在は78%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 *－3,616百万ユーロ*

2018年12月31日現在、短期借入金は、2017年12月31日と比較して1,722百万ユーロ増加し、3,616百万ユーロとなった。内訳は、以下のとおりである。

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
短期銀行借入金	512	249	263
コマーシャル・ペーパー	2,393	889	1,504
デリバティブの現金担保およびその他の資金調達	301	449	(148)
その他の短期借入金(1)	410	307	103
短期借入金	**3,616**	**1,894**	**1,722**

(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、512百万ユーロであった。

コマーシャル・ペーパーは2,393百万ユーロとなり、エネル・ファイナンス・インターナショナル、インターナショナル・エンデサ・ビーヴィ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

＞ インターナショナル・エンデサ・ビーヴィの3,000百万ユーロ

＞ エネル・アメリカスおよびエネル・ジェネラシオン・チリの400百万ドル（349百万ユーロ相当）

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	2018年		2017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
償却原価で計上される金融資産	**(409)**	**(1,101)**	**(701)**	**(870)**
FVOCIで計上される金融資産				
FVOCIで計上される株式投資	10	-	-	-
FVOCIで計上されるその他の金融資産(1)	4	-	82	-
FVOCIで計上される金融資産合計	**14**	**-**	**82**	**-**
FVTPLの金融資産				
FVTPLの金融資産	385	188	-	-
当初認識の際に指定された金融資産（公正価額オプション）	-	-	-	-
FVTPLの金融資産の合計	**385**	**188**	**-**	**-**
償却原価で測定された金融負債	**(3,545)**	**-**	**(1,054)**	-
FVTPLの金融負債				
トレーディング目的金融負債	-	-	1	-
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	**-**	**-**	**1**	**-**

(1) 2017年度にFVOCIで計上されたその他の資産の価値は、売却可能資産として分類されていたサービス委譲契約に関する資産による収益を含んでおり、2018年にはIFRS第9号の適用を受けて、これらの資産は主にFVTPLで計上される資産に分類された。

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、商品リスクなどの市場リスクや、信用リスク、流動性リスクにさらされている。

「主要なリスクと不確実性」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。

市場リスク

市場リスクは、主として金利リスク、為替リスク、および商品価格リスクから構成される。エネルの市場リスクに対するエクスポージャーの原因は、前年度から変わっていない。

金利リスクは、主に金融商品の利用により発生する。当グループが負う主な金融負債には、社債、銀行借入金、その他の借入金、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（受取保証、現金担保）、工事契約の負債、および買掛金が含まれる。当グループが有する主な金融資産には、金融債権、ファクタリング債権、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差し入れた現金保証金（差入保証、現金担保）、現金（および現金同等物）、工事契約の債権、ならびに売掛金が含まれる。
これらの金融商品の主目的は、当グループの業務を支援することである。詳細については、連結財務書類、注記43の「金融商品」を参照。
為替リスクは、燃料および電力、産業投資、投資先からの配当金、商業取引および金融商品の利用における取引から発生する。当グループの連結財務書類はまた、換算リスクにもさらされている。
当グループの市場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。

商品価格の変動リスクは、これらの価格のボラティリティおよび商品間の既存の構造的相関関係によって発生し、これによって、燃料およびエネルギーの取引に関するマージンが不確実になる。物価動向は、グループの産業、金融、および商業戦略と方針を発展させるため、監視および分析される。
このような変動による影響を抑え、マージンを安定させるため、グループの方針とリスクガバナンスの取決めによって確立された業務上の限度額に従って、エネルは先行ソーシング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を用いたリスクヘッジのための計画や技術を開発し、立案する。

市場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）。2018年度中に、これらの閾値の超過は検知されなかった。

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）。

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、2018年12月31日および2017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	
	2018年	2017年
変動金利から固定金利スワップ	10,032	11,166
固定金利から変動金利スワップ	154	884
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	165	165
金利オプション	50	50
合計	**10,401**	**12,265**

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	2018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	23	(23)	-	-
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	-	-	108	(108)
公正価値ヘッジ	25	(1)	1	-	-

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。

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、2018年12月31日と2017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	
	2018年	2017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）	24,712	19,004
商品の為替リスクをヘッジする為替予約	4,924	3,526
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	5,386	6,319
コマーシャル・ペーパーをヘッジする通貨スワップ	-	-
借入金をヘッジする為替予約	-	-
その他の為替予約	1,584	300
合計	**36,606.0**	**29,149**

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24,712百万ユーロのCCIRS（2017年12月31日現在は19,004百万ユーロ）
- 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10,310百万ユーロの為替予約（2017年12月31日現在は9,845百万ユーロ）
- 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。

2018年12月31日現在、グループの長期借入金の55%（2017年12月31日現在は47%）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、2018年12月31日現在で、19%となった（2017年12月31日現在は17%）。

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		2018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
ユーロ以外の通貨建ての長期借入金の総計のヘッジ後の金融費用の変動	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%	493	(600)	-	-
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%	-	-	(2,712)	3,311
公正価値ヘッジ	10%	8	(9)	-	-

商品リスク

商品価格の変動リスクは、主として電力および燃料の変動価格による購入および販売（例えば、指標連動二者間契約、直物市場での取引、等）に伴い生じる。

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。

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、CO2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、2018年12月31日と2017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	
	2018年	2017年
予約および先物契約	41,157	24,824
スワップ	6,346	4,584
オプション	549	422
組込デリバティブ	-	-
合計	**48,052**	**29,830**

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+10%と-10%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、電力およびCO2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、そしてそれよりも程度は少ないものの、石炭およびCO2の価格変動によるものである。

百万ユーロ	2018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	10%	(114)	101	-	-
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	10%	-	-	70	(60)

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

		2018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**	0.3%	7,682	22	7,660
不良債権（延滞）	**全期間の予想信用損失**	44.2%	344	152	192
不良債権（破綻）	**全期間の予想信用損失**	100.0%	55	55	-
合計			**8,081**	**229**	**7,852**

顧客との契約、売掛金およびその他の債権からなる資産：単一測定

百万ユーロ

	2018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	-	**37**	**-**	**37**
売掛金				
支払期限前売掛金	0.9%	4,349	37	4,312
支払期限経過売掛金				
- 1-30日	4.6%	368	17	351
- 31-60日	13.0%	77	10	67
- 61-90日	6.7%	60	4	56
- 91-120日	15.6%	45	7	38
- 121-150日	4.3%	46	2	44
- 151-180日	20.3%	79	16	63
- 180日超（信用減損）	51.6%	1,088	561	527
売掛金合計		**6,112**	**654**	**5,458**
その他の債権				
支払期限前その他債権	1.1%	999	11	988
支払期限経過その他債権				
- 1-30日	-	83	-	83
- 31-60日	-	-	-	-
- 61-90日	-	-	-	-
- 91-120日	-	-	-	-
- 121-150日	-	-	-	-
- 151-180日	-	-	-	-
- 180日超（信用減損）	-	-	-	-
その他の債権合計		**1,082**	**11**	**1,071**
合計		**7,231**	**665**	**6,566**

顧客との契約、売掛金およびその他の債権からなる資産：混合測定

百万ユーロ

	2018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%**	**445**	**1**	**444**
売掛金				
支払期限前売掛金	2.3%	3,988	91	3,897
支払期限経過売掛金				
－1-30日	1.9%	2,289	44	2,245
－31-60日	12.0%	209	25	184
－61-90日	18.7%	139	26	113
－91-120日	24.8%	125	31	94
－121-150日	22.5%	111	25	86
－151-180日	29.3%	92	27	65
－180日超（信用減損）	56.9%	3,350	1,905	1,445
売掛金合計		**10,303**	**2,174**	**8,129**
その他の債権				
支払期限前その他債権	3.3%	393	13	380
支払期限経過その他債権				
－1-30日	-	40	-	40
－31-60日	-	-	-	-
－61-90日	-	-	-	-
－91-120日	-	-	-	-
－121-150日	-	-	-	-
－151-180日	-	-	-	-
－180日超（信用減損）	-	-	-	-
その他の債権合計		**433**	**13**	**420**
合計		**11,181**	**2,188**	**8,993**

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	2018年12月31日		2017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	750	13,758	245	13,761
コミットしない融資枠	355	-	360	1
コマーシャル・ペーパー	6,990	-	7,464	-
合計	**8,095**	**13,758**	**8,069**	**13,762**

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	2020年	2021年	2022年	2023年	それ以降
社債：							
－上場、固定金利	55	790	1,928	1,309	2,250	2,801	13,966
－上場、変動金利	106	199	283	355	465	567	1,191
－非上場、固定金利	-	-	-	-	1,787	2,172	8,799
－非上場、変動金利	135	56	27	111	97	97	428
社債合計	**296**	**1,045**	**2,238**	**1,775**	**4,599**	**5,637**	**24,384**
銀行借入金							
－固定金利	82	395	397	244	75	42	251
－変動金利	188	1,165	1,381	1,175	629	636	3,780
－リボルビング・クレジット・ファシリティ利用	-	-	73	136	-	-	-
銀行借入金の合計	**270**	**1,560**	**1,851**	**1,555**	**704**	**678**	**4,031**
ノンバンク借入金：							
－固定金利	42	122	176	165	169	176	699
－変動金利	7	25	37	31	27	20	31
ノンバンク借入金の合計	**49**	**147**	**213**	**196**	**196**	**196**	**730**
合計	**615**	**2,752**	**4,302**	**3,526**	**5,499**	**6,511**	**29,145**

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、IAS 39に基づいて、自己使用の例外の適用を受ける。

下表は、2018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。

商品購入に係るコミットメント	2018年12月31日	2015-2019年	2020-2024年	2025-2029年	それ以降
－電力	109,638	27,358	20,282	19,892	42,106
－燃料	43,668	26,536	10,969	4,398	1,765
合計	**153,306**	**53,894**	**31,251**	**24,290**	**43,871**

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、2018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	
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
－金利	12	827	6	23	15	-	1	-
－為替	171	-	19	-	66	-	3	-
合計	**183**	**827**	**25**	**23**	**81**	**-**	**4**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
－金利	404	780	12	5	427	127	1	1
－為替	8,318	3,644	675	594	4,689	1,130	252	45
－商品	1,126	367	262	63	1,428	1,975	494	281
合計	**9,848**	**4,791**	**949**	**662**	**6,544**	**3,232**	**747**	**327**
トレーディング・デリバティブ								
－金利	50	394	2	3				-
－為替	197	134	4	5	4,057	4,442	51	80
－商品	261	177	25	9	20,553	12,909	3,112	1,902
合計	**508**	**705**	**31**	**17**	**24,610**	**17,351**	**3,163**	**1,982**
デリバティブ金融資産の合計	**10,539**	**6,323**	**1,005**	**702**	**31,235**	**20,583**	**3,914**	**2,309**

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	
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
－金利	-	-	-	-	-	-	-	-
－為替	-	63	-	7	-	35	-	6
－商品	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	**-**	**63**	**-**	**7**	**-**	**35**	**-**	**6**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
－金利	8,605	9,899	605	556	272	50	1	1
－為替	13,025	15,756	1,803	2,375	2,791	2,096	348	114
－商品	656	368	167	39	2,050	1,114	859	159
合計	**22,286**	**26,023**	**2,575**	**2,970**	**5,113**	**3,260**	**1,208**	**274**
トレーディング・デリバティブ								
－金利	478	88	17	9	138	100	66	65
－為替	191	326	3	10	3,101	1,474	33	38
－商品	133	18	14	2	21,845	12,902	3,036	1,877
合計	**802**	**432**	**34**	**21**	**25,084**	**14,476**	**3,135**	**1,980**
デリバティブ金融負債の合計	**23,088**	**26,518**	**2,609**	**2,998**	**30,197**	**17,771**	**4,343**	**2,260**

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、利益や損失を生じさせ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、ヘッジ対象が損益に影響する期間の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損益で認識される。

以下の表は、ヘッジ対象のデリバティブ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該当通貨の金額に換算される）。該当通貨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。

デリバティブ契約に関する公正価値測定の詳細については、注記47「公正価値測定」を参照。

46.1.1 ヘッジするリスクの種類によるヘッジ関係

金利リスク
下表は、2018年12月31日および2017年12月31日現在の取引残高に関し、金利リスクに対応するヘッジ手段の取引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		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**	**2018年12月31日**		2017年12月31日	
金利スワップ	固定金利の借入	6	12	22	812
金利スワップ	変動金利の借入	(599)	9,581	(550)	10,799
金利スワップ	変動金利の金融債権	7	142	-	72
合計		**(586)**	**9,735**	**(528)**	**11,683**

下表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2018年12月31日および2017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	
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
一金利スワップ	27	827	7	23	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
一金利スワップ	831	907	13	6	8,877	9,949	(606)	(557)
金利デリバティブ合計	**858**	**1,734**	**20**	**29**	**8,877**	**9,949**	**(606)**	**(557)**

2018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9,735百万ユーロとなり、対応する負の公正価値は586百万ユーロとなった。

2017年12月31日と比較し、想定元本は1,948百万ユーロ減少した。これは主に以下を反映した結果である。

- **グリーン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1,250百万ユーロ**
- **9月の米ドル建て債券の発行に関するヘッジ前金利スワップの紀元前解約1,500百万ユーロ**
- **金利スワップの紀元前解約938百万ユーロ、うち800百万ユーロは2013年にエネル・エスピーエーが発行したハイブリッド・ボンドのテンダー・オファーに関連する**
- **満期の金利スワップの合計177百万ユーロ**
- **新規金利スワップの合計2,445百万ユーロ**

この金額には、分割満期金利スワップの想定元本の減少527百万ユーロも反映されている。

公正価値の減少58百万ユーロは、主にイールドカーブの進展を反映している。

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、金利リスクに対するキャッシュ・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					
	2018年12月31日	2019年	2020年	2021年	2022年	2023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	13	5	3	2	1	1	3
負の公正価値	(606)	(84)	(122)	(116)	(91)	(78)	(146)

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・デリバティブ剰余金が資本に与えた、税効果控除前の影響を示したものである。

百万ユーロ

2017年1月1日の期首残高	**(768)**
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	99
損益で認識される公正価値の変動	52
2017年12月31日の期末残高	**(617)**
2018年1月1日の期首残高	**(617)**
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	(77)
損益で認識される公正価値の変動	37
2018年12月31日の期末残高	**(657)**

為替リスク

下表は、2018年12月31日および2017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
		2018年12月31日		2017年12月31日	
ヘッジ手段	**ヘッジ対象資産**				
クロス・カレンシー金利スワップ (CCIRS)	固定金利の借入	(1,325)	21,114	(1,720)	17,616
クロス・カレンシー金利スワップ (CCIRS)	変動金利の借入	95	1,021	(4)	977
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	(71)	297	(29)	321
為替予約	外貨建て商品先物購入	99	4,298	(130)	3,076
為替予約	外貨建て将来キャッシュ・フロー	(30)	1,089	30	552
為替予約	投資財の購入他	30	1,241	(9)	183
合計		**(1,202)**	**29,060**	**(1,863)**	**22,725**

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21,114百万ユーロで、公正価値はマイナス1,325百万ユーロだった。**
- **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1,318百万ユーロで、公正価値はプラス24百万ユーロだった。**
- **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5,387百万ユーロで、公正価値はプラス69百万ユーロだった。**
- **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1,241百万ユーロで、公正価値はプラス30百万ユーロだった。**

下表は、2018年12月31日および2017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	
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
―為替予約	-	-	-	-	-	4	-	-
―クロス・カレンシー金利スワップ	237	-	22	-	-	93	-	(13)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
―為替予約	4,302	747	160	32	2,326	3,060	(61)	(142)
―クロス・カレンシー金利スワップ	8,705	4,028	767	607	13,490	14,793	(2,090)	(2,347)
外国為替デリバティブ合計	**13,244**	**4,775**	**949**	**639**	**15,816**	**17,950**	**(2,151)**	**(2,502)**

2018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22,432百万ユーロ（2017年12月31日では18,914百万ユーロ）となり、3,518百万ユーロ増加した。クロス・カレンシー金利スワップでは、合計で654百万ユーロが満期となり、148百万ユーロが満期前に解約された。新たに締結されたデリバティブは3,871百万ユーロとなり、このうち、3,492百万ユーロは、2018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358百万ユーロ増加させた。

2018年12月31日の時点での為替予約の想定元本は6,628百万ユーロ（2017年12月31日では3,807百万ユーロ）となり、2,821百万ユーロ増加した。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。

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					
	2018年12月31日	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	**それ以降**
為替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	926	380	261	182	163	332	1,112
負の公正価値	(2,150)	(237)	72	43	29	65	124

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・デリバティブ剰余金が、資本に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	
2017年1月1日の期首残高	**(1,341)**
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	(211)
損益で認識される公正価値の変動	(88)
2017年12月31日の期末残高	**(1,640)**
2018年1月1日の期首残高	**(1,640)**
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	181
損益で認識される公正価値の変動	65
2018年12月31日の期末残高	**(1,394)**

商品リスク

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	
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
電力のデリバティブ:								
－スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
－先渡し/先物	-	-	-	-	-	-	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
電力のデリバティブ合計	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
電力のデリバティブ:								
－スワップ	1,249	458	139	39	512	238	(227)	(22)
－先渡し/先物	293	116	20	11	159	545	(12)	(102)
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
電力のデリバティブ合計	**1,542**	**574**	**159**	**50**	**671**	**783**	**(239)**	**(124)**
石炭のデリバティブ:								
－スワップ	10	525	74	84	619	18	(94)	(1)
－先渡し/先物	-	-	-	-	-	-	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
石炭のデリバティブ合計	**10**	**525**	**74**	**84**	**619**	**18**	**(94)**	**(1)**
ガスおよび石油のデリバティブ：								
－スワップ	-	45	-	12	-	-	-	-
－先渡し/先物	723	1,036	222	130	1,415	681	(693)	(73)
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
ガスおよび石油のデリバティブ合計	**723**	**1,081**	**222**	**142**	**1,415**	**681**	**(693)**	**(73)**
CO2のデリバティブ：								
－スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
－先渡し/先物	279	162	301	68	1	-	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
CO_2のデリバティブ合計	**279**	**162**	**301**	**68**	**1**	**-**	**-**	**-**
商品関連デリバティブ合計	**2,554**	**2,342**	**756**	**344**	**2,706**	**1,482**	**(1,026)**	**(198)**

表は、商品価格リスクをヘッジするデリバティブに関し、2018年12月31日および2017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222百万ユーロ、CO2に係るデリバティブ301百万ユーロ、電力に係るデリバティブ159百万ユーロ、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、74百万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239百万ユーロ、ガスおよび石油商品に係るデリバティブ693百万ユーロ、そして石炭に係るデリバティブ（94百万ユーロ）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					
	2018年12月31日	2019年	2020年	2021年	2022年	2023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	756	494	178	4	5	6	69
負の公正価値	(1,026)	(859)	(143)	(10)	(7)	(5)	(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・デリバティブ剰余金が資本に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	
2017年1月1日の期首残高	**345**
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	409
損益で認識される公正価値の変動	(513)
損益で認識される公正価値の変動 - 非有効部分	-
2017年12月31日の期末残高	**241**
2018年1月1日の期首残高	**241**
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	(199)
損益で認識される公正価値の変動	(129)
2018年12月31日の期末残高	**(87)**

46.2 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、2018年12月31日および2017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	
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017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	394	2	3	566	138	(79)	(68)
－金利オプション	-	-	-	-	50	50	(5)	(6)
為替のデリバティブ:								
－為替予約	4,092	4,576	54	85	1,175	1,759	(18)	(46)
通貨金利スワップ	162	-	1	-	2,117	90	(18)	(2)
商品関連のデリバティブ								
電力のデリバティブ:								
－スワップ	1,070	776	167	125	229	608	(28)	(107)
－先渡し/先物	6,260	3,439	814	457	6,955	3,500	(1,016)	(522)
－オプション	15	7	28	9	20	16	(11)	(5)
電力のデリバティブ合計	**7,345**	**4,222**	**1,009**	**591**	**7,204**	**4,124**	**(1,055)**	**(634)**
石炭のデリバティブ:								
－スワップ	201	369	56	86	823	294	(48)	(57)
－先渡し/先物	-	29	-	1	-	4	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
石炭のデリバティブ合計	**201**	**398**	**56**	**87**	**823**	**298**	**(48)**	**(57)**
ガスおよび石油のデリバティブ:								
－スワップ	896	534	215	125	728	629	(186)	(123)
－先渡し/先物	11,894	7,653	1,640	823	12,712	7,483	(1,531)	(732)
－オプション	225	181	147	254	289	216	(165)	(293)
ガスおよび石油のデリバティブ合計	**13,015**	**8,368**	**2,002**	**1,202**	**13,729**	**8,328**	**(1,882)**	**(1,148)**
CO_2のデリバティブ：								
－スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
－先渡し/先物	243	97	68	30	221	79	(65)	(34)
－オプション	-	1	-	1	-	1	-	(1)
CO_2のデリバティブ合計	**243**	**98**	**68**	**31**	**221**	**80**	**(65)**	**(35)**
その他のデリバティブ:								
－スワップ	9	-	2	-	-	90	-	(5)
－先渡し/先物	1	-	-	-	1	-	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
その他のデリバティブ合計	**10**	**-**	**2**	**-**	**1**	**90**	**-**	**(5)**
組込デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-	-
デリバティブ合計	**25,118**	**18,056**	**3,194**	**1,999**	**25,886**	**14,957**	**(3,169)**	**(2,001)**

2018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666百万ユーロであった。負の公正価値は81百万ユーロとなり、主にイールドカーブの正常化が原因で前年から10百万ユーロ悪化した。
2018年12月31日の時点での為替デリバティブの想定元本は7,546百万ユーロだった。想定元本の全体的な増加と関連する正味公正価値18百万ユーロの減少は、通常の事業活動と為替レートの動向を反映している。
2018年12月31日の時点での商品デリバティブの想定元本は42,792百万ユーロだった。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2,002百万ユーロと電力デリバティブ1,009百万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1,882百万ユーロと電力デリバティブ1,055百万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）。

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	53	2	12	39	-	-	-	-
有価証券（FVOCI）	26.1, 30.1	360	360	-	-	72	72	-	-
有価証券（FVTPL）	26.1	10	-	-	10	-	-	-	-
サービス委譲契約による金融資産（FVTPL）	26	2,070	-	2,070	-	-	-	-	-
公正価値で測定された貸付金および債権	26	359	-	-	359	92	92	-	-
公正価値で測定されたその他の流動投資	32	-	-	-	-	84	84	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
－金利	46	12	-	12	-	1	-	1	-
－為替	46	675	-	675	-	252	-	252	-
－商品	46	262	11	251	-	494	171	323	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
－金利	46	6	-	6	-	1	-	1	-
－為替	46	19	-	19	-	3	-	3	-
トレーディング・デリバティブ									
－金利	46	2	-	2	-	-	-	-	-
－為替	46	4	-	4	-	51	-	51	-
－商品	46	25	9	16	-	3,112	1,951	1,159	2
公正価値で測定された棚卸資産	28	37	37	-	-	-	-	-	-
条件付対価	27	91	-	91	-	-	-	-	-

「他社への株式投資」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」は、主としてエネル・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・リオ、エネル・ディストリブシオン・セアラおよびエネル・グリーンパワー・ボルタ・グランデ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。

「貸付金および債権」の非流動部分は2018年12月31日現在のスロヴァク・パワー・ホールディングスの売却359百万ユーロによる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。

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	608	-	130	478	1,385	-	1,254	131
投資不動産	19	196	22	-	174	-	-	-	-
棚卸資産	26	57	-	-	57	-	-	-	-

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196百万ユーロおよび57百万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。

「貸付金および債権」は、主として、イー・ディストリブッツィオーネの電力労働者年金基金の解消に関する債権および電気機械式メーターの早期除却に関する費用の払戻しについての債権が計上されている。

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
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
―金利	45	**605**	-	605	-	**1**	-	1	-
―為替	45	**1,803**	-	1,803	-	**348**	-	348	-
―商品	45	**167**	67	100	-	**859**	491	368	-
トレーディング・デリバティブ									
―金利	45	**17**	-	17	-	**66**	-	66	-
―為替	45	**3**	-	3	-	**33**	-	33	-
―商品	45	**14**	7	7	-	**3,036**	1,653	1,383	-
条件付対価	38, 42	**117**	-	117	-	**109**	-	109	-

条件付対価は、エネルXのビジネス・ラインおよびエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカと関連している。これらの公正価値は、契約条件に基づき決定された。

レベル3に分類されている商品関連のデリバティブの公正価値は、天候指数に関するヘッジ・デリバティブ（天候デリバティブ）の測定に関連している。これらの契約について、測定には基礎となる変数に係る過去の公式記録を使用する。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。

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	38,507	35,179	3,328	-
－変動金利	43.3.1	4,220	165	4,055	-
銀行借入金					
－固定金利	43.3.1	1,539	-	1,539	-
－変動金利	43.3.1	9,027	-	9,027	-
ノンバンク借入金					
－固定金利	43.3.1	1,585	-	1,585	-
－変動金利	43.3.1	182	-	182	-
合計		**55,060**	**35,344**	**19,716**	**-**

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。

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、2018年12月31日および2017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	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**	**73,134**	**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**	**35,728**	**21.7%**
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**	**18,870**	**14.0%**
その他の営業費用	6	262	4	-	-	-	**272**	-	**272**	**2,889**	**9.4%**
商品リスク管理による純利益/（損失）	-	-	1	-	-	-	**1**	9	**10**	**483**	**2.1%**
その他の金融費用	-	-	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%**
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%**
デリバティブ資産	-	-	-	-	-	-	**-**	52	**52**	**3,914**	**1.3%**
その他の非流動負債	-	-	-	-	6	-	**6**	80	**86**	**1,901**	**4.5%**
長期借入金	-	-	804	-	-	-	**804**	-	**804**	**48,983**	**1.6%**
買掛金	871	160	983	833	19	-	**2,866**	58	**2,924**	**13,387**	**21.8%**
その他の流動負債	-	2	7	-	-	-	**9**	60	**69**	**12,107**	**0.6%**
流動契約負債	-	-	11	-	14	-	**25**	-	**25**	**1,095**	**2.3%**
流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	-	**-**	35	**35**	**4,343**	**0.8%**
1年以内返済予定の長期借入金	-	-	89	-	-	-	**89**	-	**89**	**3,367**	**2.6%**
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**		

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	2017年合計	関連会社および共同支配の取決め	2017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	1,767	2,668	443	89	-	**4,968**	156	**5,124**	**72,664**	**7.1%**
その他の収益および収入	-	-	2	-	3	-	**5**	17	**22**	**1,975**	**1.1%**
その他の金融収益	-	-	-	-	-	-	**-**	18	**18**	**2,371**	**0.8%**
電力、ガスおよび燃料の購入	3,345	2,458	1,636	-	4	-	**7,443**	318	**7,761**	**36,039**	**21.5%**
サービスおよびその他の原材料の費用	-	75	2,340	5	115	-	**2,535**	129	**2,664**	**17,982**	**14.8%**
その他の営業費用	4	524	3	-	-	-	**531**	-	**531**	**2,886**	**18.4%**
商品リスク管理による純利益/（損失）	-	-	32	-	-	-	**32**	(5)	**27**	**578**	**4.7%**
その他の金融費用	-	-	-	1	-	-	**1**	24	**25**	**3,908**	**0.6%**

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	2017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	2017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	-	77	526	57	34	-	**694**	138	**832**	**14,529**	**5.7%**
その他の流動金融資産	-	-	-	-	-	-	**-**	3	**3**	**4,614**	**0.1%**
その他の流動資産	-	-	24	129	1	-	**154**	8	**162**	**2,695**	**6.0%**
デリバティブ資産	-	-	-	-	-	-	**-**	11	**11**	**2,309**	**0.5%**
その他の非流動負債	-	-	-	-	6	-	**6**	30	**36**	**2,003**	**1.8%**
長期借入金	-	-	893	-	-	-	**893**	-	**893**	**42,439**	**2.1%**
買掛金	682	110	543	977	11	-	**2,323**	42	**2,365**	**12,671**	**18.7%**
その他の流動負債	-	-	10	-	-	-	**10**	27	**37**	**12,462**	**0.3%**
流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	-	**-**	9	**9**	**2,260**	**0.4%**
1年以内返済予定の長期借入金	-	-	89	-	-	-	**89**	-	**89**	**7,000**	**1.3%**
その他の情報											
保証提供	-	280	360	-	108	-	**748**	**-**	**748**		
保証受領	-	-	208	-	23	-	**231**	**-**	**231**		
コミットメント	-	-	46	-	6	-	**52**	**-**	**52**		

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。2018年には、CONSOB規定17221号（2010年3月12日制定、同年6月23日の規定17389号で修正）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。

前へ　次へ

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、2018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234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。

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
教育大学研究省（MIUR）	イー・ディストリブッツィオーネ	0.10	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の一環として資金援助を受ける
エミリア・ロマーニャ州	イー・ディストリブッツィオーネ	1.25	政令第74/2012号のファイナンシングの一環として補助金を受領 - エミリア・ロマーニャで2012年5月20日および29日に発生した地震事象による影響を受けた人々に対する緊急措置
サンパオロIMI	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	0.09	アスコリP.R.プロジェクト - 法令第488/92号 - 2002年インダストリ - 入札14 - ファンディング・イニシアチブにより受領した補助金の残高
サンパオロIMI	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	0.44	ボルタルノ2プロジェクト - 法令第488/92号 - 2002年インダストリ - 入札14 - ファンディング・イニシアチブにより受領した補助金の残高
エネル・エスピーエー	エネル・エックス・エスアールエル	0.09	R&Dプロジェクトは、EUおよび国家資源の両方より資金援助を受領 エネルXのコネクト・プロジェクトの資金調達契約の譲渡後のエネル・エスピーエーによる事前資金の分割支払
ECSEL JUとMIUR	エネル・エックス・エスアールエル	0.10	R&Dプロジェクトは、EUおよび国家資源の両方より資金援助を受領 事前資金の受領 – WinSic4AP プロジェクト
経済開発省（MISE）	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.16	O.M.E.G.A.用に受領した補助金の中間支払分法令第46/82号 FITテクノロジー・イノベーション・プログラムとして資金援助を受けたプロジェクト
SIMEST SpA	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.12	SIMESTが一部保有する外国企業への投資用のローンの利子補給金法令第100/90号第4条のもと資金援助を得たパロ・ビエホ2プロジェクト（グアテマラ）
SIMEST SpA	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.63	SIMESTが一部保有する外国企業への投資用のローンの利子補給金法令第100/90号第4条のもと資金援助を得たチュカス・プロジェクト
SIMEST SpA	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.57	SIMESTが一部保有する外国企業への投資用のローンの利子補給金法令第100/90号第4条のもと資金援助を得たタリネイ・プロジェクト（チリ）
		3.55	合計

寄付金額（百万ユーロ）

寄贈者	受益者	金額	内容
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	内務省公安部、国家警察、中央高速警察隊	0.12	高速道路警察の業務を支援するため、Top Crashシステム10個を寄付
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Fondazione Centro Studi	0.63	2017年寄付金の初回支払分
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Fondazione Centro Studi	1.07	2017年寄付金の第二回支払分
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Fondazione Centro Studi	1.70	2017年寄付金残金
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Fondazione Centro Studi	1.59	2018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	エネル・クオレ	0.04	同業団体2018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	0.63	2017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	2.52	2017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	エネル・クオレ	0.65	2018年寄付金の20%
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	内務省公安部、国家警察、中央高速警察隊	0.01	高速道路警察の業務を支援するため、Top Crashシステム1個を寄付
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Fondazione Centro Studi	0.03	2018年寄付金の50%
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	エネル・クオレ	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	エネル・クオレ	0.01	2018年寄付金の20%
エネル・エネルギア・エスピーエー	内務省公安部、国家警察、中央高速警察隊	0.01	高速道路警察の業務を支援するため、Top Crashシステム1個を寄付
エネル・エネルギア・エスピーエー	Fondazione Centro Studi	1.10	2017年寄付金残金
エネル・エネルギア・エスピーエー	Fondazione Centro Studi	0.80	2018年寄付金の50%
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ	0.41	2017年寄付金の20%
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ	1.64	2017年寄付金の残金80%
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ	0.06	学校プロジェクトへの寄付
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ	0.32	2018年寄付金の20%
エネル・イタリア・エスアールエル	内務省公安部、国家警察、中央高速警察隊	0.02	高速道路警察の業務を支援するため、Top Crashシステム2個を寄付
エネル・イタリア・エスアールエル	エネル・クオレ	0.04	同業団体2018年度会費

寄付金額（百万ユーロ）

寄贈者	受益者	金額	内容
エネル・イタリア・エスアールエル	エネル・クオレ	0.01	2017年寄付金の20%
エネル・イタリア・エスアールエル	エネル・クオレ	0.04	2017年寄付金の残金80%
エネル・イタリア・エスアールエル	エネル・クオレ	0.02	2018年寄付金の20%
エネル・イタリア・エスアールエル	Fondazione Centro Studi	0.03	2017年寄付金残金
エネル・イタリア・エスアールエル	Fondazione Centro Studi	0.04	2018年寄付金の50%
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	内務省公安部、国家警察、中央高速警察隊	0.03	高速道路警察の業務を支援するため、Top Crashシステム2個を寄付
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	エチオピア・カソリック教会ソーシャル・アンド・デベロップメント	0.45	セント・ルーク・カトリック・ホスピタル・アンド・カレッジ・オブ・ナーシング・アンド・ミッドワイフェリのヘルス・サービス・プログラム、ハイブリッド太陽光発電システムの寄付
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	トレジャリー・オブ・ローマ・キャピタル - 文化遺産監督庁	0.18	「ジャルディーノ・カッファレッリ」および「ジャルディーノ・デ・ビコ」の外装再開発ならびに3つの噴水の再建
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	Fondazione Centro Studi	0.12	2017年寄付金残金
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	エネル・クオレ	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	エネル・クオレ	0.05	2017年寄付金の20%
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	エネル・クオレ	0.20	2017年寄付金の残金80%
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	地中海再生可能エネルギー・ソリューションズ（RES4MED）	0.06	同業団体2018年度会費
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	地中海再生可能エネルギー・ソリューションズ（RES4MED）	0.06	同業団体2019年度会費
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	シェアド・バリュー・プロジェクト・リミテッド	0.02	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	内務省公安部、国家警察、中央高速警察隊	0.02	高速道路警察の業務を支援するため、Top Crashシステム2個を寄付
エネル・エスピーエー	アショカ・イタリア・オンルス	0.06	持続可能な成長を推進するための寄付
エネル・エスピーエー	ヨーロッパ大学院	0.10	研究支援のための寄付
エネル・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	0.10	研究および高等訓練プロジェクトを支援するための寄付
エネル・エスピーエー	エネル・クオレ	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	LUISS	0.06	奨学金のための寄付
エネル・エスピーエー	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0.40	2018年文化プロジェクトへの寄付
エネル・エスピーエー	Fondazione MAXXI	0.59	2018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	0.50	2018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	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	0.60	2018年文化プロジェクトへの寄付
エネル・エスピーエー	OECD	0.08	2018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・エスピーエー	エネル・エックス・エスアールエル	0.09	R&Dプロジェクトは、EUおよび国家資源の両方より資金援助を受領 エネルXのコネクト・プロジェクトの資金調達契約の譲渡後のエネル・エスピーエーによる分割支払
エネル・エスピーエー	CharIN - チャージング・インターフェイ・イニチアチブ	0.01	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	伊日財団	0.02	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	OME - Observatorie Méditerranéen de l’Energie	0.06	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	グローバル・レポーティング・イニシアチブ(	0.01	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	WBCSD	0.06	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	オープン・イノベーション・コーポレーション	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	A.I.I.A.- イタリア協会	0.01	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	ANIMA	0.01	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	マインド・ザ・ブリッジ	0.12	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	EU40 ASBL	0.02	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	欧州規制センター	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	ASSONIME	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	EUTC	0.01	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	BRUEGEL	0.05	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	ベターコール	0.07	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	インターナショナル・インテグレイテッド	0.01	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	IETA - 国際排出量取引協会	0.02	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	Valore D.	0.02	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	CSRヨーロッパAsbli	0.02	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	ローマ・スタートアップ	0.01	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	トランスペアレンシー・インターナショナル・イタリア	0.02	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	FSG INC.	0.06	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	The European House Ambrosetti	0.07	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	三極委員会	0.03	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	ISPI - 国際政治研究機関	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	経済協力議会	0.03	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	CEPS - 欧州政策研究所	0.01	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	CONSIUSA - 米伊審議会	0.01	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	アメリカ研究センター	0.02	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	トランスペアレンシー・インターナショナル・イタリア	0.02	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	CONSEL	0.02	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	GSEP - 持続可能な電力のためのグローバル連携	0.10	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	ヒューマン・ファンデーション	0.03	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	オープン・イノベーション・コーポレーション	0.03	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	ファンデーション・フォー・ザ・グローバル・コンパクト	0.05	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	イノベーション・ラウンドテーブル・エーピーエス	0.01	同業団体2018年度会費

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	ケーアイーシー・イノエナジー・イベリア	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	EMFトレーディング - エレン・マッカーサー財団	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	アイシーシ・イタリア	0.01	同業団体2018年度会費
エネル・エスピーエー	ビジネス・ヨーロッパ	0.02	同業団体2018年度会費
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	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・エックス・エスアールエル	エネル・クオレ	0.04	同業団体2018年度会費
エネル・ソール・エスアールエル	エネル・クオレ	0.02	2016年寄付残金
		18.92	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

	2018年12月31日	2017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	10,310	8,171	2,139
仕入先に対するコミットメント：			
－電力購入	109,638	79,163	30,475
－燃料購入	43,668	42,302	1,366
－各種供給	3,122	3,119	3
－弁済金	3,133	3,334	(201)
－その他	3,270	2,912	358
合計	**162,831**	**130,830**	**32,001**
合計	**173,141**	**139,001**	**34,140**

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、2017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。

ポルト・トッレ火力発電所－大気汚染－エネルの取締役および従業員に対する刑事訴訟

アドリア裁判所は、2006年3月31日付判決で、エネルの元取締役と従業員に対し、ポルト・トッレ火力発電所の排気が原因となって発生した多数の大気汚染事案につき有罪判決を下した。判決では、複数の被害者（個人および公的機関）への損害賠償支払について、被告人および（民事責任当事者としての）エネルに連帯責任がある旨が認定された。主に民間の当事者（個人および環境団体）に対する損害賠償金額は、367,000ユーロとされた。公的機関（環境省、公園管理機関を含むベネト州とエミリア・ロマーニャ州の複数の公共団体）に支払われるべき損害賠償金額の算定は、今後の公判まで延期されたが、約2.5百万ユーロの「仮賠償」が直ちに課された。

アドリア裁判所の判決に対する控訴が行われ、ヴェネツィア控訴院は、2009年3月12日に下級裁判所の判決を一部破棄した。控訴院は、元取締役は罪を犯しておらず環境被害もなかった旨判示し、既に支払われた「仮賠償」を返還するよう命じた。検察官および民事原告は、控訴院の判決に対し破棄院に上告した。破棄院は、2011年1月11日の判決において上告を支持し、ヴェネツィア控訴院の判断を覆して、損害賠償金の支払および被告人間のその分割に関する判断のために、本件をヴェネツィア控訴院民事部に差し戻した。ベネト州の複数の公共団体に支払われる金額に関連して、エネルは2008年に締結された和解契約に基づき、既に支払を履行している。環境省とエミリア・ロマーニャ州の複数の公共団体および既に被害側として刑事事件に参加していた民間人らが、2011年7月に訴訟を申し立て、ヴェネツィア控訴院に、ポルト・トッレ火力発電所の排気による民事的被害への賠償支払のエネル・エスピーエーとエネル・プロデュツィオーネ対する命令を求めた。要求された環境的・経済的被害総額は約100百万ユーロに上ったが、エネルはこれに争う姿勢を見せた。2013年には、エネル、エネル・プロデュツィオーネとも責任を認めないまま、当グループの一般的な持続可能性方針に沿った社会連帯を表明することで、エミリア・ロマーニャ州の公共団体との間で合意に至った。環境省および民間当事者（環境団体およびエネルからの賠償金を受け取っていない複数の住民）との訴訟は依然として継続している。2014年7月10日、ヴェネツィア控訴院は被告側、つまり、エネルとエネル・プロデュツィオーネに対し賠償金312,500ユーロに加え、55,000ユーロを超える訴訟費用の支払いを命じた。環境省が求めた被害額の算定については、裁判の過程でそうした行為を排除する根拠が明らかになったとして認められなかった。一方、ヴェネツィア控訴院は、この判決とは別に被害に関する一般的説諭を発表し、裁判費用を支払うよう命じた。エネルは、2014年7月10日のヴェネツィア控訴院の判決に対して2015年2月に破棄院に上告し、現在は審理の日程の決定を待っている。2018年9月25日、破棄院は上告理由の一つを支持し、環境省に有利な判決を覆し、損害支払いの判決のため、本件をヴェネツィア控訴院に差し戻した。現在のところ、環境省はヴェネツィア控訴院に対し本件を上告していない。

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・エスピーエー、ならびに訴権の事項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。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、現在尋問段階である。（その他の被告人の要請で目撃者の証言を聞くため、2019年2月28日まで再度延期されている）

2003年9月28日の停電に関する法廷外の係争および訴訟

2003年9月28日に発生した停電を受けて、エネル・ディストリブッツィオーネ（現イー・ディストリブッツィオーネ）を相手取り、損害に対する自動賠償またはその他の賠償の請求が多数提出された。これらの請求は、主にカラブリア地方、カンパニア地方、およびバジリカータ地方の治安判事に寄せられた計120,000件近くにのぼる多大な訴訟に発展した。該当する賠償金費用の一部は、既存の保険契約で回収できた。第1審判決の大半は原告に有利なものであったが、控訴審ではほぼすべての判決がエネル・ディストリブッツィオーネに有利な内容となった。破棄院も一貫してエネル・ディストリブッツィオーネに有利な判決を下している。それに加えて、控訴審と破棄院の双方がエネル側に有利な判決を下した点が考慮されて、新規の損害賠償請求の発生にも歯止めがかかった。2012年から、複数の回復に向けた行動が開始し、第1審判決に従ってエネルが行った賠償の払戻しが行われ、これは現在も続いている。

2008年5月、エネルは、不利な判決の和解で支払われた賠償金額の払戻しを受ける権利を明確にするため、保険会社（カットーリカ）に召喚状を送達した。本件では多数の再保険会社も訴訟に加わり、エネルの保険金請求に異議を唱えている。ローマ裁判所は2013年10月21日付の判決で、エネルの申立てを支持して保険の対象とするのは有効という判断を示し、カットーリカひいては再保険会社に対して、利用者およびその弁護士に支払った金額もしくは支払う予定の金額、ならびに保険契約で定められている上限内の弁護費用に関して、エネルに損害が生じないよう取り計らうことを命じた。

この結果、カットーリカはローマ控訴院に対し、2013年10月21日の判決について異議を申し立てている。2018年10月9日に発表された判決で、ローマ控訴院はカットーリカの異議を棄却し、当初の判決を支持した。

2013年10月21日の判決に基づき、2014年10月、エネルはカットーリカを相手取りローマ裁判所に訴訟を起こし、カットーリカからエネルへの支払い額算定および支払を求めた。2016年10月3日の公判では、裁判所は、控訴審が終了するまで、訴訟手続きを中止するよう求めた被告側の申立てを却下した。裁判所は、2017年7月12日の決定で、主張書面に基づき、2019年11月25日の最終陳述まで休廷することを決定した。

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・エスピーエーおよびエネル・エネルギアに対し、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。
2019年2月15日および18日ならびに2019年3月5日、SEN、EEおよびエネルはラツィオ州行政裁判所に判決の異議申し立てを行った。

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。

欧州人権裁判所はエネルパワーとエネルから、正当な裁判を受ける権利の侵害とアルバニア共和国の法律に対する違反について訴えを受けたが、これを棄却した。この判決は全く手続き的なものであり、訴訟の実質に影響するものではなかった。

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。2018年11月14日に予定されていた次回公判は、2019年5月8日に延期された。

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。

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、主張書面が当事者間で取り交わされている。パリ控訴院での公判は2020年6月9日に予定されている。

ニューヨーク州

2014年3月、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、ニューヨークでエネル・エスピーエーとエネルパワー・エスピーエーに対し、アルバニアでの判決をニューヨーク州でも適用するよう求める訴えを行った。

2014年4月22日、エネルとエネルパワーの申し立てに対し、裁判所は同社らの資産約600百万ドルの凍結を命じる従来の判決を、審問なしに退けた。2018年2月8日の全員一致による判決で、ニューヨーク州控訴裁判所はエネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーの申立てを支持し、ニューヨーク州裁判所にアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーが提出した執行要求に対する管轄権があるとした主張を退けた。2018年2月23日、ニューヨーク州高位裁判所は。ニューヨーク州でアルバニアの判決を認めるABAの請願を棄却した。

オランダ

2014年6月2日、アルバニア・ビーイージー・アンビエントは、ハーグ裁判所から仮差し止めに基づいた命令の獲得に成功した。これによって、オランダ国内の複数の機関が保有する資産最大440百万ユーロが凍結され、エネルの当該国の子会社2社の持分に対して抵当権が設定された。エネルとエネルパワーはこれに対抗し、2014年7月1日、オランダ裁判所はエネルとエネルパワーの求めを認め、暫定的に訴訟費用を25百万ユーロと算定、エネルとエネルパワーが25百万ユーロの銀行保証を発行することを条件に仮差し止めを解除するよう命じた。エネルとエネルパワーは、この決定に対する抗告を行った。

2014年7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は、当事者からの口頭尋問なしで、二度目の資産の予防的凍結を求めた。2014年8月28日の公判を受け、2014年9月18日にハーグ裁判所は425百万ユーロの予防的凍結を決定した。エネルおよびエネルパワーは、この手続きに対する抗告を行った。

2016年2月9日、ハーグ控訴裁判所がこの抗告を支持し、エネルによる440百万ユーロの保証状の差入れおよびアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーによる約50百万ユーロ（資産の差押および銀行保証状の差入れによるエネルとエネルパワーの損失の見積額）による反対保証の差入れを条件として、この仮差止めの解除を命じた。エネルの保証は、2016年3月30日に発行された。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は、反対保証を発行しなかった。

2016年4月4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は、2016年2月9日の判決に対してオランダ破棄院に控訴した。オランダ破棄院は2017年6月23日の判決においてアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーの控訴を却下し、仮差し止めの取消しの最終決定を行った。

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7月14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は、2016年6月29日のアムステルダム裁判所の決定に基づき、複数の事業体に対する440百万ユーロの事前差押え、およびオランダ国内のエネル・エスピーエーが経営権を持つ3つの会社の株式差押えを求めて控訴した。エネルもこれに控訴し、アムステルダム裁判所は2016年8月26日の判決で、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がエネルとエネルパワーに対して2016年10月21日までに7百万ユーロの銀行保証を提出しない場合は、2014年と2016年に出された予防措置を無効にするとした。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は、同保証を提出しなかったため、オランダにおけるエネルとエネルパワーの資産差押えは取り消され、2016年10月21日以降無効となった。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は2016年8月26日の判決に対して控訴したが、両当事者間の合意に基づき、予防措置に関する訴訟でのオランダ破棄院の裁定が下されるまでこの手続きは停止された（オランダ破棄院の裁定は2017年6月23日に言い渡された）。2016年8月26日の判決に対する控訴審は、当事者のうちの片方からの具体的な要求がないため、引き続き停止されている。この停止は、オランダにおける資産差押えが2016年10月以降無効になった事実には、影響を与えていない。

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1月29日、控訴審における口頭弁論が行われ、これを受けて控訴院はエネルとエネルパワーにパリの*大審裁判所*がフランスにおけるアルバニアの判決の執行認可を却下した裁定を証拠として提出することを認めた。
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ている。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。
2018年10月9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は主張書面を提出し、それに対し、エネルおよびエネルパワーは、2018年12月6日、オランダ裁判所の管轄域の欠如を論議し、いずれにしても、本案を十分に争う姿勢で、異議申し立てに全く根拠がないと強調した。本訴訟は2019年4月8日に公判が行われる。

アイルランド

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また、アイルランドでもティラナ裁判所の判決をアイルランドでも執行可能とするよう訴えを起こした。高等裁判所は、2016年3月8日、アイルランドが管轄権を有しない旨を認定し、エネルとエネルパワーの抗弁を支持する決定を発行した。2017年3月31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は、アイルランドが管轄権を有しないとした2016年3月8日の決定に対して簡易手続きによる控訴を行った。エネルとエネルパワーは、2017年4月7日にこの控訴に対する答弁を行った。
2018年2月26日の判決において、アイルランドの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控訴を退けた。エネルおよびエネルパワーは、判決で下された費用を回収するための行動をとった。

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

2017年7月14日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、法人の管理責任に関する2001年政令第231号の違反容疑でアンコーナ裁判所に提起された告発通知を受け取った。この訴訟は、当社の代理人が会社の利益のために、保護地域における自然の生息地を破壊した容疑について開始された。この件は、同一の代理人と他の2社の被告が同一の罪に関与する別々の訴訟と統合されている。

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。検察官に招集された複数の証人による調査は、2019年5月23日の公判が予定されている。

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。

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た。フルナスも、シーアイイーエヌの不履行の主張に伴って相互接続線の所有権（本件では70%）を取得しようとしている。シーアイイーエヌの抗弁は先の事案と似通った内容である。2014年8月、フルナスの抗弁書は棄却された。フルナスは、先の決定を不服として上訴し、一方シーアイイーエヌも控訴した。2018年8月21日、裁判所（*Tribunal de Justiça*）は、フルナスの控訴を棄却し、シーアイイーエヌの申立を支持した。

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、当事者は判決を待っている状態である。

残りの4件の訴訟については、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464百万レアル（約107百万ユーロ）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218百万レアル（約53百万ユーロ）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、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（VAT ）の一部を移転することを通じた、エネル・ディストリブイセオ・ゴイアス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、エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスは23の地方自治体と和解した。2007年から2008年の間、エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスは、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、エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスは、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。この訴訟の総額は、約10億レアル（約231百万ユーロ）に相当する。

エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの民営化プロセスの一環として、税金軽減メカニズムが導入され、これによってエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスがICMS（VAT) 負債をエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスによる送電網の開発および保守における投資に関連する税額控除で相殺することが可能になったことに留意することは重要である。

エーエヌイーイーエル訴訟－ブラジル

2014年、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、エネル・ディストリブシオン・サン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833百万レアル（約185百万ユーロ）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、エネル・ディストリブシオン・サン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る。紛争額は現在のところ確定していない。

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。2015年2月、裁判所は、多数の特別な要件が充足されるまでの間の、埋立作業の予防的中止を命じた。

この予防的停止はその後、埋立ての進行を許容するように修正され、2015年6月30日に埋立てが開始された。しかし、エムゲサは、同社がキンボ集水域からバイオマスおよび森林廃棄物を取り除いたことをANLA（国の環境当局）が証明するまで発電活動を禁止する旨の、予防手段の修正の通知を、2015年7月17日に受領した。

エネルギー省は、エネルギー緊急事態が宣言されたことから、決定を待つ間に発電を開始する権限をエムゲサに付与する政令を発行した。2015年12月16日、憲法裁判所はこの大統領令が違憲であると決定し、エムゲサは同日から発電を停止した。

2015年12月24日、*鉱業・エネルギー省*およびAUNAP（農業・漁業の当局）は、予防的手段として発電の権限を付与することを刑事裁判所に求める共同申立てを提出した。2016年1月8日、裁判所は同省およびAUNAPが求めた予防的手段を認め、エル・キンボにおける暫定的かつ即時の発電再開を承認した。裁判所が認めた予防的手段は、ウイラ県の裁判所が事件の実体すなわち地元の行政裁判所が当初発行した予防的手段の取消しまたは支持に関する決定を発行するまで効力を有する。ウイラ県の裁判所は、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。2016年4月11日のウイラ県行政裁判所の決定で、予防的差止めの一時的撤回は2016年10月16日まで維持され、その後2017年2月からさらに6カ月引き延ばされた。2017年8月の予防的差止めの一時停止の期限の経過後に、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。この訴訟は、裁判所が2017年11月27日に提出され、担当当局にも通知された当事者間の和解案を評価中であるため、現在停止されている。2018年1月24日、ウイラ県の裁判所はこの和解合意を却下したが、当事者はこの決定を不服として控訴している。

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。

エムゲサおよびコデンサの仲裁手続き - コロンビア

2017年12月4日、エネル・アメリカス・エスエーは、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）から、Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotáで仲裁手続きが開始されたとの通知を受けた。

GEBは、コデンサについて63,619,000,000コロンビア・ペソ（約18百万ユーロ）、エムゲサについて82,820,000,000コロンビア・ペソ（約23百万ユーロ）の請求を提出した。

2018年8月22日、エネル・アメリカスはGEBが請求を放棄したとの報告を受けた。2018年10月8日、GEBは、エネル・アメリカス・エスエーに対し新たな仲裁手続きを求め、ボゴタ仲裁委員会に申立を行ったと発表したが、その内容については開示されていない。

SAPE（旧エレクトリカ）の仲裁手続き - ルーマニア

2016年4月20日、SAPEはパリの国際商業会議所に、エネル・エスピーエーおよびエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィに関して、イー・ディストリビューティ・ムンテニアおよびエネル・エネルギア・ムンテニアからの配当の不履行についての契約違反を申し立てたさらなる仲裁申立書を提出した。2016年9月、SAPEは先の仲裁要求を変更し、エネル・エネルギア・ムンテニアならびにイー・ディストリビューティ・ムンテニアを訴え、金銭的な要求を約56百万ユーロに修正した。2017年5月22日、SAPEは再び請求額を修正し、その金額を110百万ユーロに金利を上乗せした額とした。2018年10月の第1週に公判が行われ、仲裁人の判決は下されていない。

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、同手続きは現在も進行中である。さらに地方レベルでは、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訴訟に控訴している。最後に、ブラティスラバ裁判所における別の訴訟において、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。2018年12月6日の最終公判で主張書面が当事者間で取り交わされ、裁判所は特定の日付を定めず本事案を休廷した。

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。BOT契約は、チュカスによる発電所の建設と20年間の操業、およびその後のICEへの譲渡を定めている。
BOT契約に基づき、同発電所は2014年9月26日に操業開始を予定していた。洪水、地滑り、同様の事故など複数の理由により、プロジェクトに費用超過と遅延が発生し、結果的に電力供給義務の履行に遅れが生じた。こうした動向を踏まえ、2012年と2013年に、チュカスはICEに対して、上昇した費用を回収し、同発電所の操業の開始を延期するため、行政的請願書を提出した。ICEは、この請願を2015年に却下し、実際に操業開始の遅れを理由に約9百万ドル（約7百万ユーロ）におよぶ2件の罰金を課した。チュカスの予防的控訴を受けて、罰金の支払いは保留とされた。この発電所は2016年12月に操業を開始した。

さらに、ICEが行政的請願を却下したため、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、ならびに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、地方裁判所の仲裁判決に控訴した。チュカスは、訴訟の一環として主張書面を提出し、現在手続きが行われている。

また、2015年10月3日には、同水力発電所の一部建設を請け負っていたFCCコンストルシオン・アメリカ・エスエーとFCCコンストルシオン・エスエー（FCC）に、複数の契約義務違反（作業完了の期限超過など）があったとして、チュカスは、契約違反を理由に契約を解除する旨を当事者に通知し、これに対する保証の発行を強く求めた。しかし、保証は、FCCが2015年10月27日にパリの国際仲裁裁判所において開始した予防的手続きが未解決の間は支払われていない。2017年3月10日の申立てで、FCCは契約が理由なく解除された旨の裁定を求め、約27百万ドル（約22百万ユーロ）の損害賠償を請求した。チュカスは、2017年5月に提出された主張書面で原告の請求の棄却を求めたことに加えて、契約不履行を理由とした契約解除の確認を得るための反対請求の申立てを提出し、少なくとも38百万ドル（約30百万ユーロ）の損害賠償を請求した。2018年12月9日、契約違反を理由とした契約解除を有効とした仲裁所の判決が下された。2018年12月4日、仲裁所の判決の実行にあたり、チュカスは約12百万ドル（約11百万ユーロ）の支払いを受領した。

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、まもなく判決が下る予定である。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、現在のところ未解決である。

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（「T*ribunal 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2018年12月31日現在、約286百万ユーロである。

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2018年12月31日現在、約144百万ユーロである。

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～2017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2018年12月31日時点で合計約92百万ユーロである。

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、企業法を専門とする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、それぞれ2016年7月及び2018年9月に税務当局に有利な判決を下した。当社は、第三審で、会計処理の適正さおよび会社の行為について継続して防御する予定である。
争議に係る全体の金額は2018年12月31日時点で約64百万ユーロである。

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。
この最後の点について言えば、これらの訴訟手続きの結果を待つ一方、ブラジル国家財務省の司法長官室は、当該銀行保証を保証金として裁判所に預託することを求める要請を提出したことをここに記載する。この要請は2017年9月に棄却され、司法長官室は2018年2月に判決に対し控訴した。
本訴訟価値の合計は2018年12月31日現在約54百万ユーロである。

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15百万ユーロ）および株式売却による資産売却損（約99百万ユーロ）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一定の金融手数料（約22百万ユーロ）および原子力発電所の閉鎖に関する費用（約5百万ユーロ）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、2018年12月31日現在で合計約141百万ユーロにのぼる。

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。この手続き中、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すべての裏付資料を提供する予定である。
2018年12月31日現在、この手続きが関与する金額の総額は約90百万ユーロである。この金額について、徴収措置の停止を得るために、銀行保証を差し入れている。

注記53 後発事象

欧州におけるグリーンボンド10億ユーロの新規発行

2019年1月14日、エネル・エスピーエー（「エネル」、格付けはS&PでBBB+、ムーディーズでBBB2、フィッチでBBB+）が支配権を有するエネル・グループのファイナンス会社、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィー（「EFI」）が、ヨーロッパ市場で、エネルが発行する保証付きの機関投資家向け第三次グリーンボンドの起債を成功裏に実施した。発行額は合計1,000百万ユーロとなり、2025年7月21日の満期時に一括返済するとともに、1.500%の固定金利クーポン支払いは、2019年7月から年1回後払いで支払われる。発行価格は98.565%に設定され、満期までの実効利回りは1.736%である。この発行の決済日は2019年1月21日である。
グリーンボンドは、アイルランド証券市場およびルクセンブルグ証券市場で上場する予定であり、イタリア証券取引所が設定し、稼働している多国間取引ファシリティである「ExtraMOT PRO」での取引が認められる予定である。また、同グリーンボンドはエネルの格付けと同等の格付けを得ると想定される。
この取引では、42億ユーロを上回る応募があり、社会的責任投資家（SRI）による大規模な参加により、エネル・グループが引き続き投資家基盤を多様化させることを可能にしている。

540MWの再生可能エネルギーをブラジルで700百万ユーロで売却する合意

1月16日、エネル・エスピーエー（「エネル」）は、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・リミテッド（「EGPブラジル」）を通じ、中国企業CGNエネルギー・インターナショナル・ホールディングス・リミテッド（「CBNEI」）との間で、合計540MWの3件の再生可能エネルギー工場の100%の売却合意書に署名した。案件完了時に支払が予定される本案件の全体的な価格は、資産の企業価値である約29億レアルであり、現在の為替レートでは約700百万ユーロに相当する。
売却された、現在稼働中の3件の再生可能エネルギーに関する資産は、ブラジル、ピアウイ州北東に位置するノーヴァ・オリンダ（292MW）および、バイーア州北東に位置するラパ（158MW）の太陽光発電施設ならびに同じくバイーア州の風力発電施設、クリスタランディア（90MW）である。

エネル・グリーン・パワー・エスパーニャがスペインで開始した90MWの新規風力発電所建設

エネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、スペインのアラゴン州テルエル県の自治体、アユエバ、フォンフリア、メスキータ・デ・ハルケ、フエンテス・カリエンテス、カニャーダ・ベルダおよびリリョにわたって所在する、合計約90MWとなる風力発電所3件の建設を開始した。3施設への投資額の合計は約88百万ユーロである。3件の風力発電所は、2019年末までに稼働を開始する予定であり、稼働後は毎年295GWhが発電される一方、大気中への二酸化炭素の排出量は年間で19万6千メートルトン削減可能となる。7タービンを有するアユエバ発電所の発電量は25MWを超えると予想されている一方、フォンフリアに所在する4タービンを有するシエラ・ペラルダ風力発電所は約15MWと予想される。3件のうち最も発電量の多い発電所は、14タービンを有するシエラ・コステラIで、メスキータ・デ・ハルケ、フエンテス・カリエンテス、カニャーダ・ベルダおよびリリョ自治体にわたり所在し、約50MWの発電が可能である。

最大約35億ドルの増資の承認のため、エネル・アメリカスの取締役会が招集する臨時株主総会

2019年2月28日、エネル・エスピーエー（「エネル」または「会社」）は、同社が51.8%を所有するチリの子会社であるエネル・アメリカス・エスエー（「エネル・アメリカス」）の取締役会が、最大約35億ドルの全額現金による増資の承認を得るため、2019年4月30日に臨時株主総会を招集したと発表した。この増資は、普通株式および米国預託株式（「ADS」）の発行を通じて行われる予定で、株主の保有株式/ADSの数に比例して、株主に先買権を発行する。

取締役会の提案によれば、増資により、エネル・アメリカスは少数株主持分の買取およびM&A両方を通じて、有機的ならびに無機的成長の新たな機会をとらえるために財務面を強化し、キャッシュ・フローの最適化と負債比率の改善を図る予定であるとしている。さらに、増資はエネル・アメリカスの総資本および浮動株比率を高めることが可能である。

エネル・アメリカスは、アルゼンチン、ブラジル、コロンビアおよびペルーでの発電および電力配給に投資を行っている。エネル・アメリカスは、11GWを超える発電設備容量および2,400万人以上の顧客を有する、南アメリカ最大の民間電力会社である。

水力発電のコンセッションの規制枠組みの改正

2019年2月に法律として承認された、2018年12月14日政令135号で導入された改正は、発展支援および簡素化（「簡素化法」）に関する内容であり、水力発電のコンセッションに関する規制枠組みの特定の側面の修正が含まれている。主な改正には以下が挙げられる。i）期限を超過したコンセッション（エネル・グループに属さない事業体に関連する状況）の2023年までの延期の検討、ii）期限を迎えたコンセッションの再割り当てに関する規制、およびiii）水力発電コンセッションに関連する資産の移行について、退去する特権保有者への補償メカニズム。

これらの規制は、憲法に定められた原則に準拠し、コンセッションの更新を詳細にわたって規制するため、地域および監督当局により制定された規定の導入により、一連の一般原則を規定している。

当グループは、改正による影響の可能性を分析しており、現在のところ重大な影響はないとの見解である。

現在当グループが保有しているこの範疇に該当する水力発電コンセッションは、2029年以降期限の終了が開始する。

前へ　　次へ

エネル・エスピーエーの財務書類（2018年12月31日現在）

損益計算書

		2018年				2017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	37,979,400	4,599,305,340	*37,948,667*	*4,595,583,574*	119,973,169	14,528,750,766	*117,964,169*	*14,285,460,866*
その他の収益および収入	4.b	14,663,248	1,775,719,333	*11,611,943*	*1,406,206,297*	12,536,313	1,518,147,504	*11,816,934*	*1,431,030,707*
小計		**52,642,648**	**6,375,024,673**			**132,509,482**	**16,046,898,270**		
営業費用									
消耗品の購入	5.a	775,602	93,925,402	*755,960*	*91,546,756*	527,618	63,894,540	*397,627*	*48,152,630*
サービス、リースおよび賃借料	5.b	127,046,752	15,385,361,667	*73,565,421*	*8,908,772,483*	164,647,974	19,938,869,651	*83,362,136*	*10,095,154,670*
人件費	5.c	109,461,719	13,255,814,171			173,833,672	21,051,257,679		
減価償却費、償却費および減損損失	5.d	(330,561,950)	(40,031,052,145)			15,386,821	1,863,344,023		
その他の営業費用	5.e	38,375,592	4,647,284,191	*5,116,819*	*619,646,781*	19,640,692	2,378,487,801	*1,042,212*	*126,211,873*
小計		**(54,902,285)**	**(6,648,666,714)**			**374,036,777**	**45,295,853,695**		
営業利益		**107,544,933**	**13,023,691,386**			**(241,527,295)**	**(29,248,955,425)**		
株式投資から生じた収益	6	3,566,532,771	431,907,118,568	*3,556,152,376*	*430,650,052,734*	3,032,755,082	367,266,640,430	*3,032,046,630*	*367,180,846,893*
デリバティブから生じた金融収益	7	1,626,147,028	196,926,405,091	*436,713,046*	*52,885,949,871*	2,682,999,217	324,911,205,179	*1,639,718,234*	*198,569,878,137*
その他の金融収益	8	319,791,543	38,726,755,857	*215,238,109*	*26,065,335,000*	409,494,784	49,589,818,342	*157,113,888*	*19,026,491,837*
デリバティブから生じた金融費用	7	1,580,719,721	191,425,158,213	*1,033,303,779*	*125,133,087,637*	2,901,726,027	351,399,021,870	*835,546,371*	*101,184,665,528*
その他の金融費用	8	767,625,196	92,959,411,236	*84,563,946*	*10,240,693,861*	872,053,419	105,605,669,041	*71,712,486*	*8,684,382,055*
小計		**3,164,126,425**	**383,175,710,068**			**2,351,469,637**	**284,762,973,041**		
税引前利益		**3,271,671,358**	**396,199,401,454**			**2,109,942,342**	**255,514,017,616**		
法人税等	9	(184,490,162)	(22,341,758,618)			(160,045,845)	(19,381,551,830)		
当期純利益		**3,456,161,520**	**418,541,160,072**			**2,269,988,187**	**274,895,569,446**		

包括利益計算書

	注記	2018年 ユーロ	2018年 円	2017年 ユーロ	2017年 円
当期純利益		**3,456,161,520**	**418,541,160,072**	**2,269,988,187**	**274,895,569,446**
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		(6,800,397)	(823,528,077)	(9,862,121)	(1,194,302,853)
ヘッジコストの公正価値の変動		17,324,068	2,097,944,635	48,053,432	5,819,270,615
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/（損席）		**10,523,671**	**1,274,416,558**	**38,191,311**	**4,624,967,762**
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の増減		11,342,491	1,373,575,660	-	-
従業員給付負債の再測定		72,245	8,748,870	(5,419,377)	(656,286,555)
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/（損席）		**11,414,736**	**1,382,324,530**	**(5,419,377)**	**(656,286,555)**
資本において直接認識された収入/（損失）	22	**21,938,407**	**2,656,741,088**	**32,771,934**	**3,968,681,207**
当期包括利益（損失）合計		**3,478,099,927**	**421,197,901,160**	**2,302,760,121**	**278,864,250,653**

財政状態計算書

資産	注記	2018年12月31日		うち関連当事者取引		2017年12月31日		うち関連当事者取引	
		ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
非流動資産									
有形固定資産	10	9,482,612	1,148,344,313			10,130,911	1,226,853,322		
無形資産	11	46,939,952	5,684,428,187			31,499,091	3,814,539,920		
繰延税金資産	12	287,982,943	34,874,734,397			298,564,422	36,156,151,504		
株式投資	13	45,714,720,133	5,536,052,608,106			42,811,272,440	5,184,445,092,484		
デリバティブ	14	793,268,184	96,064,777,082	*306,396,047*	*37,104,561,292*	1,455,620,268	176,275,614,455	*911,987,785*	*110,441,720,764*
その他の非流動金融資産	15	135,969,073	16,465,854,740	*125,000,000*	*15,137,500,000*	16,520,527	2,000,635,820		
その他の非流動資産	16	133,926,173	16,218,459,550	*124,949,541*	*15,131,389,415*	147,703,070	17,886,841,777	*138,750,969*	*16,802,742,346*
合計		**47,122,289,070**	**5,706,509,206,377**			**44,771,310,729**	**5,421,805,729,282**		
流動資産									
売掛金	17	190,738,941	23,098,485,755	*189,168,814*	*22,908,343,375*	236,901,820	28,688,810,402	*228,047,369*	*27,616,536,386*
未収還付法人税等	18	165,402,633	20,030,258,856	*29,133*	*3,528,006*	265,116,255	32,105,578,481		
デリバティブ	14	91,538,429	11,085,303,752	*13,908,972*	*1,684,376,509*	111,187,134	13,464,761,927	*98,089,135*	*11,878,594,249*
その他の流動金融資産	19	1,859,556,945	225,192,346,040	*536,107,527*	*64,922,621,520*	4,350,254,731	526,815,847,924	*2,185,263,224*	*264,635,376,426*
その他の流動資産	20	268,390,867	32,502,133,994	*74,420,100*	*9,012,274,110*	451,717,926	54,703,040,839	*435,163,901*	*52,698,348,411*
現金および現金同等物	21	2,006,698,099	243,011,139,789			2,489,231,277	301,445,907,645		
合計		**4,582,325,914**	**554,919,668,185**			**7,904,409,143**	**957,223,947,217**		
資産合計		**51,704,614,984**	**6,261,428,874,562**			**52,675,719,872**	**6,379,029,676,499**		

負債および株主持分	注記	2018年12月31日				2017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	1,231,184,941,461			10,166,679,946	1,231,184,941,461		
その他の剰余金		11,464,338,885	1,388,331,438,974			11,442,355,799	1,385,669,287,259		
利益剰余金/（繰越欠損金）		4,279,339,236	518,227,981,480			4,424,283,417	535,780,721,799		
当期純利益 (1)		2,032,826,328	246,175,268,321			1,202,486,793	145,621,150,632		
株主持分合計	22	**27,943,184,395**	**3,383,919,630,235**			**27,235,805,955**	**3,298,256,101,151**		
非流動負債									
長期借入金	23	13,397,135,493	1,622,393,108,202	*4,140,976,595*	*501,472,265,655*	10,780,028,411	1,305,461,440,572	*1,200,000,000*	*145,320,000,000*
従業員給付	24	231,247,089	28,004,022,478			273,380,648	33,106,396,473		
リスクおよび費用に対する引当金	25	45,167,912	5,469,834,143			43,060,382	5,214,612,260		
繰延税金負債	12	132,741,154	16,074,953,749			168,341,991	20,386,215,110		
デリバティブ	14	1,395,260,905	168,966,095,596	*19,846,698*	*2,403,435,128*	2,270,128,975	274,912,618,873	*28,238,268*	*3,419,654,255*
その他の非流動負債	26	11,554,982	1,399,308,320	*9,303,012*	*1,126,594,753*	11,486,594	1,391,026,533	*9,283,268*	*1,124,203,755*
小計		**15,213,107,535**	**1,842,307,322,489**			**13,546,427,001**	**1,640,472,309,821**		
流動負債									
短期借入金	23	5,000,917,516	605,611,111,188	*4,715,485,231*	*571,045,261,474*	5,397,181,835	653,598,720,219	*4,896,380,309*	*592,951,655,420*
1年以内返済予定の長期借入金	23	805,454,249	97,540,509,554			3,653,698,811	442,462,926,012		
買掛金	27	82,378,904	9,976,085,274	*43,230,644*	*5,235,230,988*	136,749,208	16,560,329,089	*73,724,909*	*8,928,086,480*
デリバティブ	14	354,554,531	42,936,553,704	*53,004,689*	*6,418,867,838*	175,573,958	21,262,006,314	*13,057,571*	*1,581,271,848*
その他の短期金融負債	28	275,922,893	33,414,262,342	*31,397,597*	*3,802,248,997*	465,099,793	56,323,584,932	*28,593,746*	*3,462,702,641*
その他の流動負債	30	2,029,094,961	245,723,399,777	*317,248,312*	*38,418,770,583*	2,065,183,311	250,093,698,962	*428,216,349*	*51,856,999,864*
小計		**8,548,323,054**	**1,035,201,921,839**			**11,893,486,916**	**1,440,301,265,528**		
負債合計		**23,761,430,589**	**2,877,509,244,328**			**25,439,913,917**	**3,080,773,575,349**		
負債および株主持分合計		**51,704,614,984**	**6,261,428,874,562**			**52,675,719,872**	**6,379,029,676,499**		

(1) 2018年度当期純利益の3,456百万ユーロ（2017年は2,270百万ユーロ）は中間配当金1,423百万ユーロ（2017年は1,068百万ユーロ）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	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	金融商金融商品のヘッジコストの測定による剰余金品評価差額金	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**
2016年1月1日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,244,757**	**(27,203,744)**	**(376,254,402)**	**-**		**4,534,347,074**	**804,937,538**	**26,915,547,720**
新たな会計基準の適用	-	-	-	-	-	-	117,706,432	(117,706,432)		-	-	-
2017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**	**68,244,757**	**(27,203,744)**	**(258,547,970)**	**(117,706,432)**	**-**	**4,534,347,074**	**804,937,538**	**26,915,547,720**
その他の増減額	-	-	-	-	703	-	-	-		-	-	**703**
－配当金支払い												
2016年純収益の配分：	-	-	-	-	-	-	-	-		(203,333,599)	(711,667,596)	**(915,001,195)**
－法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-
－利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-		93,269,942	(93,269,942)	-
増資	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-
2017年の中間配当金(1)	-	-	-	-	-	-	-	-		-	(1,067,501,394)	**(1,067,501,394)**
当期包括利益：												
－資本において直接認識された収入/（損失）	-	-	-	-	-	(5,419,377)	(9,862,121)	48,053,432		-	-	**32,771,934**
－当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-		-	2,269,988,187	**2,269,988,187**
2017年12月31日修正再表示	**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)**	**-**	**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年純利益の配分：	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
－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(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,423,335,192)	**(1,423,335,192)**
当期包括利益：												
－資本において直接認識された収入/（損失）	-	-	-	-	44,679	72,245	(6,800,397.00)	17,324,068.00	-	-	-	**10,640,595**
－当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,456,161,520	**3,456,161,520**
2018年12月31日修正再表示	**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**

(1) 2017年11月8日に取締役会に承認され、2018年1月24日から支払われた。
(2) 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。

資本金および剰余金(注記22)

円	資本金	資本剰余金	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	金融商金融商品のヘッジコストの測定による剰余金品評価差額金	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
2016年1月1日現在	**1,231,184,941,461**	**907,767,545,229**	**246,236,988,147**	**268,290,328,950**	**8,264,440,073**	**(3,294,373,398)**	**(45,564,408,082)**	**-**		**549,109,430,661**	**97,477,935,852**	**3,259,472,828,892**
新たな会計基準の適用	-	-	-	-	-	-	14,254,248,915	(14,254,248,915)		-	-	**-**
2017年1月1日現在（修正再表示）	**1,231,184,941,461**	**907,767,545,229**	**246,236,988,147**	**268,290,328,950**	**8,264,440,073**	**(3,294,373,398)**	**(31,310,159,167)**	**(14,254,248,915)**	**-**	**549,109,430,661**	**97,477,935,852**	**3,259,472,828,892**
その他の増減額	-	-	-	-	85,133	-	-	-		-	-	**85,133**
一配当金支払い												
2016年純収益の配分：	-	-	-	-	-	-	-	-		(24,623,698,839)	(86,182,945,876)	**(110,806,644,715)**
一法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-			-	**-**
一利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-		11,294,989,976	(11,294,989,976)	**-**
増資	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	**-**
2017年の中間配当金(1)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-		**-**	(129,274,418,813)	**(129,274,418,813)**
当期包括利益：												
一資本において直接認識された収入/（損失）	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	(656,286,555)	(1,194,302,853)	5,819,270,615		**-**	**-**	**3,968,681,207**
一当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-		-	274,895,569,446	**274,895,569,446**
2017年12月31日修正再表示	**1,231,184,941,461**	**907,767,545,229**	**246,236,988,147**	**268,290,328,950**	**8,264,525,206**	**(3,950,659,953)**	**(32,504,462,020)**	**(8,434,978,300)**	**-**	**535,780,721,799**	**145,621,150,632**	**3,298,256,101,151**
新たな会計基準の適用	-	-	-	-	-	-	-	-	1,373,575,660	(657,478,663)	-	**716,096,997**
2018年1月1日修正再表示	**1,231,184,941,461**	**907,767,545,229**	**246,236,988,147**	**268,290,328,950**	**8,264,525,206**	**(3,950,659,953)**	**(32,504,462,020)**	**(8,434,978,300**	**1,373,575,660**	**535,123,243,136**	**145,621,150,632**	**3,298,972,198,148**
その他の増減額	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	**-**

2017年純収益の配分：	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
－配当金支払い	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	(17,236,589,151)	(145,279,823,137)	**(162,516,412,288)**
－法定準備金	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-	-	**-**
－利益剰余金	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	341,327,495	(341,327,495)	**-**
増資	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-	-	**-**
2018年の中間配当金(2)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-	(172,365,891,751)	**(172,365,891,751)**
当期包括利益：												
－資本において直接認識された収入/（損失）	-	-	-	-	5,410,627	8,748,870	(823,528,077)	2,097,944,635	-	-	-	**1,288,576,055**
－当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	418,541,160,072	**418,541,160,072**
2018年12月31日修正再表示	**1,231,184,941,461**	**907,767,545,229**	**246,236,988,147**	**268,290,328,950**	**8,269,935,833**	**(3,941,911,084)**	**(33,327,990,097)**	**(6,337,033,665)**	**1,373,575,660**	**518,227,981,480**	**246,175,268,321**	**3,383,919,630,235**

(1) 2017年11月8日に取締役会で承認され、2018年1月24日以降支払われている。
(2) 2018年11月6日に取締役会で承認され、2019年1月23日以降支払われている。

キャッシュ・フロー計算書

	注記	2018年				2017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		**3,271,671,358**	**396,199,401,454**			**2,109,942,342**	**255,514,017,616**		
調整額：									
償却費および減損損失	5.d	(330,561,950)	(40,031,052,145)			15,386,821	1,863,344,023		
外国通貨の資産および負債の為替レートの調整		39,628,904	4,799,060,274			(231,638,389)	(28,051,408,908)		
引当金繰入額		30,514,837	3,695,346,761			37,912,889	4,591,250,858		
子会社、関連会社およびその他企業からの配当金	6	(3,566,532,771)	(431,907,118,568)	*(3,556,152,376)*	*(430,650,052,734)*	(3,032,755,082)	(367,266,640,430)	*(3,032,046,630)*	*(367,180,846,893)*
純金融（収益）/費用		355,948,018	43,105,304,980	*466,123,883*	*56,447,602,231*	905,461,585	109,651,397,944	*(889,403,744)*	*(107,706,793,398)*
その他の非貨幣項目および持分処分による（収益）/損失		-	-			-	-		
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		**(199,331,604)**	**(24,139,057,244)**			**(195,689,834)**	**(23,698,038,897)**		
引当金の増加/（減少）		(70,540,865)	(8,542,498,752)			(74,765,165)	(9,054,061,482)		
売掛金の増加/（減少）	17	46,077,886	5,580,031,995	*38,878,555*	*4,708,193,011*	18,144,344	2,197,280,058	*19,768,270*	*2,393,937,497*
その他の金融および非金融資産/負債の増加/（減少）		1,329,718,118	161,028,864,090	*984,924,384*	*119,274,342,902*	886,354,164	107,337,489,260	*(1,526,661,213)*	*(184,878,672,894)*
買掛金の増加/（減少）	27	(54,370,304)	(6,584,243,814)	*(30,494,265)*	*(3,692,855,492)*	(13,164,033)	(1,594,164,396)	*5,636,596*	*682,591,776*
受取利息およびその他の金融収益受取額		802,804,925	97,219,676,418	*422,320,744*	*51,143,042,098*	1,134,440,570	137,380,753,027	*325,498,532*	*39,417,872,225*
支払利息およびその他の金融費用支払額		(1,381,667,689)	(167,319,957,138)	*(212,858,041)*	*(25,777,108,765)*	(1,823,403,773)	(220,814,196,910)	*(716,621,016)*	*(86,782,805,038)*
子会社、関連会社およびその他企業からの配当金	6	3,510,078,770	425,070,539,047	*3,499,698,376*	*423,813,473,334*	2,976,903,441	360,503,006,705	*2,976,194,989*	*360,417,213,168*
支払い法人税等（連結納税制度）		(533,543,154)	(64,612,075,949)			(443,549,585)	(53,713,854,744)		

営業活動によるキャッシュ・フロー		**3,449,226,083**	**417,701,278,651**		**2,465,270,129**	**298,544,212,622**		
有形固定資産および無形資産への投資額	10-11	(32,089,910)	(3,886,088,101)		(29,716,867)	(3,598,712,594)	*(29,716,867)*	*(3,598,712,594)*
株式投資への投資	13	(2,555,503,401)	(309,471,461,861)	*(2,544,488,283)*	*(308,137,531,071)*	(17,898,158)	(2,167,466,934)	*(17,898,158)*	*(2,167,466,934)*
株式投資の処分	13	-	-			-	-		

	注記	2018年				2017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
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー（b）		**(2,587,593,311)**	**(313,357,549,962)**			**(47,615,025)**	**(5,766,179,528)**		
金融負債（新規借入額）	23	3,500,000,000	423,850,000,000	*2,940,976,595*	*356,152,265,655*	989,235,387	119,796,405,366		
金融債務（返済）	23	(4,426,410,410)	(536,038,300,651)			(992,598,185)	(120,203,640,204)		
長期金融債権/（債務）の純増減額		2,735,706,549	331,294,063,084	*2,815,976,594*	*341,014,765,533*	(2,854,462,654)	(345,675,427,399)	*(26,612,508)*	*(3,222,774,719)*
短期金融債権/（債務）の純増減額		(743,785,882)	(90,072,470,310)	*1,516,803,548*	*183,684,909,663*	1,721,306,401	208,450,205,161	*1,511,596,115*	*183,054,289,527*
支払配当金	22	(2,409,676,207)	(291,811,788,668)			(1,829,783,012)	(221,586,722,753)		
資本および準備金の増加	22	-	-			-	-		
財務活動によるキャッシュ・フロー（c）		**(1,344,165,950)**	**(162,778,496,545)**			**(2,966,302,063)**	**(359,219,179,829)**		
現金および現金同等物の増加/（減少）（a+b+c）		**(482,533,178)**	**(58,434,767,856)**			**(548,646,959)**	**(66,441,146,735)**		
現金および現金同等物期首残高	21	**2,489,231,277**	**301,445,907,645**			**3,037,878,236**	**367,887,054,380**		
現金および現金同等物期末残高	21	**2,006,698,099**	**243,011,139,789**			**2,489,231,277**	**301,445,907,645**		

前へ　次へ

個別の財務書類の注記

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（*società per azioni*）であり、登記住所はViale Regina Margherita 137, Rome, Italy**である。**

持株会社として、エネル・エスピーエーはグループおよびその子会社の戦略的目標を設定し、各社の活動を取り纏めている。グループ会社に対し、管理および取り纏めの機能の一環としてエネル・エスピーエーが実施する活動を、会社の阻止句構造に関する内容を含め、以下に記載する。

＞　グループ・レベルのガバナンス手順の取りまとめに関する持株会社の機能

- **総務、財務および管理統制**
- **人事および組織**
- **コミュニケーション**
- **法務および経営企画**
- **イノベーションおよびサステナビリティ**
- **欧州問題**
- **監査**

2018年1月1日、**グローバル・ビジネス・ラインおよびグローバル・サービス・ファンクション（以下「グローバル・ストラクチャーズ」とする）、すなわち以前はエネル・エスピーエーに割り当てられていたグローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス、グローバル・サーマル・ジェネレーションおよびグローバル・プロキュアメントを、イタリアの完全子会社、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、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、およびエネル・イタリア・エスアールエルに移行した。**

グローバル・ストラクチャーズの組織再編により、「グローバル・ハブ」モデルに基づき、グループは組織および会社の構成を統一化し、グローバル・ストラクチャーズが効率性を最大限に高め、各活動の明確な目的を定めることが可能となった。以下に組織のエンティティが実行可能となった機能を挙げる。

- **エネル・エスピーエー以外の営業会社において活動を実施する。**
- **統一性のあるビジネスを持つグループ会社にグローバル・レベルでテクニカル・サービスを提供し、有効性および作業の効率性の向上と、法務および会計面の明確化を図る。**
- **国際市場でビジネスを進展させるための機会を捉える。**

これに伴い、エネル・エスピーエーは、以下の活動に注力し、業界の持株会社としての役割を強化しえいく。

- **グループ会社を取りまとめ、管理する。**
- **活動の戦略的方向性を決定し、子会社からの配当を主たる報酬源とする。**
- **子会社の利益のため、持株会社のスタッフ機能がインスティテューショナル・サービスを提供する（「インスティテューショナル・サービス」契約を通じて報酬を得る）。**

グループ内では、エネル・エスピーエーは主に通常業務を通じて発生するキャッシュ・フローおよび様々な資金源の使用を通じて流動性要件を満たす一方、過剰流動性は適切に管理している。

親会社として、エネル・エスピーエーはエネル・グループの2018年12月31日年度末の連結財務書類を作成した。これは、金融仲介に関する連結法（1998年2月24日政令第58号）第154条第1段落に準拠し、年次報告書の重要な一環を担う。

2019年3月21日、取締役会は2018年12月31日現在のこれらの財務書類の発表を承認した。

これらの財務書類はEYエスピーエーによる法定監査を受けた。

表示基準

2018年12月31日に終了した事業年度における当グループの個別の財務書類は、規則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。

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、連結財務書類の「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。

財務書類は、連結財務書類の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

会計方針および測定基準は、該当箇所については、連結財務書類の作成に適用した内容と同じであり、子会社、関連企業およびジョイント・ベンチャーの株式投資に関する項目を除き、読者は追加情報につき連結財務書類を参考とすることができる。

子会社とは、エネル・エスピーエーが支配権を有するすべての事業体を指す。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。

関連会社は、エネル・エスピーエー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。

ジョイント・ベンチャーとは、エネル・エスピーエー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。

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。

株式投資により生じる配当金は、株主が当該配当金を受領する権利が存在する場合に損益で認識する。

第三者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日付に、株主持分の変動として認識される。

見積りおよび経営者の判断の使用

個別の財務書類を作成するに当たり採用した経営者の判断および見積もりの使用は、該当がある場合は、連結財務書類の作成に採用したものと同じであり、以下に記載する株式投資の測定を例外として、読者は自由に意見を聞くことができる。

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、少なくても毎年1回、減損の証拠が存在するかを評価する。証拠が損じする場合、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。

注記3 最近の会計基準

最近の会計基準に関する情報は、連結財務書類の該当項の注記を参照。

2018年1月1日以降のIFRS第9号の適用により、関連する税効果考慮後の純額において、株主資本の軽微な減少が発生した。これは主に予想信用損失モデルの採用を反映した結果である。

IFRS第15号の適用に影響を受けた重大な状況はない。

2018年12月31日以降に発効した会計基準に関しては、エネルは「IFRS第16号 - リース」に定められた新たな会計規則に照らして、当社のリース契約の分析を2018年に完了した。

分析の結果、新たな基準による影響は軽微であることが明らかになった。

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合計 *- 38百万ユーロ*

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

	2018年	2017年	増減
販売およびサービスからの収益			
グループ会社	38	118	(80)
グループ以外の取引相手	-	2	(2)
販売およびサービスからの収益合計	**38**	**120**	**(82)**

販売およびサービスからの収益は合計38百万ユーロとなり、会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。
販売およびサービスからの収益が前年比で82百万ユーロ減少した理由は、主にグローバル・ストラクチャーズに関して2018年年初に実施した組織再編成を受け、テクニカルおよび管理サービスの提供による収益が減少したことである。この組織再編の一環として、それまではエネル・エスピーエーに含まれていたグローバル・ビジネス・ラインが、完全子会社であるエネル・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、エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルおよびエネル・イタリア・エスアールエルに移行された。また、2017年に係るマイナスの調整も反映している。
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34百万ユーロ（2017年は75百万ユーロ）**

＞ **EUでマイナス4百万ユーロ（2017年は25百万ユーロ）**

＞ **EU以外のヨーロッパで3百万ユーロ（2017年は7百万ユーロ）**

＞ **その他の国で5百万ユーロ（2017年は13百万ユーロ）**

4.b その他の収益および収入 *- 15百万ユーロ*

2018年のその他の収益および収入は15百万ユーロとなり、2017年および2018年両年とも主に出向社員に関連する。前年比（2017年は13百万ユーロ）で2百万ユーロ増加した。

注記5 営業費用

5.a 消耗品の購入 *- 1百万ユーロ*

消耗品の購入は前年と同額額の1百万ユーロとなった。

5.b サービス、リースおよび賃借料 - *127百万ユーロ*

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

	2018年	2017年	増減
サービス	116	149	(33)
リースおよび賃借料	11	16	(5)
サービス、リースおよび賃借料	**127**	**165**	**(38)**

サービス手数料の合計116百万ユーロは、第三者から受領したサービス手数料の53百万ユーロ（2017年は79百万ユーロ）およびグループ会社から受領したサービス手数料の63百万ユーロ（2017年は70百万ユーロ）である。特に、第三者から受領したサービス手数料の26百万ユーロの減少は、戦略、管理および組織的なコンサルティングによって生じた手数料の削減と、広告、マーケティングおよび販売促進やプレス資料に係る費用の減少を、その他のサービスで生じた費用の増加で一部相殺した結果である。
グループ会社から受領したサービス手数料の7百万ユーロの減少は、個人サービスおよび他のサービスの手数料の減少を、ITサービス手数料の増加で一部相殺した金額である。
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・エスアールエルからの資産の貸借によるもので、前年比で5百万ユーロ減少している。

5.c 人件費 - *109百万ユーロ*

人件費の内訳は以下の通り

百万ユーロ

	注記	2018年	2017年	増減
賃金および給与		68	108	(40)
社会保障費		22	34	(12)
退職後給付	24	6	9	(3)
その他の長期給付	24	5	20	(15)
その他費用および奨励給制	25	8	3	5
人件費合計		**109**	**174**	**(65)**

人件費は、前年比65百万ユーロの減少で、109百万ユーロとなった。この減少は、主に平均従業員数の減少で（前年比399名の減少）、上述の移転が一部起因しており、賃金および給与ならびに関連する社会保障費が合計52百万ユーロ減少し、長期給付金も15百万ユーロ減少した。

次の表は、職階別平均従業員数の前年比較および2018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
	2018年	2017年	増減	2018年12月31日
シニア・マネージャー	148	239	(91)	144
ミドル・マネージャー	354	565	(211)	369
事務職	270	367	(97)	254
合計	**772**	**1,171**	**(399)**	**767**

注記5.d 減価償却費、償却費および減損損失 - *（331）*百万ユーロ

百万ユーロ

	2018年	2017年	増減
減価償却費	4	4	-
償却費	13	11	2
減損損失	55	-	55
減損損失の戻入	403	-	403
減価償却費、償却費および減損損失合計	**(331)**	**15**	**(346)**

減価償却費、償却費および減損損失は合計331百万ユーロ（2017年は15百万ユーロ）となり、前年比346百万ユーロの減少となった。
減価償却費および償却費（17百万ユーロ）は減価償却費4百万ユーロと償却費13百万ユーロからなる。前年比合計2百万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所有権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。
2018年、減損損失は55百万ユーロとなり、これはエネル・ロシア・ピーエスジェーシー（40百万ユーロ）およびエネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイ（15百万ユーロ）に保有する株式投資の調整による。
403百万ユーロの減損損失の戻入は、スロベンスキ・エレクトラメの投資価値の再計算により、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーの株式投資の価値の調整益のみが反映された結果である。

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を参照。

5.e その他の営業費用 - *39百万ユーロ*

その他の営業費用は前年比19百万ユーロ増加し、39百万ユーロとなった。これは主に、リスクおよび費用に対する引当金の15百万ユーロに起因する。

営業利益は前年比350百万ユーロ改善し、108百万となり、これは主に、2018年のエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーの株式投資価値の回復の認識（403百万ユーロ）を、エネル・ロシア・ピージェーエスシー（40百万ユーロ）およびエネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイ（15百万ユーロ）に保有する株式投資の調整で一部相殺した金額である。

注記6 株式投資から生じた収益 - *3,567百万ユーロ*

2018年、株式投資から生じた収益は3,567百万ユーロとなり、前年比で534百万ユーロ増加した。これは、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3,557百万ユーロと、その他の非投資会社が承認した配当および中間配当金10百万ユーロによる。

百万ユーロ

	2018年	2017年	増減
子会社および関連会社からの配当金	**3,556**	**3,032**	**524**
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	229	-	229
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	949	1,448	(499)
エネル・ファクター・エスピーエー	2	3	(1)
エネル・イタリア・エスアールエル	16	23	(7)
エネル・エネルギア・エスピーエー	792	679	113
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	100	80	20
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	557	50	507
エネル・イベリア・エスアールエル	486	677	(191)
エネル・ソール・エスアールエル	-	15	(15)
エネル・アメリカス・エスエー	162	25	137
エネル・チリ・エスエー	157	31	126
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	37	-	37
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	**11**	**1**	**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	**3,567**	**3,033**	**534**

注記7 デリバティブから生じた純金融収益/（費用） *- 45百万ユーロ*

内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2018年	2017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	**1,420**	**2,533**	**(1,113)**
－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	1,420	2,533	(1,113)
－エネル・エスピーエーの代表として	**206**	**150**	**56**
－公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	18	32	(14)
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	166	108	58
－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	22	10	12
デリバティブから生じた収益合計	**1,626**	**2,683**	**(1,057)**
デリバティブ費用			
－グループ会社の代表として	**1,414**	**2,523**	**(1,109)**
－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	1,414	2,523	(1,109)
－エネル・エスピーエーの代表として	**167**	**379**	**(212)**
－公正価値ヘッジ・デリバティブに関する費用	18	30	(12)
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する費用	121	341	(220)
－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	28	8	20
デリバティブ費用合計	**1,581**	**2,902**	**(1,321)**
デリバティブから生じた金融収益/（金融費用）の合計	**45**	**(219)**	**264**

デリバティブから生じた純金融収益は45百万ユーロとなり（2017年は純費用として219百万ユーロ）、これは主に、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利益を表す。
前年比264百万ユーロの改善は、主にキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する純費用の減少で（220百万ユーロ）、このすべてはエネル・エスピーエーの代理として金利および為替両方で執行されている。

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）- *（448）百万ユーロ*

内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2018年	2017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	3	2	1
流動金融資産からの受取利息	16	30	(14)
合計	**19**	**32**	**(13)**
為替換算差益	28	238	(210)
公正価値ヘッジにより生じる収入 - ヘッジ後調整	4	13	(9)
その他	269	127	142
その他の金融収益合計	**320**	**410**	**(90)**
その他の金融費用			
利息費用			
銀行借入金の支払利息	32	55	(23)
社債利息	549	735	(186)
その他の借入金の支払利息	85	70	15
合計	**666**	**860**	**(194)**
為替換算差損	65	5	60
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	4	(1)
その他	34	3	31
その他の金融費用合計	**768**	**872**	**(104)**
その他の純金融収益/（費用）合計	**(448)**	**(462)**	**14**

その他金融費用の448百万ユーロは、主に、金融債務666百万ユーロの利息支払分に、グループ会社間の流動勘定202百万ユーロの利息受け取りおよび手数料、ならびに1996年および1997年度の法人税等還付金（IRPEGおよびILOR）54百万ユーロ（詳細は以下の注記9参照）で一部相殺された金額である。

その他の純金融費用の前年比14百万ユーロの減少は、主に社債利息の186百万ユーロの減少を、対ドルおよび対ポンドでユーロの為替相場が改善したことによる外貨建てヘッジ・ローンの為替差益の減少210百万ユーロで一部相殺した金額である。

注記9 法人税等 - *（184）百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年	2017年	増減
当期法人税	(189)	(162)	(27)
繰延税金収益	4	4	-
繰延税金費用	1	(2)	3
法人税等合計	**(184)**	**(160)**	**(24)**

2018年の法人税税等は債務額184百万ユーロとなった。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。
前年比では（税債務額160百万ユーロ）、24百万ユーロの増加となったが、これは主に破棄院の2件の有利な判決を受け、1996年および1997年の法人税等の還付（IRPEGおよびILOR）90百万ユーロを、当期法人税の債務額（65百万ユーロ）で一部相殺した金額である。

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

	2018年	%率	2017年	%率
税引前利益	3,272		2,110	
理論上の法人税等（IRES）	**785**	**24.0%**	**506**	**24.0%**
税額減少：				
－株式投資の配当金、受領済	(799)	-24.4%	(678)	-32.1%
－株式投資の配当金、未受領	(14)	-0.4%	(13)	-0.6%
－引当金の使用	(14)	-0.4%	(16)	-0.8%
－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）	13	0.4%	-	
－引当金繰入額	13	0.4%	12	0.6%
－前年度の費用	7	0.2%	2	0.1%
－その他	9	0.3%	23	1.1%
当期法人税等（IRES）合計	**(99)**	**-3.0%**	**(164)**	**-7.8%**
イタリア地方法人税	**-**		**-**	
前年度からの法人税見積りとの差額	**(111)**	**-3.8%**	**-**	
外国の持株による配当金の源泉徴収確定額	**21**	**0.7%**	**2**	**0.1%**
繰延税額合計	**5**	**0.1%**	**2**	**0.1%**
－税率の変更による影響	-		-	
－当年度の増減	*5*		*4*	
－前年度見積もりとの差額	-		*(2)*	
法人税等合計	**(184)**	**-5.6%**	**(160)**	**-7.6%**

財政状態計算書の情報

資産

注記10 有形固定資産- *9百万ユーロ*

2017年および2018年の有形固定資産の進展は以下の表の通り。

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	20	40	-	72
減価償却費の累計額	-	(2)	(3)	(5)	(19)	(34)		(63)
2016年12月31日現在残高	**1**	**1**	**-**	**-**	**1**	**6**	**-**	**9**
資本的支出					4	1	-	5
減価償却費					(1)	(3)	-	(4)
増減額合計	**-**				**3**	**(2)**	**-**	**1**
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**

有形固定資産は前年比百万ユーロ減少し、9百万ユーロとなった。これは主に、2018年の資本的支出（3百万ユーロ）および同時期の減価償却費（4百万ユーロ）とのマイナスの差額に起因する。その他の資産の資本的支出とは、ハードウェア・システムを指し、建設中の資産に関連する資本的支出とは、オフィスビルのエンジニアリング作業を指す。

注記11 無形資産－*47百万ユーロ*

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
2016年12月31日現在残高	**11**	**7**	**18**
投資	24	-	**24**
資産の使用開始	7	(7)	**-**
償却費	(11)	-	**(11)**
増減額合計	**20**	**(7)**	**13**
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**

工業特許および知的財産権は2018年12月31日現在で30百万ユーロで、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。2018年に実施した投資のマイナス残高（14百万ユーロ）、同期間に計上された償却費（13百万ユーロ）、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・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル、およびエネル・イタリア・エスアールエルへの合計2百万ユーロの無形資産の移転に起因し、前年比合計1百万ユーロの減少となった。

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、主にグローバル・ビジネス・ラインおよび管理機能、ファイナンス・アンド・コントロール、グローバル調達機能を支援するため、システムおよびプロセスの統合ならびに調和に向け、グローバル・レベルで実施されたエボリューション・フォー・エネルギー（E4E）プロジェクトならびに既存システムのソフトウェア・エボリューションに関するその他のプロジェクトに起因している。

2018年12月31日現在で開発中のその他の無形資産は17百万ユーロとなり、同期間の投資による増加と同額となった。

注記12 繰延税金資産および負債 - *288百万ユーロおよび133百万ユーロ*

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	2017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	2018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	5	1	-	-	6
－デリバティブ	230	-	-	-	230
－増資の費用	2	-	(2)	-	-
－その他の項目	62	(5)	2	(7)	52
繰延税金資産合計	**299**	**(4)**	**-**	**(7)**	**288**
繰延税金負債					
一時的差額の特性					
－金融商品の測定	163	-	(36)	-	127
－その他の項目	5	1	-	-	6
繰延税金負債合計	**168**	**1**	**(36)**	**-**	**133**
相殺考慮後の純繰延税金（IRES）資産	**162**				**155**
相殺考慮後の純繰延税金（IRAP）負債	**(31)**				**-**

2018年12月31日現在の繰延税金資産は288百万ユーロとなり（2017年12月31日現在は299百万ユーロ）、前年比11百万ユーロの減少となった。これは主に、リスクおよび費用に対する引当金の増減に計上する繰延税金資産ならびに、上述のグローバル・ストラクチャーズの移転に関与する会社への繰延税金資産の振替による。
繰延税金負債は、35百万ユーロの減少となる133百万ユーロで（2017年12月31日現在は168百万ユーロ）、これは主に、当社が、今後数年の間に、将来減算一時差異を相殺するIRAPで課税対象となる十分な収入の取得を予想していないため、キャッシュ・フロー・ヘッジ手段の公正価値の測定（30百万ユーロ）に対するIRAPに関連した繰延税金負債が免除されることによる。
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。

前へ　次へ

注記13 株式投資- *45,715百万ユーロ*

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。

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	合併（+/-）	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 %
	2017年12月31日											2018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	4,895	(986)	4	3,913	100.0	-	-	-	403	-	403	4,895	(583)	4	4,316	100.0
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	4,054	-	2	4,056	100.0	2,275	-	-	-	-	2,275	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	-	-	-	-	-	-	1,401	(208)	1	1,194	100.0
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	6,538	-	2	6,540	100.0	-	-	(71)	-	-	(71)	6,467	-	2	6,469	100.0
エネル・エックス・エスアールエル	5	-	-	5	100.0	518	-	-	-	-	518	523	-	-	523	100.0
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイ	8,498	(4,473)	-	4,025	100.0	-	(4,001)	-	(15)	-	(4,016)	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	1	-	-	1	100.0	-	-	10	-	-	10	11	-	-	11	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・エスアールエル	13,713	-	-	13,713	100.0	-	-	-	-	-	-	13,713	-	-	13,713	100.0
エネル・ファクター・エスピーエー	18	-	-	18	100.0	-	-	-	-	(18)	(18)	-	-	-	-	-
エネル・イタリア・エスアールエル	525	(41)	3	487	100.0	-	-	-	-	18	18	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	12	-	-	12	100.0	-	-	10	-	-	10	22	-	-	22	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	2,397	-	-	2,397	100.0	-	-	(1,798)	-	-	(1,798)	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	1,798	-	-	1,798	100.0
タインマス・エナジー・ストレージ・リミテッド	5	-	-	5	-	-	-	(5)	-	-	(5)	-	-	-	-	-
エネル・アメリカス・エスエー	2,822	-	-	2,822	51.8	-	-	-	-	-	-	2,822	-	-	2,822	51.8
エネル・チリ・エスエー	1,760	-	-	1,760	60.6	-	-	-	-	762	762	2,522	-	-	2,522	61.9
エネル・ホールディング・チリ・エスアールエル	-	-	-	-	-	-	-	71		(71)	-	-	-	-	-	-
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	-	-	-	-	-	-	421	-	-	-	421	421	-	-	421	51.0
イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー	-	-	-	-	-	-	261	-	-	-	261	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	952	-	-	952	78.0
エネル・エネルギー・ムンテニア・エスエー	-	-	-	-	-	-	330	-	-	-	330	330	-	-	330	78.0
エネル・エネルギア・エスエー	-	-	-	-	-	-	208	-	-	-	208	208	-	-	208	51.0
エネル・ルーマニア・エスエー	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	15	15	-	-	15	100.0
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	-	-	-	-	-	-	442	-	(40)	-	402	442	(40)	-	402	56.4
エネル・インシュランス・エヌヴィー	-	-	-	-	-	-	252	-	-	-	252	252	-	-	252	100.0
Vektör Enerji Üretim A.[01]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
エネル・グリーン・パワー・チリ・リミテッド	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
子会社	**48,334**	**(5,929)**	**12**	**42,417**		**2,793**	**(1,120)**	**15**	**348**	**691**	**2,727**	**50,713**	**(5,581)**	**12**	**45,144**	

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	合併（+/-）	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 %
	2017年12月31日											2018年12月31日				
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	365	-	-	365	50.0	125	-	-	-	-	125	490	-	-	490	50.0
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	-	-	-	-	-	-	41	-	-	-	41	41	-	-	41	49.5
ジョイント・ベンチャー合計	**365**	**-**	**-**	**365**		**125**	**41**	**-**	**-**	**-**	**166**	**531**	**-**	**-**	**531**	
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	-	-	5	11.1	-	-	-	12	-	12	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・リミテッド	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
エルコガス・エスエー	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4.3
エミッテンティ・ティオリ・エスピーエー（清算中）	1	-	-	1	10.0	-	(1)	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-
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	**11**	**(5)**	**-**	**6**		**-**	**(1)**	**-**	**12**	**-**	**11**	**10**	**7**	**-**	**17**	
株式投資合計	**48,733**	**(5,934)**	**12**	**42,811**		**2,918**	**(1,080)**	**15**	**360**	**691**	**2,904**	**51,277**	**(5,574)**	**12**	**45,715**	

前へ　次へ

下表は、2018年の株式投資の増減を示す。

百万ユーロ	
増加	
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・エスアールエルの事業ユニット「グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワーク」の移行	10
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルの事業ユニット「グローバル・サーマス・ジェネレーション」の移行	10
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーの資本再構成	2,275
エネル・エックス・エスアールエルの資本再構成	518
エネル・ファクター・エスアールエルのエネル・イタリア・エスアールエルとの合併	18
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーの75%の移行によるエネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエルの設立	1,798
オーペン・ファイバー・エスピーエーへの出資	125
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイによるエネル・ロシア・ピーエスジェーシーの買収	442
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイによるイーディストリブティエ・バナト・エスエーの買収	421
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイによるイーディストリブティエ・ムンテニア・エスエーの買収	952
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイによるイーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエーの買収	261
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイによるエネル・エネルギー・エスエーの買収	208
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイによるエネル・エネルギー・ムンテニア・エスエーの買収	330
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイによるエネル・ルーマニア・エスエーの買収	15
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイによるラス・エネルゴソビト・エルエルシーの買収	41
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイによるエネル・インシュランス・エヌヴィーの買収	252
エネル・ホールディング・チリ・エスアールエルおよびハイドロマック・エナジー・エスアールエル（投資の所有者）のエネル・エスピーエーへの統合によるエネル・チリ・エスエーの投資価値の増加	762
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の再評価	12
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーに保有する株式投資の書き戻し	403
増加額合計	**8,853**
減少	
タインマス・エナジー・ストレージ・リミテッドの移行	(5)
エネル・グリーン・パワー・エスピーエーのエネル・ホールディング・チリ・エスアールエルへの部分的スピンオフ	(71)
エミッテンティ・ティオリ・エスピーエーの清算	(1)
エネル・ファクター・エスアールエルのエネル・イタリア・エスアールエルとの合併	(18)
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーに保有する投資の75%の移行によるエネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエルの設立	(1,798)
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイの投資価値の減少	(4,001)
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイの投資の評価減	(15)
エネル・ロシア・ピージェーエスシーの評価減	(40)
	(5,949)
純増減額	**2,904**

2018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2,904百万ユーロ増加した。

- **2018年1月1日、「グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワーク」事業ユニットの移行による子会社、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（以前のエネル・エム@ピー・エスアールエル）の株式資本10百万ユーロの増加。**
- **2018年1月1日、「グローバル・サーマル・ジェネレーション」事業ユニットの移行による子会社、エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルの株式資本10百万ユーロの増加。**
- **上記で説明した事業ユニットの移行の一環として、子会社、エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルへのタインマス・エナジー・ストレージ・リミテッドの全投資、5百万ユーロの移行。**
- **2018年3月8日、子会社、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーのグループ会社間当座預金の金融債権の一部である2,275百万ユーロを免除し、特定の使用可能な資本準備金に配分することによる同社の資本再構成。**
- **2018年3月30日、子会社、エネル・エックス・エスアールエルのグループ会社間当座預金の金融債権の一部である78百万ユーロの免除による同社の資本再構成。**
- **2018年6月20日、子会社、エネル・エックス・エスアールエルについて、特定の使用可能な資本準備金への配分を通じた290百万ユーロの出資による同社の資本再構成。**
- **2018年7月18日、子会社、エネル・エックス・エスアールエルについて、エネル・エックス・インターナショナル・エスアールエルの資本を補完する目的で実施した150百万ユーロの出資を通じた同社の資本再構成。**
- **2018年7月9日、エネル・エスピーエーの完全子会社であるオランダのエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーへの投資、約75%を移行することによるエネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエルの設立。**
- **エネル・エスピーエーの完全子会社であるオランダの会社、エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイが、ロシアのエネル・ロシア・ピージェーエスシーおよびラスエネルゴソビト・エルエルシー、ルーマニアのエネル・ルーマニア・エスエー、イー・ディストリブティエ・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・エスエー、およびエネル・エネルギー・ムンテニア・エスエー、ならびにオランダのエネル・インシュランス・エヌヴィーに保有する株式投資合計2,922百万ユーロの取得。**
- **資本金1,592百万ユーロの減少および2,410百万ユーロの資本剰余金の配分による、エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイの株式投資価額の4,002百万ユーロの減少。**
- **CDPエクイティ-・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・ファイバーの2018年-2027年事業計画の実施に必要な投資を支援するための同社への2018年10月3日の125百万ユーロの出資。**

- ＞ **以前は取得原価で測定されていた、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の公正価値の12百万ユーロの増加。**
- ＞ **前述の株式投資の売却による業績および財政状態の変化を考慮した、エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイに保有する株式投資の15百万ユーロの調整。**
- ＞ **Slovenské elektrárneに保有する株式投資額の調整を考慮するため、エネル・プロデュツィオーネの保有株価額の403百万ユーロの書き戻し。**
- ＞ **現在の業績および財政状態を考慮し、エネル・ロシア・ピージェーエスシーで保有する株式投資の40百万ユーロの調整。**

2018年3月30日、「エルキ・プロジェクト - イタリア側」の範囲のなかで、新規で設立されたエネル・ホールディング・チリ・エスアールエルの利益となる、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーの部分的スピンオフが完了した。これにより、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーの投資71百万ユーロの調整および、エネル・チリ・エスエーへの762百万ユーロの投資を有するハイドロマック・エネルギー・エスアールエルの親会社であり、新規で設立されたエネル・ホールディング・チリ・エスアールエルの全資本金同等額の株式投資を取得することとなった。2018年12月12日、エネル・ホールディング・チリ・エスアールエルおよびハイドロマック・エネルギー・エスアールエルのエネルへの統合が完了し、エネル・チリ・エスエーに保有するエネルの投資は762百万ユーロ増加した。
この移行は、エネルの2018年-2020年の戦略的計画の基本原則の一つである、グループの構成を簡素化するプロセスの一環である。この取引により、エネルがそれまで直接保有していた43.03%と、間接的に保有していたハイドロマック・エネルギーを通じた18.88%およびエネル・ホールティング・チリを通じた0.02%を統合し、エネルのグループとしてのエネル・チリ・エスエーの保有株は61.93%に達することとなった。

また、エネル・ファクター・エスピーエーの、完全子会社であるエネル・イタリア・エスアールエルへの統合も2018年7月1日に完了した。この案件では、エネル・エスピーエーが保有する株式投資の総価額に変化はなかった。

下表は、エネル・ロシア・ピージェーエスシーおよびエネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイに保有する投資の減損損失ならびにエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーおよびエンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エス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)
	2018年12月31日					2017年12月31日				
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	442	1.8%	13.2%	5年	一定成長/28年	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイ	23	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
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	3,913	0.7%	8.9%	5年	一定成長	3,913	0.7%	8.9%	5年	一定成長
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	5	-	8.7%	3年	19年	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。

(2) 反復法を用いて計算された税引前加重平均資本コスト。税引前キャッシュ・フローを用いて計算された使用価値が税引後加重平均資本コストを用いて割り引かれた税引後キャッシュ・フローに一致することを保証する割引率である。

(3) ターミナルバリューは、永続的または一定期間の表に記載された期間にわたる右肩上がりの利回り曲線に基づいて見積もられた。

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、2018年11月19日に親会社の取締役会が承認した明示的期間の2019年-2023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。

前へ　次へ

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、2018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。

	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	4,318	613	100.0	4,316
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	4,657	1,507	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	152	75	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	304	(73)	100.0	1,194
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	6,136	237	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	488	(23)	100.0	523
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	1,593,050,000	8	794	100.0	9
エネルパワー・エスピーエー	ミラノ	ユーロ	2,000,000	28	(2)	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	(4)	100.0	11
エネル・エネルギア・エスピーエー	ローマ	ユーロ	302,039	2,067	801	100.0	1,313
エネル・イベリア・エスアールエル	マドリッド	ユーロ	336,142,500	16,918	956	100.0	13,713
エネル・イタリア・エスアールエル	ローマ	ユーロ	50,100,000	449	15	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	1	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	9	(1)	100.0	22
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	1,746	99	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	1,798	-	100.0	1,798
エネル・アメリカス・エスエー	サンティアゴ	米ドル	6,763,204,424	7,710	1,017	51.8	2,822
エネル・チリ・エスエー	サンティアゴ	チリ・ペソ	2,229,108,974,538	4,622	478	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	480	18	51.0	421
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	325	18	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	1,026	16	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	152	3	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	98	(1)	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	589	97	56.4	402
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	258	9	100.0	252
Vektör Enerji Üretim A.[01]	イスタンブール	トルコリラ	3,500,000	(8)	(8)	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	チリ・ペソ		757	91	-	-

		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）
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	800	(97)	50.0	490
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー		モスクワ	ルーブル	2,760,000	8	65	49.5	41
C）関連会社								
シーイーエスアイ・エスピーエー	(1)	ミラノ	ユーロ	8,550,000	111	7	42.7	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		パナマ	米ドル	58,500,000	118	15	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	-	(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	(1)	ブエノスアイレス	アルゼンチン・ペソ	14,012,000	(25)	(8)	-	-
エルコガス・エスエー		プエルトリャノ	ユーロ	809,690	(111)	(2)	4.3	-
イドゥロシシリア・エスピーエー	(1)	ミラノ	ユーロ	22,520,000	51	4	1.0	-

(1) 資本金、株主持分および純利益の値は、2017年12月31日現在の財務書類に基づく。

前へ　次へ

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・ディストリビューティ・ドブロジャ・エスエー、イー・ディストリビューティ・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・エネルギー・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、オーペン・ファイバー・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・エヌヴィーに保有する投資分については、各株式保有につき、2018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、以下のとおりである。

- **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・ディストリビューティ・ドブロジャ・エスエー、イー・ディストリビューティ・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・エネルギー・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が発覚した。**
- **エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーの場合、株主資本の多くの項目の公正価値がマイナスに変動したことに起因する。**

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。

2018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。
取得原価で測定していたエンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッドへの投資については、財政状態計算書の重大な項目の信頼のおける評価に基づき、公正価値を決定した。
最終清算報告書および最終分配計画を発表した後、2018年にエミッテンティ・ティオリ・エスピーエーの清算手続きが完了した。

エルコガスへの投資は2014年に完全に償却され、2015年1月1日以降、エネルが4.3%を保有する会社は清算中である。また、累積損失を考慮し、2014年に参加した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

	2018年12月31日	2017年12月31日
FVOCIで測定された非上場会社への株式投資	**17**	**6**
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	17	5
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	-	-
エミッテンティ・ティオリ・エスピーエー（清算中）	-	1
イドゥロシシリア・エスピーエー	-	-

注記14 デリバティブ *- 793百万ユーロ、92百万ユーロ、1,395百万ユーロ、355百万ユーロ*

百万ユーロ	**非流動**		**流動**	
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日
デリバティブ金融資産	793	1,456	92	111
デリバティブ金融負債	1,395	2,270	355	176

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 *- 136百万ユーロ*

合計の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	注記	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**増減**
前払金融費用		8	10	(2)
負債に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	128	6	122
合計		**136**	**16**	**120**

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 - *128百万ユーロ*

百万ユーロ

	注記	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
金融債権	31.1.1	125	-	125
その他の金融債権		3	6	(3)
合計		**128**	**6**	**122**

2018年12月31日現在の負債に含まれるその他の非流動金融資産は、前年比122百万ユーロ増の128百万ユーロとなった。
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、事業計画に組み入れた投資を実行するために必要な資金を提供するため、これは主に、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、事業計画に組み入れた投資を実行するために必要な資金を提供するため、ジョイント・ベンチャー、オーペン・ファイバー・エスピーエーに貸出した125百万ユーロの支出による。
その他の金融債権は3百万ユーロとなり、すべて従業員への貸出が占める。これは、前年比で3百万ユーロ減少した。

注記16 その他の非流動資産 - *134百万ユーロ*
内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017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	125	139	(14)
その他の非流動資産合計	**134**	**148**	**(14)**

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、125百万ユーロは、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63百万ユーロ（2017年12月31に日現在は76百万ユーロ）となった。

注記17 売掛金 - *191百万ユーロ*

内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
売掛金：			
－子会社から	166	208	(42)
－グループ以外の顧客から	25	29	(4)
合計	**191**	**237**	**(46)**

売掛金は合計で191百万ユーロとなり、これは子会社への売掛金（166百万ユーロ）とグループ以外の顧客に対する売掛金（25百万ユーロ）からなる。

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。2017年12月31日と比較し、42百万ユーロの減少となったが、これは、グローバル・ストラクチャーズの組織再編およびテクニカル・サービスに関連する収益の動向両方に関係している。

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おり、合計25百万ユーロとなり、2017年12月31日と比較すると4百万ユーロ減少した。

子会社に対する売掛金の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	**増減**
子会社			
エネル・イベリア・エスアールエル	1	1	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	3	13	(10)
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	10	33	(23)
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	9	3	6
エネル・アメリカス・エスエー	4	3	1
エンデサ・エスエー	3	4	(1)
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	1	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	6	1	5
エネル・イタリア・エスアールエル	16	18	(2)
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	-	2	(2)
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	11	16	(5)
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	21	27	(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		
エンデサ・ヘネラシオン・エスエー	(2)	10	(12)
エンデサ・エネルジア・エスエー	2	4	(2)
エネル・ルーマニア・エスエー	5	4	1
エネル・ブラジル・エスエー	24	25	(1)
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエーエー	5	6	(1)
エネル・ヘネラシオン・ペルー・エスエーエー	5	6	(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)	3	(4)
その他	40	26	14
合計	**166**	**208**	**(43)**

売掛金の地域別の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	**増減**
イタリア	54	77	(23)
EU	68	97	(29)
EU以外のヨーロッパ	12	17	(5)
その他	57	46	11
合計	**191**	**237**	**(46)**

注記18 未収還付法人税等 - *165百万ユーロ*

2018年12月31日現在の未収還付法人税等は、165百万ユーロとなり、これは主に会社のIRESの当期見積税額に対する控除分（99百万ユーロ）および2018年の連結IRESの申告に関する未収金（56百万ユーロ）である。

注記19 その他の流動金融資産 - *1,860百万ユーロ*

この内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	注記	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
純金融負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	1,579	4,085	(2,506)
その他の流動金融資産		281	265	16
合計		**1,860**	**4,350**	**(2,490)**

19.1 負債に含まれるその他の流動金融資産 - *1,579百万ユーロ*

百万ユーロ

	注記	2018年12月31日	2017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	313	1,984	(1,671)
－貸出の引受に対する債権の流動部分	31.1.1	-	27	(27)
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		12	(1)	13
－OTCデリバティブの証拠金契約の現金担保	31.1.1	1,253	2,074	(821)
合計		**1,579**	**4,085**	**(2,506)**

2018年12月31日現在の負債に含まれる流動金融資産は、1,579百万ユーロとなり、これはグループ会社に対する金融債権（313百万ユーロ）とその他に対する金融債権（1,266百万ユーロ）からなる。
グループ会社に対する金融債権は、2017年12月31日と比較し1,698百万ユーロ減少した。これはグループ会社間流動勘定のグループ会社に対する短期金融債権の減少による（1,671百万ユーロ）。
その他に対する金融債権は808百万ユーロ減少した、これは主に、金利および為替のOTCデリバティブで取引相手に支払った現金担保の減少に起因する。

注記20 その他の流動資産 - *268百万ユーロ*

2018年12月31日現在の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
未収税金	173	10	163
グループ会社に対するその他の債権	74	435	(361)
その他の債権	21	7	14
合計	**268**	**452**	**(184)**

その他の流動資産は2017年12月31日と比較し、合計184百万ユーロの減少となった。
未収税金は173百万ユーロの減少となり、主に2018年の前払いVAT の168百万ユーロおよび2017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・チリ・エスエーおよびエネル・アメリカス・エスエーで承認された2018年の中間配当金（それぞれ24百万ユーロおよび33百万ユーロ）の未収金である。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（5百万ユーロ）およびグループのVAT 制度に参加する分はVAT の未収金（3百万ユーロ）として2019年1月に回収された。

2017年12月31日と比較し361百万ユーロの減少となったが、これは主にグループのVAT 制度を利用するVAT 未収金の減少（345百万ユーロ）およびイタリアのIRES連結税に関するグループ内の未収金の減少（28百万ユーロ）を、子会社からの未収金の増加（9百万ユーロ）および中間配当金の増加（4百万ユーロ）で一部相殺した金額である。

2018年12月31日現在のその他の未収金は、21百万ユーロとなり、前年比（7百万ユーロ）14百万ユーロの増加となった。うち8百万ユーロは、2019年のエネル従業員リクリエーション協会（Arca）への出資の分割払い分の認識である。

注記21 現金および現金同等物 - *2,007百万ユーロ*

現金および現金同等物の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
銀行および郵便預金	2,007	2,489	(482)
手許現金および現金同等物	-	-	-
合計	**2,007**	**2,489**	**(482)**

現金および現金同等物は2017年12月31日と比較し482百万ユーロの減少となる2,007百万ユーロとなった。これは主に、複数の債券の発行および償還、2018年5月24日にエネル・エスピーエーの株主によって承認された2017年度の配当金支払い、および親会社が実施する中核の財務機能に関連する通常業務からなる。

負債および資本

注記22 株主持分 - *27,943百万ユーロ*

株主持分は、2017年12月31日と比較し707百万ユーロ増の27,943百万ユーロとなった。この増加は、主に当期純収益（3,478百万ユーロ）、2018年5月24日に株主に承認された1株当たり0.132ユーロの2017年の配当金の分配（合計1,342百万ユーロ）、および2018年11月6日に取締役会にて承認され、2019年1月23日以降に支払われる2018年の中間配当金（1株当たり0.14ユーロ、合計1,423百万ユーロ）に起因する。

資本金 - *10,167百万ユーロ*

2018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、2017年12月31日の10,166,679,946ユーロから変更はない。

2018年12月31日現在、株主登録および1998年2月24日政令第58号第120条の規定に基づきCONSOBに提出され、当社が受領した通知、ならびにその他の取得可能な情報に基づくと、当社の株主資本の3%を上回る保有者は、経済・財務省のみである（23.585%の保有）。

その他の剰余金 - *11,464百万ユーロ*

資本剰余金 - *7,496百万ユーロ*

2018年12月31日の資本剰余金は、前年比で変動はない。

法定準備金 - *2,034百万ユーロ*

資本金の20.0%に相当する法定準備金は、前年比で変更はない。

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 - *（328）百万ユーロ*

2018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328百万ユーロ（プラスの税効果103百万ユーロとの差額）からなる。

FVOCIの金融資産評価差額金 *- 11百万ユーロ*

2018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 *- （32）百万ユーロ*

2018年12月31日現在、純従業員給付制度負債/（資産）の再測定による剰余金は32百万ユーロとなった。（8百万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、2017年および2018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		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		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	
	2017年12月31日				2017年12月31日				**2018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	(258)	(249)	232	7	(268)	1	(45)	37	**(275)**
金融商品のヘッジコストの測定による剰余金	(118)	48	-	-	(70)	17	-	-	**(53)**
FVOCIの金融資産の剰余金	-	-	-	-	-	11	-	-	**11**
純従業員給付制度負債/（資産）の再測定による剰余金	(27)	(7)	-	2	(32)	-	-	-	**(32)**
資本において直接認識された利益/（損失）	**(403)**	**(208)**	**232**	**9**	**(370)**	**29**	**(45)**	**37**	**(349)**

利益剰余金/（繰越欠損金） *- 4,279百万ユーロ*

2018年、本項目は145百万ユーロの減少となり、これは、2018年5月24日の株主総会の決議により、株主への配当金の分配として剰余金142百万ユーロの使用および2017年の純収益の一部、3百万ユーロの利益剰余金への配分の決定に起因する。

当期純利益 *- 2,033百万ユーロ*

1株0.14ユーロの2018年の中間配当金（合計1,423百万ユーロ）控除後の2018年の純利益は、2,033百万ユーロとなった。

下表は株主持分の分配可能額を示す。

百万ユーロ

	2018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	7,496	ABC	7,496	
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	(328)			
－FVOCIの金融資産の剰余金	11			
－資本費補助の準備金	19	ABC	19	
				(1)
－ストックオプション準備金	29	ABC	29	(2)
－従業員給付制度負債の再測定による剰余金	(32)			
－その他	20	ABC	20	
利益剰余金 /（繰越欠損金）	4,279	ABC	4,279	
合計	**25,910**		**14,058**	
うち分配可能額			*14,055*	

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用は存在しないため、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、1,159百万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、2017年および2018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）
2017年の支払配当金		
2016年の配当金	1,830	0.18
2017年の中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2017年の支払配当金合計	**1,830**	**0.18**
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(2)	-	-
特別配当金	-	-
2018年の支払配当金合計	**2,410**	**0.237**

(1) 2017年11月8日の取締役会で承認され2018年1月24日以降支払われた（1株当たり0.105ユーロで合計1,068百万ユーロの中間配当金）。

(2) 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）。

2017年の配当金は1株当たり0.28ユーロで、合計2,847百万ユーロ（うち1株当たり0.14ユーロの合計1,423百万ユーロが中間配当として2019年1月23日に既に支払われた）とし、2019年5月16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2018年11月6日に承認し、2019年1月23日以降支払われる、2018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2018年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、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。2018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。2018年および2017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

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
非流動財政状態	(13,397)	(10,780)	(2,617)
正味流動財政状態	(2,221)	(2,477)	256
非流動金融債権および長期有価証券	128	6	122
純金融負債	**(15,490)**	**(13,251)**	**(2,239)**
株主持分	**27,943**	**27,236**	**707**
デット・エクイティ・レシオ	**(0.55)**	**(0.49)**	**(0.06)**

注記23 借入金 - *13,397百万ユーロ、806百万ユーロ、5,001百万ユーロ*

百万ユーロ	非流動		流動	
	2018年12月31日	2017年12月31日	2018年12月31日	2017年12月31日
長期借入金	13,397	10,780	806	3,654
短期借入金	-	-	5,001	5,397

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 - *231百万ユーロ*

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2018年12月31日および2017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	2018年				2017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	**200**	**45**	**28**	**273**	**222**	**40**	**24**	**286**
勤務費用	-	1	6	**7**	-	2	19	**21**
利息費用	3	1	-	**4**	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	-	-	-	**-**	(1)	-	-	**(1)**
実績の調整	-	(1)	-	**(1)**	2	6	-	**8**
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	(23)	(2)	(10)	**(35)**	(25)	(2)	(14)	**(41)**
その他の増減額	(6)	(4)	(7)	**(17)**	(1)	(1)	(2)	**(4)**
12月31日現在の数理計算上の債務	**174**	**40**	**17**	**231**	**200**	**45**	**28**	**273**

百万ユーロ	2018年	2017年
収益または損失に計上される（利益）/損失		
勤務費用	7	22
利息費用	4	4
清算による（利得）/損失	-	-
合計	**11**	**26**

百万ユーロ	2018年	2017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	-	7
その他の増減額	-	-
合計	**-**	**7**

2018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（2017年は22百万ユーロ）となった一方、負債の増加による利息費用は4百万ユーロと2017年と同じであった。

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。

	2018年	2017年
割引率	0.20%-1.50%	0.20%-1.50%
昇給率	1.50%-3.50%	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	(1)	-	-	5	38

注記25 リスクおよび費用に対する引当金 - *45百万ユーロ*

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。

		純損益組入分					
百万ユーロ		**未払金**	**戻入**	**目的使用**	**その他増減額**	**合計**	
	2017年12月31日					**2018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	11	15	(5)	(3)	-	18	*15*
－その他	11		-	(5)	-	6	*3*
合計	**22**	**15**	**(5)**	**(7)**	**-**	**25**	***18***
早期退職奨励引当金	21	6	-	(5)	(1)	21	*4*
合計	**43**	**20**	**(5)**	**(13)**	**(1)**	**45**	***22***

訴訟引当金の7百万ユーロの増加は、当期の配分15百万ユーロを、純損益への戻入および複数の紛争解決の結果として使用した合計8百万ユーロを一部相殺した金額を反映している。

本引当金は、労働争議（4百万ユーロ）およびその他の争議14百万ユーロからなる。
その他の行き宛金の5百万ユーロの減少は、当年に使用した金額を反映している。
早期退職奨励引当金の21百万ユーロは、前年比で変化はない。

注記26 その他の非流動負債 *- 12百万ユーロ*

その他の非流動負債は12百万ユーロであった（2017年12月31日現在では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）
2018年12月31日現在の負債金額は、未収金剰余分に関する発生利息を反映する。

注記27 買掛金*- 82百万ユーロ*

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
買掛金合計：			
－外部に対するもの	41	66	(25)
－グループ会社	41	71	(30)
合計	**82**	**137**	**(55)**

買掛金は主に、2018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41百万ユーロ（2017年12月31日現在は66百万ユーロ）およびグループ会社への買掛金41百万ユーロ（2017年12月31日現在は71百万ユーロ）からなる。

2018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

	2018年12月31日	2017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	-
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	-	1	(1)
エネル・インヘグネリア・エ・リセルカ・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	-	-	-
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・グリーン・パワー・エスピーエー	-	1	(1)
エネル・イタリア・エスアールエル	18	35	(17)
エネル・イベリア・エスアールエル	4	21	(17)
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
エネル・ファクター・エスピーエー	-	2	(2)
エンデサ・エスエー	3	3	-
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	-	-	-
その他	8	6	2
合計	**41**	**71**	**(30)**

買掛金の地域別の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
サプライヤー：			
イタリア	59	99	(40)
EU	17	31	(14)
EU以外のヨーロッパ	1	4	(3)
その他	5	3	2
合計	**82**	**137**	**(55)**

注記28 その他の流動金融負債 - *276百万ユーロ*

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			
		2018年12月31日	2017年12月31日	増減
繰延金融負債	31.2.1	259	450	(191)
その他の項目	31.2.1	17	15	2
合計		**276**	**465**	**(189)**

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2018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 - *15,490百万ユーロ*

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	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
長期借入金	23	13,397	10,780	2,617
短期借入金	23	5,001	5,397	(396)
1年以内返済予定の長期借入金	23	806	3,654	(2,848)
負債に含まれる非流動金融資産	15.1	128	6	122
負債に含まれる流動金融資産	19.1	1,579	4,085	(2,506)
現金および現金同等物	21	2,007	2,489	(482)
合計		**15,490**	**13,251**	**2,239**

下表は、2006年7月28日のCONSOB指示書に準拠して、2018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

	2018年12月31日		2017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	2,007		2,489		(482)
手元流動性	**2,007**		**2,489**		**(482)**
長期金融債権1年以内回収分	1		1		-
短期金融債権	**1,579**	***313***	**4,085**	***2,011***	**(2,506)**
短期銀行借入金	(45)		(245)		200
長期銀行債務の1年以内返済分	(806)		(3,654)		2,848
その他の短期金融債務	(4,956)	*(4,716)*	(5,152)	*(4,896)*	196
短期金融債務	**(5,807)**		**(9,051)**		**3,244**
正味短期財政状態	**(2,221)**		**(2,477)**		**256**
長期銀行借入金	(1,048)		(1,039)		(9)
社債	(8,208)		(8,541)		333
その他の長期債務	(4,141)		(1,200)		(2,941)
長期借入金	**(13,397)**		**(10,780)**		**(2,617)**
非流動財政状態	**(13,397)**		**(10,780)**		**(2,617)**
CONSOB指示書に準拠した正味財政状態	**(15,618)**		**(13,257)**		**(2,361)**
長期の金融債権	**128**	***125***	**6**	**-**	**122**
純金融負債	**(15,490)**		**(13,251)**		**(2,239)**

注記30 その他の流動負債 - *2,029百万ユーロ*

その他の流動負債は主に、税務当局ならびにIRESの連結税務制度およびグループのVAT システムを利用するグループ会社への未払金に加え、2018年11月6日にエネル・エスピーエーの取締役会で承認され、2019年1月23日以降に支払われた株主への2018年度中間配当金（2018年は1,423百万ユーロ、2017年は1,068百万ユーロ）の債務である。

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
未払税金	245	502	(257)
グループ会社に対する債務	317	428	(111)
従業員、保養/支援機関に対する債務	18	27	(9)
社会保険機構への未払金	7	12	(5)
顧客への保証金および返金の未払金	2	2	-
その他	1,440	1,094	346
合計	**2,029**	**2,065**	**(36)**

未払税金は245百万ユーロとなり、これは主に連結IRES（240百万ユーロ）の税務当局への支払いからなる。前年比で257百万ユーロの減少となったが、これは連結IRESの税務当局への債務金額の減少（165百万ユーロ）による。2017年は、本項目に2017年第4四半期のグループVAT の税務当局への未払金、90百万ユーロが含まれていた。
グループ会社に対する未払金は317百万ユーロであった。これは主に、連結納税制度のもとでのIRES負債に関する未払金139百万ユーロ（2017年12月31日は175百万ユーロ）およびグループのVAT に関する173百万ユーロ（2017年12月31日は252百万ユーロ）からなる。111百万ユーロの減少は、上述の債務者としての金額の反映による。
「その他」の項目は1,440百万ユーロとなり、2019年1月23日以降支払われる株主に対する中間配当金（1株当たりの金額は2018年は0.14ユーロ、2017年は0.105ユーロ）に関する負債1,423百万ユーロ（2017年12月31日は1,068百万ユーロ）を含む。

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	2018年12月31日	2017年12月31日	2018年12月31日	2017年12月31日
償却原価で計上される金融資産	31.1.1	**128**	**6**	**4,050**	**7,018**
FVOCIで計上される金融資産	31.1.2	**-**	**-**	**-**	
他社への株式投資		17	**-**	**-**	
FVOCIで計上される金融資産合計		**17**	**-**	**-**	
FVTPLの金融資産					
FVTPLのデリバティブ資産	33	325	940	78	111
当初認識の際に公正価値で指定された金融資産（公正価額オプション）		-		-	
FVTPLの金融資産の合計		**325**	**940**	**78**	**111**
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	468	501	14	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ	33	-	15	-	-
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		**468**	**516**	**14**	**-**
合計		**938**	**1,462**	**4,142**	**7,129**

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	2018年12月31日	2017年12月31日	注記	2018年12月31日	2017年12月31日
現金および現金同等物		**-**	**-**	21	**2,007**	**2,489**
売掛金		**-**	**-**	17	**191**	**237**
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	313	1,984
長期金融債権の流動部分	19.1	-	-		-	27
その他の金融債権		-	-		209	153
グループ会社に対する金融債権合計		**-**	**-**		**522**	**2,164**
その他に対する金融債権						
金融債権	15.1	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	1,253	2,074
その他の金融債権		3	6		18	-
その他に対する金融債権合計		**128**	**6**		**1,272**	**2,075**
その他の債権					**58**	**53**
合計		**128**	**6**		**4,050**	**7,018**

2017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482百万ユーロの減少。これは多数の社債の償還および買戻し、2017年の配当支払いならびにエネル・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1,642百万ユーロの減少。これは主にグループ会社間の流動勘定の未収金の減少を反映している。（1,671百万ユーロ）
- ＞ その他に対する金融債権の合計681百万ユーロの減少。これは主に、金利および為替のOTCデリバティブで取引相手に支払った現金担保の減少に起因する。（821百万ユーロ）

償却原価で計上される金融資産の減損損失

2018年12月31日現在の償却原価で計上される金融資産は4,050百万ユーロ（2017年12月31日現在は7,018百万ユーロ）となり、2018年12月31日現在で12百万ユーロとなる予想信用損失引当金との差額を計上した（2017年期末現在では5百万ユーロ）。

会社が減損を償却原価で測定する金融資産は主に以下である。

- ＞ 現金および現金同等物
- ＞ 売掛金
- ＞ 金融債権
- ＞ その他の債権

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

	2018年12月31日			2018年1月1日現在		
	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	2,007	-	2,007	2,489	-	2,489
売掛金	196	5	191	237	5	232
グループ会社に対する金融債権	523	1	22	2,164	1	2,163
その他に対する金融債権	1,406	6	1,400	2,086	6	2,080
その他の債権	58	-	58	53	-	53
合計	**4,190**	**12**	**4,178**	**7,029**	**12**	**7,017**

金融債権

百万ユーロ

	予想損失引当金		
2017年1月1日 IAS第39号	**個別**	**集合**	**合計**
減損損失	5	-	5
目的使用	-	-	-
戻入	-	-	-
その他	-	-	-
2017年12月31日の合計 IAS第39号	**5**	**-**	**5**
IFRS第9号の適用	2	-	2
2018年1月1日 IFRS第9号	**7**		**7**
減損損失	-	-	-
目的使用	-	-	-
戻入	-	-	-
その他	-	-	-
2018年12月31日の合計 IFRS第9号	**7**	**-**	**7**

売掛金

百万ユーロ

	予想損失引当金		
2017年1月1日 IAS第39号	**個別**	**集合**	**合計**
減損損失	-	-	-
目的使用	-	-	-
戻入	-	-	-
その他	-	-	-
2017年12月31日の合計 IAS第39号	**-**	-	-
IFRS第9号の適用	-	**5**	**5**
2018年1月1日 IFRS第9号	-	**5**	**5**
減損損失	-	-	-
目的使用	-	-	-
戻入	-	-	-
その他	-	-	-
2018年12月31日の合計 IFRS第9号	**-**	**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。

2017年12月31日、その他の会社への投資はIAS第39号に基づき売却可能金融資産として認識され、取得原価で計上されている。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。

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投資（17百万ユーロ）である。

2018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の高い評価に基づき決定された。

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	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日
償却原価で測定された金融負債	31.2.1	**13,397**	**10,780**	**6,165**	**9,653**
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	324	943	134	176
合計		**324**	**943**	**134**	**176**
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	1,071	1,327	221	-
合計		**1,071**	**1,327**	**221**	**-**
合計		**14,792**	**13,050**	**6,520**	**9,829**

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、償却原価で測定された金融負債を性質別に示し、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	2018年12月31日	2017年12月31日	注記	2018年12月31日	2017年12月31日
長期借入金	23	13,397	10,780		806	3,654
短期借入金		-	-	23	5,001	5,397
買掛金		-	-	27	82	137
その他の短期金融負債		-	-	28	276	465
合計		**13,397**	**10,780**		**6,165**	**9,653**

借入金

長期借入金（1年以内返済該当分を含む） - *14,203百万ユーロ*

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、2018年12月31日現在、1年以内返済該当分（806百万ユーロ）を含む14,203百万ユーロであった。

下表は、2018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	2018年12月31日					2017年12月31日					増減
	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
社債：											
－固定金利	7,904	7,813	614	7,199	8,561	10,447	10,390	3,088	7,302	11,880	(2,577)
－変動金利	1,201	1,201	192	1,009	1,141	1,805	1,805	566	1,239	1,767	(604)
合計	**9,105**	**9,014**	**806**	**8,208**	**9,702**	**12,252**	**12,195**	**3,654**	**8,541**	**13,647**	**(3,181)**
銀行借入金											
－固定金利	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
－変動金利	1,048	1,048	-	1,048	1,045	1,039	1,039	-	1,039	1,043	9
合計	**1,048**	**1,048**	**-**	**1,048**	**1,045**	**1,039**	**1,039**	**-**	**1,039**	**1,043**	**9**
グループ会社からの借入金：											
－固定金利	2,300	2,300	-	2,300	2,596	1,200	1,200	-	1,200	1,540	2,941
－変動金利	1,841	1,841	-	1,841	1,895	-	-	-	-	-	-
合計	**4,141**	**4,141**	**-**	**4,141**	**4,491**	**1,200**	**1,200**	**-**	**1,200**	**1,540**	**2,941**
固定金利借入金の合計	**10,204**	**10,113**	**614**	**9,499**	**11,157**	**11,647**	**11,590**	**3,088**	**8,502**	**13,420**	**364**
変動金利借入金の合計	**4,090**	**4,090**	**192**	**3,898**	**4,081**	**2,844**	**2,844**	**566**	**2,278**	**2,810**	**(595)**
合計	**14,294**	**14,203**	**806**	**13,397**	**15,238**	**14,491**	**14,434**	**3,654**	**10,780**	**16,230**	**(231)**

社債の残高は、エネル・エスピーエーのポートフォリオで保有する非上場の変動利付社債の「従業員のための特別シリーズ債券1994年-2019年」に関する898百万ユーロ控除後の金額で表示されている。

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
	2017年12月31日	2018年12月31日		2018年12月31日	
ユーロ	**10,939**	**10,665**	**10,725**	**3.4%**	**3.6%**
米国ドル	1,218	1,277	1,289	7.9%	8.3%
英ポンド	2,277	2,261	2,280	6.5%	6.7%
ユーロ以外の通貨合計	**3,495**	**3,538**	**3,569**		
合計	**14,434**	**14,203**	**14,294**		

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	返済	新規借入金	その他	自社債券の買戻し	為替換算差額	額面価額
	2017年12月31日						2018年12月31日
社債	12,252	(4,388)	1,250	-	(38)	29	**9,105**
銀行借入金	1,039	-	-	-	-	9	**1,048**
グループ会社からの借入金	1,200	-	2,250	691	-	-	**4,141**
合計	**14,491**	**(4,388)**	**3,500**	**691**	**(38)**	**38**	**14,294**

2017年12月31日と比較し、長期借入金の元本は以下を反映し、197百万ユーロ減少した。

- 2018年2月償還の固定金利および変動金利一件ずつの個人投資家向け債券2件の合計3,000百万ユーロ、2018年6月に満期を迎える591百万ユーロの固定金利ローン、および2018年5月に実施したハイブリッド・ボンドの買戻し732百万ユーロを含む4,388百万ユーロの返済。
- 自社の非上場変動金利債「1994-2019年 従業員向け特別債券」の買戻し38百万ユーロ。
- 為替差損の38百万ユーロの認識。
- 合計1,250百万ユーロのユーロ建てハイブリッド債の発行。
- エネル・ファイナンス・インターナショナルが付与する新規の会社間資金調達合計2,250百万ユーロ。
- エネル・ホールディング・チリ・エスアールエルの統合による、2018年12月に取得した691百万ユーロの会社間貸付。

下表は、2018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
社債：							
ハイブリッド債	エネル・エスピーエー	2018年5月24日	500	ユーロ	2.5%	固定金利	2023年11月24日
ハイブリッド債	エネル・エスピーエー	2018年5月24日	750	ユーロ	3.4%	固定金利	2026年11月24日
合計			**1,250**				

2018年、以下の借入金を取得した。

＞　2023年11月24日がファーストコール日の500百万ユーロのハイブリッド・ボンドの発行。

＞　2026年11月24日がファーストコール日の750百万ユーロのハイブリッド・ボンドの発行。

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。

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	2018年12月31日					2017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	10,665	10,725	75.0%	3,569	14,294	10,939	10,961	75.6%	3,530	14,491
米国ドル	1,277	1,289	9.0%	(1,289)	-	1,218	1,232	8.5%	(1,232)	-
英ポンド	2,261	2,280	16.0%	(2,280)	-	2,277	2,298	15.9%	(2,298)	-
合計	**14,203**	**14,294**	**100.0%**	**-**	**14,294**	**14,434**	**14,491**	**100.0%**	**-**	**14,491**

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	2018年12月31日		2017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	18.1%	15.4%	19.6%	24.2%
固定金利	81.9%	84.6%	80.4%	75.8%
合計	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**

短期借入金 - 5,001百万ユーロ

下表は、2018年12月31日現在の短期借入金をその性質ごとに示している。

百万ユーロ			
	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
グループ以外の取引相手からの借入金			
銀行借入金	-	120	(120)
短期銀行借入金（普通預金）	45	125	(80)
OTCデリバティブのCSAの現金担保	240	256	(16)
合計	**285**	**501**	**(216)**
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）	4,716	4,896	(180)
合計	**4,716**	**4,896**	**(180)**
合計	**5,001**	**5,397**	**(396)**

短期借入金は5,001百万ユーロとなり（2017年は5,397百万ユーロ）前年比396百万ユーロであった。これは主に以下に起因する。

- **受領した短期借入金についての銀行への負債の減少120百万ユーロ**
- **銀行借入金の減少80百万ユーロ**
- **子会社のグループ会社間の流動勘定での債務者残高の改善による、グループ会社からの短期借入金の減少180百万ユーロ**

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

純損益を通じて公正価値で測定された金融負債は、非流動金融負債（324百万ユーロ）と流動金融負債（134百万ユーロ）に分けられ、すべてがデリバティブ金融負債である。

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
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**
償却原価で測定される金融資産	6	2	1
FVOCIで測定される金融資産	10	1	-
償却原価で測定された金融負債	(639)	(546)	-

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、為替リスクなどの市場リスクや、信用リスク、流動性リスクにさらされている。

エネルが採用する金融リスクのガバナンス体制では、営業活動の責任をリスクの監視および管理の責任から組織的に分離する原則を定めるコンプライアンスを徹底するため、リスク管理の監督および規定の設定、ならびにリスク管理、監視および統制プロセスの役割および責任を規定するグループ、地域、国およびグローバルなビジネス・ラインそれぞれに特定の規定の設定および適用に関する責任を担い、最高経営責任者が議長を務め、経営者が参加する特定の内部委員会を設定している。
金融リスクのガバナンス制度は、それぞれのリスクにつきグループならびに各地域、国およびグローバルなビジネス・ラインで営業限度のシステムを設定し、リスク管理担当部門が定期的にそれを監視する。グループについては、限度システムは、目的を達成するための意思決定ツールである。

32.2 市場リスク

市場リスクは、市場価格の変動により、金融および非金融資産または負債の価値およびそれに関連する予想キャッシュ・フローが変動することである。
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。
グループ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現金担保、現金および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・エスピーエーの市場リスクのエクスポージャーを表すものではない。

2018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。**

2018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	
	2018年12月31日	2017年12月31日
金利デリバティブ		
金利スワップ	10,901	20,599
金利カラー	-	-
スワプション	-	-
合計	**10,901**	**20,599**

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10,901百万ユーロで（2017年12月31日現在は20,599百万ユーロ）、うち1,578百万ユーロは（2017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、9,323百万ユーロは（2017年12月31日現在は19,271百万ユーロ）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。グループ会社に関する金額の大幅な減少は、エネル・エスピーエーからエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィへの様々な金利スワップのノベーションによる。

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。
2018年12月31日現在、長期金融負債総額の18.1%が変動金利であった（2017年12月31日現在は19.6%）。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、2018年12月31日現在は長期金融負債総額の84.3%（2017年12月31日現在は75.8%）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株式について、公正価値ヘッジ要素については純損益について、ヘッジ会計対象外のデリバティブおよび長期負債総額でデリバティブ金融商品を使用してヘッジされていない部分について、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

		2018年12月31日				2017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	5	(5)	-	-	9	(9)	-	-
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)	-	-	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	-	-	36	(36)	-	-	11	(11)
公正価値ヘッジ	25	-	-	-	-	(2)	2	-	-

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、2018年12月31日と2017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	
	2018年12月31日	2017年12月31日
外国為替デリバティブ		
為替予約	6,980	5,410
－商品の為替リスクをヘッジ	5,349	3,664
－将来のキャッシュ・フローをヘッジ	825	1,190
－その他の為替予約	806	556
クロス・カレンシー金利スワップ	5,264	15,527
合計	**12,244**	**20,937**

具体的な内訳は、以下のとおりである。

＞ 想定元本合計5,349百万ユーロ（2017年12月31日現在は3,664百万ユーロ）の為替予約で、うち2,675百万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825百万ユーロ（2017年12月31日は1,190百万ユーロ）の為替予約で、うち493百万ユーロが市場での取引。

＞ 想定元本合計806百万ユーロ（2017年12月31日現在は556百万ユーロ）の為替予約で、うち403百万ユーロは、投資支出の為替リスク、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5,264百万ユーロ（2017年12月31日は15,527百万ユーロ）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25%（2017年12月31日現在は24.4%）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株式について、公正価値ヘッジ要素については損益について、ヘッジ会計対象外のデリバティブおよび長期負債総額でデリバティブ金融商品を使用してヘッジされていない部分について、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

		2018年12月31日				2017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%	(14)	17			5	(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	10%	-	-	(411)	502	-	-	(431)	525
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、デリバティブ取引（通常は金融またはコモディティを原資産とする）、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
			2018年12月31日		
正常債権	12ヵ月の予想信用損失	0.36%	1,929	7	1,922
不良債権（延滞）	全期間の予想信用損失				
不良債権（破綻）					
合計			**1,929**	**7**	**1,922**

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

	2018年12月31日			
売掛金	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
支払期限前売掛金	-	-	-	-
支払期限経過売掛金				
－1-30日	-	-	-	-
－31-60日	-	-	-	-
－61-90日	-	-	-	-
－91-120日	-	-	-	-
－121-150日	-	-	-	-
－151-180日	-	-	-	-
－181日超（信用減損）	2.55%	196	5	191
売掛金合計		**196**	**5**	**191**
その他の債権				
支払期限前その他債権	-	-	-	-
支払期限経過その他債権				
－1-30日	-	-	-	-
－31-60日	-	-	-	-
－61-90日	-	-	-	-
－91-120日	-	-	-	-
－121-150日	-	-	-	-
－151-180日	-	-	-	-
－181日超（信用減損）	-	-	-	-
その他の債権合計	-	-	-	-
合計		**196**	**5**	**191**

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。

2018年12月31日現在、エネル・エスピーエーは合計2,007百万ユーロの現金および現金同等物を保有し（2017年12月31日現在は2,489百万ユーロ）、1年以上の満期を有する信用供与枠は5,800百万ユーロ（うち使用高ゼロ）である（2017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	-	614	1,192	2,347	3,660
－変動金利	135	56	27	305	678
合計	**135**	**670**	**1,219**	**2,652**	**4,338**
銀行借入金					
－固定金利	-	-	-	-	-
－変動金利	-	-	650	398	-
合計	**-**	**-**	**650**	**398**	**-**
グループ会社からの借入金					
－固定金利	-	-	-	1,200	1,100
－変動金利	-	-	46	138	1,657
合計	**-**	**-**	**46**	**1,338**	**2,757**
合計	**135**	**670**	**1,915**	**4,388**	**7,095**

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						2018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						
デリバティブ金融資産：						
－金利リスク	304	-	304		-	304
－為替リスク	570	-	570	-	(658)	(88)
－その他	11	-	11	-	-	11
デリバティブ金融資産の合計	**885**	-	**885**	**-**	**(658)**	**227**
金融資産合計	**885**	-	**885**	**-**	**(658)**	**227**
金融負債						
デリバティブ金融負債：						
－金利リスク	(527)	-	(527)	-	431	(96)
－為替リスク	(1,223)	-	(1,223)	-	1,240	17
－その他	-	-	-	-	-	-
金融負債合計	**(1,750)**	**-**	**(1,750)**	**-**	**1,671**	**(79)**
金融資産/（負債）の純残高	**(865)**	**-**	**(865)**	**-**	**1,013**	**148**

前へ　次へ

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		
	2018年12月31日	2017年12月31日	2018年12月31日	2017年12月31日	増減	2018年12月31日	2017年12月31日	2018年12月31日	2017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	1,751	2,327	468	501	(33)	615	-	14	-	14
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**1,751**	**2,327**	**468**	**501**	**(33)**	**615**	**-**	**14**	**-**	**14**
公正価値ヘッジ										
－金利リスク	-	800	-	15	(15)	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ合計	**-**	**800**	**-**	**15**	**(15)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
FVTPLのデリバティブ										
－金利リスク	4,661	9,586	304	405	(101)	-	50	-	1	(1)
－為替リスク	1,096	5,632	21	535	(514)	2,543	2,419	67	110	(43)
－その他								11		
FVTPLのデリバティブ合計	**5,757**	**15,218**	**325**	**940**	**(615)**	**2,746**	**2,469**	**78**	**111**	**(33)**
デリバティブ金融資産の合計	**7,508**	**18,345**	**793**	**1,456**	**(663)**	**3,361**	**2,469**	**92**	**111**	**(19)**

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		
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	増減	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017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	390	159	135	24	-	-	-	-	-
－為替リスク	1,876	2,501	912	1,192	(280)	615	-	221	-	221
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**3,316**	**2,891**	**1,071**	**1,327**	**(256)**	**615**	**-**	**221**	**-**	**221**
FVTPLのデリバティブ										
－金利リスク	4,661	9,624	302	408	(106)	138	150	66	66	-
－為替リスク	1,096	5,632	22	535	(513)	2,655	2,425	68	110	(42)
FVTPLのデリバティブ合計	**5,757**	**15,256**	**324**	**943**	**(619)**	**2,793**	**2,575**	**134**	**176**	**(42)**
デリバティブ金融負債の合計	**9,073**	**18,147**	**1,395**	**2,270**	**(875)**	**3,408**	**2,575**	**355**	**176**	**179**

前へ　次へ

33.1 ヘッジ会計

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また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。
＞　公正価値ヘッジ
＞　キャッシュ・フロー・ヘッジ
当社が晒されている金融商品から生じるリスクの性質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に経済的関係があること。
＞　信用リスクの影響が、当該経済的関係から生じる価値変動に著しく優越するものではないこと。
＞　当初認識時のヘッジ比率が、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）
経済的関係の存在は、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。
＞　ヘッジ手段とヘッジ対象の潜在的リスクが同じ場合、経済的関係の存在は定性的分析で評価する。
＞　一方、ヘッジ手段とヘッジ対象の潜在的リスクが異なる場合、経済的関係の存在は経済的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、経済的関係の存在は、潜在する各リスク要素に市場で使用可能なすべ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。
ヘッジ非有効部分は、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。

＞　ヘッジ対象とヘッジ手段の重要な条件が一致し、ヘッジ・デリバティブの信用リスク調整に他の非有効部分の発生原因が存在しない場合、定性的評価に基づき、ヘッジ関係は完全に有効であるとみなされる。
＞　ヘッジ対象とヘッジ手段の重要な条件が一致していない、または非有効部分の発生原因が少なくても一つは存在する場合、ヘッジ非有効部分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、報告日から取引開始日の間の、ヘッジ手段および仮想デリバティブの公正価値の変動を比較する。

ヘッジ非有効部分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を生じさせ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のリスクに関連する）
＞　信用リスク（相手方の信用リスクが、ヘッジ手段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、利益や損失を生じさせ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を与える（例えば、ヘッジされた予定売上が発生した）期間に純損益に組み替えられる。
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場合、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会計を適用する確定約定になった場合、資本に累積された金額（すなわち、キャッシュ・フロー剰余金）を除去し、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）に含める（すなわち、「ベーシス・アジャストメント」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累計損益は即座に損益計算書に振替えられる。

ヘッジ手段に予約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、先渡要素（純損益またはOCI）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と置き換える。

リスク管理戦略に合わせて、流動性に基づくアプローチでは、新たなデリバティブと交換することで、デリバティブのロールオーバーが可能である。これは、満期に達した時のみならず、以下の両方の条件を満たしている場合には、ヘッジ関係の継続中も使用できる。

＞　格付けの観点から、それまで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・ヘッジ剰余金）で認識され、それまでのデリバティブの公正価値の変動は純損益を通じて認識される。

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。

この勘定でのヘッジ手段の影響は以下の通り。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期の非有効部分の測定に使用した公正価値
2018年12月31日現在			
金利スワップ	1,440	(159)	(159)
クロス・カレンシー金利スワップ	4,856	(650)	(650)
2017年12月31日現在			
金利スワップ	390	(135)	(135)
クロス・カレンシー金利スワップ	4,828	(691)	(691)

この勘定でのヘッジ対象の影響は以下の通り。

	当期の非有効部分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	当期の非有効部分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
百万ユーロ	**2018年**			**2017年**		
変動金利の借入	159	(159)	-	136	(135)	-
固定金利の外貨建借入	649	(596)	(53)	679	(609)	(70)
変動金利の外貨建借入	1	(2)	1	11	(12)	-
合計	**809**	**(757)**	**(52)**	**826**	**(756)**	**(70)**

下表は、純損益およびOCIへのキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示す。

百万ユーロ	ヘッジコスト	資本で認識される公正価値の純変動額	純損益で認識される公正価値の純変動額	純損益で認識される公正価値の純変動額 - 非有効部分	ヘッジコスト	資本で認識される公正価値の純変動額	純損益で認識される公正価値の純変動額	純損益で認識される公正価値の純変動額 - 非有効部分
	2018年12月31日				2017年12月31日			
金利ヘッジ	-	(38)	11	-	-	3	8	-
外国為替ヘッジ	17	39	(55)	-	48	(252)	224	-
ヘッジ・デリバティブ	**17**	**1**	**(44)**	**-**	**48**	(249)		-

下表は、当該期間に、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブが、資本に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	その他の包括利益に認識される利益/損失の合計	純損益を通じた非有効部分	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
2018年12月31日現在						
変動金利の借入	(38)	-		-	11	**金融費用**
固定金利の外貨建借入	29	-		17	50	**金融収益**
変動金利の外貨建借入	10	-		-	5	**金融収益**
2018年12月31日の合計	**1**	-		**17**		
2017年12月31日現在						
変動金利の借入	3	-		-	8	**金融費用**
固定金利の外貨建借入	(263)	-		48	215	**金融費用**
変動金利の外貨建借入	11	-		-	9	**金融費用**
2017年12月31日の合計	**(249)**	-		**48**		

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、負債の公正価値や企業のコミットメントの変化をヘッジするためにグループが使用する。

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化については、ヘッジリスクに起因するヘッジ対象の公正価値の変化と同時に純損益に認識される。

ヘッジがヘッジ会計の要件をすでに満たしていない場合、満期までの期間にわたり、実効金利を用いた償却原価法により帳簿価額の修正を行う。

会社は現在これらのヘッジ関係を活用していない。

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。

ヘッジするリスクの種類によるヘッジ関係

33.1.1 金利リスク

下表は、2018年12月31日および2017年12月31日現在の取引残高に関し、金利リスクに対応するヘッジ手段の取引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**	**2018年12月31日**		2017年12月31日	
金利スワップ	変動金利の借入	(159)	1,440	(135)	390
金利スワップ	固定金利の借入	-	-	15	800
合計		**(159)**	**1,440**	**(120)**	**1,190**

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、主に2001年以降に発行された特定の変動利付債のヘッジを表す。
下表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2018年12月31日および2017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	
	2018年12月31日	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日	**2018年12月31日**	2017年12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,440**	**390**	**(159)**	**(135)**
金利スワップ	-	-	-	-	1,440	390	(159)	(135)
公正価値ヘッジ・デリバティブ	**-**	**800**	**-**	**15**	**-**	**-**	**-**	**-**
金利スワップ	-	800	-	15	-	-	-	-
金利デリバティブ合計	**-**	**800**	**-**	**15**	**1,440**	**390**	**(159)**	**(135)**

2018年12月31日現在の金利スワップの想定元本1,440百万ユーロ（2017年12月31日現在は1,190百万ユーロ）であり、対応する負の公正価値は159百万ユーロ（2017年12月31日現在は120百万ユーロ）であった。
前年比でデリバティブの公正価値が減少したのは、主に2018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。

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

下表は、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					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ金利	**2018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	(159)	(15)	(14)	(14)	(10)	(23)	(95)

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・デリバティブが資本に与えた、税効果控除前の影響を示したものである。

百万ユーロ		
	2018年	2017年
1月1日の期首残高	**(98)**	**(110)**
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	(38)	-
純損益で認識される公正価値の変動 - リサイクリング	11	12
純損益で認識される公正価値の変動 - 非有効部分	-	-
12月31日の期末残高	**(125)**	**(98)**

33.1.2 為替リスク

下表は、2018年12月31日および2017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
ヘッジ手段	**ヘッジ対象**	**2018年12月31日**		2017年12月31日	
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	**固定金利の借入**	(649)	4,658	(679)	4,639
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	**変動金利の借入**	(1)	198	(12)	189
合計		**(650)**	**4,856**	**(691)**	**4,828**

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2018年12月31日および2017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	
	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	**2018年12月31日現在**	2017年12月31日現在	**2018年12月31日現在**	2017年12月31日現在	**2018年12月31日現在**	2017年12月31日現在
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2,365**	**2,327**	**482**	**501**	**2,491**	**2,501**	**(1,132)**	**(1,192)**
先渡取引	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
クロス・カレンシー金利スワップ	2,365	2,327	482	501	2,491	2,501	(1,132)	(1,192)
外国為替デリバティブ合計	**2,365**	**2,327**	**482**	**501**	**2,491**	**2,501**	**(1,132)**	**(1,192)**

2018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4,856百万ユーロとなり（2017年12月31日現在は4,828百万ユーロ）、対応するマイナスの公正価値は650百万ユーロ（2017年12月31日現在はマイナス691百万ユーロ）であった。
想定元本および関連するデリバティブの公正価値の増減は、主に英ポンドに対するユーロの上昇および米ドルに対するユーロの下落を反映している。

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					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ為替：	**2018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	482	86	51	51	50	204	307
負の公正価値	(1,132)	(245)	(52)	(79)	(37)	(36)	(655)

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・デリバティブが、資本に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

	2018年		2017年	
	ヘッジ準備金の増減	**ヘッジコスト**	**ヘッジ準備金の増減**	**ヘッジコスト**
1月1日の期首残高	**(236)**	**(70)**	**(208)**	**(118)**
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	39	17	(252)	48
純損益で認識される公正価値の変動 - リサイクリング	(55)	-	224	-
純損益で認識される公正価値の変動 - 非有効部分	-	-	-	-
12月31日の期末残高	**(252)**	**(53)**	**(236)**	**(70)**

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、2018年12月31日および2017年12月31日の時点でのFVTPL（純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	
	2018年12月31日現在	2017年12月31日現在	**2018年12月31日現在**	2017年12月31日現在	**2018年12月31日現在**	2017年12月31日現在	**2018年12月31日現在**	2017年12月31日現在
FVTPLのデリバティブ金利	**4,661**	**9,635**	**304**	**405**	**4,799**	**9,774**	**(368)**	**(473)**
金利スワップ	4,661	9,635	304	405	4,799	9,774	(368)	(473)
FVTPLの為替のデリバティブ	**3,638**	**8,052**	**88**	**645**	**3,750**	**8,057**	**(91)**	**(645)**
先渡予約	3,434	2,702	83	123	3,546	2,708	(84)	(122)
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
クロス・カレンシー金利スワップ	204	5,350	5	522	204	5,349	(7)	(523)
FVTPLのデリバティブ合計	**8,299**	**17,687**	**392**	**1,050**	**8,549**	**17,831**	**(459)**	**(1,118)**

2018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および為替デリバティブの想定元本は16,848百万ユーロとなり（2017年12月31日現在は35,518百万ユーロ）、マイナスの公正価値67百万ユーロ（2017年12月31日現在はマイナス68百万ユーロ）に対応する。
年度末の金利スワップは9,460百万ユーロであった。これは主に、グループ会社の債務のヘッジで、市場（4,799百万ユーロ）およびこれらの会社の仲介（4,661百万ユーロ）として取引している。

想定元本の合計は前年比で9,949百万ユーロ減少した。より詳細には、以下の理由により市場での取引が4,975百万ユーロ減少した。

＞　グリーン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1,250百万ユーロ

＞　エネル・エスピーエーからエネル・ファイナンス・インターナショナルへの金利スワップのノベーションによる3,900百万ユーロ

＞　償却による、または満期に達した金利スワップ233百万ユーロ

＞　新規の金利スワップ753百万ユーロ

想定元本3,570百万ユーロの市場での先渡予約（2017年12月31日は2,702百万ユーロ）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繰入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204百万ユーロ（2017年12月31日は5,350百万ユーロ）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減少、5,146百万ユーロは主にエネル・エスピーエーからエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーへのクロス・カレンシー金利スワップのノベーション4,768百万ユーロと、満期をむかえた384百万ユーロのクロス・カレンシー金利スワップによる。これは、ユーロが他の主要通貨に対し上昇したことを反映している。

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	2018年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2018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	468	-	468	-	14	-	14	-
合計		**468**	**-**	**772**	**-**	**14**	**-**	**14**	**-**
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
－金利リスク	33	-	-	-	-	-	-	-	-
合計		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
純損益を通じた公正価値									
－金利リスク	33	304	-	-	-	-	-	-	-
－為替リスク	33	21	-	21	-	67	-	67	-
－その他		-	-	-	-	11	-	-	-
純損益を通じた公正価値合計		**325**	**-**	**21**	**-**	**78**	**-**	**67**	**-**
合計		**793**	**-**	**793**	**-**	**92**	**-**	**81**	**-**

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	2018年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2018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	159	-	159	-	-	-	-	-
－為替リスク	33	912	-	912	-	221	-	221	-
合計		**1,071**	**-**	**1,071**	**-**	**221**	**-**	**221**	**-**
純損益を通じた公正価値									
－金利リスク	33	302	-	302	-	66	-	66	-
－為替リスク	33	22	-	22	-	68	-	68	-
合計		**324**	**-**	**324**	**-**	**134**	**-**	**134**	**-**
合計		**1,395**	**-**	**1,395**	**-**	**355**	**-**	**355**	**-**

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	2018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	8,561	8,561	-	-
－変動金利	31.2.1	1,141	70	1,071	-
合計		**9,702**	**8,631**	**1,071**	**-**
銀行借入金					
－固定金利		-	-	-	-
－変動金利	31.2.1	1,045	-	1,045	-
合計		**1,045**	**-**	**1,045**	**-**
グループ会社からの借入金：					
－固定金利	31.2.1	2,596	-	2,596	-
－変動金利		1,895	-	1,895	-
合計		**4,491**	**-**	**4,491**	**-**
合計		**15,238**	**8,631**	**6,607**	**-**

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。この規定は、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。**2018**年には、CONSOB規定**17221**号（**2010**年**3**月**12**日制定、同年**6**月**23**日の規定**17389**号で修正）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

2018年

百万ユーロ	債権	債務	営業費用		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・エスアールエル	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	1	-	-	-	-	-
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

百万ユーロ	債権	債務	営業費用		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	
エネル・イタリア・エスアールエル	24	21	-	61	-	7
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・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	1	2	-	-	-	-
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	2	26	-	-	-	-
エネル・ファクター・エスピーエー	-	-	-	-	-	-
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	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	-	1	-	-
Vektör Enerji Üretim A.[01 5E]	8	-	-	-	-	-
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**

2017年

百万ユーロ	債権	債務	営業費用		収益	
			物品	サービス	物品	サービス
	2017年12月31日	2017年12月31日	2017年		2017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	27	-	-	-	-	2
エネル・チリ・エスエー	30	-	-	-	-	1
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエーエー	6	-	-	-	-	-
エネル・ヘネラシオン・ピウラ・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・ブラジル・エスエー	25	-	-	-	-	12
エネル・エックス・エスアールエル	2	-	-	-	-	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	1	-	-	-	6
エンデサ・ヘネラシオン・エスエー	10	-	-	1	-	2
エンデサ・レッド・エスエー	1	-	-	-	-	1
エンデサ・エスエー	4	3	-	1	-	5
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	4	-	-	-	-	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	7	-	-	-	-	2
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	124	164	-	2	-	34
エネル・ディストリブシオン・チリ・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・エネルギア・エスピーエー	204	-	-	-	-	2
エネル・エネルギー・ムンテニア・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・エネルギア・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・イベリア・エスアールエル	1	22	-	11	-	1
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	10	1	-	1	-	8
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・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	16	-	-	-	-	8
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	59	97	-	1	-	13
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	-	-	-	-	1
エネル・イタリア・エスアールエル	30	86	-	66	-	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	158	-	-	-	-	1
エネル・ソール・エスアールエル	5	8	-	-	-	-
エネル・トレード・エスピーエー	1	100	-	-	-	1
エネル・ファクター・エスピーエー	-	3	-	-	-	-
エンデサ・エネルジア・エスエー	4	-	-	-	-	3
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・エェクトリシダッド・ヘネラシオン・エスアーユー	3	-	-	-	-	1

百万ユーロ	債権	債務	営業費用		収益	
			物品	サービス	物品	サービス
	2017年12月31日	2017年12月31日	2017年		2017年	
オーペン・ファイバー・エスピーエー	1	-	-	-	-	-
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	-	-	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	-
タインマス・エナジー・ストレージ・リミテッド	-	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	3	-	-	-	-	1
3サン・エスアールエル	-	19	-	-	-	-
合計	**800**	**508**	**-**	**83**	**-**	**127**
その他の関連当事者						
シーイーエスアイ・エスピーエー	-	-	-	1	-	-
エネル・クオレ・オンルス	-	-	-	-	-	1
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	-	-	-	-
合計	**2**	**3**	**-**	**1**	**-**	**3**
合計	**802**	**511**	**-**	**84**	**-**	**130**

財務関係

2018年

百万ユーロ	債権	債務	保証	営業費用	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・エスアールエル	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・デ・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・エスアールエル	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	-	-	-

百万ユーロ	債権	債務	保証	営業費用	収益	配当金
	2018年12月31日			2018年		
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	-
エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティシパコエス・リミテッド	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

2017年

百万ユーロ	売掛金	買掛金	保証	営業費用	収益	配当金
	2017年12月31日			2017年		
子会社						
コンサート・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・アメリカス・エスエー	-	-	-	-	-	25
エネル・チリ・エスエー	-	-	-	-	-	31
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	1,759	-	3,765	33	84	1,448
エネル・エックス・エスアールエル	6	-	-	-	-	-
エネル・エネルギア・エスピーエー	7	1,007	1,806	-	8	679
エネル・イベリア・エスアールエル	1	-	-	-	1	677
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィー	756	3,735	28,196	679	1,268	-
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	-	-	46	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	161	4	12,994	57	68	50
エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエー	-	-	-	11	6	-
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	-	-	1	-
エネル・エム@ピー・エスアールエル	3	-	1	-	-	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	192	523	2,141	30	75	-
エネル・イタリア・エスアールエル	35	16	123	1	12	23
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	114	-	1,402	-	7	80
エネル・ソール・エスアールエル	1	60	277	-	1	15
エネル・トレード・ルーマニア・エルアールエル	-	-	5	-	-	-
エネル・トレード・エスピーエー	105	761	1,578	97	265	-
エネル・トレード・ディーオーオー	-	-	1	-	-	-
エネル・ファクター・エスピーエー	18	-	-	-	-	3
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	16	1	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	8	-	18	-	-	-
エネルパワー・エスピーエー	-	37	1	-	-	-
ヌオベ・エネルギー・エルアールエル	23	-	87	-	1	-
オーペン・ファイバー・エスピーエー	-	-	300	-	-	-
エネル・エックス・イタリア・エスピーエー	-	2	-	-	-	-
タインマス・エナジー・ストレージ・リミテッド	6	-	10	-	-	-
合計	**3,195**	**6,166**	**52,752**	**908**	**1,797**	**3,031**
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	**3,195**	**6,166**	**52,752**	**908**	**1,797**	**3,032**

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%
	2018年12月31日			2017年12月31日		
資産						
デリバティブ - 非流動	793	306	38.6%	1,456	912	62.6%
その他の非流動金融資産	136	125	91.9%	16	-	-
その他の非流動資産	134	125	93.3%	148	139	93.9%
売掛金	191	189	99.0%	237	228	96.2%
デリバティブ - 流動	92	14	15.2%	111	98	88.3%
その他の流動金融資産	1,860	536	28.8%	4,350	2,185	50.2%
その他の流動資産	268	74	27.6%	453	435	96.0%
負債						
長期借入金	13,397	4,141	30.9%	10,780	1,200	11.1%
デリバティブ - 非流動	1,395	20	1.4%	2,270	28	1.2%
その他の非流動負債	12	9	75.0%	12	9	75.0%
短期借入金	5,001	4,715	94.3%	5,397	4,896	90.7%
買掛金	82	43	52.4%	137	74	54.0%
デリバティブ - 流動	355	53	14.9%	176	13	7.4%
その他の短期金融負債	276	31	11.2%	465	29	6.2%
その他の流動負債	2,029	317	15.6%	2,065	428	20.7%

損益計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合%	合計	関連当事者	割合%
	2018年			2017年		
収益	53	50	94.3%	133	130	97.7%
サービスおよびその他の営業費用	275	79	28.7%	359	84	23.4%
株式投資から生じた収益	3,567	3,556	99.7%	3,033	3,032	100.0%
デリバティブから生じた金融収益	1,626	437	26.9%	2,683	1,640	61.1%
その他の金融収益	320	215	67.2%	410	157	38.3%
デリバティブから生じた金融費用	1,581	1,033	65.3%	2,902	836	28.8%
その他の金融費用	768	85	11.1%	872	72	8.3%

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%
	2018年			2017年		
営業活動によるキャッシュ・フロー	3,449	1,613	46.8%	2,465	(2,838)	-115.1%
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー	(2,586)	(2,544)	98.4%	(48)	(48)	100.0%
財務活動によるキャッシュ・フロー	(1,344)	7,274	-322.4%	(2,966)	1,485	-50.1%

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、2018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	60,000	**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	100,000	**研究支援のための寄付**
Fondazione Centro Studi Enel	100,000	**研究および高等訓練プロジェクトを支援するための寄付**
LUISS	61,800	**奨学金のための寄付**
Fondazione Teatro del Maggio Musicale	400,000	**2018年文化プロジェクトへの寄付**
Fondazione MAXXI	600,000	**2018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	500,000	**2018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	**2018年文化プロジェクトへの寄付**
経済協力開発機構（OECD）	75,000	**2018年寄付金**
内務省公安部、国家警察、中央高速警察隊	23,000	**高速道路警察の業務を支援するため、Top Crashシステム2個を寄付**
エネル・エックス・エスアールエル	91,745	**R&Dプロジェクトは、EUおよび国家資源の両方より資金援助を受領2017年に資金を受領 エネルXのコネクト・プロジェクトの資金調達契約の譲渡後のエネル・エスピーエーによる分割支払**
エネル・クオレ・オンルス	40,000	**同業団体2018年度会費**
CharIN - **チャージング・インターフェイ・イニチアチブ**	10,000	**同業団体2018年度会費**
伊日財団	20,000	**同業団体2018年度会費**
OME - Observatorie Méditerranéen de l’Energie	63,000	**同業団体2018年度会費**
グローバル・レポーティング・イニシアチブ	14,000	**同業団体2018年度会費**
WBCSD	72,718	**同業団体2018年度会費**
オープン・イノベーション・コーポレーション	35,752	**同業団体2018年度会費**
A.I.I.A.- **イタリア協会**	10,000	**同業団体2018年度会費**
ANIMA	10,000	**同業団体2018年度会費**
マインド・ザ・ブリッジ	120,000	**同業団体2018年度会費**
EU40 ASBL	17,000	**同業団体2018年度会費**

ユーロ

受益者	金額	寄付の詳細
欧州規制センター	35,000	同業団体2018年度会費
ASSONIME	38,315	同業団体2018年度会費
EUTC	10,000	同業団体2018年度会費
BRUEGEL	50,000	同業団体2018年度会費
ベターコール	70,000	同業団体2018年度会費
インターナショナル・インテグレイテッド	10,000	同業団体2018年度会費
IETA - 国際排出量取引協会	18,663	同業団体2018年度会費
Valore D.	15,000	同業団体2018年度会費
CSRヨーロッパAsbli	19,750	同業団体2018年度会費
ローマ・スタートアップ	10,000	同業団体2018年度会費
トランスペアレンシー・インターナショナル・イタリア	20,000	同業団体2018年度会費
FSG INC.	63,781	同業団体2018年度会費
The European House Ambrosetti	66,000	同業団体2018年度会費
三極委員会	25,000	同業団体2018年度会費
ISPI - 国際政治研究機関	39,000	同業団体2018年度会費
経済協力議会	25,000	同業団体2018年度会費
CEPS - 欧州政策研究所	12,000	同業団体2018年度会費
CONSIUSA - 米伊審議会	12,500	同業団体2018年度会費
アメリカ研究センター	20,000	同業団体2018年度会費
トランスペアレンシー・インターナショナル・イタリア	20,000	同業団体2018年度会費
CONSEL	22,750	同業団体2018年度会費
GSEP - 持続可能な電力のためのグローバル連携	103,204	同業団体2018年度会費
ヒューマン・ファンデーション	30,000	同業団体2018年度会費
オープン・イノベーション・コーポレーション	25,794	同業団体2018年度会費
ファンデーション・フォー・ザ・グローバル・コンパクト	51,624	同業団体2018年度会費
イノベーション・ラウンドテーブル・エーピーエス	11,000	同業団体2018年度会費
ケーアイシー・イノエナジー・イベリア	39,975	同業団体2018年度会費
EMFトレーディング - エレン・マッカーサー財団	39,375	同業団体2018年度会費
アイシーシー・イタリア	13,405	同業団体2018年度会費
ビジネス・ヨーロッパ	18,150	同業団体2018年度会費
寄付金合計	**3,999,300**	

注記36 コミットメントおよび保証

百万ユーロ

	2018年12月31日	2017年12月31日	増減
有価証券および保証：			
－第三者	25	36	(11)
－子会社	61,597	52,752	8,845
合計	**61,622**	**52,788**	**8,834**

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31,923百万ユーロ

- **事業計画のなかの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の代理として15,216百万ユーロ**
- **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3,344百万ユーロ**
- **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1,472百万ユーロ**
- **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1,454百万ユーロ**
- **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973百万ユーロ**
- **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・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597百万ユーロ**
- **ガス輸送能力について、エネル・グローバル・トレーディングおよびエネル・エスアイの代理としてスナム・レテ・ガスに発行した302百万ユーロ**
- **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38百万ユーロ**
- **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3,288百万ユーロ**

2017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、2018年1月9日にエネル・ファイナンス・インターナショナルが、機関投資家向けにヨーロッパ市場で発行した合計1,250百万ユーロとなる第2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。
2018年9月12日、米国市場およびその他の国際市場で機関投資家向けに合計40億ドルのエネルが保証するマルチ・トランシェの債券を発行しており、これは総額3,500百万ユーロに相当する。

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37 偶発資産および債務

偶発資産および債務に関する情報については、連結財務書類の注記52を参照。

注記38 後発事象

本報告日以降のその他の事象に関する情報については、連結財務書類の注記53を参照。

注記39 CONSOB「発行体の規制」第149-12条に規定される監査人の手数料

2018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2018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	0.6
	－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	0.8
	－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		**1.4**
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
	－アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのエンティティ	10.3
認証サービス	内訳	
	－EYエスピーエー	1.3
	－アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのエンティティ	1.9
その他サービス	内訳	
	－EYエスピーエー	0.4
	－アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのエンティティ	**0.3**
合計		**17.0**
合計		**18.4**

前へ　次へ

Consolidated Financial Statements

Consolidated Income Statement

Millions of euro	Notes	2018	of which with related parties	2017	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	8.a	73,134	5,387	72,664	5,124
Other revenue and income	8.b	2,538	38	1,975	22
	[Subtotal]	**75,672**		**74,639**	
Costs					
Electricity, gas and fuel purchases	9.a	35,728	7,737	36,039	7,761
Services and other materials	9.b	18,870	2,644	17,982	2,664
Personnel	9.c	4,581		4,504	
Net impairment/(reversals) of trade receivables and other receivables	9.d	1,096		-	
Depreciation, amortization and other impairment losses	9.e	5,355		5,861	
Other operating expenses	9.f	2,889	272	2,886	531
Capitalized costs	9.g	(2,264)		(1,847)	
	[Subtotal]	**66,255**		**65,425**	
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	10	**483**	10	**578**	27
Operating income		**9,900**		**9,792**	
Financial income from derivatives	11	1,993		1,611	
Other financial income	12	1,715	59	2,371	18
Financial expense from derivatives	11	1,532		2,766	
Other financial expense	12	4,392	55	3,908	25
Net income/(expense) from hyperinflation		168		-	
Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method	13	349		111	
Income before taxes		**8,201**		**7,211**	
Income taxes	14	1,851		1,882	
Net income from continuing operations		**6,350**		**5,329**	
Net income from discontinued operations		-		-	
Net income for the year (shareholders of the Parent Company and non-controlling interests)		**6,350**		**5,329**	
Attributable to shareholders of the Parent Company		4,789		3,779	
Attributable to non-controlling interests		1,561		1,550	
Basic earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.47*		*0.37*	
Diluted earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.47*		*0.37*	
Basic earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.47*		*0.37*	
Diluted earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)		*0.47*		*0.37*	

Statement of Consolidated Comprehensive Income

Millions of euro	Notes	2018	2017
Net income for the period		**6,350**	**5,329**
Other comprehensive income recyclable to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		(552)	(204)
Change in fair value of hedging costs		83	132
Share of the other comprehensive income of equity investments accounted for using the equity method		(57)	10
Change in the fair value of financial assets at FVOCI		(3)	(129)
Change in translation reserve		(1,287)	(2,519)
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss (net of taxes)			
Remeasurement of net liabilities (assets) for employee benefits		(120)	74
Change in fair value of equity investments in other entities		12	-
Total other comprehensive income/(loss) for the period	34	**(1,924)**	**(2,636)**
Total comprehensive income/(loss) for the period		**4,426**	**2,693**
Attributable to:			
- shareholders of the Parent Company		3,667	1,968
- non-controlling interests		759	725

Consolidated Balance Sheet

Millions of euro	Notes				
ASSETS		**at Dec. 31, 2018**		at Dec. 31, 2017	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Non-current assets					
Property, plant and equipment	16	76,631		74,937	
Investment property	19	135		77	
Intangible assets	20	19,014		16,724	
Goodwill	21	14,273		13,746	
Deferred tax assets	22	8,305		6,354	
Equity investments accounted for using the equity method	23	2,099		1,598	
Derivatives	24	1,005		702	
Non-current contract assets	25	346		-	
Other non-current financial assets	26	5,769		4,002	
Other non-current assets	27	1,272		1,064	
	[Total]	**128,849**		**119,204**	
Current assets					
Inventories	28	2,818		2,722	
Trade receivables	29	13,587	*1,085*	14,529	*832*
Current contract assets	25	135		-	
Tax receivables		660		577	
Derivatives	24	3,914	*52*	2,309	*11*
Other current financial assets	30	5,160	*21*	4,614	*3*
Other current assets	31	2,983	*165*	2,695	*162*
Cash and cash equivalents	32	6,630		7,021	
	[Total]	**35,887**		**34,467**	
Assets classified as held for sale	33	**688**		**1,970**	
TOTAL ASSETS		**165,424**		**155,641**	

Millions of euro	Notes				
LIABILTIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		**at Dec. 31, 2018**		at Dec. 31, 2017	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Equity pertaining to the shareholders of the Parent Company					
Share capital		10,167		10,167	
Other reserves		1,700		3,348	
Retained earnings (loss carried forward)		19,853		21,280	
	[Total]	**31,720**		**34,795**	
Non-controlling interests		**16,132**		**17,366**	
Total shareholders' equity	34	**47,852**		**52,161**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	35	48,983	*804*	42,439	*893*
Employee benefits	36	3,187		2,407	
Provisions for risks and charges (non-current portion)	37	5,181		4,821	
Deferred tax liabilities	22	8,650		8,348	
Derivatives	24	2,609		2,998	
Non-current contract liabilities	25	6,306		-	
Other non-current liabilities	38	1,901	*86*	2,003	*36*
	[Total]	**76,817**		**63,016**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	35	3,616		1,894	
Current portion of long-term borrowings	35	3,367	*89*	7,000	*89*
Provisions for risks and charges (current portion)	37	1,312		1,210	
Trade payables	39	13,387	*2,924*	12,671	*2,365*
Income tax payable		333		284	
Derivatives	24	4,343	*35*	2,260	*9*
Current contract liabilities	25	1,095	*25*	-	
Other current financial liabilities	40	788		954	
Other current liabilities	42	12,107	*69*	12,462	*37*
	[Total]	**40,348**		**38,735**	
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	33	**407**		**1,729**	
Total liabilities		**117,572**		**103,480**	
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		**165,424**		**155,641**	

Statement of Changes in Consolidated Shareholders' Equity (notes 34 and 4)

	Share capital and reserves pertaining to the shareholders of the Parent Company															
	Share capital	Share premium 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 net liabilities/(assets) 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 pertaining to the shareholders of the Parent Company	Non-controlling interests	Total shareholders' equity
At December 31, 2016	**10,167**	**7,489**	**2,034**	**2,262**	**(1,005)**	**(1,448)**	**-**	**106**	**(12)**	**(706)**	**(2,398)**	**(1,170)**	**19,484**	**34,803**	**17,772**	**52,575**
Application of new accounting standards (IFRS 9)	-	-	-	-	-	480	(480)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
At January 1, 2017 restated	**10,167**	**7,489**	**2,034**	**2,262**	**(1,005)**	**(968)**	**(480)**	**106**	**(12)**	**(706)**	**(2,398)**	**(1,170)**	**19,484**	**34,803**	**17,772**	**52,575**
Distribution of dividends and interim dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,983)	(1,983)	(1,052)	(3,035)
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	7	(6)	1
Change in scope of consolidation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(73)	(73)
Comprehensive income for the period	-	-	-	-	(1,609)	(272)	132	(129)	7	60	-	-	3,779	1,968	725	2,693
of which:																
- other comprehensive income/(loss)	-	-	-	-	*(1,609)*	*(272)*	*132*	*(129)*	*7*	60	-	-	-	*(1,811)*	*(825)*	*(2,636)*
- net income/(loss) for the period	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*3,779*	*3,779*	*1,550*	*5,329*
At December 31, 2017 restated	**10,167**	**7,489**	**2,034**	**2,262**	**(2,614)**	**(1,240)**	**(348)**	**(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)	-	-	-	-	-	-	-	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,765)	(2,765)	(1,137)	(3,902)
Monetary revaluation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73	73	143	216
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	(460)	-	(443)	(850)	(1,293)
Change in 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	758	4,425
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**

536/895
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	2018	of which with related parties	2017	of which with related parties
Income before taxes for the period		**8,201**		**7,211**	
Adjustments for:					
Net impairment/(reversals) of trade receivables and other receivables	9.d	1,096		-	
Depreciation, amortization and other impairment losses	9.e	5,355		5,861	
Financial (income)/expense	11-12	2,048		2,692	
Net income of equity investments accounting for using the equity method	13	(349)		(111)	
Changes in net working capital:		153		(1,265)	
- inventories	28	(117)		(112)	
- trade receivables	29	426	(253)	(1,530)	126
- trade payables	39	734	559	65	(556)
- other contract assets/liabilities	25	750		-	
- other assets/liabilities		(1,640)	71	312	106
Accruals to provisions		449		353	
Utilization of provisions		(1,226)		(1,149)	
Interest income and other financial income collected	11-12	1,768	59	2,898	18
Interest expense and other financial expense paid	11-12	(4,342)	(55)	(4,747)	(25)
Net (income)/expense from measurement of commodities		(71)		59	
Income taxes paid	14	(1,721)		(1,579)	
Capital (gains)/losses		(286)		(98)	
Cash flows from operating activities (A)		**11,075**		**10,125**	
Investments in property, plant and equipment	16	(6,908)		(7,226)	
Investments in intangible assets	20	(1,351)		(1,273)	
Investments in non-current contract assets		(271)		-	
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	6	(1,472)		(900)	
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	6	424		216	
(Increase)/Decrease in other investing activities		(83)		(111)	
Cash flows from investing/disinvesting activities (B)		**(9,661)**		**(9,294)**	
Financial debt (new long-term borrowing)	35	13,424		12,284	
Financial debt (repayments and other net changes)	35	(10,214)	(89)	(10,579)	(179)
Transactions in non-controlling interests		(1,402)		(478)	
Dividends and interim dividends paid		(3,444)		(2,873)	
Cash flows from financing activities (C)		**(1,636)**		**(1,646)**	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (D)		**(185)**		**(390)**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (A+B+C+D)		**(407)**		**(1,205)**	
Cash and cash equivalents at beginning of the period [1]		7,121		8,326	
Cash and cash equivalents at the end of the period [2]		6,714		7,121	

(1) Of which cash and cash equivalents equal to €7,021 million at January 1, 2018 (€8,290 million at January 1, 2017), short-term securities equal to €69 million at January 1, 2018 (€36 million at January 1, 2017) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" in the amount of €31 million at January 1, 2018.

(2) Of which cash and cash equivalents equal to €6,630 million at December 31, 2018 (€7,021 million at December 31, 2017), short-term securities equal to €63 million at December 31, 2018 (€69 million at December 31, 2017) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" in the amount of €21 million at December 31, 2018 (€31 million at December 31, 2017).

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, 2017 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.
The consolidated financial statements were approved for publication by the Board on March 21, 2019.
These financial statements have been audited by EY SpA.

Basis of presentation

The consolidated financial statements for the year ended December 31, 2018 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 financial statements provide comparative information in respect of the previous period.

2. Accounting policies and measurement criteria

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

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.

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.

Recoverability of non-financial assets

The carrying amount of non-current assets is reviewed periodically and wherever circumstances or events suggest that more frequent review is necessary. Goodwill is reviewed at least annually. 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 particular, the recoverable amount of non-current assets and goodwill is based on estimates and assumptions used in order to define the measurement of cash flow and the discount rates applied. Where the value of non-current assets is considered to be impaired, they are written down to the recoverable amount, as estimated on the basis of the use of the asset and its future disposal, in accordance with the Group's most recent plans.
Estimation factors used in the calculation of the recoverable amount are described more in detail in the paragraph "Impairment of non-financial assets". 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-current 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 risks, default and recovery rates, 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 may 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.

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2018, 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 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 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.

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 51 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.

Management judgments

Identification of cash generating units (CGUs)

In application of IAS 36 "Impairment of assets", the goodwill recognized in the consolidated financial statements of the Group as a result of business combinations has been allocated to individual or groups of CGUs that will benefit from the combination. A CGU is the smallest group of assets that generates largely independent cash inflows.
In identifying such CGUs, management took account of the specific nature of its assets and the business in which it is involved (geographical area, business area, regulatory framework, etc.), verifying that the cash flows of a given group of assets were closely independent and largely autonomous of those associated with other assets (or groups of assets).
The assets of each CGU were also identified on the basis of the manner in which management manages and monitors those assets within the business model adopted. For a more extensive discussion, please see notes 5 and 6 below and the discussion in the section on "Performance by business area" in the report on operations.
The CGUs identified by management to which the goodwill recognized in these consolidated financial statements has been allocated are indicated in the section on goodwill, to which the reader is invited to refer.
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 impact the ability of groups of assets to generate independent cash flows.

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, which had already been done in previous years under the provisions of the then-applicable IAS 27, 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. That approach was maintained in the assessment carried out in application of IFRS 10 on the basis of the requirements discussed above, as detailed in the attachment "Subsidiaries, associates and other significant equity investments of the Enel Group at December 31, 2018" to these financial statements.

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.

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.

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 under which the grantor transfers to a concession holder the right to deliver public services that give access to the main public facilities for a specified period of time in return for managing the infrastructure used to deliver those public services.
More specifically, IFRIC 12 applies to public-to-private service concession arrangements if 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
- controls – through ownership or otherwise – any significant residual interest in the infrastructure at the end of the term of the arrangement.

In assessing the applicability of these provisions for the Group, 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.

Revenue from contracts with customers (within the scope of IFRS 15)

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. The Group first determines whether the performance obligation meets the criteria to recognize revenue over time. If control transfers over time, the Group selects an appropriate method to measure progress towards complete satisfaction of the performance obligation, also considering the nature of both the goods or services promised and the performance obligation. If none of the over-time criteria are met, 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.
In particular, taking into consideration that IFRS 15 changes the main notions and principles of revenue recognition, the Group considers that the following main revenue streams require a specific assessment under the new accounting requirements:

- 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 evaluated that the contract does not provide distinct

goods/services and the promise is satisfied by transferring the 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 analyzes carefully the facts and circumstances applicable to each contract and commodity.
However, the Group considers that the performance obligation provided for a repetitive service contract, as a supply or a transport contract 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;

- 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 that could vary from country to country based on the local context, regulations and law. This assessment is finalized to evaluate if the contract includes other distinct goods or services, as for example, the right to obtain the 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 assesses 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 to recognize this material right would be extended beyond the initial contractual period, the Group takes into consideration the applicable legal and regulatory frameworks 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 for the Group an obligation 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);
- construction contracts typically include a performance obligation satisfied over time; for these contracts, the Group generally considers appropriate the use of an input method for measuring progress, except when specific contract analysis suggest the use of an alternative method. In such cases, the cost incurred method (cost-to-cost method) is considered to be the best method to represent the Group's performance obligation satisfied at the reporting date.

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 only capitalizes the incremental costs that it incurs to obtain a contract with a customer within the scope of IFRS 15 (directly attributable to an identified contract and paid only if the contract is obtained) if it expects to recover the costs, through reimbursements (direct recoverability) or the margin (indirect recoverability).

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 "Derivatives and hedge accounting".

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. 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 parties that have joint control have 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 functional 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 euro 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. Any negative difference was recognized in 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. Any negative difference is recognized in 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 "Revenue".

Leases

The Group holds property, plant and equipment and intangible assets for its various activities under lease contracts.

These contracts are analyzed on the basis of the circumstances and indicators set out in IAS 17 in order to determine whether they constitute operating leases or finance leases in the presence of an identified asset.

A finance lease is defined as a lease that transfers substantially all the risks and rewards incidental to ownership of the related asset to the lessee. All leases that do not meet the definition of a finance lease are classified as operating leases.

On initial recognition assets held under finance leases are recognized as property, plant and equipment and the related liability is recognized under long-term borrowings. At inception date finance leases are recognized at the lower of the fair value of the leased asset and the present value of the minimum lease payments due, including the payment required to exercise any purchase option.

The assets are depreciated on the basis of their useful lives. If it is not reasonably certain that the Group will acquire the assets at the end of the lease, they are depreciated over the shorter of the lease term and the useful life of the assets.

Payment made under operating lease are recognized as a cost on a straight-line basis over the lease term.

Although not formally designated as lease agreements, certain types of contract can be considered as such if the fulfilment of the arrangement is dependent on the use of a specific asset (or assets) and if the arrangement conveys a right to use such assets.

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.
Internal development costs are recognized as an intangible asset when both the Group is reasonably assured of the technical feasibility of completing the intangible asset, that it has intention and ability to complete the asset and use or sell it and that the asset will generate future economic benefits.
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 the Group would not have incurred them if the contract had not been obtained;
- the Group expects to recover them.

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 are subject to an impairment assessment to recognize impairment losses in profit or loss 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 identified.

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. If such evidence exists, the recoverable amount of any involved asset is estimated. The recoverable amount is the higher of an asset's fair value less costs of disposal and its value in use.

In order to determine the recoverable amount of property, plant and equipment, investment property, intangible assets and goodwill, the Group generally adopts the value-in-use criterion.

The value in use is represented by the present value of the estimated future cash flows generated by the asset in question. Value in use is determined by discounting estimated future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and the specific risks of the asset.

The 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 on the basis of a long-term growth rate that does not exceed the average long-term growth rate for the particular sector and country.

The recoverable amount of assets that do not generate independent cash flows is determined based on the cash-generating unit to which the asset belongs.

If the carrying amount of an asset or of a cash-generating unit to which it is allocated is higher than its recoverable amount, an impairment loss is recognized in profit or loss under "Depreciation, amortization and impairment losses".

Impairment losses of cash generating units 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.

The recoverable amount of goodwill and intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use is tested for recoverability annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets may be impaired.

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 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 equals 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, at the reporting, date to debt securities at fair value through other comprehensive income, 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 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 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 current year, this standard applies to the Group's transactions in Argentina, whose economy has been declared hyperinflationary from July 1, 2018. Accordingly, and based on the application of IAS 29, the

Group has recognized the effects arising from the adoption of this standard from the beginning of the year (January 1, 2018).

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 twelve 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 twelve 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.

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".

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.

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 revenue and 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, 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.

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.

Revenue

The Group revenue mainly arises from contracts with customers in the scope of IFRS 15. The Group recognizes such revenue to depict 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 following criteria are met:

- the contract is approved and the parties are committed to their obligations;
- rights to goods or services and payment terms can be identified;
- the contract has commercial substance;
- the consideration the Group expects to be entitled to is probable of collection.

In order to assess such identification criteria, the Group considers all facts and circumstances, including the following features:

- a contract is an agreement between two or more parties that creates enforceable rights and obligations;
- enforceability of the rights and obligations in a contract is a matter of law;
- contract can be written, oral or implied by the Group's customary business practices;
- the practices and processes for establishing contracts with customers vary across legal jurisdictions, industries and entities. In addition, they may vary within the Group (for example, they may depend on the class of customer or the nature of the promised goods or services);
- the Group considers those practices and processes in determining whether and when an agreement with a customer creates enforceable rights and obligations.

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. Some indicators of controls are (a) having primary responsibility to provide the goods or services, (b) assuming inventory risk and (c) having discretion to establish prices for the goods or services. 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 promised 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 (using the legally enforceable contract terms and not taking into consideration the possibility of a contract being cancelled, renewed or modified) and updates it each reporting period for any changes in circumstances.

When the Group determines the transaction price, it considers if the transaction price includes:

- variable consideration, if the consideration to which the Group is entitled under the contract may vary or if the stated price in the contract is fixed but the Group is entitled to the consideration only upon the occurrence or non-occurrence of a future event. The amount of estimated variable consideration included in the transaction price is constrained to the amount for which it is highly probable that a significant reversal in the amount of cumulative revenue recognized will not occur when the uncertainty is resolved;
- non-cash consideration received from a customer that is measured at fair value;
- consideration payable to a customer that represents a reduction of the transaction price unless it is a payment for distinct goods or services received from the customer;
- significant financing component that may exist if the timing of the payment does not match the timing of the transfer of goods or services to the customer. The Group does not consider the effects of a significant financing component if it expects, at contract inception, that the period between when it transfers a promised good or service to a customer and when the customer pays for that good or service will be one year or less;

> 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 (a material right exists if the customer is only able to obtain the option by entering into the contract and the option provides the customer with the ability to obtain the additional goods or services at a price below stand-alone selling prices), 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 (i.e., the ability to direct the use of, and obtain substantially all of the remaining benefits from the goods or services or prevent others from doing so).

As a first step, the Group determines if one of the over-time criteria is met:

- the customer simultaneously receives and consumes the benefits as the Group performs;
- the Group's performance creates or enhances an asset that the customer controls as the asset is created or enhanced; or
- the Group's performance does not create an asset with an alternative use to the Group, and the Group has an enforceable right to payment for performance completed to date.

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, based on direct measurement of the value to the customer of goods or services transferred to date, relative to the remaining goods or services promised under the contract;
- an input method, based on the Group's efforts or inputs towards satisfying a performance obligation, relative to the total expected inputs to the satisfaction of that performance obligation.

The Group consistently 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 control of the goods or services passes to the customer, also considering the following indicators:

- a present obligation to pay;
- physical possession;
- legal title;
- risks and rewards of ownership; and
- accepted the asset.

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.

With regards to the general criteria used for the revenue recognition under the previous standards, please refer to the notes to financial statements at December 31, 2017.
More specifically, the criteria used under IFRS 15 and previous standards for the principal transactions are summarized as below:

> revenue from the sale of goods:
  - under previous standards, it is recognized when the significant risks and rewards of ownership of the goods are transferred to the customer;
  - under IFRS 15, it 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 the sale and transport of electricity/gas:
  - under previous standards, it is recognized when these commodities are delivered to the customer (i.e., the end user) and referred to the quantities provided during the period, even if these have not yet been invoiced, and 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 the Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment (ARERA) and analogous foreign authorities during the applicable period;
  - under IFRS 15, the revenue recognition is generally the same but the underlying assessment is different. This is a consequence of the fact that such contracts typically include a single performance obligation (i.e., a series) satisfied over time for which 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 providing services:
  - under previous standards, it is recognized by reference to the stage of completion of services at the end of the reporting period, that is when the services are rendered. The stage of completion of the transaction is determined based on service performed to date as percentage of total services to be performed or as costs incurred to date as a percentage of the estimated total costs of the transaction. When it is not possible to reliably determine the value of the revenue, it is recognized only to the extent of the expenses recognized that are recoverable;

- under IFRS 15, it is recognized on basis of the progress towards complete satisfaction of the performance obligation measured with an appropriate method that best reflects 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 suggests the use of an alternative method which better depicts satisfaction of the performance obligation;

> revenue from monetary and in-kind fees for connection to the electricity and gas distribution network:

- under previous standards, it is recognized in full upon completion of connection activities if only the service connection is identified. If more than one separately identifiable service is identified, the fair value of the total consideration received or receivable is allocated to each service and the revenue related to the service performed in the period is recognized; in particular, if any ongoing services are identified, the related revenue is generally determined by the terms of the agreement with the customer or, when such an agreement does not specify a period, over a period no longer than the useful life of the transferred asset;
- under IFRS 15, it is recognized on 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 for which has paid (i.e., the promise to transfer the good or service to the customer is separately identifiable from other promises in the contract). For more details about this topic, please refer to the section on management judgments;

> revenue from construction contracts:

- under previous standards, when the outcome can be estimated reliably and it is probable that the contract will be profitable, it is recognized by reference to the stage of completion of the contract activity at the end of the reporting period. Under this criteria, revenue and profit are attributed to the proportion of work completed.
  When it is probable that total contract costs will exceed total contract revenue, the expected loss on the construction contract is recognized as an expense immediately, regardless of the stage of completion of the contract.
  When the outcome of a construction contract cannot be estimated reliably, the contract revenue is recognized only in an amount equal to the contract costs incurred that are likely to be recovered.
  The stage of completion of the contract in progress is determined, using the cost-to-cost method, as a ratio between costs incurred for work performed to the measurement date and the estimated total contract costs. In addition to initial amount of revenue agreed in the contract, contract revenue includes any payments in respect of variations, claims and incentives, to the extent that it is probable that they will result in revenue and they are capable of being reliably measured.
  The amount due from customers for contract work is presented as an asset; the amount due to customers for contract work is presented as a liability;
- under IFRS 15, it is recognized over time if the Group considers that the construction contract includes a performance obligation satisfied over time, by measuring progress toward the complete satisfaction of that performance obligation using an appropriate method that better depicts this progress. The cost incurred method (cost-to-cost method) is considered appropriate for measuring progress, except when specific contract analysis suggests the use of an alternative method, which better depicts the

performance obligation.
The amount due from customers for contract work is presented as a contract asset; the amount due to customers for contract work is presented as a contract liability.

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.

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.

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.

3. Recent accounting standards

New accounting standards applied in 2018

The Group has applied the following standards, interpretations and amendments that took effect as from January 1, 2018:

- "IFRS 9 – *Financial instruments*", issued, in its final version, on 24 July 2014, including "Amendments to IFRS 9: Prepayment features with negative compensation" issued in October 2017 and elected by the Group to be applied starting from 1 January 2018, replaces the current "IAS 39 – Financial Instruments: Recognition and Measurement" and fully supersedes the previous version.
- "IFRS 15 – *Revenue from contracts with customers*", issued in May 2014, including "Amendments to IFRS 15: *effective date of IFRS 15*", issued in September 2015, and "Clarifications to IFRS 15: *Revenue from contracts with customers*", issued in April 2016, which provide amendments in the standard in order to propose some clarifications with respect to practical expedients and some topics discussed by the Joint Transition Resource Group created by IASB and FASB. The new standard has replaced "IAS 11 – Construction contracts", "IAS 18 – Revenue", "IFRIC 13 – Customer Loyalty programmes", "IFRIC 15 – Agreements for the construction of real estate", "IFRIC 18 –Transfers of assets from customers", "SIC 31 – Revenue – Barter transactions involving advertising services" and it applies to all contracts with customers, except for some scope exemptions (e.g., lease and insurance contracts, financial instruments, etc.).
- "Amendments to IFRS 2: *Classification and measurement of share-based payment transactions*", issued in June 2016. The amendments:
  - clarify that the fair value of a cash-settled share-based payment at the measuring date (i.e. when granted, at the end of each reporting period and at the date of settlement) is measured taking into account market conditions (e.g. target share price) and non-vesting conditions, ignoring instead service and non-market performance conditions;
  - clarify that share-based payment transactions with a net settlement feature for withholding tax obligations would be classified as equity-settled in its entirety (assuming they would have been so classified without the net settlement feature);
  - provide requirements on the accounting for a modification to the terms and conditions of a share-based payment that changes the classification of the transaction from cash-settled to equity-settled.

  The application of these amendments did not have a significant impact in the consolidated financial statements.
- "Amendments to IFRS 4: *Applying IFRS 9 Financial Instruments with IFRS 4 Insurance Contracts*", issued in September 2016. The amendments:
  - permit insurers whose activities are predominantly connected with insurance to postpone the application of IFRS 9 until 2021 (the "temporary exemption"); and
  - permit insurers, until the future issue of the new accounting standard for insurance contracts, to recognize the volatility that should be caused by the application IFRS 9 in other comprehensive income (OCI), rather than profit or loss, (the "overlay approach").

  The Enel Group decided to not exercise the option for the temporary exemption for the application of IFRS 9 to the insurance sector.
- "Amendments to IAS 40: *Transfers of investment property*", issued in December 2016; the amendments clarify that to transfer to, or from, investment properties there must be a change in use. This change must be supported by evidence and a simply change in intention is not enough to support a transfer. The amendments expands the examples of change in use to include assets under construction and development

and not only transfers of completed properties. The application of these amendments did not have an impact in the consolidated financial statements.

- "IFRIC 22 – *Foreign currency transactions and advance consideration*", issued in December 2016; the interpretation clarifies that, for the purpose of determining the exchange rate to use on initial recognition of an asset, expense or income (or part of it), the date of the transaction is that on which the entity recognizes any non-monetary asset or non-monetary liability arising from the payment or receipt of advance consideration. The application of these amendments did not have a significant impact in the consolidated financial statements.
- "*Annual improvements to IFRSs 2014-2016 cycle*", issued in December 2016; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards. More specifically, the following standards were amended:
  - "IFRS 1 – *First-time adoption of international financial reporting standards*"; the amendments delete short-term exemptions covering transition provisions of IFRS 7, IAS 19 and IFRS 10;
  - "IAS 28 – *Investments in associates and joint ventures*"; the amendments clarified that the option to measure investments in associates or joint ventures at fair value through profit or loss held by a venture capital organization (or a mutual fund, unit trust and similar entities including investment-linked insurance) must be elected at initial recognition separately for each associate or joint venture.

  The application of the new provisions did not have a significant impact in the consolidated financial statements.
- "IAS 29 – *Financial Reporting in Hyperinflationary Economies*", issued in July 1989; the standard essentially provides criteria for measurement, presentation and disclosure in the financial statements, including the consolidated financial statements, of companies whose functional currency is the currency of a hyperinflationary economy. Starting from 1 January, 2018 the Group has applied the standard to the financial statements of Argentine companies.

Forthcoming accounting standards

Below is a list of accounting standards, amendments and interpretations that will be effective for the Group after December 31, 2018.

- "IFRS 16 – *Leases*", issued on January 2016, that 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". With the European Regulation n. 2017/1986 issued on October 31, 2017 it has been endorsed the "IFRS 16 – Leases".

  IFRS 16 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.

  At the commencement date of a lease, a lessee will recognize a liability to make lease payments (i.e., the lease liability) and an asset representing the right to use the underlying asset during the lease term (i.e., the right-of-use asset). Lessees will be required to separately recognize the interest expense on the lease liability and the depreciation expense on the right-of-use asset.

  Lessees will be also required to remeasure the lease liability upon the occurrence of certain events (e.g., a change in the lease term, a change in future lease payments resulting from a change in an index or rate used to determine those payments). The lessee will generally recognize the amount of the remeasurements of the lease liability as an adjustment to the right-of-use asset.

Previously, the Group recognized operating lease expense on a straight-line basis over the term of the lease, and recognized assets and liabilities only to the extent that there was a timing difference between actual lease payments and the expense recognized.

Lessor accounting under IFRS 16 is substantially unchanged from today's accounting under IAS 17. Lessors will continue to classify all leases using the same classification principle as in IAS 17 and distinguish between two types of leases: operating and finance leases.
The standard includes two recognition exemptions for lessees – leases of 'low-value' assets (e.g., personal computers) and short-term leases (i.e., leases with a term of 12 months or less). IFRS 16 is effective for annual periods beginning on or after 1 January 2019.

The Group has not early adopted IFRS 16 in its consolidated financial statements for the year ended 31 December 2018. In any case, in order to assess the possible impact that the application of IFRS 16 will have on its financial statements in the period of initial application, the Group has set up a project team, which has reviewed all of the group's lease arrangements in light of the new lease accounting rules in IFRS 16. In particular, the Group has identified a specific IT system tool in order to manage the new accounting requirement and has reviewed its accounting process in order to be compliance to the new accounting framework.

As a preliminary result of the project team, the Group has assessed the estimated impacts that initial application of IFRS 16 will have on its consolidated financial statements, as described below.
The new accounting standard will impact substantially all of the Group entities having a lease contracts. The main topics arisen are those represented by the lease of land and building, cars and other means of transportation and other technical machinery.

The complexity of the assessment of the lease contracts and their long-term expiration date has required considerable professional judgements in order to estimate the potential impacts of the new accounting standard. In particular, the main assumptions used are:

- the identification of the non-lease component in the lease arrangements;
- the evaluation of any renewable option included into the lease arrangements identified, also considering the probability if the exercise of any eventual termination option;
- the identification of any variable lease payments that depend on an index or a rate to determine where those changes impacts 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. This is equal to the incremental borrowing rate of the lessee when the interest rate implicit in the lease cannot be readily determined. For the transition, as permitted by the standard, the Group has used the lessee's incremental borrowing rate (IBR) as of January 1, 2019. It is the rate of interest that a 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. It can be determined on a contract individual level or on a portfolio basis. One of the most significant judgements for Enel Group in adopting IFRS 16 was determining this incremental borrowing rate necessary to calculate the present value of the lease payments at the transition. The Enel Group approach to determining this incremental borrowing rate is based on the assessment of the risk-free rate, which considers contractual cash flows, the lease term and the economic environment where the lease contract has been negotiated and any credit spread adjustment, in order to calculate an IBR that is specific for the lessee. This rate has been adjusted where appropriate for leased assets whose intrinsic value would mitigate the risk of default for the lessor.

The Group elected to use the exemptions proposed by the standard on lease contracts for which the lease terms ends within 12 months as of the date of initial application, and lease contracts for which the underlying asset is of low value whose amount is estimated as not material. For example, the Group has leases for certain office equipment (i.e., personal computers, printing and photocopying machines) that are considered of low value.

For the transition of the new accounting standard, the Group elected to use the following practical expedients:

- to apply the standard to contracts that were previously identified as leases applying IAS 17 and IFRIC 4;
- to use the modified retrospective approach, the Group recognized the cumulative effect of adopting IFRS 16 as an adjustment to the opening balance of retained earnings at 1 January 2019, with no restatement of comparative information;
- to measure the lease liability at the present value of the remaining lease payments, the discount rate was represented by the incremental borrowing rate of the Enel Group entity's lessee as of January 1, 2019;
- to mainly recognize a right-of-use asset at the date of initial application for an amount equal to the lease liability, adjusted by the amount of any prepaid or accrued lease payments relating to that lease recognized in thebalance sheet immediately before the date of initial application. On a lease-by-lease basis, for a lease of relevant amount the Group has elected to measure some right-of-use asset at its carrying amount as if the standard had been applied since the commencement date;
- to rely on its assessment of whether right-of-use assets are recoverable at January 1, 2019 on the basis of the assessment of whether the leases are onerous in accordance with IAS 37.

Based on the information currently available, the Group has estimated that it will recognize additional lease liabilities of €1.4 billion as at January 1, 2019.

In particular, these additional lease liabilities mainly regard the right-of-use in respect of buildings and the ground lease of renewable energy plants.
Follows a reconciliation between minimum lease payments disclosed based on the requirements of IAS 17 and IFRS 16 impacts based on the information available as at 1 January 2019:

Billions of euros

Minimum lease payments for the lease contracts – IAS 17	2.4
Weighted average borrowing rate	6.5%
Discount impact	1.0
Lease liability under IFRS 16	1.4

> "IFRS 17 – *Insurance contracts*", issued in May 2017, essentially sets out the principle for the recognition, measurement, presentation and disclosure of insurance contracts, including reinsurance contracts, an entity issues and reinsurance contracts an entity holds. IFRS 17 replaces the previous standard IFRS 4 for which companies were not required to account for insurance contracts in one specific way. Instead, insurance contracts were accounted for differently across jurisdictions and may even be accounted for differently within the same company.

The new standard:

- requires provision of updated information about the obligations, risks and performance of insurance contracts;
- increases transparency in financial information reported by insurance companies, which will give investors and analysts more confidence in understanding the insurance industry; and
- introduces consistent accounting for all insurance contracts based on a current measurement model.

The standard will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2021. The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

- "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). Where the assets constitute a business, the investor will recognize the full gain or loss on the sale or contribution of assets. If the assets do not meet the definition of a business, the gain or loss is recognized by the investor only to the extent of unrelated investors' interests in the associate or joint venture. The IASB has deferred the effective date of these amendments indefinitely, but if the amendments are applied early, they must be applied prospectively. The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

- "Amendments to IAS 1 and IAS 8 – *Definition of Material*", issued in October 2018. The amendments clarify the definition of "material" 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." By including the concept of "obscuring information" in the new definition, the amendments specifies that information is obscured if it is communicated in a way that would have a similar effect as omitting or misstating the information. In order to avoid situations in which information that is not capable of influencing the decisions of the primary users is required to be included in the financial statements, the amendments also introduce a new threshold in the definition of material by replacing "could influence" with "could reasonably be expected to influence". Lastly, the amendments clarify that an entity is required to consider primary users of the financial statements (i.e. existing and potential investors, lenders and other creditors) when deciding what information to disclose. The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2020, with earlier application permitted. The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

- "Amendments to IAS 19 – *Plan Amendment, Curtailment or Settlement*", issued in February 2018. The amendments require entities to use the updated actuarial assumptions to determine current service cost and net interest for the remainder of the annual reporting period after such an event. The amendments also clarify how the requirements for accounting for a plan amendment, curtailment or settlement affect the asset ceiling requirements. The amendments do not address the accounting for "significant market fluctuations" in the absence of a plan amendment, curtailment or settlement. The amendments apply to plan amendments, curtailments or settlements that occur on or after January 1, 2019, with earlier application permitted. The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

- "Amendments to IFRS 3 – *Definition of a Business*", issued in October 2018. The amendments clarify that to be considered a business, an acquisition would have to include, at a minimum, an input and a substantive process that together significantly contribute to the ability to create outputs. The new guidance provides a framework to evaluate when an input and a substantive process are present. The definitions of a business and of outputs are now focused on goods and services provided to customers and the reference to returns in the form of lower costs and other economic benefits is removed. Moreover, it is no longer necessary to assess whether market participants are capable of replacing any missing inputs or processes and continuing to produce outputs. The amendments also introduced an optional test that, if met, eliminates the need for further assessment (the concentration test). Under this optional test, an acquired set of activities and assets is

not a business if substantially all of the fair value of the gross assets acquired is concentrated in a single identifiable asset (or group of similar identifiable assets).
The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2020, with earlier application permitted. The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

- "*Revised Conceptual Framework for Financial Reporting*", issued in March 2018. The revised version includes comprehensive changes to the previous version of the Conceptual Framework issued in 2010. The revised Conceptual Framework includes some new concepts, provides updated definitions and recognition criteria and clarifies some important concepts. In particular, it sets out:
  - the objective of general purpose financial reporting;
  - the qualitative characteristics of useful financial information;
  - a description of the reporting entity and its boundary;
  - definitions of an asset, a liability, equity, income and expenses and guidance supporting these definitions;
  - criteria for recognition and derecognition of assets and liabilities in financial statements;
  - measurement bases and guidance on when to use them;
  - concepts and guidance on presentation and disclosure; and
  - concepts relating to capital and capital maintenance.

  The revised Conceptual Framework is accompanied by a Basis for Conclusions. The IASB has also issued a separate accompanying document, "Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards", which sets out the amendments to affected standards in order to update references to the revised Conceptual Framework.
  The revised Conceptual Framework will take effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2020, with earlier application permitted. The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.
- "Amendments to IAS 28 – *Long-term interests in associates and joint ventures*", issued in October 2017; the amendments clarify that an entity must apply "IFRS 9 – Financial instruments" to non-current interests in associates and joint ventures to which the equity method is not applied. The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2019. The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.
- 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 uncertainty over income tax treatments may affect both current and deferred tax. The threshold for reflecting the effects of uncertainty is whether it is probable that the taxation authority will accept or not an uncertain tax treatment assuming that the taxation authority will examine amounts it has a right to examine and have full knowledge of all related information. The interpretation also requires an entity to reassess any judgments and estimates made if a change in facts and circumstances might change an entity's conclusions about the acceptability of a tax treatment or the entity's estimate of the effect of uncertainty, or both. The interpretation will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2019. The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.
- "*Annual improvements to IFRSs 2015.2017 cycle*", issued in December 2017; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards. Each of the amendments shall be applicable for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2019, with earlier application permitted. More specifically, the following standards were amended:

- "IFRS 3 – *Business combinations*"; the amendments clarify that when a joint operator obtains control of a business that is a joint operation, it shall remeasure its previously held interest in the joint operation at fair value at the acquisition date;
- "IFRS 11 – *Joint arrangements*"; the amendments clarify that a party that participates in, but does not have joint control of, a joint operation and obtains joint control of the joint operation that constitutes a business as defined in IFRS 3 is not required to remeasure previously held interests in the joint operation;
- "IAS 12 – *Income taxes*"; the amendments clarify that an entity shall recognize the income tax consequences of dividends (as defined in IFRS 9) when it recognizes a liability to pay a dividend in profit or loss, other comprehensive income or equity according to where the entity originally recognized the transactions that generated distributable profits;
- "IAS 23 – *Borrowing costs*"; the amendments clarify that an entity shall include borrowings made specifically for the purpose of obtaining a qualifying asset outstanding when the asset is ready for its intended use or sale in the generic borrowings of the entity.

The Group is assessing the potential impact of the future application of the provisions.

4. Effects of the application of new accounting standards

Impact of the initial application of IFRS 9 and 15

With effect from January 1, 2018, the new standards IFRS 9 and IFRS 15 issued by the IASB took effect. First-time retrospective adoption led to the restatement of a number of balance sheet items at January 1, 2018, as Enel elected to exercise the option to use the simplification envisaged in the standards for first-time adopters. The following discusses the main changes introduced by the new standards. For more details on their substance, see note 3 above:

- "IFRS 9 – *Financial instruments*", issued in its definitive version on July 24, 2014, replaces the existing "IAS 39 - Financial instruments: Recognition and measurement" and supersedes all previous versions. The final version of IFRS 9 incorporates the results of the three phases of the project to replace IAS 39 concerning classification and measurement, impairment and hedge accounting.

  During 2017 the transition project for the three areas of application of the new standard was completed. Each project stream involved the following:

  - "*Classification and measurement*": the procedures for classifying financial instruments provided for in IAS 39 were assessed in comparison with those envisaged under IFRS 9 (i.e., SPPI test and business model). In consideration of the fact that the 1st Quarter of 2018 saw the endorsement of the amendments to "IFRS 9 - Prepayment features with negative compensation", issued by the IASB in October 2017 and applicable as from January 1, 2019, with the option of application as from January 1, 2018, the Group elected early and retrospective application of the amendments. During the quarter, Enel analyzed the situations impacted by the amendments, which:

    a) introduce an exception for certain financial assets that have contractual cash flows that are solely payments of principal and interest but do not pass the SPPI test only because of a prepayment option, permitting their measurement at fair value through profit or loss in certain circumstances specified by the standard;

    b) clarify that the requirements of IFRS 9 for the adjustment of the amortized cost of a financial liability in the event of a modification (or an exchange) that does not result in derecognition are consistent with the analogous provisions for the adjustment of a financial asset. Accordingly, the new cash flows shall be discounted at the original effective interest rate and the difference between the pre-modification present value of the liability and the new value shall be recognized through profit or loss as at the date of the modification. In this regard, Enel, with reference to exchanges transacted in 2015 and 2016, applied the accounting treatment envisaged in international best practice, in compliance with IAS 39, and did not recognize any income or costs through profit or loss as at the date of the contractual modifications, but amortized them over the residual life of the modified financial liability at the effective interest rate recalculated as at the date of the exchange. As a result of the early application of these amendments, the exchanges have been accounted for using the new method with effect as from January 1, 2018, restating the opening balances, which involved an increase in Group shareholders' equity of €97 million and a concomitant decrease in net financial debt of €129 million.
  - "*Impairment*": an analysis of impaired financial assets was conducted, with a focus on trade receivables representing the majority of the Group's credit exposure. In particular, in application of the simplified approach envisaged in the standard, those receivables were grouped into specific clusters, taking account of the applicable legislative and regulatory environment, and the impairment model based on expected losses developed by the Group for collective valuation was applied. For trade receivables that management deemed significant on an individual basis and for which more detailed information on the significant increase in credit risk was available, an analytical approach was adopted within the simplified model. The application of the new impairment model decreased Group shareholders' equity at January 1, 2018 by €175 million.

- "*Hedge accounting*": specific activities were conducted to implement the new hedge accounting model, both in terms of effectiveness tests and rebalancing hedge relationships and of analyzing the new strategies applicable under IFRS 9. As regard hedging instruments, the most significant changes with respect to the hedge accounting model envisaged under IAS 39 regard the possibility of deferring the time value of an option, the forward component of a forward contract and currency basis spreads (so-called "hedging costs") in other comprehensive income (OCI) until the hedged element affects profit or loss. In practice, the reserve in OCI that contains the fair value of hedging instruments ("full" fair value) has been divided into two OCI reserves that report the "basis-free" fair value and the "basis spread element", respectively. The following table summarizes the effects of that division:

Millions of euro	
IFRS 9	**at Jan. 1, 2018**
Derivatives – "full" fair value	**(1,740)**
Derivatives – "basis-free" fair value	**(1,392)**
Derivatives – "basis spread element"	**(348)**

At December 1, 2017, the reclassification of the OCI reserves reflecting the basis-free fair value and the basis spread element amounted to €480 million.

- "IFRS 15 – *Revenue from contracts with customers*", issued in May 2014, including the "Amendments to IFRS 15: Effective date of IFRS 15", issued in September 2015.
  The standard was applied retrospectively as from annual periods beginning on January 1, 2018, with the possibility of recognizing the cumulative impact in equity at January 1, 2018.
  More specifically, the most significant situations in the Group consolidated financial statements that have been affected by the new provisions of IFRS 15 mainly regard:
  a) revenue from grid connection contracts that were previously recognized in profit or loss at the time of connection but, as a result of IFRS 15, are now deferred on the basis of the nature of the performance obligation specified in the contract with customers;
  b) the capitalization of costs of obtaining a contract, limited to incremental sales commissions paid to agents.
  The effects on Group shareholders' equity at January 1, 2018 of the deferral of connection fees and the capitalization of contract costs amounted to a negative €3,948 million and a positive €303 million, respectively.

The following table reports changes in the consolidated balance sheet at January 1, 2018 associated with the application of IFRS 9 and IFRS 15, as well as other minor effects not discussed above with regard to IFRS 15.

Millions of euro

ASSETS		at Dec. 31, 2017	IFRS 9 effect	IFRS 15 effect	at Jan. 1, 2018
Non-current assets					
Property, plant and equipment		74,937	-	-	74,937
Investment property		77	-	-	77
Intangible assets		16,724	-	193 (1)	16,917
Goodwill		13,746	-	-	13,746
Deferred tax assets		6,354	69	1,066 (2)	7,489
Equity investments accounted for using the equity method		1,598	-	-	1,598
Derivatives		702	-	-	702
Non-current contract assets		-	-	269	269
Other non-current financial assets		4,002	(19)	-	3,983
Other non-current assets		1,064	-	-	1,064
	[Total]	**119,204**	**50**	**1,528**	**120,782**
Current assets					
Inventories		2,722	-	-	2,722
Trade receivables		14,529	(207)	(11)	14,311
Current contract assets		-	-	90	90
Tax receivables		577	-	-	577
Derivatives		2,309	-	-	2,309
Other current financial assets		4,614	(11)	-	4,603
Other current assets		2,695	(19)	(66)	2,610
Cash and cash equivalents		7,021	-	-	7,021
	[Total]	**34,467**	**(237)**	**13**	**34,243**
Assets classified as held for sale		**1,970**	**-**	**-**	**1,970**
TOTAL ASSETS		**155,641**	**(187)**	**1,541**	**156,995**

(1) Of which €451 million from the capitalization of contract costs.
(2) The €1,066 million refers to the deferral of connection fees in Italy.

Millions of euro

LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		at Dec. 31, 2017	IFRS 9 effect	IFRS 15 effect	at Jan. 1, 2018
Equity pertaining to the shareholders of the Parent Company					
Share capital		10,167	-	-	10,167
Other reserves		3,348	(78)	(3,626)	-356
Retained earnings (loss carried forward)		21,280	-	-	21,280
	[Total]	**34,795**	**(78)**	**(3,626)**	**31,091**
Non-controlling interests		**17,366**	**(20)**	**(556)**[3]	**16,790**
Total shareholders' equity		**52,161**	**(98)**	**(4,182)**	**47,881**
Non-current liabilities					
Long-term borrowings		42,439	(129)	-	42,310
Employee benefits		2,407	-	-	2,407
Provisions for risks and charges (non-current portion)		4,821	-	-	4,821
Deferred tax liabilities		8,348	40	(476)[4]	7,912
Derivatives		2,998	-	-	2,998
Non-current contract liabilities		-	-	6,210[5]	6,210
Other non-current liabilities		2,003	-	-	2,003
	[Total]	**63,016**	**(89)**	**5,734**	**68,661**
Current liabilities					
Short-term borrowings		1,894	-	-	1,894
Current portion of long-term borrowings		7,000	-	-	7,000
Provisions for risks and charges (current portion)		1,210	-	-	1,210
Trade payables		12,671	-	(17)	12,654
Income tax payable		284	-	-	284
Derivatives		2,260	-	-	2,260
Current contract liabilities		-	-	384	384
Other current financial liabilities		954	-	-	954
Other current liabilities		12,462	-	(378)	12,084
	[Total]	**38,735**	**-**	**(11)**	**38,724**
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale		**1,729**	**-**	**-**	**1,729**
Total liabilities		**103,480**	**(89)**	**5,723**	**109,114**
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		**155,641**	**(187)**	**1,541**	**156,995**

(3) Of which a positive impact of €24 million from the capitalization of contract costs and a negative impact of €580 million from the deferral of connection fees.
(4) Of which a positive impact of €124 million from the capitalization of contract costs and a negative impact of €600 million from the deferral of connection fees in Spain and Romania.
(5) Of which €6,194 million from the deferral of connection fees.

The following table reports the impact on the balance sheet at December 31, 2018 and the income statement for 2018 if IFRS 15 had not been adopted.

Millions of euro	2018		
	With IFRS 15	**Without IFRS 15**	**Change**
Revenue			
Revenue from sales and services	73,134	73,146	(12)
Other revenue and income	2,538	2,538	-
[Subtotal]	**75,672**	**75,684**	**(12)**
Costs			
Electricity, gas and fuel purchases	35,728	35,728	-
Services and other materials	18,870	19,090	(220)
Personnel	4,581	4,581	-
Net impairment/(reversal of impairment) of trade receivables and other receivables	1,096	1,096	-
Depreciation, amortization and other impairment losses	5,355	5,189	166
Other operating expenses	2,889	2,889	-
Capitalized costs	(2,264)	(2,264)	-
[Subtotal]	**66,255**	**66,309**	**(54)**
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	**483**	**483**	**-**
Operating income	**9,900**	**9,858**	**42**
Financial income from derivatives	1,993	1,993	-
Other financial income	1,715	1,715	-
Financial expense from derivatives	1,532	1,532	-
Other financial expense	4,392	4,392	-
Net income/(expense) from hyperinflation adjustments	168	168	-
Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method	349	349	-
Income before taxes	**8,201**	**8,159**	**42**
Income taxes	1,851	1,836	15
Net income from continuing operations	**6,350**	**6,323**	**27**
Net income from discontinued operations	**-**	**-**	**-**
Net income for the period (shareholders of the Parent Company and non-controlling interests)	**6,350**	**6,323**	**27**
Attributable to shareholders of the Parent Company	4,789	4,743	46
Attributable to non-controlling interests	1,561	1,580	(19)

Millions of euro	at Dec. 31, 2018		
ASSETS	**With IFRS 15**	**Without IFRS 15**	**Change**
Non-current assets			
Property, plant and equipment	76,631	76,631	-
Investment property	135	135	-
Intangible assets	19,014	18,844	170
Goodwill	14,273	14,273	-
Deferred tax assets	8,305	7,229	1,076
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**	**127,257**	**1,592**
Current assets			
Inventories	2,818	2,818	-
Trade receivables	13,587	13,598	(11)
Current contract assets	135	-	135
Tax receivables	660	660	-
Derivatives	3,914	3,914	-
Other current financial assets	5,160	5,160	-
Other current assets	2,983	3,094	(111)
Cash and cash equivalents	6,630	6,630	-
[Total]	**35,887**	**35,874**	**13**
Assets classified as held for sale	**688**	**688**	**-**
TOTAL ASSETS	**165,424**	**163,819**	**1,605**

Millions of euro	At December 31, 2018		
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	**With IFRS 15**	**Without IFRS 15**	**Change**
Equity pertaining to the shareholders of the Parent Company			
Share capital	10,167	10,167	-
Other reserves	1,700	5,326	(3,626)
Retained earnings (loss carried forward)	19,853	19,807	46
[Total]	**31,720**	**35,300**	**(3,580)**
Non-controlling interests	**16,132**	**16,707**	**(575)**
Total shareholders' equity	**47,852**	**52,007**	**(4,155)**
Non-current liabilities			
Long-term borrowings	48,983	48,983	-
Employee benefits	3,187	3,187	-
Provisions for risks and charges (non-current portion)	5,181	5,181	-
Deferred tax liabilities	8,650	9,101	(451)
Derivatives	2,609	2,609	-
Non-current contract liabilities	6,306	-	6,306
Other non-current liabilities	1,901	1,985	(84)
[Total]	**76,817**	**71,046**	**5,771**
Current liabilities			
Short-term borrowings	3,616	3,616	-
Current portion of long-term borrowings	3,367	3,367	-
Provisions for risks and charges (current portion)	1,312	1,312	-
Trade payables	13,387	13,404	(17)
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	13,196	(1,089)
[Total]	**40,348**	**40,359**	**(11)**
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	**407**	**407**	**-**
Total liabilities	**117,572**	**111,812**	**5,760**
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	**165,424**	**163,819**	**1,605**

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. More specifically, the accounting effects of that remeasurement at first-time application of the standard and subsequent remeasurements were recognized as follows:

- the effect of the inflation adjustment until December 31, 2017 of non-monetary assets and liabilities and equity was recognized in equity reserves, net of the associated tax effects;
- the effect of the remeasurement of the same non-monetary items, the components of equity and the components of the income statement recognized in 2018, which was carried out to take account of the change in 2018 in the benchmark price index, 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.

Based on the provisions of IAS 21, paragraph 42.b., it was not necessary to restate for solely comparative purposes the balance-sheet and income-statement figures for 2017 because the Group's presentation currency is not that of a hyperinflationary economy.

The cumulative changes in the general price indices at December 31, 2017 and December 31, 2018 are shown in the following table:

Periods	Cumulative change in general consumer price index
From July 1, 2009 to December 31, 2017	286.50%
From January 1, 2018 to December 31, 2018	47.83%

The initial application of IAS 29 generated a positive adjustment (net of tax effects) recognized in equity reserves in the consolidated financial statements at January 1, 2018 of €574 million, of which €212 million attributable to the shareholders of the Parent Company. In addition, during 2018, the application of IAS 29 led to the recognition of net financial income (gross of tax) of €168 million.

The following tables report the effects of IAS 29 on the opening balance sheet and January 1, 2018 and the cumulative hyperinflationary effects at December 31, 2018, as well as the impact of hyperinflation on the main income statement items for 2018, 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.

	Cumulative hyperinflation effect at Jan. 1, 2018	Hyperinflation effect for the period	Exchange differences	Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2018
TOTAL ASSETS	**763**	357	(355)	**765**
TOTAL LIABILITIES	**189**	97	(89)	**197**
SHAREHOLDERS' EQUITY	**574**	260[1]	(266)	**568**

(1) The figure includes net income for 2018, equal to €44 million.

	IAS 29 effect	IAS 21 effect	Total effect
Revenue	237	(338)	(101)
Costs	235[1]	(272)[2]	(37)
Operating income	**2**	**(66)**	**(64)**
Net financial income/(expense)	(18)	3	(15)
Net income/(expense) from hyperinflation	168	-	168
Income before taxes	**152**	**(63)**	**89**
Income taxes	108	(28)	80
Net income for the year (shareholders of the Parent Company and non-controlling interests)	**44**	**(35)**	**9**
Attributable to shareholders of the Parent Company	25	(9)	16
Attributable to non-controlling interests	19	(26)	(7)

(1) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €58 million.
(2) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €(23) million.

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 2017 and 2018. No restatements of the comparative disclosures were required, taking due account of the fact that the new standards discussed above (IFRS 15 and IFRS 9) were introduced mainly with simplified retroactive application using a "cumulative catch-up adjustment" and that in the case of retroactive application of the separation of the forward component and the currency basis spreads relating to forward contracts we did not modify the consolidated financial statements as the impact was entirely immaterial and merely involved a simple reclassification between equity reserves.

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.

2017

- Acquisition, on January 10, 2017, of 100% of **Demand Energy Networks**, a company headquartered in the United States specialized in software solutions and smart electricity storage systems;
- acquisition, on February 10, 2017, of 100% of **Más Energía**, a Mexican company operating in the renewable energy sector;
- acquisition, on February 14, 2017, and May 4, 2017, of 94.84% and 5.04% respectively (for a total of 99.88%) of **Enel Distribuição Goiás (formerly CELG-D)**, an electricity distribution company operating in the Brazilian state of Goiás;
- acquisition, on May 16, 2017, of 100% of **Tynemouth Energy Storage**, a British company operating in the electricity storage sector;
- acquisition, on June 4, 2017, of 100% of **Amec Foster Wheeler Power** (**now Enel Green Power Sannio**), a company that owns two wind plants in the province of Avellino;
- acquisition, on August 10, 2017, of 100% of the **EnerNOC Group** following the acceptance of the Enel Green Power North America ("EGPNA") offer to the previous shareholders;
- acquisition, on October 25, 2017, of 100% of **eMotorWerks**, a US company operating in electric mobility management systems;
- disposal, in December 2017, by Enel Green Power North America using a cash equity agreement, of 80% of the Class A securities of the subsidiary **EGPNA Rocky Caney Wind.** The total price in the transaction was $233 million, generating a capital gain of €4 million.

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, was formalized. See note 6.1 for more information;
- 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 in view of the circumstances detailed further later in these notes;
- 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. See note 6.3 for more information;
- 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. For more information on the financial impact of the disposal, please see note 6.5 of the consolidated financial statements;

- disposal, on October 18, 2018, by Enel Green Power SpA of the biomass generation plant of Finale Emilia The total price in the transaction was €59 million;
- 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. The total price in the transaction was $120 million.

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:

- a corporate reorganization in Chile with the "Elqui" operation, which involved the acquisition of non-controlling interests in Enel Generación Chile to achieve a direct holding of 93.55% through Enel Chile (the previous interest was 59.98%), a reduction of the interest held in Enel Green Power Chile, which went from 100% to 61.93% at the Group level, following the merger of Enel Green Power Latin America SA into Enel Chile, and an increase in the overall stake in Enel Chile from 60.62% to 61.93%. Subsequent sections discuss the transaction in greater detail;
- on July 3, 2018 Enel, acting through Enel X International, finalized the acquisition from a holding company controlled by Sixth Cinven Fund (a fund managed by the international private equity firm Cinven) for an investment of €150 million of about 21% of a vehicle company ("Zacapa Topco Sarl"), to which 100% of Ufinet International was transferred. Ufinet is a leading wholesale fiber optic network operator in South America. Sixth Cinven Fund in turn holds 79% of Zacapa Topco Sarl;
- on December 27, 2018, Enel Green Power SpA sold its 50% stake in the EF Solare Italia SpA ("EFSI") joint venture, held through Marte Srl, a wholly owned subsidiary of Enel Green Power, to the other partner of the joint venture, F2i SGR SpA ("F2i"), for €214 million. Under the terms of the sales agreement, EFSI, which purchases and operates solar plants in operation in Italy, was assigned an enterprise value of about €1.3 billion, of which about €430 million in equity and around €900 million in debt. The sale produced a capital gain of €65 million;
- in December 2018, Enel SpA increased its stake in Enel Américas by 2.43% under the provisions of the two share swap contracts signed with a financial institution in order to increase the stake in Enel Américas up to a maximum of 5%.

6.1 Acquisition of Parques Eólicos Gestinver

On April 3, 2018, Enel Green Power España ("EGPE") completed the acquisition of 100% of Parques Eólicos Gestinver SL, a company that owns five wind plants with a total capacity of about 132 MW.
The acquisition involved a cash outlay of €57 million.

The following table reports the definitive fair values of the net assets acquired:

Determination of goodwill

Millions of euro	Amounts recognized at April 3, 2018
Property, plant and equipment	139
Intangible assets	34
Deferred tax assets	8
Trade receivables	5
Other current assets	2
Cash and cash equivalents	11
Borrowings	(116)
Deferred tax liabilities	(9)
Other non-current liabilities	(11)
Provisions for risks and charges	(2)
Trade payables	(1)
Other current liabilities	(3)
Net assets acquired	**57**
Cost of the acquisition	**57**
(of which paid in cash)	57
Goodwill	-

Parques Eólicos Gestinver contributed €16 million in revenue and €6 million in operating income to results for 2018.

6.2 Acquisition of Enel Distribuição São Paulo (formerly Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA)

On June 4, 2018 Enel, acting through Enel Brasil Investimentos Sudeste ("Enel Sudeste"), acquired control of the Brazilian distribution company Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA, which following the acquisition was renamed Enel Distribuição São Paulo.
The acquisition of control came after a public tender offer launched on April 17 at a price of 45.22 Brazilian reais per share. At June 4, 2018, that company's shareholders had tendered 73.38% of the share capital. On June 7, 2018 the shares were transferred.

Under Brazilian stock exchange rules, Enel Distribuição São Paulo shareholders could also accept the offer in the following 30 days (until July 4, 2018). During that period, Enel Sudeste acquired an additional 33,359,292 shares of Enel Distribuição São Paulo, equal to 19.9% of the share capital. The overall interest acquired by Enel Sudeste therefore rose to 93.31% of Enel Distribuição São Paulo, which increases to 95.05% given that Enel Distribuição São Paulo holds 3,058,154 treasury shares.
Enel Distribuição São Paulo was consolidated in the consolidated financial statements at December 31, 2018 at 95.88% as the final outcome of the tender was known as of that date.

The total cost of the acquisition of €1,541 million was paid entirely in cash.
At December 31, 2018, the company had completed the allocation of the acquisition price, definitively determining the fair value of the assets acquired and the liabilities assumed.
The main adjustments with respect to the carrying amount are essentially attributable to the recognition of intangible assets (in particular relating to concession rights) and the related tax effects.
In view of the characteristics of the concession arrangements under which it operates, the distribution activity performed by the company falls within the scope of application of IFRIC 12.

Determination of goodwill

Millions of euro	
Net assets acquired before allocation: [1]	**343**
Adjustments from allocation of purchase price:	
- intangible assets	1,443
- deferred tax liabilities	(490)
- liabilities for risks and charges	(252)
- other adjustments	71
- non-controlling interests	(40)
Net assets acquired after allocation	**1,075**
Cost of the acquisition	1,541
Goodwill	466

[1] Net assets in proportion to Enel's stake of 95.88%.

In particular, as part of the purchase price allocation process, and more specifically the identification and measurement of the assets acquired, the current concession rights for the distribution of electricity as well as their renewal for a further concession period were taken into account, applying the assumptions provided for by IAS 38 (recognition of an intangible asset acquired as part of a business combination). Amortization of that intangible asset will not begin until the start of the concession period to which it refers.
Accordingly, the accounting situation at the acquisition date after the final allocation of the price is as follows:

Accounts of Enel Distribuição São Paulo at the acquisition date

Millions of euro	Carrying amount before June 7, 2018	Adjustments for purchase price allocation	Carrying amount as at June 7, 2018
Property, plant and equipment	14	-	14
Investment property	10	-	10
Intangible assets	968	1,443	2,411
Deferred tax assets	611	93	704
Other non-current assets	932	-	932
Trade receivables	828	-	828
Inventories	66	(5)	61
Other current assets	179	(10)	169
Cash and cash equivalents	226	-	226
Borrowings	(1,018)	(7)	(1,025)
Employee benefits	(725)	-	(725)
Deferred tax liabilities	(165)	(490)	(655)
Other non-current liabilities	(123)	-	(123)
Provisions for risks and charges	(522)	(252)	(774)
Trade payables	(377)	-	(377)
Other current liabilities	(544)	-	(544)
Non-controlling interests	(17)	(40)	(57)
Net assets acquired	**343**	**732**	**1,075**
Cost of the acquisition	**1,541**	-	**1,541**
Goodwill	1,198	(732)	466

Enel Distribuição São Paulo contributed €2,076 million in revenue and €117 million in operating income to 2018 results. The acquisition of Enel Distribuição São Paulo entailed a cash outflow of €1,541 million and the assumption of net financial debt of €731 million.

6.3 Acquisition of Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta

On July 25, 2018, Endesa Red finalized the acquisition 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. The acquisition provided for a cash outlay of €83 million.

The following table reports the definitive fair values of the net assets acquired:

Determination of goodwill

Millions of euro	Amounts recognized at July 25, 2018
Property, plant and equipment	65
Investment property	4
Intangible assets	14
Trade receivables	3
Other current assets	2
Cash and cash equivalents	2
Current portion of long-term financial receivables	1
Deferred tax liabilities	(5)
Other non-current liabilities	(15)
Other employee benefits	(1)
Trade payables	(2)
Other current liabilities	(3)
Non-controlling interests	(2)
Net assets acquired	**63**
Cost of the acquisition	**84**
(of which paid in cash)	*83*
Goodwill	21

Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA contributed €17 million in revenue and €1 million in operating income to 2018 results. The acquisition entailed a cash outflow of €83 million, while at the time of the acquisition the company held liquid assets and financial receivables of €3 million.

6.4 Other minor acquisitions

Determination of goodwill

Millions of euro	EPM Eólica Dolores	Energía Limpia de Puerto Libertad	Minor acquisitions EGPE
Net assets acquired	-	-	**5**
Cost of the acquisition	**5**	**7**	**5**
(of which paid in cash)	4	7	5
Goodwill	**5**	**7**	-

For the other minor acquisitions the Group will identify the fair value of the assets acquired and the liabilities assumed within 12 months of the acquisition date.

6.5 Disposal of stake in eight special purpose vehicles owning renewable generation plants in Mexico

On September 28, 2018, acting through its subsidiary Enel Green Power SpA ("EGP"), Enel finalized the disposal of 80% of eight special purpose vehicles ("SPVs") owning plants in operation and under construction in Mexico with a total capacity of 1.8 GW.

The Group continues to own 20% of the capital of the SPVs and EGP SpA will continue to operate the plants owned by the vehicle companies.

The disposal involved a total price of €329 million, which net of transaction costs of €13 million produced a transaction value of €316 million.

The gain on the disposal amounted to €150 million. Furthermore, under the provisions of the relevant accounting standards, the fair value of the non-controlling interest retained was remeasured, with a gain of €40 million.

Millions of euro	
Value of the transaction	329
Net assets sold	(168)
Transaction costs	(13)
Reversal of OCI reserve	2
Capital gain	**150**
Remeasurement at fair value of non-controlling interest retained	40
Total impact on profit or loss	**190**

6.6 Corporate reorganization in Chile – "Elqui" operation

As part of the Group's strategic simplification plan, during the 1st Half of 2018 the reorganization of equity investments was begun with the aim of reducing the number of operating companies in South America.

To this end, on March 26, Enel successfully completed the tender offer launched by Enel Chile for all of the shares of the subsidiary Enel Generación Chile held by the non-controlling shareholders of the latter, with which Enel Chile acquired about 33.6% of the capital of Enel Generación Chile, thus increasing its stake in that company to 93.55%.

The transaction was finalized on April 2, 2018, with the price settled 60% in cash and 40% in Enel Chile shares.

On the same date, the merger of the renewables company Enel Green Power Latin America SA into Enel Chile and a capital increase at the latter to serve the merger took effect. Also on the same date, the shareholders of Enel Chile who exercised their right of withdrawal as a result of that merger were paid the value of their shares. At the level of the Enel Group, the combined effect of the two transactions led to a 1.31% increase in the Group's interest in Enel Chile, which rose from 60.62% to 61.93%.

As the operation is a transaction in non-controlling interests and does not fall within the scope of application of IFRS 3, the transaction resulted in a reduction in non-controlling interests, with a negative impact on the non-controlling interest reserve of €506 million against a total outlay of €1,406 million.

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.

For more information on performance and financial developments during the year, please see the dedicated section in the report on operations.

Segment information for 2018 and 2017

Results for 2018 (1)

Millions of euro	Italy	Iberia	South America	Europe and Euro-Mediterranean Affairs	North and Central America	Africa, Asia and Oceania	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from third parties	37,411	19,413	14,687	2,349	1,438	100	274	75,672
Revenue from transactions with other segments	987	79	55	12	-	1	(1,134)	-
Total revenue	**38,398**	**19,492**	**14,742**	**2,361**	**1,438**	**101**	**(860)**	**75,672**
Total costs	31,504	15,998	10,374	1,844	738	47	(701)	59,804
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	410	64	2	(1)	8	-	-	483
Depreciation and amortization	1,767	1,684	1,261	193	245	40	24	5,214
Impairment losses	1,058	401	134	51	9	4	-	1,657
Reversals of impairment losses	(19)	(251)	(1)	(148)	-	-	(1)	(420)
Operating income	**4,498**	**1,724**	**2,976**	**420**	**454**	**10**	**(182)**	**9,900**
Capital expenditure	**2,479**(2)	**1,433**	**2,246**	**390**	**1,373**(3)	**142**	**89**	**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) Does not include €3 million regarding units classified as "held for sale".
(3) Does not include €375 million regarding units classified as "held for sale".

Results for 2017 (1)

Millions of euro	Italy	Iberia	South America	Europe and Euro-Mediterranean Affairs	North and Central America	Africa, Asia and Oceania	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from third parties	37,900	19,940	13,126	2,374	1,185	96	18	74,639
Revenue from transactions with other segments	881	54	28	37	2	-	(1,002)	-
Total revenue	**38,781**	**19,994**	**13,154**	**2,411**	**1,187**	**96**	**(984)**	**74,639**
Total costs	32,455	16,434	8,976	1,868	430	39	(638)	59,564
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	537	13	26	-	2	-	-	578
Depreciation and amortization	1,769	1,562	1,149	189	202	40	20	4,931
Impairment losses	626	461	134	83	4	2	1	1,311
Reversals of impairment losses	(2)	(292)	(49)	(35)	-	-	(3)	(381)
Operating income	**4,470**	**1,842**	**2,970**	**306**	**553**	**15**	**(364)**	**9,792**
Capital expenditure	**1,812**	**1,105**	**3,002**	**307**(2)	**1,802**(3)	**30**	**72**	**8,130**

(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 €44 million regarding units classified as "held for sale".
(3) Does not include €325 million regarding units classified as "held for sale".

Financial position by segment

At December 31, 2018

Millions of euro	Italy	Iberia	South America	Europe and Euro-Mediterranean Affairs	North and Central America	Africa, Asia and Oceania	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	26,295	23,750	17,387	3,218	5,745	784	64	77,243
Intangible assets	1,822	15,857	13,932	781	750	106	67	33,315
Non-current and current contract assets	115	12	337	-	24	-	(7)	481
Trade receivables	7,885	2,162	3,766	379	276	33	(890)	13,611
Other	2,864	1,784	1,387	165	324	35	(201)	6,358
Operating assets	**38,981**(1)	**43,565**	**36,809**(2)	**4,543**	**7,119**	**958**	**(967)**	**131,008**
Trade payables	7,385	2,658	3,074	391	802	90	(1,011)	13,389
Non-current and current contract liabilities	4,204	2,797	12	405	4	-	(21)	7,401
Sundry provisions	2,504	3,537	2,956	90	56	22	516	9,681
Other	5,550	2,578	2,867	236	915	84	704	12,934
Operating liabilities	**19,643**	**11,570**	**8,909**(3)	**1,122**	**1,777**	**196**	**188**	**43,405**

(1) Of which €4 million regarding units classified as "held for sale".
(2) Of which €883 million regarding units classified as "held for sale".
(3) Of which €22 million regarding units classified as "held for sale".

At December 31, 2017

Millions of euro	Italy	Iberia	South America	Europe and Euro-Mediterranean Affairs	North and Central America	Africa, Asia and Oceania	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	25,935	23,783	17,064	3,052	5,800	749	54	76,437
Intangible assets	1,358	15,662	11,857	731	838	115	34	30,595
Trade receivables	10,073	2,340	2,432	337	193	29	(856)	14,548
Other	3,033	1,697	954	194	377	10	(308)	5,957
Operating assets	**40,399**(1)	**43,482**	**32,307**	**4,314**(2)	**7,208**(3)	**903**	**(1,076)**	**127,537**
Trade payables	6,847	2,738	2,790	426	782	60	(837)	12,806
Sundry provisions	2,843	3,592	1,325	101	29	20	527	8,437
Other	7,170	3,225	2,451	297	254	74	(244)	13,227
Operating liabilities	**16,860**	**9,555**	**6,566**	**824**(4)	**1,065**(5)	**154**	**(554)**	**34,470**

(1) Of which €4 million regarding units classified as "held for sale".
(2) Of which €141 million regarding units classified as "held for sale".
(3) Of which €1,675 million regarding units classified as "held for sale".
(4) Of which €74 million regarding units classified as "held for sale".
(5) Of which €145 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, 2018	at Dec. 31, 2017
Total assets	**165,424**	**155,641**
Equity investments accounted for using the equity method	2,099	1,598
Other non-current financial assets	5,769	4,002
Long-term tax receivables included in "Other non-current assets"	231	260
Current financial assets	5,160	4,614
Derivatives	4,919	3,011
Cash and cash equivalents	6,630	7,021
Deferred tax assets	8,305	6,354
Tax receivables	1,282	1,094
Financial and tax assets of "Assets held for sale"	21	150
Segment assets	**131,008**	**127,537**
Total liabilities	**117,572**	**103,480**
Long-term borrowings	48,983	42,439
Short-term borrowings	3,616	1,894
Current portion of long-term borrowings	3,367	7,000
Current financial liabilities	788	954
Derivatives	6,952	5,258
Deferred tax liabilities	8,650	8,348
Income tax payable	333	284
Other tax payables	1,093	1,323
Financial and tax liabilities included in liabilities of "Liabilities held for sale"	385	1,510
Segment liabilities	**43,405**	**34,470**

Revenue

8.a Revenue from sales and services – *€73,134 million*

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Sale of electricity	43,110	43,433	(323)	-0.7%
Transport of electricity	10,101	9,973	128	1.3%
Fees from network operators	1,012	900	112	12.4%
Transfers from institutional market operators	1,711	1,635	76	4.6%
Sale of gas	4,401	3,964	437	11.0%
Transport of gas	576	570	6	1.1%
Sale of fuel	8,556	8,340	216	2.6%
Connection fees to electricity and gas networks	714	800	(86)	-10.8%
Construction contracts	735	674	61	9.1%
Sale of environmental certificates	497	566	(69)	-12.2%
Sale of value-added services	390	42	348	-
Other sales and services	1,331	1,767	(436)	-24.7%
Total	**73,134**	**72,664**	**470**	**0.6%**

In 2018, revenue from the "sale of electricity" came to €43,110 million (€43,433 million for 2017), including €32,497 million in revenue from electricity sales to end users (€31,419 million for 2017), €8,276 million in revenue from wholesale electricity sales (€8,819 million for 2017), and €2,337 million in revenue from the trading of electricity (€3,195 million for 2017). The reduction in revenue from the sale of electricity (€323 million) is attributable to:

- the reduction in revenue from trading (€858 million), essentially due to the contraction in volumes traded by Enel Global Trading;
- the decrease in revenue from wholesale electricity sales (€543 million), mainly deriving from the reduction in volumes sold by Enel Global Trading and Enel Produzione, which was partially offset by the increase in energy sales by Enel Green Power SpA and Enel Américas;
- the increase in revenue from electricity sales to end users (€1,078 million), related above all to the increase in revenue from the sale of electricity on the regulated market (€931 million) mainly by Enel Américas due to the change in the scope of consolidation following the acquisition of Enel Distribuição São Paulo, as well as the increase in revenue from the sale of electricity on the free market (€166 million) mainly due to increased sales in Italy, Romania and South America, partially offset by the reduction in sales of electricity in Iberia.

Revenue from the "transport of electricity" came to €10,101 million in 2018, an increase of €128 million. This includes revenue for the transport of electricity to end users on the regulated market in the amount of €2,955 million (€3,042 million in 2017) and on the free market in the amount of €2,280 million (€2,132 million in 2017), as well as revenue from the transport of electricity to other operators in the amount of €4,866 million (€4,799 million in 2017). This increase is mainly attributable to Enel Américas, following the acquisition of Enel Distribuição São Paulo, to Enel Energia in relation to the increase in volumes sold, and to e-distribuzione in relation to rates and equalization mechanisms. These effects were partially offset by the decrease in Italy due to lower revenue from transport on the regulated market, in line with the reduction in quantities sold and in the number of customers served.

Revenue related to "fees from network operators" came to €1,012 million, up €112 million compared with the previous year. The increase is mainly attributable to the increase in fees for the remuneration of generation plants in Italy falling within the scope of plants essential to the electrical system in order to ensure adequate standards of safe operations.

In 2018, revenue related to "transfers from institutional market operators" came to €1,711 million, up €76 million compared with the previous year. This increase essentially refers to the Spanish companies, in the amount of €104 million, in relation to the greater fees received for costs incurred to ensure the generation of electricity in the extra-peninsular area. This effect was partially offset by the reduction in revenue from grants received for the generation of renewable energy, by Enel Green Power SpA in the amount of €25 million, due to the expiration of incentives for certain geothermal and hydroelectric plants.

Revenue from the "sale of gas" for 2018, which totaled €4,401 million (€3,964 million in 2017), increased by €437 million over the previous year. This increase was essentially affected by higher revenue in Iberia (€296 million), in Italy (€43 million), and in South America (€76 million) due to the increase in quantities sold within a context of rising average prices compared with the previous year.

Revenue from "sale of fuel" amounted to €8,556 million, an increase of €216 million related mainly to the sale of gas. In 2018, this included the sale of natural gas, in the amount of €8,509 million (€8,291 million in 2017) and €47 million for the sale of other fuels (€49 million in 2017). The increase mainly refers to natural gas sales by Enel Global Trading.

"Connection fees to electricity and gas networks" amounted to €714 million, a decrease of €86 million compared with the previous year. This reduction mainly refers to the Endesa Group (€112 million), Servizio Elettrico Nazionale (€107 million), and Enel Energia (€104 million), and was partially offset by an increase in revenue for e-distribuzione (€278 million). The decrease in this item was mainly due to application of IFRS 15, which, for the companies that sell electricity, resulted in the recognition of only those fees pertaining to the seller, assigning the classification of "agent" to the seller for the share of fees pertaining to the distributor. For the electricity distribution companies, on the other hand, this led to the recognition, as at January 1, of the retroactive reclassification of connection fees and recognition of a liability deriving from contracts with customers and a corresponding entry in shareholders' equity, and in 2018 the release to profit or loss of the portion of this liability pertaining to the period for the fees subject to reclassification and relating to new "over time" connections made in 2018 was recognized.

Revenue from "construction contracts" amounted to €735 million, an increase of €61 million, particularly in South America.

Revenue from the "sale of environmental certificates" amounted to €497 million, a decrease of €69 million, mainly in Italy.

Revenue from the "sale of value-added services" amounted to €390 million, an increase of €348 million, mainly attributable to Enel X North America in relation to value-added services, primarily demand-response services. Enel X North America provides these services as an aggregator of commercial and industrial consumers who agree to balance their consumption based on the needs of the grid, renouncing their consumption at times of peak demand in exchange for contractually defined remuneration.

Revenue from "other sales and services" amounted to €1,331 million, a decrease of €436 million. This change mainly refers to the reduction in other sales and services, which was partially offset by an increase in revenue from leased plant connected to the electricity business in South America and from the tax partnerships recognized in the previous year (€352 million). Following substantial contractual changes, the tax partnerships relating to new projects are now recognized under "Other revenue" (see note 8.b).

Revenue for 2018, which totaled €73,134 million, refers almost entirely to revenue from customer contracts, as defined by IFRS 15, and the associated performance obligation is mainly satisfied over time.

The following table shows a breakdown of point-in-time and over-time revenue for the current year.

Millions of euro	2018															
	Italy		Iberia		South America		Europe and Euro-Mediterranean Affairs		North and Central 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
Revenue	**35,153**	**82**	**818,228**	**1,037**	**14,140**	**298**	**1,247**	**1,030**	**651**	**396**	**14**	**81**	**25**	**6**	**69,458**	**3,676**

The table below gives a breakdown of revenue from sales and services by geographical area.

Millions of euro

	2018	2017
Italy	27,492	27,935
Europe		
Iberia	18,368	19,032
France	1,006	1,333
Switzerland	1,039	135
Germany	2,297	2,244
Austria	155	290
Slovenia	27	39
Slovakia	-	54
Romania	1,214	1,067
Greece	62	58
Bulgaria	9	9
Belgium	320	46
Czech Republic	113	-
Hungary	399	472
Russia	989	1,128
Netherlands	2,139	4,063
United Kingdom	1,685	648
Other European countries	113	82
Americas		
United States	466	693
Canada	23	-
Mexico	520	359
Brazil	6,518	4,687
Chile	3,169	3,473
Peru	1,275	1,167
Colombia	2,242	2,103
Argentina	1,265	1,364
Other South American countries	14	14
Other		
Africa	82	79
Asia	133	90
Total	**73,134**	**72,664**

8.b Other revenue and income – *€2,538 million*

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Operating grants	20	40	(20)	-50.0%
Grants for environmental certificates	664	878	(214)	-24.4%
Capital grants (electricity and gas business)	22	21	1	4.8%
Sundry reimbursements	353	361	(8)	-2.2%
Gains on disposal of subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale	287	159	128	80.5%
Gains on the disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	61	43	18	41.9%
Service continuity bonuses	44	66	(22)	-33.3%
Other revenue	1,087	407	680	-
Total	**2,538**	**1,975**	**563**	**28.5%**

"Grants for environmental certificates" amounted to €664 million, a decrease of €214 million compared with the previous year due essentially to the reduction in grants for energy efficiency certificates, in the amount of €197 million, and a reduction in grants for green certificates in the amount of €17 million.

"Sundry reimbursements" amounted to €353 million and concern reimbursements from customers and suppliers totaling €238 million (€165 million in 2017) and insurance indemnities in the amount of €115 million (€196 million in 2017).

The item relating to gains on the disposal of companies came to €287 million in 2018, an increase of €128 million compared with 2017, and mainly includes:

- 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 of fair value of the 20% stake retained in the companies sold (€190 million);
- the gain on the sale of EF Solare Italia SpA (€65 million);
- the gain on the sale of a number of companies of the Enel Green Power business line in Uruguay (€18 million).

In 2017, on the other hand, this item mainly included the gain of €143 million deriving from the sale of the investment in the Chilean company Electrogas.

"Gains on the disposal of property, plant and equipment, and intangible assets" in 2018 amounted to €61 million (€43 million in 2017) and refer to ordinary disposals for the period.

"Other revenue" amounted to €1,087 million (€407 million in 2017), an increase of €680 million from the previous year. This increase is mainly attributable to:

- the increase in other revenue related to the electricity business due to the recognition of gains in the amount of €146 million relating to the reimbursement by the Energy and Environmental Services Fund (CSEA) of system charges paid and not collected pursuant to Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment (ARERA) Resolution no. 50/2018/R/eel;
- the increase in gains due to recognition of €128 million related to the agreement that e-distribuzione reached with F2i and 2i Rete Gas for the early lump-sum liquidation connected with the sale of the equity investment in Enel Rete Gas;

> revenue from tax partnerships recognized on new projects completed in 2018 (€361 million), which were previously classified as revenue from "other sales and services", following changes in the business model, which prompted the amendment of contractual language.

The following table shows a breakdown of total revenue and other income 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	2018							
	Italy	Iberia	South America	Europe and Euro-Mediterranean Affairs	North and Central America	Africa, Asia and Oceania	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from sales and services	35,981	19,265	14,438	2,277	1,047	95	31	73,134
Other revenue and income	1,430	148	249	72	391	5	243	2,538
Total revenue	**37,411**	**19,413**	**14,687**	**2,349**	**1,438**	**100**	**274**	**75,672**
	2017							
Revenue from sales and services	36,663	19,825	12,766	2,264	1,044	93	9	72,664
Other revenue and income	1,237	115	360	110	141	3	9	1,975
Total revenue	**37,900**	**19,940**	**13,126**	**2,374**	**1,185**	**96**	**18**	**74,639**

Costs

9.a Electricity, gas and fuel purchases – *€35,728 million*

Millions of euro	2018	2017	Change	
Electricity	19,584	20,011	(427)	-2.1%
Gas	12,944	12,654	290	2.3%
Nuclear fuel	118	137	(19)	-13.9%
Other fuels	3,082	3,237	(155)	-4.8%
Total	**35,728**	**36,039**	**(311)**	**-0.9%**

Purchases of "electricity" totaled €19,584 million in 2018, decreasing by €427 million compared with 2017 (€20,011 million). These costs include purchases made by way of bilateral agreements on national and international markets in the amount of €12,337 million (€12,573 million in 2017), electricity purchases on the electricity exchanges in the amount of €7,083 million (€7,168 million in 2017), and other purchases made on local and international markets totaling €164 million (€270 million on 2017).
The reduction in costs is attributable to the reduction in purchases made through bilateral agreements (€236 million) mainly relating to the reduction in volumes traded by Enel Global Trading, associated with a reduction in purchases both on other local and foreign markets in the amount of €106 million and on the electricity exchanges in the amount of €85 million. These effects were partially offset by the increase in electricity purchases in South America following the consolidation of Enel Distribuição São Paulo.
Purchases of "gas" posted an increase of €290 million due to the increase in the prices of long-term and spot contracts incurred by Italian companies.

Purchases of "other fuels" decreased by €155 million to €3,082 million in 2018, due primarily to the decline in the volume of electricity output by Enel Produzione. Furthermore, starting on January 1, 2018, the results of the cash flow hedge derivative contracts established to hedge the purchase prices of coal were recognized using the basis-adjustment approach as required by "IFRS 9 – Financial instruments". As a result, these results (a positive €43 million) have not been classified as net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value, but have been recognized under fuel purchases, with an impact on the change in inventories.

9.b Services and other materials – *€18,870 million*

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Transmission and transport	9,754	9,840	(86)	-0.9%
Maintenance and repairs	1,013	1,128	(115)	-10.2%
Telephone and postal costs	180	199	(19)	-9.5%
Communication services	129	127	2	1.6%
IT services	773	627	146	23.3%
Leases and rentals	589	525	64	12.2%
Other services	4,057	3,656	401	11.0%
Other materials	2,375	1,880	495	26.3%
Total	**18,870**	**17,982**	**888**	**4.9%**

Costs for services and other materials amounted to €18,870 million in 2018, an increase on 2017 of €888 million. The reduction of €86 million in costs for transmission and transport and of €115 million in maintenance and repairs was offset, above all, by the significant increase in costs for other services (€401 million) and other materials (€495 million).

The increase in costs for other services was seen, in particular, in South and North America in relation to the consolidation of Enel Distribuição São Paulo in 2018 and of Enel X North America (formerly EnerNOC) starting from 2nd Half of 2017. This increase was partially offset by the reduction in costs related to the acquisition of customers in the amount of €220 million, which are capitalized in accordance with the new IFRS 15.

The increase in costs for other materials, on the other hand, was concentrated in Italy and Spain for the purchase of materials and equipment for work on infrastructure and networks, as well as for the increase in costs for environmental certificates (€179 million) for generation in Italy and for the sales companies in Romania.

Costs for IT services also increased, by €146 million, mainly in Italy and Spain, as did costs for leases and rentals in relation to an increase hydro lease payments incurred in Spain following a greater use of hydroelectric production (€52 million).

9.c Personnel – *€4,581 million*

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Wages and salaries	3,157	3,152	5	0.2%
Social security contributions	894	895	(1)	-0.1%
Deferred compensation benefits	103	104	(1)	-1.0%
Other post-employment and long-term benefits	113	139	(26)	-18.7%
Early retirement incentives	138	76	62	81.6%
Other costs	176	138	38	27.5%
Total	**4,581**	**4,504**	**77**	**1.7%**

Personnel costs amounted to €4,581 million in 2018, an increase of €77 million.
The Group's workforce increased by 6,372 employees despite the negative balance of new hires and terminations (1,332 employees) due to early-retirement incentives, reflecting changes in the scope of consolidation (7,704 employees) essentially attributable to:

- the acquisition of Enel Distribuição São Paulo in Brazil in June;
- the acquisition of the YouSave business unit in Italy in July;
- the acquisition of Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta and Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución in Spain in August;
- the sale of Enel Green Power Uruguay in December.

The increase in wages and salaries essentially reflects the increase in the average workforce in 2018.
Early retirement incentives in 2018 amounted to €138 million, up €62 million, mainly in Spain (€40 million), for the "*Plan de Salida*" incentive plan, and in Italy for terminations pursuant to the provisions of Article 4 of Law 92/2012 (the "Fornero Act").

The table below shows the average number of employees by category, along with a comparison with the previous year, as well as the actual numbers as of December 31, 2018.

	Average number[1]			Headcount[1]
	2018	2017	Change	at Dec. 31, 2018
Senior managers	1,343	1,308	35	1,346
Middle managers	10,614	10,073	541	10,985
Office staff	33,906	32,558	1,348	34,710
Blue collar	20,834	18,956	1,878	22,231
Total	**66,697**	**62,895**	**3,802**	**69,272**

(1) For companies consolidated proportionately, the headcount corresponds to Enel's percentage share of the total.

9.d Net impairment/(reversals) on trade and other receivables – *€1,096 million*

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Impairment of trade receivables	1,367	-	1,367	-
Impairment of other receivables	18	-	18	-
Total impairment of trade and other receivables	**1,385**	**-**	**1,385**	**-**
Reversals of impairment on trade receivables	(281)	-	(281)	-
Reversals of impairment on other receivables	(8)	-	(8)	-
Total reversals of impairment on trade and other receivables	**(289)**	**-**	**(289)**	**-**
TOTAL NET IMPAIRMENT/(REVERSALS) ON TRADE AND OTHER RECEIVABLES	**1,096**	**-**	**1,096**	**-**

The aggregate, which totaled €1,096 million, includes impairment losses and reversals of impairment losses on trade and other receivables as a result of amendments of IAS 1 as a consequence of the application of IFRS 9. The comparative figures for 2017, recognized under "Depreciation, amortization and other impairment losses" in the amount of €910 million, have not been reclassified, as IFRS 9 was applied using the simplified approach.

9.e Depreciation, amortization and other impairment losses – *€5,355 million*

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Property, plant and equipment	4,132	4,119	13	0.3%
Investment property	7	7	-	-
Intangible assets	1,075	805	270	33.5%
Other impairment losses	272	1,311	(1,039)	-79.3%
Other reversals of impairment losses	(131)	(381)	250	65.6%
Total	**5,355**	**5,861**	**(506)**	**-8.6%**

Depreciation, amortization and other impairment losses in 2018 decreased by €506 million.
This change essentially reflects amendments of IAS 1 as a consequence of the application of IFRS 9, under which impairment losses on trade and other receivables in 2018 were presented as a separate item. The comparative figures for 2017, equal to €910 million, have not been reclassified, as IFRS 9 was applied using the simplified approach provided for in that standard.
These effects were partially offset by a €270 million increase in amortization due to the acquisition of Enel Distribuição São Paulo (€93 million) and the application, starting in 2018, of IFRS 15, which resulted in a reduction in agency and teleseller costs as they are capitalized when they result in an increase in the customer base (€166 million).
The slight increase in depreciation of property, plant and equipment (€13 million) was affected by the decrease in depreciation recognized by e-distribuzione (€94 million) following a study of the operating performance of distribution plant, supported by technical advisors, following which it was considered reasonable to extend the economic-technical lives of certain components of distribution plant compared with forecasts made in previous years.

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Impairment losses:				
- property, plant and equipment	235	65	170	-
- investment property	3	10	(7)	-70.0%
- intangible assets	31	7	24	-
- goodwill	3	-	3	-
- trade receivables	-	1,204	(1,204)	-
- other assets	-	25	(25)	-
Total impairment losses	**272**	**1,311**	**(1,039)**	**-79.3%**
Reversals of impairment losses:				
- property, plant and equipment	(86)	(53)	(33)	62.3%
- investment property	-	-	-	-
- intangible assets	(45)	(9)	(36)	-
- trade receivables	-	(310)	310	-
- other assets	-	(9)	9	-
Total reversals of impairment losses	**(131)**	**(381)**	**250**	**65.6%**
TOTAL IMPAIRMENT AND RELATED REVERSALS	**141**	**930**	**(789)**	**-84.8%**

Impairment losses decreased by €1,039 million on the previous year.

Of particular note was the greater impairment of property, plant and equipment (€194 million), in particular as a result of the impairment of biomass and solar assets in Italy (€91 million), of the assets of Nuove Energie (€24 million), of the Augusta and Bastardo power plants (€23 million), and of the Alcúdia power plant in Spain (€82 million). These increases were partially offset by the reversal of impairment for the Hellas CGU (€117 million).

In 2017, this aggregate included impairment losses on the geothermal assets of the German company Erdwärme (€42 million), which were recognized following unsuccessful exploration work.

9.f Other operating expenses – *€2,889 million*

Millions of euro

	2018	2017	Change	
System charges - emissions allowances	443	392	51	13.0%
Charges for energy efficiency certificates	607	776	(169)	-21.8%
Charges for purchases of green certificates	41	35	6	17.1%
Losses on disposal of property, plant and equipment and intangible assets	61	105	(44)	-41.9%
Taxes and duties	1,126	1,197	(71)	-5.9%
Other	611	381	230	60.4%
Total	**2,889**	**2,886**	**3**	**0.1%**

Other operating expenses, totaling €2,889 million, increased by €3 million.

This was due essentially to the following:

- higher charges in Spain, mainly for the *"bono social"*, in the amount of €229 million, as in 2017 a favorable judgment was issued that led to the reversal of costs incurred for 2015, 2016 and 2017;
- an increase in indemnities paid to customers and suppliers in the amount of €22 million;

- lower environmental compliance costs in the amount of €112 million, mainly in Italy and Spain;
- lower charges for taxes and duties in the amount of €71 million, essentially related to lower taxes on thermal generation in Spain (€109 million), due in part to the greater use of hydro generation, which was only partially offset by the increase in taxes on real estate in the amount of €25 million, particularly in Italy;
- a decrease of €89 million in costs related to the improvement of service quality, which decreased mainly in Argentina and was only partially offset by the greater fines recognized in relation to distribution in Italy.

9.g Capitalized costs – *€2,264 million*

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Personnel	(836)	(780)	(56)	-7.2%
Materials	(852)	(618)	(234)	-37.9%
Other	(576)	(449)	(127)	-28.3%
Total	**(2,264)**	**(1,847)**	**(417)**	**-22.6%**

Capitalized costs consist of €836 million in personnel costs, €852 million in materials costs, and €576 million in service costs (compared with €780 million, €618 million, and €449 million, respectively, for 2017). Capitalized costs mainly regard the development and implementation of major investments, mainly in Enel Green Power and the distribution sector.

10. Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value – *€483 million*

Net income from the management of commodity risk amounted to €483 million in 2018 (compared with net income of €578 million in 2017), which may be broken down as follows:

- net income on cash flow hedge derivatives in the amount of €25 million (net income of €246 million in 2017);
- net income on derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €458 million (net income of €332 million in 2017).

For more information on derivatives, see note 46 "Derivatives and hedge accounting".

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Income:				
- income from cash flow hedge derivatives	93	284	(191)	-67.3%
- income from derivatives at fair value through profit or loss	3,813	1,288	2,525	-
Total income	**3,906**	**1,572**	**2,334**	-
Expense:				
- expense on cash flow hedge derivatives	(68)	(38)	(30)	-78.9%
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	(3,355)	(956)	(2,399)	-
Total expenses	**(3,423)**	**(994)**	**(2,429)**	-
NET INCOME/(EXPENSE) FROM COMMODITY CONTRACTS MEASURED AT FAIR VALUE	**483**	**578**	**(95)**	**-16.4%**

11. Net financial income/(expense) from derivatives – *€461 million*

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Income:				
- income from cash flow hedge derivatives	1,087	728	359	49.3%
- income from derivatives at fair value through profit or loss	851	847	4	0.5%
- income from fair value hedge derivatives	55	36	19	52.8%
Total income	**1,993**	**1,611**	**382**	**23.7%**
Expense:				
- expense on cash flow hedge derivatives	(376)	(2,171)	1,795	82.7%
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	(1,124)	(552)	(572)	-
- expense on fair value hedge derivatives	(32)	(43)	11	25.6%
Total expenses	**(1,532)**	**(2,766)**	**1,234**	**44.6%**
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**461**	**(1,155)**	**1,616**	-

Net income from derivatives amounted to €461 million for 2018 (compared with net expense of €1,155 million in 2017), which may be broken down as follows:

- net income on cash flow hedge derivatives in the amount of €711 million (compared with net expense of €1,443 million in 2017);
- net expense on derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €273 million (net income of €295 million in 2017);
- net income on fair value hedge derivatives in the amount of €23 million (net expense of €7 million in 2017).

The net balances in 2018 on both hedging and trading derivatives mainly refer to the hedging of exchange rate risk. For more information on derivatives, see note 46 "Derivatives and hedge accounting".

12. Other net financial income/(expense) – *€(2,509) million*

Other financial income

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Interest income from financial assets (current and non-current):				
- interest income at effective rate on non-current securities and receivables	93	52	41	78.8%
- interest income at effective rate on short-term financial investments	163	132	31	23.5%
Total interest income at the effective interest rate	**256**	**184**	**72**	**39.1%**
Financial income on non-current securities at fair value through profit or loss	-	-	-	-
Exchange gains	**910**	**1,852**	**(942)**	**-50.9%**
Income on equity investments	**12**	**54**	**(42)**	**-77.8%**
Other income	**1,190**	**281**	**909**	-
TOTAL FINANCIAL INCOME	**2,368**	**2,371**	**(3)**	**-0.1%**

Other financial income amounted to €2,368 million, a small decrease of €3 million compared with the previous year due mainly to:

- a decrease in exchange gains in the amount of €942 million, reflecting the impact, above all, of trends in exchange rates on net financial debt denominated in currencies other than the euro. This change is mainly attributable to Enel Finance International (-€1,052 million) and Enel SpA (-€209 million) and was partially offset by the Enel Américas Group (+€212 million) and Enel Green Power Brazil (+€62 million);
- a decrease of €42 million in income on equity investments, which totaled €12 million in 2018, due essentially to the gain, in 2017, on the sale of the investment in the Indonesian firm Bayan Resources (€52 million);
- an increase of €909 million in other income, due mainly to:
  - the recognition of financial income of €653 million for the Argentine companies following the application of IAS 29 related to accounting for hyperinflationary economies, as explained in greater detail in note 2 to the consolidated financial statements for the year ended December 31, 2018;
  - the adjustment in the value of the financial receivable arising as a result of the sale of the 50% stake in Slovak Power Holding as a result of updating the pricing formula included in the agreements with EPH, which resulted in a €134 million increase in financial income;
  - the recognition by Enel SpA of financial income in the amount of €54 million related to reimbursements of direct taxes;
  - an increase of €38 million in past-due interest recognized, especially by e-distribuzione and the Enel Américas Group;
  - an increase in interest and income accrued on financial assets in relation to the public service concession arrangements of the Brazilian companies in the amount of €30 million.;
- an increase of €72 million in interest and other income on financial assets essentially related to financial receivables, particularly for Enel Finance International and the Enel Américas Group.

Other financial expense

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Interest expense on financial debt (current and non-current):				
- interest on bank borrowings	408	357	51	14.3%
- interest expense on bonds	1,953	1,987	(34)	-1.7%
- interest expense on other borrowings	127	95	32	33.7%
Total interest expense	**2,488**	**2,439**	**49**	**2.0%**
Exchange losses	**1,378**	**820**	**558**	**68.0%**
Accretion of post-employment and other employee benefits	**107**	**72**	**35**	**48.6%**
Accretion of other provisions	**169**	**190**	**(21)**	**-11.1%**
Charges on equity investments	**1**	**-**	**1**	**-**
Other expenses	**734**	**387**	**347**	**89.7%**
TOTAL FINANCIAL EXPENSE	**4,877**	**3,908**	**969**	**24.8%**

Other financial expense amounted to €4,877 million, a total increase of €969 million compared with 2017. The change reflects the following factors in particular:

- an increase in exchange losses in the amount of €558 million, reflecting the impact, above all, of trends in exchange rates on net financial debt denominated in currencies other than the euro. This change is mainly attributable to the Enel Américas Group (€269 million), Enel Green Power Brazil (€115 million), and Enel SpA (€60 million);
- an increase of €347 million in other charges due mainly to the following factors:
  - the recognition of financial expenses of €485 million for the Argentine companies following the application of IAS 29 related to recognitions during hyperinflationary economies;
  - an €89 million decrease in capitalized interest mainly for Enel Green Power Brazil and Enel Green Power Chile;
  - a €62 million increase in charges for the transfer and derecognition of receivables, mainly attributable to Enel Energia (€23 million), the Enel Américas Group (€21 million), and Servizio Elettrico Nazionale (€14 million);
  - a reduction in financial charges for the adjustment of the fair value of the financial receivable arising following the sale of 50% of Slovak Power Holding, which led to the reversal of the total value of the receivable subject to impairment in 2016 (€220 million). Specifically, €186 million in reversals was recognized in 2018, compared with €34 million in 2017;
  - a decrease in financial expense recognized by Enel Finance International in the amount of €108 million due to the early redemption of bonds in 2017 based on the make-whole call option provided for under the original financing agreement;
  - a reduction in charges related to medium and long-term revolving credit lines in the amount of €52 million, above all for Enel SpA and Enel Finance International;
- an increase of €49 million in interest expense on financial liabilities. This change was due to the increase in interest expense on bank borrowings in the amount of €51 million, particularly in South America, and on other non-bank borrowings in the amount of €32 million, mainly due to the increase in interest expense on tax partnerships (€21 million). These effects were partially offset by the reduction in interest expense on bonds in the amount of €34 million, essentially for Enel SpA and Enel Finance International;
- an increase of €35 million in costs for the accretion of liabilities for employee benefits, essentially attributable to the Enel Américas Group (€38 million), mainly for the acquisition of Enel Distribuição São Paulo;

- a decrease of €21 million due to the accretion of other provisions, mainly relating to the Enel Américas Group (€28 million) due to the exchange rate effect and a decrease in the discounting of past fines being disputed in Argentina.

13. Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method – *€349 million*

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Share of income of associates	521	225	296	-
Share of losses of associates	(172)	(114)	(58)	-50.9%
Total	**349**	**111**	**238**	-

The share of net income on equity investments accounted for using the equity method increased by €238 million compared with the previous year. This change was essentially due to the adjustment of the value of the 50% stake in Slovak Power Holding (€362 million), which had been written down multiple times in previous years. The increase described above was due to the changes in the parameters used to determine the pricing formula, as included in the agreements with EPH, as well as to the net effect of the pro-rated recognition of the profits earned by associates and joint ventures. These increases were only partially offset by the impairment of certain assets of the Greek project companies involved in development of wind farms on the Cyclades islands (€49 million) and of biomass development projects in Italy (€12 million), as well as the effect of the pro-rated recognition of losses for the year related to associates and joint ventures.

14. Income taxes – *€1,851 million*

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Current taxes	2,014	1,926	88	4.6%
Adjustments for income taxes relating to prior years	(150)	(59)	(91)	-
Total current taxes	**1,864**	**1,867**	**(3)**	**-0.2%**
Deferred tax liabilities	92	(169)	261	-
Deferred tax assets	(105)	184	(289)	-
TOTAL	**1,851**	**1,882**	**(31)**	**-1.6%**

Income taxes for 2018 amounted to €1,851 million, compared with €1,882 million in 2017.
The €31 million reduction in taxes for 2018 compared with the previous year was mainly due to the following factors:

- the recognition of 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 due to the recognition of deferred tax assets (€85 million) for the past losses of 3Sun following the merger with Enel Green Power SpA;
- the more favorable tax regime applicable to net income deriving from extraordinary items compared with the previous year (€180 million);
- 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%.

These decreases were partially offset by greater taxes resulting from the improvement in pre-tax income, from taxes recognized in Mexico following the sale of the Kino companies, from the release of deferred taxes recognized in 2017 by Enel Green Power North America in response to tax reform (€170 million), and from the recognition in 2017 of deferred tax assets in Argentina by Edesur (€60 million).

For more information on changes in deferred taxes, see note 22.

The following table provides a reconciliation of the theoretical tax rate and the effective tax rate.

Millions of euro

	2018		2017	
Income before taxes	8,201		7,211	
Theoretical taxes	1,968	24.0%	1,731	24.0%
Change in tax effect on impairment losses, capital gains and negative goodwill	(180)		(6)	
Recognition of deferred taxes on past losses in South America	(274)		(60)	
Recognition of deferred taxes on past losses in Italy	(86)			
Change in tax effect of Kino capital gains and other items in Mexico	100			
Impact on deferred taxation of changes in tax rates	(61)		(182)	
IRAP	237		231	
Other differences, effect of different tax rates abroad compared with the theoretical rate in Italy, and other minor items	147		168	
Total	**1,851**		**1,882**	

15. Basic and diluted earnings per share

Both metrics are calculated on the basis of the average number of ordinary shares in the period, equal to 10,166,679,946 shares, adjusted for the diluting effect of outstanding stock options (none in both periods).

Millions of euro	2018	2017	Change	
Net income from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	4,789	3,779	1,010	26.7%
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)	4,789	3,779	1,010	26.7%
Number of ordinary shares	10,166,679,946	10,166,679,946	-	-
Dilutive effect of stock options	-	-	-	-
Basic and diluted earnings per share (euro)	0.47	0.37	0.10	27.0%
Basic and diluted earnings from continuing operations per share (euro)	0.47	0.37	0.10	27.0%
Basic and diluted earnings from discontinued operations per share (euro)	-	-	-	-

16. Property, plant and equipment – *€76,631 million*

The breakdown of and changes in property, plant and equipment for 2018 are 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	649	9,425	154,013	491	1,321	1,054	429	6,363	173,745
Accumulated depreciation and impairment	-	5,182	91,671	340	1,022	311	282	-	98,808
Balance at Dec. 31, 2017	**649**	**4,243**	**62,342**	**151**	**299**	**743**	**147**	**6,363**	**74,937**
Capital expenditure	14	451	3,114	25	67	6	15	2,838	6,530
Assets entering service	7	166	2,469	1	29	(2)	23	(2,693)	-
Exchange rate differences	(13)	(25)	(1,060)	1	(14)	(1)	-	(321)	(1,433)
Change in scope of consolidation	1	(3)	107	-	3	14	-	7	129
Disposals	(2)	-	(27)	(4)	(5)	-	(8)	(7)	(53)
Depreciation	-	(169)	(3,753)	(24)	(89)	(48)	(31)	-	(4,114)
Impairment losses	(1)	(26)	(142)	-	-	-	-	(66)	(235)
Reversals of impairment losses	1	9	76	-	-	-	-	-	86
Other changes	4	63	1,345	8	16	2	1	(105)	1,334
Reclassifications from/to assets held for sale	(5)	(93)	(528)	-	-	-	-	76	(550)
Total changes	**6**	**373**	**1,601**	**7**	**7**	**(29)**	**-**	**(271)**	**1,694**
Cost	655	9,919	158,257	503	1,401	1,077	411	6,092	178,315
Accumulated depreciation and impairment	-	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**

"Plant and machinery" includes assets to be relinquished free of charge with a net carrying amount of €8,747 million (€8,702 million at December 31, 2017), largely regarding power plants in Iberia and South America amounting to €4,390 million (€4,624 million at December 31, 2017), and the electricity distribution network in South America totaling €3,806 million (€3,453 million at December 31, 2017).

For more information on leased assets, see note 18 below.

The types of capital expenditure made during 2018 are summarized below. These expenditures, totaling €6,530 million, decreased by €327 million from 2017, a decrease that was particularly concentrated in solar power plants.

Millions of euro

	2018	2017
Power plants:		
- thermal	400	577
- hydroelectric	504	450
- geothermal	114	224
- nuclear	156	127
- alternative energy sources	2,170	2,819
Total power plants	**3,344**	**4,197**
Electricity distribution networks	3,090	2,627
Land, buildings, and other assets and equipment	96	33
TOTAL	**6,530**	**6,857**

Capital expenditure on power plants amounted to €3,344 million, a decrease of €853 million on the previous year, essentially reflecting decreased investment in alternative-energy plants in Brazil, Peru, Mexico and the United States. Capital expenditure on power plants mainly concerned wind farms, in the amount of €1,792 million, and photovoltaic plants, in the amount of €375 million.
Capital expenditure on the electricity distribution network amounted to €3,090 million, an increase of €463 million compared with the previous year, and mainly concerned service-quality improvements and activities relating to the replacement of electronic meters for implementation of the Open Meter plan in Italy.

The changes in the scope of consolidation for 2018 mainly concerned the acquisitions of Parques Eólicos Gestinver (€139 million), a company operating in the production of wind energy wind, of Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta (€65 million), a company operating in the distribution and sale of electricity in the autonomous city of Ceuta in North Africa, and of the Brazilian distribution company Enel Distribuição São Paulo (€14 million). These effects were partially offset by the sale, on December 14, 2018, of Enel Green Power Uruguay and the related special-purpose vehicle Estrellada.

Reclassifications from/to assets held for sale mainly refer to the carrying value of three solar plants in Brazil (€620 million), which, following decisions taken by management, meet the requirements of IFRS 5 for classification in this aggregate. These effects were partially offset by the reclassification of the project companies relating to the Kafireas wind farm as no longer available for sale as a result of no longer meeting the conditions for continuing with the sale.

Other changes include the effects of IAS 29 on property, plant and equipment as at January 1, 2018, and the effects of hyperinflation as of December 31, 2018, for a total of €1,130 million, as well as the effect of capitalizing

interest on loans specifically dedicated to capital expenditure in the amount of €77 million (€167 million in 2017), as detailed below:

Millions of euro

	2018	Rate (%)	2017	Rate (%)	Change	
Enel Green Power SpA	4	1.7%	14	4.8%	(10)	-71.4%
P.H. Chucas SA	-	-	1	6.1%	(1)	-
Enel Green Power Brazil (BRL)	19	0.9%	84	6.8%	(65)	-77.4%
Enel Green Power North America	9	0.5%	10	1.3%	(1)	-10.0%
Enel Green Power México	3	5.2%	12	4.6%	(9)	-75.0%
Enel Green Power South Africa	6	6.3%	7	7.8%	(1)	-14.3%
Enel Américas Group	16	8.5%	7	9.0%	9	-
Enel Chile Group	9	7.7%	19	5.2%	(10)	-52.6%
Endesa Group	4	1.9%	8	2.1%	(4)	-50.0%
Enel Produzione	7	4.8%	5	4.8%	2	40.0%
Total	**77**		**167**		**(90)**	**-53.9%**

At December 31, 2018, contractual commitments to purchase property, plant and equipment amounted to €583 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 contract assets at Dec. 31, 2018	Amount recognized among financial assets at Dec. 31, 2018	Amount recognized among intangible assets at Dec. 31, 2018
Enel Distribuição Rio	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1997-2026	8 years	Yes	108	761	672
Enel Distribuição Ceará	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	10	Yes	36	425	648
Enel Green Power Mourão	Brazilian government	Power generation	Brazil	2016-2046	28 years	No	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	Brazilian government	Power generation	Brazil	2016-2046	28 years	No	-	31	-
Enel Distribuição Goiás	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	2015-2045	27 years	No	106	29	458
Enel Green Power Volta Grande	Brazilian government	Power generation	Brazil	2017-2047	29 years	No	-	320	-
Enel Distribuição São Paulo	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	10 years	No	86	855	1,002
Total							**336**	**2,428**	**2,780**

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

The Group, in the role of lessee, has entered into finance lease agreements. They include certain assets which the Group is using in Spain, Peru, Italy and Greece. In Spain, the assets relate to a 25-year tolling agreement (18 years remaining) for which an analysis pursuant to IFRIC 4 identified an embedded finance lease, under which Endesa has access to the generation capacity of a combined cycle plant for which the toller, Elecgas, has undertaken to transform gas into electricity in exchange for a toll at a rate of 9.62%.
In Peru, leases concern agreements related to financing for the Ventanilla combined-cycle plant (with a duration of eight years remunerated at an annual rate of Libor + 1.75%), as well as an agreement that financed construction of a new open-cycle system at the Santa Rosa plant (with a duration of nine years and annual interest of Libor + 1.75%).
The other lease agreements regard wind plants that the Group uses in Italy (expiring in 2030-2031 and with a discount rate of between 4.95% and 5.5%).
The carrying amount of assets held under finance leases is reported in the following table.

Millions of euro

	2018	2017	Change	
Property, plant and equipment	714	743	(29)	-3.9%
Intangible assets	-	-	-	-
Total	**714**	**743**	**(29)**	**-3.9%**

The following table reconciles total future minimum lease payments and the present value, broken down by maturity based on the contracts deemed to fall within the scope of IAS 17-IFRIC 4.

Millions of euro

	Future minimum payments	Present value of future minimum payments	Future minimum payments	Present value of future minimum payments
	at Dec. 31, 2018		at Dec. 31, 2017	
Periods				
Within 1 year	98	65	88	58
Between 1 and 5 years	345	221	326	210
Beyond 5 years	518	369	573	426
Total	**961**	**655**	**987**	**694**
Financial expense	(306)		(293)	
Present value of minimum lease payments	**655**		**694**	

The Group, in the role of lessee, has entered also into operating lease agreements regarding the use of certain assets for industrial purposes. The associated lease payments are expensed under "Services and other materials".
Costs for operating leases are broken down in the following table into minimum payments, contingent rents and sublease payments.

Millions of euro

	2018
Minimum lease payments	2,441
Contingent rents	10
Sublease payments	-
Total	**2,451**

The future minimum lease payments due by the Group under such leases break down by maturity as follows:

Millions of euro

	2018
Periods	
Within 1 year	230
Beyond 1 year and within 5 years	657
Beyond 5 years	1,554
Total	**2,441**

19. Investment property – *€135 million*

Investment property at December 31, 2018, came to €135 million, an increase of €58 million year on year.

Millions of euro

	2018
Cost	121
Accumulated depreciation and impairment	44
Balance at Dec. 31, 2017	**77**
Assets entering service	-
Exchange rate differences	-
Change in scope of consolidation	12
Depreciation	(7)
Impairment losses	(3)
Other changes	56
Total changes	**58**
Cost	179
Accumulated depreciation and impairment	44
Balance at Dec. 31, 2018	**135**

The Group's investment property consists of properties in Italy, Spain and Chile, which are free of restrictions on the realizability 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 the reclassification of the land at La Palma, the former offices of Gas y Electricidad Generación SAU, the use of which was changed in 2018 from a building for the Group's own use to investment property, as well as to the acquisition of the Brazilian distribution company Enel Distribuição São Paulo.

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 – *€19,014 million*

A breakdown of and changes in intangible assets for 2018 are shown below:

Millions of euro	Development costs	Industrial patents & intellectual property rights	Concessions, licenses, trademarks and similar rights	Service concession arrangements	Other	Assets under development and advances	Contract costs	Total
Cost	31	2,148	14,171	4,840	3,060	814	-	25,064
Accumulated amortization and impairment	22	1,840	1,633	2,626	2,219	-	-	8,340
Balance at Dec. 31, 2017	**9**	**308**	**12,538**	**2,214**	**841**	**814**	**-**	**16,724**
Investments	4	97	11	442	57	520	220	1,351
Assets entering service	16	129	6	-	233	(384)	-	-
Exchange rate differences	(1)	(8)	(334)	(175)	8	(15)	-	(525)
Change in scope of consolidation	-	-	1,440	968	54	-	-	2,462
Disposals	(1)	(3)	(1)	(29)	(13)	-	-	(47)
Amortization	(5)	(181)	(199)	(291)	(243)	-	(166)	(1,085)
Impairment losses	-	-	-	-	(23)	(8)	-	(31)
Reversals of impairment losses	-	-	6	-	39	-	-	45
Other changes	1	23	74	(349)	(131)	6	451	75
Reclassifications from/to assets held for sale	-	-	-	-	(7)	52	-	45
Total changes	**14**	**57**	**1,003**	**566**	**(26)**	**171**	**505**	**2,290**
Cost	42	2,352	15,246	6,899	3,294	985	986	29,804
Accumulated amortization and impairment	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**

"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. Amortization is calculated on a straight-line basis over the asset's residual useful life (on average between three and five years).
"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, 2018.

Millions of euro

	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	at Dec. 31, 2018	Initial fair value
Endesa Distribución Eléctrica	-	Electricity distribution	Spain	Indefinite	Indefinite	-	5,678	5,673
Codensa	Republic of Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinite	-	1,457	1,839
Enel Distribución Chile (formerly Chilectra)	Republic of Chile	Electricity distribution	Chile	Indefinite	Indefinite	-	1,522	1,667
Enel Distribución Perú (formerly Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Republic of Peru	Electricity distribution	Peru	Indefinite	Indefinite	-	614	548
Enel Distribuţie Muntenia	Romanian Ministry for the Economy	Electricity distribution	Romania	2005-2054	35 years	Yes	138	191

The item includes assets with an indefinite useful life in the amount of €9,271 million (€9,445 million at December 31, 2017), essentially accounted for by concessions for distribution activities in Spain (€5,678 million), Colombia (€1,457 million), Chile (€1,522 million), and Peru (€614 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 26.

"Changes in the scope of consolidation" for 2018 mainly concerned the acquisition of the Brazilian distribution company Enel Distribuição São Paulo (€2,411 million), reflecting the adjustments for the purchase price allocation and was only partially offset by disposals for the period.

"Impairment losses" amounted to €31 million in 2018. For more information, see note 9.e.

"Other changes" include the recognition as at January 1, 2018 of contract costs as well as 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.

"Reclassifications from/to assets held for sale" amounted to €45 million, and essentially refer to the reclassification of the project companies related to the Kafireas wind farm as no longer available for sale as they no longer met the conditions for continuing with the sale.

21. Goodwill – *€14,273 million*

Goodwill amounted to €14,273 million, an increase of €527 million over the previous year.

Millions of euro	at Dec. 31, 2017			Change in consol.	Exchange rate diff.	Impairment losses	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes	at Dec. 31, 2018		
	Cost	Cumulative impairment	Net carrying amount						Cost	Cumulative impairment	Net carrying amount
Iberia [1]	11,156	(2,392)	8,764	21	-	-		-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	945	-	945	466	32	-	(23)	-	1,420	-	**1,420**
Central America	56	-	56	2	1	-	-	(5)	54	-	**54**
Enel Green Power North America	106	(11)	95	-	-	-	-	-	106	(11)	**95**
Enel X North America	292	-	292	-	14	-	-	22	328	-	**328**
Market Italy [2]	579	-	579	-	-	-	-	-	579	-	**579**
Enel Green Power Italy	23	-	23	-	-	(3)	-	-	23	(3)	**20**
Romania [3]	426	(13)	413	-	-	-	-	-	426	(13)	**413**
Tynemouth Energy	3	-	3	-	-	-	-	-	3	-	**3**
Total	**16,162**	**(2,416)**	**13,746**	**489**	**47**	**(3)**	**(23)**	**17**	**16,692**	**(2,419)**	**14,273**

(1) Includes Endesa and Enel Green Power España.
(2) Includes Enel Energia.
(3) Includes Enel Distribuţie Muntenia, Enel Energie Muntenia and Enel Green Power Romania.

Changes in the scope of consolidation refer to the acquisition of the Brazilian distribution company Enel Distribuição São Paulo (€466 million), which reflects the adjustments to the purchase price allocation, as well as to the acquisition of Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, a company operating in the distribution and sale of electricity in the autonomous city of Ceuta in North Africa.

Reclassifications from/to assets held for sale, which amounted to €23 million, concern the goodwill associated with the Brazil CGU allocated to the three wind farms in Brazil for which it was determined during the year qualified for such classification under IFRS 5.

Impairment losses amounted to €3 million, and refer to the adjustment of the sale price of the Finale Emilia biomass power generation plant.

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.
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 5-year business plan approved by the Board of Directors of the Parent Company on November 19, 2018, 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 differs in accordance with the specific features and business cycles of the various CGUs being tested. These differences are generally associated with the different average times needed to build and bring into service the plant and other works that characterize the investments of the specific businesses that make up the CGU (conventional thermal generation, nuclear power, renewables, distribution, etc.);

- 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 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. The value in use calculated as described above was found to be greater than the amount recognized on the balance sheet, with the exceptions discussed below.

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, 2018					at Dec. 31, 2017				
Iberia (4)	8,785	1.6%	6.9%	5 years	Perpetuity/24 years	8,764	1.7%	6.9%	5 years	Perpetuity/19 years
Chile	1,209	2.6%	7.5%	5 years	Perpetuity/25 years	1,209	2.9%	7.4%	5 years	Perpetuity/23 years
Argentina	276	7.1%	20.1%	5 years	Perpetuity	276	8.6%	18.7%	5 years	Perpetuity/29 years
Peru	561	3.4%	6.8%	5 years	Perpetuity/26 years	561	3.4%	6.9%	5 years	Perpetuity/27 years
Colombia	530	3.0%	9.3%	5 years	Perpetuity/28 years	530	2.9%	9.3%	5 years	Perpetuity/29 years
Brazil	1,420	4.0%	9.5%	5 years	Perpetuity/26 years	945	4.0%	10.0%	5 years	Perpetuity/26 years
Central America	54	1.5%	9.0%	5 years	24 years	56	1.4%	8.2%	5 years	26 years
Enel Green Power North America	95	2.3%	6.8%	5 years	25 years	95	2.3%	6.4%	5 years	25 years
Enel X North America	328	2.3%	10.3%	5 years	Perpetuity	292	2.3%	10.3%	5 years	15 years
Market Italy (5)	579	0.7%	11.0%	5 years	15 years	579	0.7%	10.8%	5 years	15 years
Enel Green Power Italy	20	1.0%	6.7%	5 years	Perpetuity/23 years	23	1.9%	7.3%	5 years	Perpetuity/22 years
Romania (6)	413	2.4%	6.8%	5 years	Perpetuity/18 years	413	2.4%	6.7%	5 years	Perpetuity/19 years
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.
(4) Includes Endesa and Enel Green Power España.
(5) Goodwill allocated to the Market Italy CGU.
(6) Includes Enel Distribuţie Muntenia, Enel Energie Muntenia and Enel Green Power Romania.

At December 31, 2018, impairment tests conducted for the CGUs to which goodwill was allocated pointed to no impairment losses, similarly to 2017.

22. Deferred tax assets and liabilities – *€8,305 million and €8,650 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, against deferred tax liabilities.

Millions of euro	at Dec. 31, 2017	Increase/(Decrease) taken to income statement	Increase/(Decrease) taken to equity	Change in scope of consolidation	Exchange rate differences	Other changes	Reclassifications of assets held for sale	at Dec. 31, 2018
Deferred tax assets:								
- differences in the value of intangible assets, property, plant and equipment	1,617	(83)	-	135	3	(3)	-	1,669
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses with deferred deductibility	1,439	9	-	288	(40)	30	-	1,726
- tax loss carried forward	167	336	-	46	(10)	(31)	-	508
- measurement of financial instruments	690	(9)	118	3	(1)	-	-	801
- employee benefits	604	(2)	51	209	(3)	10	-	869
- other items	1,837	(150)	(3)	32	(9)	1,026	(1)	2,732
Total	**6,354**	**101**	**166**	**713**	**(60)**	**1,032**	**(1)**	**8,305**
Deferred tax liabilities:								
- differences on non-current and financial assets	6,051	(132)	-	610	(200)	295	14	6,638
- measurement of financial instruments	237	10	146	-	(1)	11	-	403
- other items	2,060	202	-	61	(29)	(685)	-	1,609
Total	**8,348**	**80**	**146**	**671**	**(230)**	**(379)**	**14**	**8,650**

Non-offsettable deferred tax assets	**4,581**
Non-offsettable deferred tax liabilities	**3,116**
Excess net deferred tax liabilities after any offsetting	**1,810**

At December 31, 2018, deferred tax assets, which are recognized when their recoverability is reasonably certain, totaled €8,305 million (€6,354 million at December 31, 2017).

Deferred tax assets increased by €1,951 million during the year, essentially due to the change in scope of consolidation and the purchase price allocation of Enel Distribuição São Paulo (€704 million) and application of the new IFRS 15, which led to recognition of the tax component on adjustments made as at January 1, 2018, regarding certain balance sheet items, mainly for e-distribuzione (€1,066 million). In addition, deferred tax assets increased due to recognition of those resulting from the past losses of Enel Distribuição Goiás (€274 million) and Enel Green Power SpA (€85 million) following the merger of 3Sun.

This increase was only partially offset by the increase in deferred tax assets on past losses in Argentina recognized in 2017 in light of the improved earnings forecasts for the companies in that country.

It should also be noted that deferred tax assets (in the amount of €318 million) were not recorded in relation to prior tax losses in the amount of €1,218 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 €8,650 million at December 31, 2018 (€8,348 million at December 31, 2017). 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 increased by a total of €302 million, due in particular to the change in scope of consolidation following the acquisition of Enel Distribuição São Paulo (€655 million), the effect of application of IAS 29 to the Argentine companies (€189 million), and the tax effect associated mainly with initial application of IFRS 15 for the capitalization of customer acquisition costs for Enel Energia (€98 million) and Endesa Energia (€24 million).

These increases were partially offset by the reversal, with regard to distribution in Spain, of the deferred tax liabilities previously allocated for the postponement of recognition of revenue related to customer connections (-€557 million), as required by IFRS 15, and the reduction of the tax rate from 33% to 30% in Colombia due to tax reform (€61 million).

23. Equity investments accounted for using the equity method – *€2,099 million*

Investments in joint arrangements and associated companies accounted for using the equity method are as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2017	% held	Income effect	Change in consol.	Dividends	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes	at Dec. 31, 2018	% held
Joint arrangements									
Slovak Power Holding	190	50.0%	362	-	-	-	(55)	497	50.0%
EGPNA Renewable Energy Partners	404	50.0%	36	-	-	-	19	459	50.0%
OpEn Fiber	343	50.0%	(56)	-	-	-	107	394	50.0%
Zacapa Topco Sarl	-	50.0%	(5)	150	-	-	2	147	21.4%
Project Kino companies	-	20.0%	(2)	82	-	-	(1)	79	20.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	73	43.8%	7	-	(8)	-	-	72	43.8%
Rocky Caney Holding	39	-	2	-	-	-	2	43	20.0%
Drift Sand Wind Project	32	50.0%	4	-	-	-	-	36	50.0%
Front Marítim del Besos	-	-	-	37	-	-	-	37	61.4%
Enel Green Power Bungala	13	50.0%	1	-	-	-	26	40	50.0%
RusEnergoSbyt	36	49.5%	34	-	(44)	-	9	35	49.5%
Energie Electrique de Tahaddart	30	32.0%	2	-	(5)	-	-	27	32.0%
Transmisora Eléctrica de Quillota	12	50,0%	1	-	-	-	(1)	12	50.0%
EF Solare Italia	163	50.0%	(9)	(135)	(16)	-	(3)	-	50.0%
PowerCrop	12	50.0%	(12)	-	-	-	-	-	50.0%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	6	51.0%	2	(8)	-	-	-	-	51.0%
Associates									
Elica 2	49	30.0%	(49)	-	-	-	-	-	30.0%
Tecnatom	29	45.0%	-	-	-	-	-	29	45.0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	13	33.5%	2	-	(5)	-	-	10	33.5%
Compañía Eólica Tierras Altas	12	35.6%	1	-	(2)	-	-	11	35.6%
New Cogenerazione Sì	-	20.0%	-	8	-	-	-	8	20.0%
Other	142		28	-	(6)	6	(7)	163	
Total	**1,598**		**349**	**134**	**(86)**	**6**	**98**	**2,099**	

Income effects include the profits and losses recognized by the companies in proportion to the interest that the Enel Group holds and refers mainly to the adjustment of the value of the 50% stake in Slovak Power Holding (€362 million), which in previous years had been written down. These effects were only partially offset by the impairment of the Greek project companies involved in the development of wind plants on the Cyclades islands (€49 million) and biomass development projects in Italy (€12 million). No indications of impairment were found for the other equity investments.

The changes in the scope of consolidation refer mainly to the acquisition of the special-purpose vehicle Zacapa Topco Sarl, which received 100% of the capital of Ufinet International, the leading operator of fiber-optic networks in Latin America, to the measurement using the equity method of the Mexican renewable companies (the "Project Kino companies") for the remaining portion attributable to the Group following the sale of 80% of their share

capital. These effects were partially offset by the sale, on December 27, 2018, of the joint venture EF Solare Italia held by Marte Srl for €214 million.

Millions of euro	Non-current assets		Current assets		Total assets		Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Shareholders' equity	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Joint arrangements														
Slovak Power Holding	9,295	9,079	922	757	10,217	9,836	5,643	5,298	981	981	6,624	6,279	3,593	3,557
OpEn Fiber	2,084	1,224	313	125	2,397	1,349	1,043	369	565	281	1,608	650	789	699
Zacapa Topco Sarl	1,343	-	81	-	1,424	-	669	-	65	-	734	-	690	-
RusEnergoSbyt	3	4	116	138	119	142	-	-	112	127	112	127	7	15
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	203	250	163	149	366	399	72	129	126	102	198	231	168	168
Energie Electrique de Tahaddart	91	93	11	27	102	120	8	10	9	16	17	26	85	94
Associates														
Tecnatom	51	74	67	59	118	133	29	25	24	43	53	68	65	65
Suministradora Eléctrica de Cádiz	6	71	70	24	76	95	26	23	21	34	47	57	29	38
Compañía Eólica Tierras Altas	6	29	27	6	33	35	3	2	2	1	5	3	28	32

Other changes mainly include the pro-rated changes in the OCI reserves or other changes recognized directly in equity. In particular, €55 million for Slovak Power Holding refers to OCI changes on cash flow hedge derivatives, while €107 million for OpEn Fiber is attributable to an increase in reserves for future capital increases by shareholders (€125 million) and OCI reserves for cash flow hedge derivatives (-€18 million).

It should also be noted that application of the equity method to the investment in RusEnergoSbyt incorporates implicit goodwill of €27 million.

The following table provides 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	Total revenue		Income before taxes		Net income from continuing operations	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Joint arrangements						
Slovak Power Holding	2,362	2,587	141	205	104	103
OpEn Fiber	114	68	(162)	(15)	(127)	(11)
Zacapa Topco Sarl	91	-	(21)	-	(25)	-
RusEnergoSbyt	2,378	2,515	88	106	70	85
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	234	267	30	34	21	23
Energie Electrique de Tahaddart	35	56	7	30	5	21
Associates						
Tecnatom	97	57	-	(9)	-	(9)
Suministradora Eléctrica de Cádiz	10	5	6	3	6	3
Compañía Eólica Tierras Altas	12	11	4	2	3	1

24. Derivatives

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Derivative financial assets	1,005	702	3,914	2,309
Derivative financial liabilities	2,609	2,998	4,343	2,260

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, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Contract assets	346	-	135	-
Contract liabilities	6,306	-	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 (€336 million). These cases arise when the concession 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, 2018, includes investments for the period in the amount of €271 million, €80 million of which deriving from the acquisition of Enel Distribuição São Paulo.

Current assets deriving from contracts with customers mainly concern assets in respect of construction contracts (€109 million) that are still open, payment of which is subject to satisfaction of a performance obligation.

Non-current liabilities deriving from contracts with customers concern the recognition as at January 1, 2018, in application of IFRS 15 and taking account of the regulatory obligations applicable in the various jurisdictions in which the Group operates, of the contract liabilities related to revenue from contracts for connection to the electricity grid, which had previously been recognized in profit or loss at the moment of the connection. The figure at December 31, 2018, is mainly attributable to distribution in Italy (€3,613 million), Spain (€2,251 million), and Romania (€405 million). For more information, see note 2 to the consolidated financial statements.

Current liabilities deriving from contract with customers include the contract liabilities related to revenue from connections to the electricity grid expiring within 12 months in the amount of €726 million recognized in Italy and Spain, as well as liabilities for construction work in progress (€326 million).
The comparative figures for 2017 have not been reclassified, given that IFRS 15 has been adopted initially using the simplified approach.

26. Other non-current financial assets – *€5,769 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Equity investments in other companies measured at fair value	63	58	5	8.6%
Receivables and securities included in net financial debt (see note 26.1)	3,272	2,444	828	33.9%
Service concession arrangements	2,415	1,476	939	63.6%
Non-current prepaid financial expense	19	24	(5)	-20.8%
Total	**5,769**	**4,002**	**1,767**	**44.2%**

Total non-current financial assets increased by €1,767 million in 2018 as compared with the previous year. In particular, the change reflects an increase in receivables included in net financial debt, as discussed in note 26.1, and service concession agreements related, the €855 million increase in which is mainly attributable to the consolidation of Enel Distribuição São Paulo. Service concession arrangements 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.

Equity investments in other companies measured at fair value include, in accordance with IFRS 9, the balance of equity investments in other companies previously measured at cost. The change is mainly due to the adjustments detailed below:

Millions of euro		% held		% held	
	at Dec. 31, 2018		at Dec. 31, 2017	Change	
Gelsi	14	17.6%	17	17.6%	(3)
Empresa Propietaria de la Red SA	17	11.1%	5	11.1%	12
European Energy Exchange	8	2.2%	6	2.2%	2
Athonet Srl	7	16.0%	-	-	7
Korea Line Corporation	2	0.3%	2	0.3%	-
TAE Technologies Inc.	1	1.2%	5	1.2%	(4)
Echelon	-	-	1	7.1%	(1)
Other	14		22		(8)
Total	**63**		**58**		**5**

26.1 Other non-current financial assets included in net financial debt

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Securities at FVOCI	360	382	(22)	-5.8%
Financial receivables in respect of Spanish electrical system deficit	-	3	(3)	-
Other financial receivables	2,912	2,059	853	41.4%
Total	**3,272**	**2,444**	**828**	**33.9%**

Securities measured at FVOCI represent financial instruments in which the Dutch insurance companies invest a portion of their liquidity.

Other financial receivables increased by €853 million in 2018 compared with the previous year. The change mainly reflects the following factors:

- an increase of €427 million in the financial receivable held by Enel Finance International from the Kino companies following their deconsolidation;
- an adjustment in the fair value, in the amount of €320 million, of the financial receivable arising as a result of the sale of the 50% stake in Slovak Power Holding following the update to the pricing formula included in the agreements with EPH. The change for the year takes account of a number of parameters, including the evolution of Slovenské elektráme's net financial position, trends in energy prices on the Slovakian market, the levels of operating efficiency of Slovenské elektrárne based on benchmarks established in the agreement, and the enterprise value of Mochovce units 3 and 4.

These increases were only partially offset by the decrease in security deposits of €106 million.

27. Other non-current assets – *€1,272 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Receivables from institutional market operators	200	200	-	-
Other receivables	1,072	864	208	24.1%
Total	**1,272**	**1,064**	**208**	**19.5%**

Receivables from institutional market operators came to €200 million at December 31, 2018, remaining ssentially unchanged compared with the previous year.

At December 31, 2018, other receivables mainly regarded tax receivables in the amount of €231 million (€261 million at December 31, 2017), security deposits in the amount of €307 million (€189 million at the end of 2017), and non-monetary grants to be received in respect of green certificates totaling €50 million (€61 million at December 31, 2017).
The change for the year mainly reflects the consolidation of Enel Distribuição São Paulo and the contingent consideration (€91 million) related to development of new projects (the High Lonesome, Outlaw and Road Runner wind farms).

28. Inventories – *€2,818 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Raw materials, consumables and supplies:				
- fuel	1,260	1,215	45	3.7%
- materials, equipment and other inventories	1,345	1,136	209	18.4%
Total	**2,605**	**2,351**	**254**	**10.8%**
Environmental certificates:				
- CO_2 emissions allowances	119	287	(168)	-58.5%
- green certificates	16	14	2	14.3%
- white certificates	-	1	(1)	-
Total	**135**	**302**	**(167)**	**-55.3%**
Buildings available for sale	57	62	(5)	-8.1%
Payments on account	21	7	14	-
TOTAL	**2,818**	**2,722**	**96**	**3.5%**

Raw materials, consumables and supplies amounted to €2,605 million at December 31, 2018 (€2,351 million in 2017), and consist of fuel inventories, particularly natural gas, to cover the requirements of the generation companies and trading activities, as well as materials and equipment for the operation, maintenance and construction of plants and distribution networks.
During the year, the overall increase in inventories (€96 million) was mainly due to the increase in the latter of these components, as well as an increase in natural gas inventories.
Inventories of CO_2 emissions allowances, on the other hand, decreased due to compliance by the Group and lower allowances for trading purposes.
Buildings available for sale are related to the remaining units from the Group's real estate portfolio and are primarily civil buildings.

29. Trade receivables – *€13,587 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Customers:				
- sale and transport of electricity	8,556	11,123	(2,567)	-23.1%
- distribution and sale of gas	1,145	2,029	(884)	-43.6%
- other assets	3,687	1,234	2,453	-
Total customer receivables	**13,388**	**14,386**	**(998)**	**-6.9%**
Trade receivables due from associates and joint arrangements	199	143	56	39.2%
TOTAL	**13,587**	**14,529**	**(942)**	**-6.5%**

Trade receivables from customers are recognized net of allowances for doubtful accounts, which totaled €2,828 million at the end of the year, as compared with a balance of €2,402 million at the end of the previous year.

Specifically, the reduction for the period was mainly due to lower receivables for the sale and transport of electricity and for the sale of natural gas, to an increase in allowances, and to the increased use of factoring. For more information on trade receivables, see note 43 "Financial instruments".

30. Other current financial assets – *€5,160 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Current financial assets included in net debt	5,003	4,458	545	12.2%
Other	157	156	1	0.6%
Total	**5,160**	**4,614**	**546**	**11.8%**

30.1 Other current financial assets included in net financial debt - *€5,003 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Short-term portion of long-term financial receivables	1,522	1,094	428	39.1%
Receivables for factoring	-	42	(42)	-
Securities at FVOCI	72	69	3	4.3%
Financial receivables and cash collateral	2,559	2,664	(105)	-3.9%
Other	850	589	261	44.3%
Total	**5,003**	**4,458**	**545**	**12.2%**

Other current financial assets included in net financial debt totaled €5,003 million (€4,458 million at December 31, 2017).

The change is mainly attributable to the increase in the short-term portion of long-term financial receivables, which increased by €428 million due mainly to the increase in financial receivables from the Spanish electricity system for the financing of the rates deficit, as well as to the consolidation of Enel Distribuição São Paulo.

The aggregate "other" also increased, by €261 million, due to the increase in financial receivables recognized by Enel Finance International from the Mexican companies of Project Kino, which are accounted for using the equity method.

Financial receivables and cash collateral, on the other hand, decreased by €105 million following a reduction in cash collateral paid to counterparties for transactions in over-the-counter derivatives on interest rates and exchange rates.

31. Other current assets – *€2,983 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Receivables from institutional market operators	745	853	(108)	-12.7%
Advances to suppliers	299	217	82	37.8%
Receivables due from employees	30	20	10	50.0%
Receivables due from others	1,139	872	267	30.6%
Sundry tax receivables	622	517	105	20.3%
Accrued operating income and prepaid expenses	148	150	(2)	-1.3%
Revenue for construction contracts	-	66	(66)	-
Total	**2,983**	**2,695**	**288**	**10.7%**

Receivables from institutional market operators include receivables in respect of the Italian system in the amount of €526 million (€575 million at December 31, 2017) and the Spanish system in the amount of €185 million (€260 million at December 31, 2017). The reduction for the period mainly reflects the collection of the 2017 social bonus reimbursement, relating to financial years 2014, 2015 and 2016 following a ruling in favor of Endesa. Including the portion of receivables classified as long-term in the amount of €200 million (€200 million in 2017), receivables due from institutional market operators at December 31, 2018, totaled €945 million (€1,053 million at December 31, 2017), with payables of €4,117 million (€5,029 million at December 31, 2017).

The €267 million increase in receivables due from others is mainly attributable to the sale of the eight renewables companies in Mexico, as this item includes the receivable of Enel Green Power SpA from the institutional investor Caisse de dépôt et placement du Québec and from the investment vehicle CKD Infraestructura México SA de Cv.

The increase of €105 million in sundry tax receivables was due to greater VAT prepayments compared with the amount paid in 2017.

Revenue for construction contracts at December 31, 2018 (in the amount of €135 million) has been reclassified to assets deriving from contracts with customers following application of the simplified approach allowed under IFRS 15. For this reason, the balances at December 31, 2017 (€66 million) have not been reclassified.

32. Cash and cash equivalents – *€6,630 million*

Cash and cash equivalents, detailed in the table below, are not restricted by any encumbrances, apart from €52 million essentially in respect of deposits pledged to secure transactions carried out.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Bank and post office deposits	5,531	6,487	(956)	-14.7%
Cash and cash equivalents on hand	328	343	(15)	-4.4%
Other investments of liquidity	771	191	580	-
Total	**6,630**	**7,021**	**(391)**	**-5.6%**

33. Assets and disposal groups classified as held for sale – *€688 million and €407 million*

Changes in assets held for sale during 2018 may be broken down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2017	Reclassification from/to current and non-current assets	Disposals and changes in consolidation	Other changes	at Dec. 31, 2018
Property, plant and equipment	1,501	550	(1,884)	444	611
Intangible assets	87	(45)	(36)	(1)	5
Goodwill	38	23	(38)	-	23
Deferred tax assets	109	1	(118)	8	-
Investments accounted for using the equity method	6	(6)	-	-	-
Non-current financial assets	-	-	-	-	-
Other non-current assets	2	(2)	-	1	1
Cash and cash equivalents	30	18	(105)	78	21
Current financial assets	3	-	-	(3)	-
Inventories, trade receivables, and other current assets	193	30	(231)	35	27
Total	**1,970**	**569**	**(2,412)**	**561**	**688**

Changes in liabilities in 2018 were as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2017	Reclassification from/to current and non-current assets	Disposals and changes in consolidation	Other changes	at Dec. 31, 2018
Long-term borrowings	416	(282)	(1,429)	1,394	99
Employee benefits	-	-	-	-	-
Provisions for risks and charges, non-current portion	-	2	(1)	-	1
Deferred tax liabilities	113	(14)	(116)	17	-
Non-current financial liabilities	-	-	-	-	-
Other non-current liabilities	58	(53)	-	-	5
Short-term borrowings	980	(685)	-	(11)	284
Other current financial liabilities	2	3	-	(3)	2
Provisions for risks and charges, current portion	-	-	-	-	-
Trade payables and other current liabilities	160	12	(41)	(115)	16
Total	**1,729**	**(1,017)**	**(1,587)**	**1,282**	**407**

Assets and liabilities held for sale at December 31, 2018, amount to €688 million and €407 million respectively and mainly regard the carrying amount of three solar plants in Brazil, which, following decisions by management, meet the requirements of IFRS 5 for classification as held for sale.

The change for the period essentially concerns the sale of an 80% stake in eight Mexican project companies (Project Kino) classified as held for sale as of December 31, 2017, and now accounted for using the equity method for the remaining share attributable to the Group, and the reclassification of the project companies relating to the Kafireas wind farm as no longer available for sale as the conditions for the sale were no longer met.

34. Shareholders' equity – *€47,852 million*

34.1 Equity pertaining to the shareholders of the Parent Company – *€31,720 million*

Share capital – *€10,167 million*

At December 31, 2018, the share capital of Enel SpA – considering that as at December 31, 2017, there were no approved stock option plans (and thus no options exercised) – amounted to €10,166,679,946 fully subscribed and paid up, represented by the same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each.
At December 31, 2018, 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 were the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake). In addition, BlackRock Inc. reported that it held, through subsidiaries, an "aggregate investment" (represented by shares with voting rights, shares in securities lending arrangements and other long positions with cash settlement involving contracts for differences) of 4.827% as at September 5, 2018 for asset management purposes. As from that moment, BlackRock is exempt from the requirements to notify significant investments in Enel pursuant to Article 119-*bis*, paragraphs 7 and 8, of the Issuers' Regulation approved with CONSOB Resolution no. 11971 of May 14, 1999.

Other reserves – *€1,700 million*

Share-premium reserve – *€7,489 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 – *€(3,317) million*

The decrease for the year, of €703 million, was mainly due to the net strengthening of the functional currency against the foreign currencies used by subsidiaries.

Reserves from measurement of cash flow hedge financial instruments – *€(1,745) million*

This includes the net charges recognized in equity from the measurement of cash flow hedge derivatives. The cumulative tax effect is equal to €513 million.

Reserves from measurement of costs of hedging financial instruments – *€(258) 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.

Reserves from measurement of financial instruments at FVOCI – *€16 million*

This includes net unrealized income from the measurement at fair value of financial assets.
The increase of €36 million for the year is mainly attributable to the sale of the 7.1% stake in Echelon Corporation.
There is no cumulative tax effect on the reserve in view of the incentivized tax rules in the countries in which those instruments are held.

Reserve from equity investments accounted for using the equity method – *€(63) 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 €22 million.

Reserve from remeasurement of net liabilities/(assets) of defined benefit plans – *€(714) 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 €121 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.

The change for the period amounted to €17 million, and refers to the income deriving from the sale of minority interests in certain South African companies.

Reserve from acquisitions of non-controlling interests – *€(1,623) 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 South America and in Italy (Enel Green Power SpA).
The decrease for the period, of €460 million, mainly reflects to the effects of:

- the "Elqui" transaction, which resulted in a consolidated increase in the total investment held in Enel Chile of 1.3%, the combined effect of the sale of 38% of Enel Green Power Chile, following the merger of Enel Green Power Latin America SA into Enel Chile, and of the public tender for Enel Generación Chile, which resulted in the purchase of an additional 33.6%;
- the increase in the 2.43% interest in Enel Américas based on the provisions of the two share swap agreements with a financial institution in order to increase the stake in Enel Américas to a maximum of 5%.

Retained earnings and loss carried forward – *€19,853 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, 2017			Change					at Dec. 31, 2018		
	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	**(5,422)**	*(2,597)*	*(2,825)*	(1,287)	-	-	**(1,287)**	*(609)*	*(678)*	**(6,709)**	*(3,206)*	*(3,503)*
Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	**(1,455)**	*(1,230)*	*(225)*	(101)	(519)	68	**(552)**	*(491)*	*(61)*	**(2,007)**	*(1,721)*	*(286)*
Reserves from measurement of costs of hedging financial instruments	**(348)**	*(348)*	-	83	-	-	**83**	*90*	*(7)*	**(265)**	*(258)*	*(7)*
Reserve from measurement of financial assets at FVOCI	**(1)**	-	*(1)*	(3)	-	-	**(3)**	*(3)*	-	**(4)**	*(3)*	*(1)*
Share of OCI of associates accounted for using the equity method	**(52)**	*(54)*	*2*	(62)	-	5	**(57)**	*(58)*	*1*	**(109)**	*(112)*	*3*
Reserves from measurement of equity investments in other companies	**(23)**	*(23)*	-	12	-	-	**12**	*12*	-	**(11)**	*(11)*	-
Remeasurements of net employee benefit liabilities/(assets)	**(853)**	*(664)*	*(189)*	(172)	-	52	**(120)**	*(63)*	*(57)*	**(973)**	*(727)*	*(246)*
Total gains/(losses) recognized in equity	**(8,154)**	***(4,916)***	***(3,238)***	**(1,530)**	**(519)**	**125**	**(1,924)**	***(1,122)***	***(802)***	**(10,078)**	***(6,038)***	***(4,040)***

34.2 Dividends

	Amount distributed (millions of euro)	Dividend per share (euro)
Net dividends paid in 2017:		
Dividends for 2016	1,830	0.18
Interim dividends for 2017 (1)	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2017	**1,830**	**0.18**
Net dividends paid in 2018:		-
Dividends for 2017	2,410	0.24
Interim dividends for 2018 (2)	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2018	**2,410**	**0.24**

(1) Approved by the Board of Directors on November 8, 2017, and paid as from January 24, 2018 (interim dividend of €0.11 per share for a total of €1,068 million).
(2) 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).

The dividend for 2018, equal to €0.28 per share, amounting to a total of €2,847 million (of which €0.14 per share, for a total of €1,423 million, already paid as an interim dividend as from January 23, 2019), is to be proposed at the Shareholders' Meeting of May 16, 2019, at a single call.

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 2018.
To this end, the Group constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2018 and 2017, is summarized in the following table.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Non-current financial position	48,983	42,439	6,544
Net current financial position	(4,622)	(2,585)	(2,037)
Non-current financial receivables and long-term securities	(3,272)	(2,444)	(828)
Net financial debt	**41,089**	**37,410**	**3,679**
Equity pertaining to the shareholders of the Parent Company	31,720	34,795	(3,075)
Non-controlling interests	16,132	17,366	(1,234)
Shareholders' equity	**47,852**	**52,161**	**(4,309)**
Debt/equity ratio	**0.86**	**0.72**	-

The percentage increase in the use of debt is attributable to the reduction in the Group's consolidated shareholders' equity of €3,704 million due to the retrospective application of IFRS 9 and IFRS 15 and partly to the increase in net financial debt.

See note 41 for a breakdown of the individual items in the table.

34.3 Non-controlling interests – *€16,132 million*

The following table reports the composition of non-controlling interests by division.

Millions of euro	Non-controlling interests		Net income attributable to non-controlling interests	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Italy	7	4	-	-
Iberia	6,405	6,954	386	396
South America	8,185	8,934	1,062	1,020
Europe and Euro-Mediterranean Affairs	908	1,002	68	67
North and Central America	402	387	37	60
Africa, Asia and Oceania	225	85	8	7
Total	**16,132**	**17,366**	**1,561**	**1,550**

It should be noted that the decrease in the share attributable to non-controlling interests mainly refers to the effect of exchange rates, to the dividends in South America and of Endesa, and the change in the scope of consolidation associated with the "Elqui" transaction.

35. Borrowings

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Long-term borrowings	48,983	42,439	3,367	7,000
Short-term borrowings	-	-	3,616	1,894
Total	**48,983**	**42,439**	**6,983**	**8,894**

For more information on the nature of borrowings, see note 43 "Financial instruments".

36. Employee benefits – *€3,187 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, 2018, and December 31, 2017, respectively, as well as a reconciliation of that obligation with the actuarial liability.

Millions of euro	2018					2017				
	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	**2,413**	**739**	**253**	**254**	**3,659**	**2,449**	**847**	**231**	**284**	**3,802**
Current service cost	16	4	5	36	**61**	17	5	5	47	**74**
Interest expense	247	14	10	5	**276**	118	16	11	7	**152**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	(2)	-	-	-	**(2)**	2	-	(2)	(1)	**(1)**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	213	(10)	4	(5)	**202**	54	30	3	2	**89**
Experience adjustments	21	48	2	7	**78**	(35)	(138)	15	(5)	**(163)**
Past service cost	(1)	-	-	7	**6**	5	-	-	-	**5**
(Gains)/losses arising from settlements	-	-	-	-	**-**	-	-	-	-	**-**
Exchange differences	(114)	(1)	(9)	(6)	**(130)**	(124)	(1)	(12)	(6)	**(143)**
Employer contributions	-	-	-	-	**-**	-	-	-	-	**-**
Employee contributions	2	-	-	-	**2**	1	-	-	-	**1**
Benefits paid	(370)	(30)	(12)	(65)	**(477)**	(226)	(22)	(12)	(79)	**(339)**
Other changes	2,647	3	-	(2)	**2,648**	161	2	14	5	**182**
Liabilities classified as held for sale	-	-	-	-	**-**	-	-	-	-	**-**
Actuarial obligation at year end (A)	**5,072**	**767**	**253**	**231**	**6,323**	**2,413**	**739**	**253**	**254**	**3,659**
CHANGES IN PLAN ASSETS										
Fair value of plan assets the start of the year	**1,317**	**-**	**-**	**-**	**1,317**	1,272	-	-	-	**1,272**
Interest income	173	-	-	-	**173**	83	-	-	-	**83**
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	70	-	-	-	**70**	53	-	-	-	**53**
Exchange differences	(82)	-	-	-	**(82)**	(94)	-	-	-	**(94)**
Employer contributions	171	30	12	24	**237**	142	22	12	23	**199**
Employee contributions	2	-	-	-	**2**	1	-	-	-	**1**
Benefits paid	(370)	(30)	(12)	(24)	**(436)**	(226)	(22)	(12)	(23)	**(283)**
Other payments					**-**					**-**
Changes in the scope of consolidation	**1,879**	-	-	-	**1,879**	86	-	-	-	**86**
Fair value of plan assets at year-end (B)	**3,160**	**-**	**-**	**-**	**3,160**	**1,317**	**-**	**-**	**-**	**1,317**
EFFECT OF ASSET CEILING										
Asset ceiling at the start of the year	**64**	**-**	**-**	**-**	**64**	**54**	**-**	**-**	**-**	**54**
Interest income	4	-	-	-	**4**	4	-	-	-	**4**
Changes in asset ceiling	(38)	-	-	-	**(38)**	16	-	-	-	**16**
Exchange differences	(6)	-	-	-	**(6)**	(9)	-	-	-	**(9)**
Changes in the scope of consolidation					**-**					**-**
Asset ceiling at year end (C)	**24**	**-**	**-**	**-**	**24**	**65**	**-**	**-**	**-**	**65**
Net liability in balance sheet (A-B+C)	**1,936**	**767**	**253**	**231**	**3,187**	**1,161**	**739**	**253**	**254**	**2,407**

Millions of euro

	2018	2017
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost and past service cost	39	40
Net interest expense	107	73
(Gains)/losses arising from settlements	-	-
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	28	39
Other changes	(4)	(4)
Total	**170**	**148**

Millions of euro

	2018	2017
Change in (gains)/losses in OCI		
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	(70)	(53)
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	282	(71)
Changes in asset ceiling excluding amounts included in interest income	(38)	16
Other changes	(2)	9
Total	**172**	**(99)**

The change in cost recognized through profit or loss was equal to €22 million. The impact on the income statement is, therefore, greater than in 2017, 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 €3,159 million at December 31, 2018. Those assets, which are entirely in Spain and Brazil, break down as follows:

	2018	2017
Investments quoted in active markets		
Equity instruments	8%	4%
Fixed-income securities	65%	37%
Investment property	4%	5%
Other	-	-
Unquoted investments		
Assets held by insurance undertakings	-	-
Other	23%	54%
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	South America	Other countries	Italy	Iberia	South America	Other countries
	2018				2017			
Discount rate	0.25%-1.50%	0.21%-1.75%	4.70%-9.15%	1.50%-8.77%	0.20%-1.50%	0.65%-1.67%	5.00%-9.93%	1.50%-7.18%
Inflation rate	1.50%	2.00%	3.00%-4.00%	1.50%-4.14%	1.50%	2.00%	3.00%-4.25%	1.50%-4.22%
Rate of wage increases	2.50%	2.00%	3.80%-5.00%	3.00%-4.20%	1.50%-3.50%	2.00%	3.00%-7.38%	3.00%-4.22%
Rate of increase in healthcare costs	2.50%	3.20%	7.12%-8.00%	-	2.50%	3.20%	3.00%-8.00%	-
Expected rate of return on plan assets	-	1.75%	8.63%-9.04%	-	-	1.65%	9.72%-9.76%	-

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, 2018				at Dec. 31, 2017			
Decrease of 0.5% in discount rate	280	63	9	3	155	60	15	4
Increase of 0.5% in discount rate	(243)	(59)	(12)	(9)	(121)	(55)	(18)	(10)
Increase of 0.5% in inflation rate	(5)	(59)	(3)	(6)	(20)	(63)	(14)	(9)
Decrease of 0.5% in inflation rate	32	61	3	2	47	61	12	1
Increase of 0.5% in remuneration	10	(2)	(3)	1	32	(1)	-	1
Increase of 0.5% in pensions currently being paid	11	(2)	(3)	(3)	35	(1)	-	(3)
Increase of 1% healthcare costs	-	-	32	-	-	-	28	-
Increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees	155	25	8	(3)	54	25	147	(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 €28 million.

The following table reports expected benefit payments in the coming years for defined benefit plans.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017
Within 1 year	436	197
In 1-2 years	429	184
In 2-5 years	1,273	591
More than 5 years	2,017	1,030

37. Provisions for risks and charges – *€6,493 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018		at Dec. 31, 2017	
	Non-current	Current	Non-current	Current
Provision for litigation, risks and other charges:				
- nuclear decommissioning	552	-	538	-
- retirement, removal and site restoration	986	71	814	64
- litigation	1,315	191	861	70
- environmental certificates	-	27	-	29
- taxes and duties	409	23	300	23
- other	742	603	778	637
Total	**4,004**	**915**	**3,291**	**823**
Provision for early retirement incentives	1,177	397	1,530	387
TOTAL	**5,181**	**1,312**	**4,821**	**1,210**

Millions of euro	at Dec. 31, 2017	Accrual	Reversal	Utilization	Unwinding of interest	Change in scope of consolidation	Translation adjustment	Other changes	Reclassifications of assets held for sale	at Dec. 31, 2018
Provision for litigation, risks and other charges:										
- nuclear decommissioning	538	-	-	-	8	-	-	6	-	552
- retirement, removal and site restoration	878	21	(16)	(30)	7	1	(8)	206	(2)	1,057
- litigation	931	214	(184)	(112)	56	462	(39)	178	-	1,506
- environmental certificates	29	27	(8)	(21)	-	-	-	-	-	27
- taxes and duties	323	32	(18)	(36)	3	41	3	84	-	432
- other	1,415	237	(112)	(234)	55	20	(63)	27	-	1,345
Total	**4,114**	**531**	**(338)**	**(433)**	**129**	**524**	**(107)**	**501**	**(2)**	**4,919**
Provision for early retirement incentives	1,917	96	(3)	(426)	(4)	-	-	(6)	-	1,574
TOTAL	**6,031**	**627**	**(341)**	**(859)**	**125**	**524**	**(107)**	**495**	**(2)**	**6,493**

Nuclear decommissioning provision

At December 31, 2018, 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 1349/03 and Law 24/05. 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 South America.

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 disputes concerning service quality and disputes with employees, end users or suppliers of the companies in Spain (€170 million), Italy (€182 million) and South America (€1,145 million).
The increase compared with the previous year, equal to €575 million, mainly reflects the change in the scope of consolidation with the acquisition of Enel Distribuição São Paulo and provisions for disputes with employees, partly offset by reversals and uses, primarily in Iberia, Italy and South America.

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 increase compared with the previous year, equal to €109 million, mainly reflects the change in the scope of consolidation with the acquisition of Enel Distribuição São Paulo, partly offset by reversals and 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 €70 million for the year is mainly attributable to the reversal of part of the provision allocated by e-distribuzione for the charges to be paid in relation to exceptional weather events, to utilizations by Enel Global Trading of the provisions linked to the abandonment of the upstream gas projects in Algeria, to the reversal by Enel Energia of the rebranding provision following the transfer of points of sale from Servizio Elettrico Nazionale to Enel Energia due to the abolition of the regulated market by 2020, which was partly offset by the provision allocated by Servizio Elettrico Nazionale following penalty proceedings initiated by the antitrust authority and by the change in scope of consolidation following the acquisition of Enel Distribuição São Paulo.

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 €343 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 – *€1,901 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Accrued operating expenses and deferred income	484	929	(445)	-47.9%
Other items	1,417	1,074	343	31.9%
Total	**1,901**	**2,003**	**(102)**	**-5.1%**

The reduction of €445 million in accrued operating expenses and deferred income is mainly attributable to the reclassification of deferred income for fees received from customers to liabilities deriving from contracts with customers in application of IFRS 15.

The increase in other items mainly refers to payables due to tax partnerships recognized by the renewable-energy companies in North America in the amount of €325 million as a result of the start of operations at the Diamond Vista, HillTopper, Rattlesnake and Fenner plants.

39. Trade payables – *€13,387 million*

The item amounted to €13,387 million (€12,671 million in 2017) 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 €12,718 million (€11,965 million in 2017), while those with falling due in more than 12 months amounted to €669 million (€706 million in 2017).

40. Other current financial liabilities – *€788 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Deferred financial liabilities	654	857	(203)	-23.7%
Other items	134	97	37	38.1%
Total	**788**	**954**	**(166)**	**-17.4%**

The decrease in other current financial liabilities is attributable to the €203 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 – *€41,089 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, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Long-term borrowings	43	48,983	42,439	6,544	15.4%
Short-term borrowings	43	3,616	1,894	1,722	90.9%
Other current financial payables[(1)]		28	-	28	-
Current portion of long-term borrowings	43	3,367	7,000	(3,633)	-51.9%
Non-current financial assets included in debt	26.1	(3,272)	(2,444)	(828)	-33.9%
Current financial assets included in debt	30.1	(5,003)	(4,458)	(545)	-12.2%
Cash and cash equivalents	32	(6,630)	(7,021)	391	5.6%
Total		**41,089**	**37,410**	**3,679**	**9.8%**

(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, 2018, and December 31, 2017, reconciled with net financial debt as provided for in the presentation methods of the Enel Group.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Cash and equivalents on hand	328	343	(15)	-4.4%
Bank and post office deposits	5,531	6,487	(956)	-14.7%
Other investments of liquidity	771	191	580	-
Securities	63	69	(6)	-8.7%
Liquidity	**6,693**	**7,090**	**(397)**	**-5.6%**
Short-term financial receivables	3,418	3,253	165	5.1%
Factoring receivables	-	42	(42)	-
Short-term portion of long-term financial receivables	1,522	1,094	428	39.1%
Current financial receivables	**4,940**	**4,389**	**551**	**12.6%**
Short-term bank debt	(512)	(249)	(263)	-
Commercial paper	(2,393)	(889)	(1,504)	-
Short-term portion of long-term bank debt	(1,830)	(1,346)	(484)	-36.0%
Bonds issued (short-term portion)	(1,341)	(5,429)	4,088	75.3%
Other borrowings (short-term portion)	(196)	(225)	29	12.9%
Other short-term financial payables	(739)	(756)	17	-2.2%
Total short-term financial debt	**(7,011)**	**(8,894)**	**1,883**	**21.2%**
Net short-term financial position	**4,622**	**2,585**	**2,037**	**78.8%**
Debt to banks and financing entities	(8,819)	(8,310)	(509)	-6.1%
Bonds	(38,633)	(32,285)	(6,348)	-19.7%
Other borrowings	(1,531)	(1,844)	313	17.0%
Long-term financial position	**(48,983)**	**(42,439)**	**(6,544)**	**-15.4%**
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB Communication	**(44,361)**	**(39,854)**	**(4,507)**	**-11.3%**
Long-term financial receivables and securities	**3,272**	**2,444**	**828**	**33.9%**
NET FINANCIAL DEBT	**(41,089)**	**(37,410)**	**(3,679)**	**-9.8%**

42. Other current liabilities – *€12,107 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	
Payables due to customers	1,773	1,824	(51)	-2.8%
Payables due to institutional market operators	3,945	4,765	(820)	-17.2%
Payables due to employees	472	422	50	11.8%
Other tax payables	1,093	1,323	(230)	-17.4%
Payables due to social security institutions	212	218	(6)	-2.8%
Contingent considerations	109	56	53	94.6%
Payables for put options granted to minority shareholders	-	1	(1)	-
Current accrued expenses and deferred income	459	302	157	52.0%
Payables for dividends	1,913	1,541	372	24.1%
Liabilities for construction contracts	-	364	(364)	-
Other	2,131	1,646	485	29.5%
Total	**12,107**	**12,462**	**(355)**	**-2.8%**

Payables due to customers include €936 million (€984 million at December 31, 2017) 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 €2,546 million (€3,042 million at December 31, 2017) and on the Spanish market amounting to €1,131 million (€1,399 million at December 31, 2017), and on the South American market amounting to €268 million (€324 million at December 31, 2017).

Contingent consideration mainly regard a number of shareholdings held primarily by the Group in North America whose fair value was determined on the basis of the terms and conditions of the contractual agreements between the parties.

The change in payables for dividends refers to the increase in the minimum dividend to be paid to shareholders, which went from €0.21 to €0.28 per share.

The increase in other payables mainly relates to the change in scope of consolidation following the acquisition of Enel Distribuição São Paulo.

Liabilities for construction contracts at December 31, 2018 (in the amount of €326 million), have been reclassified to liabilities deriving from contracts with customers following application of the simplified approach allowed under IFRS 15. For this reason, the balances at December 31, 2017 (€364 million), have not been reclassified. For more information, see note 25 of the consolidated financial statements.

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, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017
Financial assets at amortized cost	43.1.1	**4,292**	**2,817**	**25,268**	**26,496**
Financial assets at FVTOCI	43.1.2	**413**	**438**	**72**	**69**
Financial assets at fair value through profit or loss					
Derivative financial assets at FVTPL	43.1.3	31	17	3,163	1,982
Other financial assets at FVTPL	43.1.3	2,080	1,478	-	16
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	43.1.3	-	-	-	-
Total financial assets at fair value through profit or loss		**2,111**	**1,495**	**3,163**	**1,998**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	43.1.4	25	23	4	-
Cash flow hedge derivatives	43.1.4	949	662	747	327
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**974**	**685**	**751**	**327**
TOTAL		**7,790**	**5,435**	**29,254**	**28,890**

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, 2018	at Dec. 31, 2017	Notes	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017
Cash and cash equivalents		-	-	32	6,630	7,021
Trade receivables	29	835	557	29	12,752	13,972
Short-term portion of long-term financial receivables		-	-	30.1	1,522	1,094
Receivables for factoring		-	-	30.1	-	42
Cash collateral		-	-	30.1	2,559	2,664
Other financial receivables	26.1	2,912	2,060	30.1	659	589
Financial assets from service concession arrangements at amortized cost	26	345	-	30	12	-
Other financial assets at amortized cost	26, 27	200	200	30, 31	934	1,114
Total		**4,292**	**2,817**		**25,268**	**26,496**

Impairment of financial assets at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost at December 31, 2018 amounted to €29,560 million (€29,313 million at December 31, 2017) and are recognized net of allowances for expected credit losses, which totaled €3,083 million at the end of the year, compared with a balance of €2,402 million at the end of previous year.

The Group mainly has the following types of financial assets measured at amortized cost subject to impairment testing:

> cash and cash equivalents;

- trade receivables;
- 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 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).
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 and non-current assets and liabilities from contracts with customers".

Depending on the nature of the financial assets and the credit risk information available, the assessment of the increase in credit risk may be performed on:

- an individual basis, if the receivables are individually significant and for all receivables which have been individually identified for impairment based on reasonable and supportable information;
- a collective basis, if no reasonable and supportable information is available without undue cost or effort to measure expected credit losses on an individual instrument basis.

When there is no reasonable expectation of recovering a financial asset in its entirety or a portion thereof, the gross carrying amount of the financial asset shall be reduced.
A write-off represents a derecognition event (e.g. the right to cash flows is legally or contractually extinguished, transferred or expired).

To measure expected losses, the Group assesses trade receivables and contract assets using the simplified approach both individually (e.g. for governments, authorities, financial counterparties, wholesalers, traders, large enterprises, etc.) and collectively (e.g. for retail customers).

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, 2018			at Dec. 31, 2017		
	Gross amount	Allowance for expected losses	Total	Gross amount	Allowance for expected losses	Total
Cash and cash equivalents	6,632	2	6,630	7,021	-	7,021
Trade receivables	16,415	2,828	13,587	16,931	2,402	14,529
Financial receivables	8,081	229	7,852	6,449	-	6,449
Other financial assets at amortized cost	1,515	24	1,491	1,314	-	1,314
Total	**32,643**	**3,083**	**29,560**	**31,712**	**2,402**	**29,313**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on financial receivables:

Millions of euro	Allowance for 12-month expected losses	Allowance for lifetime expected losses
Opening balance at Jan. 1, 2017 – IAS 39	-	-
Provisions	-	-
Uses	-	-
Reversals to profit or loss	-	-
Other changes	-	-
Closing balance at Dec. 31, 2017 – IAS 39	-	-
Adjustment IFRS 9 FTA	7	23
Opening balance at Jan. 1, 2018 – IFRS 9	**7**	**23**
Provisions	-	4
Uses	-	-
Reversals to profit or loss [1]	(188)	(2)
Other changes [2]	268	117
Closing balance at Dec. 31, 2018	**87**	**142**

[1] Includes €186 million from the reversal of the impairment loss on the financial receivable generated following the disposal of 50% of Slovak Power Holding.
[2] Includes €186 million from the cumulative impairment losses at December 31, 2017 on the financial receivable generated following the disposal of 50% of Slovak Power Holding, previously recognized on the receivable account and reclassified in 2018 to the provision for expected losses.

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on trade receivables:

Millions of euro	
Opening balance at Jan. 1, 2017 – IAS 39	**2,028**
Provisions	1,204
Uses	(601)
Reversals to profit or loss	(310)
Other changes	81
Closing balance at Dec. 31, 2017 – IAS 39	**2,402**
Adjustment IFRS 9 FTA	207
Opening balance at Jan. 1, 2018 – IFRS 9	**2,609**
Provisions	1,367
Uses	(897)
Reversals to profit or loss	(281)
Other changes	30
Closing balance at Dec. 31, 2018	**2,828**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on other financial assets at amortized cost:

	Allowance for lifetime expected losses
Opening balance at Jan. 1, 2017 - IAS 39	-
Provisions	-
Uses	-
Reversals to profit or loss	-
Other changes	-
Closing balance at Dec. 31, 2017 - IAS 39	-
Adjustment IFRS 9 FTA	15
Opening balance at Jan. 1, 2018 – IFRS 9	**15**
Provisions	3
Uses	-
Reversals to profit or loss	(3)
Other changes	9
Closing balance at Dec. 31, 2018	**24**

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, 2018	at Dec. 31, 2017	Notes at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017
Equity investments in other entities at FVOCI	26	53	56	-	-
Securities	26.1	360	382	30.1 72	69
Total		**413**	**438**	**72**	**69**

Changes in financial assets at FVOCI

Equity investments in other entities

Millions of euro	Non-current	Current
Closing balance at Dec. 31, 2017 – IAS 39	**4**	-
Adjustment for IFRS 9 FTA	(5)	-
Opening balance at Jan. 1, 2018 – IFRS 9	**(1)**	-
Purchases	16	-
Sales	-	-
Changes in fair value through OCI	13	-
Other changes	25	-
Closing balance at Dec. 31, 2018	**53**	-

Securities at FVOCI

Millions of euro	Non-current	Current
Closing balance at Dec. 31, 2017 – IAS 39	**382**	**69**
Adjustment for IFRS 9 FTA	-	-
Opening balance at Jan. 1, 2018 – IFRS 9	**382**	**69**
Purchases	93	18
Sales	(45)	(9)
Changes in fair value through OCI	(3)	-
Reclassifications	(64)	64
Other changes	(3)	(70)
Closing balance at Dec. 31, 2018	**360**	**72**

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, 2018	at Dec. 31, 2017	Notes	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017
Derivatives at FVTPL	46	31	17	46	3,163	1,982
Equity investments in other entities at FVTPL	26	10	2		-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	26	2,070	1,476	30	-	16
Total		**2,111**	**1,495**		**3,163**	**1,998**

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, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017
Financial liabilities measured at amortized cost	43.2.1	**49,824**	**43,408**	**27,567**	**29,355**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	43.4	34	21	3,135	1,980
Total financial liabilities at fair value through profit or loss		**34**	**21**	**3,135**	**1,980**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	43.4		7		6
Cash flow hedge derivatives	43.4	2,575	2,970	1,208	274
Total derivative financial liabilities designated as hedging instruments		**2,575**	**2,977**	**1,208**	**280**
TOTAL		**52,433**	**46,406**	**31,910**	**31,615**

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, 2018**	at Dec. 31, 2017	Notes	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Long-term borrowings	43.3	48,983	42,439	43.3	3,367	7,000
Short-term borrowings		-	-	43.3	3,616	1,894
Trade payables	39	689	706	39	12,718	11,965
Other financial liabilities	38	172	263	42	7,866	8,496
Total		**49,824**	**43,408**		**27,567**	**29,355**

43.3 Borrowings

43.3.1 Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) – *€52,350 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, 2018, 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, 2018					at Dec. 31, 2017					
Bonds:											
- listed, fixed rate	23,811	23,099	845	22,254	25,944	25,862	25,275	4,679	20,596	29,561	(2,176)
- listed, floating rate	3,187	3,166	305	2,861	3,288	2,942	2,926	684	2,242	3,201	240
- unlisted, fixed rate	12,860	12,758	-	12,758	12,563	8,532	8,458	-	8,458	9,257	4,300
- unlisted, floating rate	951	951	191	760	932	1,055	1,055	66	989	1,051	(104)
Total bonds	**40,809**	**39,974**	**1,341**	**38,633**	**42,727**	**38,391**	**37,714**	**5,429**	**32,285**	**43,070**	**2,260**
Bank borrowings:											
- fixed rate	1,495	1,486	477	1,009	1,539	1,545	1,533	293	1,240	4,155	(47)
- floating rate	8,987	8,954	1,353	7,601	8,817	8,146	8,116	1,053	7,063	8,445	838
- use of revolving credit lines	209	209	-	209	210	8	7	-	7	7	202
Total bank borrowings	**10,691**	**10,649**	**1,830**	**8,819**	**10,566**	**9,699**	**9,656**	**1,346**	**8,310**	**12,607**	**993**
Non-bank borrowings:											
- fixed rate	1,569	1,549	164	1,385	1,585	1,884	1,865	198	1,667	2,149	(316)
- floating rate	197	178	32	146	182	223	204	27	177	231	(26)
Total non-bank borrowings	**1,766**	**1,727**	**196**	**1,531**	**1,767**	**2,107**	**2,069**	**225**	**1,844**	**2,380**	**(342)**
Total fixed-rate borrowings	**39,735**	**38,892**	**1,486**	**37,406**	**41,631**	**37,823**	**37,131**	**5,170**	**31,961**	**45,122**	**1,761**
Total floating-rate borrowings	**13,531**	**13,458**	**1,881**	**11,577**	**13,429**	**12,374**	**12,308**	**1,830**	**10,478**	**12,935**	**1,150**
TOTAL	**53,266**	**52,350**	**3,367**	**48,983**	**55,060**	**50,197**	**49,439**	**7,000**	**42,439**	**58,057**	**2,911**

The balance for bonds is reported net of €898 million in respect of the unlisted floating-rate "Special series of bonds reserved for employees 1994-2019", which the Parent Company holds in portfolio.

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, 2018		at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2018	
Euro	**23,388**	**24,025**	**25,925**	**26,449**	**2.8%**	**3.3%**
US dollar	18,541	18,720	13,521	13,658	4.7%	4.9%
Pound sterling	4,750	4,794	4,786	4,835	6.1%	6.2%
Colombian peso	1,543	1,543	1,618	1,618	7.5%	7.5%
Brazilian real	2,074	2,114	1,201	1,230	8.3%	8.4%
Swiss franc	403	403	687	688	2.1%	2.1%
Chilean peso/UF	700	710	465	475	6.1%	6.1%
Peruvian sol	404	404	385	385	6.2%	6.2%
Russian ruble	247	247	245	245	8.1%	8.1%
Japanese yen	-	-	233	233	-	-
Other currencies	300	306	373	381		
Total non-euro currencies	**28,962**	**29,241**	**23,514**	**23,748**		
TOTAL	**52,350**	**53,266**	**49,439**	**50,197**		

Long-term financial debt denominated in currencies other than the euro increased by €5,448 million. The change is largely attributable to new borrowing in US dollars by Enel Finance International as well as the increase in debt denominated in the Brazilian real following the acquisition of Enel Distribuição São Paulo in Brazil.

Change in the nominal value of long-term debt

Millions of euro	Nominal value at Dec. 31, 2017	Repayments	Change in own bonds	Change in scope of consolidation	Exchange offer	New financing	Exchange differences	Reclassification from/to assets/(liabilities) held for sale	Nominal value at Dec. 31, 2018
Bonds	38,391	(8,987)	(38)	771	-	9,809	447	416	40,809
Borrowings	11,806	(3,053)	-	170	-	3,615	(81)	-	12,457
Total financial debt	**50,197**	**(12,040)**	**(38)**	**941**	**-**	**13,424**	**366**	**416**	**53,266**

Compared with December 31, 2017, the nominal value of long-term debt at December 31, 2018 increased by €3,069 million, the net effect of €13,424 million in new borrowings, €941 million from the change in the scope of consolidation, the reclassification to "assets/liabilities held for sale" of €416 million and the impact of adverse exchange rate developments in the amount of €366 million, only partly offset by repayments of €12,040 million. The change in the scope of consolidation main reflects the increase in debt following the acquisition of the Brazilian distribution company Enel Distribuição São Paulo.

Repayments in 2018 concerned bonds in the amount of €8,987 million and borrowings totaling €3,053 million.

More specifically, the main bonds maturing in 2018 included:

- two retail bonds, one fixed-rate and one floating-rate (€3,000 million) issued by Enel SpA, maturing in February 2018;
- a fixed-rate bond (€512 million) issued by Enel Finance International, maturing in April 2018;
- a fixed-rate bond (€591 million) issued by Enel SpA, maturing in June 2018;
- a fixed-rate bond (€544 million) issued by Enel Finance International, maturing in October 2018;
- a fixed-rate bond (€311 million) issued by Enel Finance International, maturing in December 2018.

In addition, in May 2018 Enel SpA repurchased €732 million in hybrid bonds it had issued in September 2013.

The main repayments of borrowings in the year included the following:

- €250 million in respect of subsidized loans of e-distribuzione and Enel Produzione;
- €68 million in respect of bank borrowings of Endesa, of which €12 million in subsidized loans;
- €133 million in respect of bank borrowings of Enel Green Power SpA, of which €51 million in subsidized loans;
- the equivalent of €54 million in respect of bank borrowings of Enel Russia, of which €27 million in subsidized loans;
- the equivalent of €102 million in respect of loans of Enel Green Power North America;
- the equivalent of €2,020 million in respect of loans of companies in South America.

The main new borrowing carried out in 2018 involved bonds in the amount of €9,809 million and borrowings of €3,615 million.

The table below shows the main characteristics of financial transactions carried out in 2018:

	Issuer/Borrower	Issue/grant date	Amount in millions of euro	Currency	Interest rate	Interest rate type	Maturity
Bonds:							
	Enel Finance International	16/01/2018	1,250	EUR	1.13%	Fixed rate	16/09/2026
	Enel SpA	24/05/2018	500	EUR	2.50%	Fixed rate	24/11/2023
	Enel SpA	24/05/2018	750	EUR	3.38%	Fixed rate	24/11/2026
	Enel Chile	12/06/2018	873	USD	4.88%	Fixed rate	12/06/2028
	Enel Distribuição São Paulo	13/09/2018	159	BRL	108.25% CDI	Floating rate	13/09/2021
	Enel Distribuição São Paulo	13/09/2018	314	BRL	111% CDI	Floating rate	13/09/2023
	Enel Distribuição São Paulo	13/09/2018	203	BRL	CDI + 1.45%	Floating rate	13/09/2025
	Enel Finance International	14/09/2018	1,091	USD	4.25%	Fixed rate	14/09/2023
	Enel Finance International	14/09/2018	1,309	USD	4.63%	Fixed rate	14/09/2025
	Enel Finance International	14/09/2018	1,091	USD	4.88%	Fixed rate	14/06/2029
Total bonds			**7,540**				
Bank borrowings:							
	Enel Chile	28/03/2018	83	CLP	TAB + 55 bps	Floating rate	12/07/2019
	Enel Chile	28/03/2018	93	CLP	TAB + 55 bps	Floating rate	12/07/2019
	Enel Chile	28/03/2018	93	CLP	TAB + 55 bps	Floating rate	12/07/2019
	e-distribuzione	03/05/2018	200	EUR	Euribor 6M + 42.9 bps	Floating rate	03/05/2033
	Endesa	29/05/2018	500	EUR	Euribor 6M + 21.7 bps	Floating rate	29/05/2030
	Enel Green Power RSA	31/07/2018	149	ZAR	CPI RRR + 300 bps	Floating rate	31/12/2021
	e-distribuzione	19/10/2018	200	EUR	Euribor 6M + 34.6 bps	Floating rate	19/10/2033
	Enel X Mobility	20/11/2018	50	EUR	Euribor 6M + 33.9 bps	Floating rate	20/11/2028
Total bank borrowings			**1,368**				

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.

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 South 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, 2018.

The following table reports the impact on gross long-term debt of hedges established to mitigate exchange risk.

Hedged long-term financial debt by currency

Millions of euro	at Dec. 31, 2018						at Dec. 31, 2017					
	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	**23,388**	**24,025**	**45.0%**	**18,901**	**42,926**	**80.6%**	**25,925**	**26,449**	**52.7%**	**15,144**	**41,593**	**82.9%**
US dollar	18,541	18,720	35.1%	(15,064)	3,656	6.9%	13,521	13,658	27.2%	(10,577)	3,081	6.1%
Pound sterling	4,750	4,794	9.0%	(4,794)	-	-	4,786	4,835	9.6%	(4,835)	-	-
Colombian peso	1,543	1,543	2.9%	-	1,543	2.9%	1,618	1,618	3.2%	29	1,647	3.3%
Brazilian real	2,074	2,114	4.0%	1,207	3,321	6.2%	1,201	1,230	2.5%	977	2,207	4.4%
Swiss franc	403	403	0.8%	(403)	-	-	687	688	1.4%	(688)	-	-
Chilean peso/UF	700	710	1.3%	-	710	1.3%	465	475	0.9%	-	475	0.9%
Peruvian sol	404	404	0.8%	-	404	0.8%	385	385	0.8%	-	385	0.8%
Russian ruble	247	247	0.5%	73	320	0.6%	245	245	0.5%	100	345	0.7%
Japanese yen	-	-	-	-	-	-	233	233	0.5%	(233)	-	-
Other currencies	300	306	0.6%	80	386	0.7%	373	381	0.7%	83	464	0.9%
Total non-euro currencies	**28,962**	**29,241**	**55.0%**	**(18,901)**	**10,340**	**19.4%**	**23,514**	**23,748**	**47.3%**	**(15,144)**	**8,604**	**17.1%**
TOTAL	**52,350**	**53,266**	**100.0%**	**-**	**53,266**	**100.0%**	**49,439**	**50,197**	**100.0%**	**-**	**50,197**	**100.0%**

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	2018				2017			
	Pre-hedge	%	Post-hedge	%	Pre-hedge	%	Post-hedge	%
Floating rate	17,175	30.2%	12,983	22.8%	14,268	27.4%	11,358	21.8%
Fixed rate	39,735	69.8%	43,927	77.2%	37,823	72.6%	40,733	78.2%
Total	**56,910**		**56,910**		**52,091**		**52,091**	

At December 31, 2018, 30.2% of financial debt was floating rate (27.4% at December 31, 2017). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IFRS-EU, 22.8% of net financial debt (21.8% at December 31, 2017) was exposed to interest rate risk. Including interest rate derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, 77% of net financial debt was hedged (78% hedged at December 31, 2017).

These results are in line with the limits established in the risk management policy.

43.3.2 Short-term borrowings – *€3,616 million*

At December 31, 2018 short-term borrowings amounted to €3,616 million, an increase of €1,722 million on December 31, 2017. They break down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Short-term bank borrowings	512	249	263
Commercial paper	2,393	889	1,504
Cash collateral on derivatives and other financing	301	449	(148)
Other short-term borrowings [1]	410	307	103
Short-term borrowings	**3,616**	**1,894**	**1,722**

(1) Does not include current financial debt included in other current financial liabilities.

Short-term bank borrowings amounted to €512 million.

Commercial paper amounted to €2,393 million, issued by Enel Finance International, International Endesa BV 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 International Endesa BV;
- $400 million (equivalent to €349 million) of Enel Américas and Enel Generación Chile.

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	2018		2017	
	Net gains/(losses)	Of which impairment/reversal of impairment	Net gains/(losses)	Of which impairment/reversal of impairment
Financial assets at amortized cost	**(409)**	**(1,101)**	**(701)**	**(870)**
Financial assets at FVOCI				
Equity investments at FVOCI	10	-	-	-
Other financial assets at FVOCI [1]	4	-	82	-
Total financial assets at FVOCI	**14**	**-**	**82**	**-**
Financial assets at FVTPL				
Financial assets at FVTPL	385	188	-	-
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial assets at FVTPL	**385**	**188**	**-**	**-**
Financial liabilities measured at amortized cost	**(3,545)**	**-**	**(1,054)**	**-**
Financial liabilities at FVTPL				
Financial liabilities held for trading	-	-	1	-
Financial liabilities designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial liabilities at FVTPL	**-**	**-**	**1**	**-**

(1) The value of other assets at FVOCI for 2017 includes income from assets in respect of service concession arrangements that were classified as assets available for sale, while in 2018, following application of IFRS 9, those assets were mainly classified as assets 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 market risks (including interest rate risk, exchange risk and commodity risk), credit risk and liquidity risk.

As noted in the section "Main risks and uncertainties", 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.

Market risks

Market risks are mainly composed of interest rate risk, exchange risk and commodity price risk. The sources of Enel's exposure to market risks have not changed since the previous year.

Interest rate risk is primarily generated by the use of financial instruments. The main financial liabilities held by the Group include bonds, bank borrowings, other borrowings, commercial paper, derivatives, cash deposits received to secure commercial or derivatives transactions (guarantees received, cash collateral), liabilities for construction contracts and trade payables. The main financial assets held by the Group include financial receivables, factoring receivables, derivatives, cash deposits made to secure commercial or derivatives

transactions (guarantees pledged, cash collateral), cash (and cash equivalents), receivables for construction contracts and trade receivables.
The main purpose of those financial instruments is to support the operations of the Group For more details, please see note 43 "Financial instruments" of the consolidated financial statements.
Exchange risk is generated by transactions in fuels and power, industrial investments, dividends from investees, commercial transactions and the use of financial instruments. The consolidated financial statements of the group are also exposed to translation risk.
The Group's policies for managing market 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.

The risk of fluctuations in commodity prices is generated by the volatility of those prices and existing structural correlations between them, which creates uncertainty about the margin on transactions in fuels and energy. Price developments are observed and analyzed in order to develop the Group's industrial, financial and commercial strategies and policies.
In order to contain the effects of such fluctuations and stabilize margins, in accordance with the Group's policies and operational limits established with the risk governance arrangements, Enel develops and plans strategies that impact the various stages of the industrial process associated with the production and sale of electricity and gas (such as advance sourcing and long-term commercial agreements) and risk mitigation plans and techniques for hedging risks with derivatives.

As part of its governance of market 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 2018, no overshoot of those threshold values was detected.

Interest rate risk

Interest rate risk primarily 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 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 may 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, 2018 and December 31, 2017 broken down by type of contract:

Millions of euro	Notional amount	
	2018	2017
Floating-to-fixed interest rate swaps	10,032	11,166
Fixed-to-floating interest rate swaps	154	884
Fixed-to-fixed interest rate swaps	-	-
Floating-to-floating interest rate swaps	165	165
Interest rate options	50	50
Total	**10,401**	**12,265**

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		2018			
		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	23	(23)	-	-
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	-	-	108	(108)
Fair value hedges	25	(1)	1	-	-

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 exposure 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.

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 may 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, 2018 and December 31, 2017, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	2018	2017
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs) hedging debt denominated in currencies other than the euro	24,712	19,004
Currency forwards hedging exchange risk on commodities	4,924	3,526
Currency forwards hedging future cash flows in currencies other than the euro	5,386	6,319
Currency swaps hedging commercial paper	-	-
Currency forwards hedging loans	-	-
Other currency forwards	1,584	300
Total	**36,606.0**	**29,149**

More specifically, these include:

> CCIRSs with a notional amount of €24,712 million to hedge the exchange risk on debt denominated in currencies other than the euro (€19,004 million at December 31, 2017);

> currency forwards with a total notional amount of €10,310 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 (€9,845 million at December 31, 2017);

> 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, 2018, 55% (47% at December 31, 2017) 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 19% at December 31, 2018 (17% at December 31, 2017).

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		2018			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Exchange rate	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term debt denominated in currencies other than the euro after hedging	10%	-	-	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	493	(600)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%	-	-	(2,712)	3,311
Fair value hedges	10%	8	(9)	-	-

Commodity risk

The risk of fluctuations in the price of commodities is mainly associated with the purchase and sale 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.

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 may 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, 2018 and December 31, 2017, broken down by type of instrument.

Millions of euro	Notional amount	
	2018	2017
Forward and futures contracts	41,157	24,824
Swaps	6,346	4,584
Options	549	422
Embedded derivatives	-	-
Total	**48,052**	**29,830**

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 +10% and -10% 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 gas and petroleum products and, to a lesser extent, of electricity and CO_2. The impact on equity of the same shifts in the price curve is primarily due to changes in the price of electricity and, to a lesser extent, coal and CO_2.

Millions of euro		2018			
		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	10%	(114)	101	-	-
Change in the fair value of derivatives on commodities designated as hedging instruments	10%	-	-	70	(60)

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, 2018		
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	0.3%	7,682	22	7,660
Underperforming	Lifetime ECL	44.2%	344	152	192
Non-performing	Lifetime ECL	100.0%	55	55	-
Total			**8,081**	**229**	**7,852**

Assets deriving from contracts with customers, trade receivables and other receivables: individual measurement

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018			
	Avg loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected loss allowance	Net value
Contract assets	-	**37**	-	**37**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	0.9%	4,349	37	4,312
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	4.6%	368	17	351
- 31-60 days	13.0%	77	10	67
- 61-90 days	6.7%	60	4	56
- 91-120 days	15.6%	45	7	38
- 121-150 days	4.3%	46	2	44
- 151-180 days	20.3%	79	16	63
- more than 180 days (credit impaired)	51.6%	1,088	561	527
Total trade receivables		**6,112**	**654**	**5,458**
Other receivables				
Other receivables not past due	1.1%	999	11	988
Other receivables past due:				
- 1-30 days	-	83	-	83
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	-	-	-	-
Total other receivables		**1,082**	**11**	**1,071**
TOTAL		**7,231**	**665**	**6,566**

Assets deriving from contracts with customers, trade receivables and other receivables: collective measurement

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018			
	Avg loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected loss allowance	Net value
Contract assets	**0.2%**	**445**	**1**	**444**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	2.3%	3,988	91	3,897
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	1.9%	2,289	44	2,245
- 31-60 days	12.0%	209	25	184
- 61-90 days	18.7%	139	26	113
- 91-120 days	24.8%	125	31	94
- 121-150 days	22.5%	111	25	86
- 151-180 days	29.3%	92	27	65
- more than 180 days (credit impaired)	56.9%	3,350	1,905	1,445
Total trade receivables		**10,303**	**2,174**	**8,129**
Other receivables				
Other receivables not past due	3.3%	393	13	380
Other receivables past due:				
- 1-30 days	-	40	-	40
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	-	-	-	-
Total other receivables		**433**	**13**	**420**
TOTAL		**11,181**	**2,188**	**8,993**

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, 2018		at Dec. 31, 2017	
	Expiring within one year	Expiring beyond one year	Expiring within one year	Expiring beyond one year
Committed credit lines	750	13,758	245	13,761
Uncommitted credit lines	355	-	360	1
Commercial paper	6,990	-	7,464	-
Total	**8,095**	**13,758**	**8,069**	**13,762**

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	2020	2021	2022	2023	Beyond
Bonds:							
- listed, fixed rate	55	790	1,928	1,309	2,250	2,801	13,966
- listed, floating rate	106	199	283	355	465	567	1,191
- unlisted, fixed rate	-	-	-	-	1,787	2,172	8,799
- unlisted, floating rate	135	56	27	111	97	97	428
Total bonds	**296**	**1,045**	**2,238**	**1,775**	**4,599**	**5,637**	**24,384**
Bank borrowings:							
- fixed rate	82	395	397	244	75	42	251
- floating rate	188	1,165	1,381	1,175	629	636	3,780
- use of revolving credit lines	-	-	73	136	-	-	-
Total bank borrowings	**270**	**1,560**	**1,851**	**1,555**	**704**	**678**	**4,031**
Non-bank borrowings:							
- fixed rate	42	122	176	165	169	176	699
- floating rate	7	25	37	31	27	20	31
Total non-bank borrowings	**49**	**147**	**213**	**196**	**196**	**196**	**730**
Total	**615**	**2,752**	**4,302**	**3,526**	**5,499**	**6,511**	**29,145**

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 IAS 39.

The following table reports the undiscounted cash flows associated with outstanding commitments at December 31, 2018.

Millions of euro

Commitments to purchase commodities:	at Dec. 31, 2018	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Beyond
- electricity	109,638	27,358	20,282	19,892	42,106
- fuels	43,668	26,536	10,969	4,398	1,765
Total	**153,306**	**53,894**	**31,251**	**24,290**	**43,871**

45. Offsetting financial assets and financial liabilities

At December 31, 2018, 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, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	12	827	6	23	15	-	1	-
- on exchange rates	171	-	19	-	66	-	3	-
Total	**183**	**827**	**25**	**23**	**81**	**-**	**4**	**-**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	404	780	12	5	427	127	1	1
- on exchange rates	8,318	3,644	675	594	4,689	1,130	252	45
- on commodities	1,126	367	262	63	1,428	1,975	494	281
Total	**9,848**	**4,791**	**949**	**662**	**6,544**	**3,232**	**747**	**327**
Trading derivatives:								
- on interest rates	50	394	2	3				-
- on exchange rates	197	134	4	5	4,057	4,442	51	80
- on commodities	261	177	25	9	20,553	12,909	3,112	1,902
Total	**508**	**705**	**31**	**17**	**24,610**	**17,351**	**3,163**	**1,982**
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL ASSETS	**10,539**	**6,323**	**1,005**	**702**	**31,235**	**20,583**	**3,914**	**2,309**

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional		Fair value		Notional		Fair value	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	-	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	-	63	-	7	-	35	-	6
- on commodities	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**-**	**63**	**-**	**7**	**-**	**35**	**-**	**6**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	8,605	9,899	605	556	272	50	1	1
- on exchange rates	13,025	15,756	1,803	2,375	2,791	2,096	348	114
- on commodities	656	368	167	39	2,050	1,114	859	159
Total	**22,286**	**26,023**	**2,575**	**2,970**	**5,113**	**3,260**	**1,208**	**274**
Trading derivatives:								
- on interest rates	478	88	17	9	138	100	66	65
- on exchange rates	191	326	3	10	3,101	1,474	33	38
- on commodities	133	18	14	2	21,845	12,902	3,036	1,877
Total	**802**	**432**	**34**	**21**	**25,084**	**14,476**	**3,135**	**1,980**
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL LIABILITIES	**23,088**	**26,518**	**2,609**	**2,998**	**30,197**	**17,771**	**4,343**	**2,260**

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 hedge; or
> cash flow hedge.

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 qualitatively assessment or a quantitatively 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 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 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 swap as hedging instrument, 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 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 following tables show the notional amount and the fair value of hedging derivatives assets and liabilities, classified on the basis of each type of hedge relationship and hedged risk, broken down into current and non-current.

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 CU by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than CU are converted at the end-year exchange rates provided by the World Markets Reuters (WMR) Company.

For more information about the fair value measurement of derivative contracts, please see note 47 "Fair value measurement".

46.1.1 Hedge relationships by type of risk hedged

Interest rate risk

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, 2018 and December 31, 2017, broken down by type of hedge.

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
Hedging instrument	**Hedged item**	**at Dec. 31, 2018**		at Dec. 31, 2017	
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings	6	12	22	812
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	(599)	9,581	(550)	10,799
Interest rate swaps	Floating rate financial receivables	7	142	-	72
Total		**(586)**	**9,735**	**(528)**	**11,683**

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2018 and December 31, 2017, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Fair value hedge derivatives:								
- interest rate swaps	27	827	7	23	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:								
- interest rate swaps	831	907	13	6	8,877	9,949	(606)	(557)
Total interest rate derivatives	**858**	**1,734**	**20**	**29**	**8,877**	**9,949**	**(606)**	**(557)**

The notional amount of derivatives classified as hedging instruments at December 31, 2018, came to €9,735 million, with a corresponding negative fair value of €586 million.

Compared with December 31, 2017, the notional amount decreased by €1,948 million, mainly reflecting:

- the early termination of pre-hedge interest rate swaps amounting to €1,250 million in respect of the issue of the green bond;
- the early termination of pre-hedge interest rate swaps amounting to €1,500 million in respect of the US-dollar denominated bond issue in September;
- the early termination of interest rate swaps amounting to €938 million, of which €800 million in respect of the tender offer for the hybrid bond issued by Enel SpA in 2013;
- the expiry of interest rate swaps amounting to €177 million;
- new interest rate swaps amounting to €2,445 million.

The value also reflects the reduction of €527 million in the notional amount of amortizing interest rate swaps.
The deterioration in the fair value of €58 million mainly reflects developments in the yield curve.

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, 2018	2019	2020	2021	2022	2023	Beyond
Cash flow hedge derivatives on interest rates							
Positive fair value	13	5	3	2	1	1	3
Negative fair value	(606)	(84)	(122)	(116)	(91)	(78)	(146)

The following table shows the impact of reserves from cash flow hedge derivatives on interest rate risk on equity during the period, gross of tax effects.

Millions of euro	
Opening balance at January 1, 2017	**(768)**
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	99
Changes in fair value recognized in profit or loss	52
Closing balance at December 31, 2017	**(617)**
Opening balance at January 1, 2018	**(617)**
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(77)
Changes in fair value recognized in profit or loss	37
Closing balance at December 31, 2018	**(657)**

Exchange risk

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, 2018 and December 31, 2017, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
		at Dec. 31, 2018		at Dec. 31, 2017	
Hedging instrument	**Hedged asset**				
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Fixed-rate borrowings	(1,325)	21,114	(1,720)	17,616
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Floating-rate borrowings	95	1,021	(4)	977
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Future cash flows denominated in foreign currencies	(71)	297	(29)	321
Currency forwards	Future commodity purchases denominated in foreign currencies	99	4,298	(130)	3,076
Currency forwards	Future cash flows denominated in foreign currencies	(30)	1,089	30	552
Currency forwards	Purchases of investment goods and other	30	1,241	(9)	183
Total		**(1,202)**	**29,060**	**(1,863)**	**22,725**

Cash flow hedges and fair value hedges include:

- CCIRSs with a notional amount of €21,114 million used to hedge the exchange risk on fixed-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a negative fair value of €1,325 million;

- CCIRSs with a notional amount of €1,318 million used to hedge the exchange risk on floating-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a positive fair value of €24 million;
- currency forwards with a notional amount of €5,387 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 €69 million;
- currency forwards with a notional amount of €1,241 million and a positive fair value of €30 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, 2018 and December 31, 2017, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Fair value hedge derivatives:								
- currency forwards	-	-	-	-	-	4	-	-
- CCIRSs	237	-	22	-	-	93	-	(13)
Cash flow hedge derivatives:								
- currency forwards	4,302	747	160	32	2,326	3,060	(61)	(142)
- CCIRSs	8,705	4,028	767	607	13,490	14,793	(2,090)	(2,347)
Total foreign exchange derivatives	**13,244**	**4,775**	**949**	**639**	**15,816**	**17,950**	**(2,151)**	**(2,502)**

The notional amount of CCIRSs at December 31, 2018 amounted to €22,432 million (€18,914 million at December 31, 2017), an increase of €3,518 million. Cross currency interest rate swaps with a total value of €654 million expired, while cross currency interest rate swaps with a value of €148 were closed early. New derivatives amounted to €3,871 million, of which €3,492 million in respect of bond issues denominated in US dollars in September 2018. 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 €358 million.
The notional value of currency forwards at December 31, 2018 amounted to €6,628 million (€3,807 million at December 31, 2017), an increase of €2,821 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.

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, 2018	2019	2020	2021	2022	2023	Beyond
Cash flow hedge derivatives on exchange rates							
Positive fair value	926	380	261	182	163	332	1,112
Negative fair value	(2,150)	(237)	72	43	29	65	124

The following table shows the impact of reserves from cash flow hedge derivatives on exchange risk on equity during the period, gross of tax effects.

Millions of euro	
Opening balance at January 1, 2017	**(1,341)**
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(211)
Changes in fair value recognized in profit or loss	(88)
Closing balance at December 31, 2017	**(1,640)**
Opening balance at January 1, 2018	**(1,640)**
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	181
Changes in fair value recognized in profit or loss	65
Closing balance at December 31, 2018	**(1,394)**

Commodity risk

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017
Fair value hedge derivatives								
Derivatives on power:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	-	-	-	-	-	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on power	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives								
Derivatives on power:								
- swaps	1,249	458	139	39	512	238	(227)	(22)
- forwards/futures	293	116	20	11	159	545	(12)	(102)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on power	**1,542**	**574**	**159**	**50**	**671**	**783**	**(239)**	**(124)**
Derivatives on coal:								
- swaps	10	525	74	84	619	18	(94)	(1)
- forwards/futures	-	-	-	-	-	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal	**10**	**525**	**74**	**84**	**619**	**18**	**(94)**	**(1)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	-	45	-	12	-	-	-	-
- forwards/futures	723	1,036	222	130	1,415	681	(693)	(73)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on gas and oil	**723**	**1,081**	**222**	**142**	**1,415**	**681**	**(693)**	**(73)**
Derivatives on CO_2:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	279	162	301	68	1	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on CO_2	**279**	**162**	**301**	**68**	**1**	**-**	**-**	**-**
TOTAL DERIVATIVES ON COMMODITIES	**2,554**	**2,342**	**756**	**344**	**2,706**	**1,482**	**(1,026)**	**(198)**

The table reports the notional amount and fair value of derivatives hedging the price risk on commodities at December 31, 2018 and at December 31, 2017, 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 €222 million, derivatives on CO_2 (€301 million), derivatives on power (€159 million) and, to a lesser extent, hedges of coal purchases requested by the generation companies in the amount of €74 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 €693 million, derivatives on power in the amount of €239 million and derivatives on coal (€94 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, 2018	2019	2020	2021	2022	2023	Beyond
Cash flow hedge derivatives on commodities							
Positive fair value	756	494	178	4	5	6	69
Negative fair value	(1,026)	(859)	(143)	(10)	(7)	(5)	(2)

The following table shows the impact of reserves from cash flow hedge derivatives on commodity risk on equity during the period, gross of tax effects.

Millions of euro	
Opening balance at January 1, 2017	**345**
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	409
Changes in fair value recognized in profit or loss	(513)
Changes in fair value recognized in profit or loss – ineffective portion	-
Closing balance at December 31, 2017	**241**
Opening balance at January 1, 2018	**241**
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(199)
Changes in fair value recognized in profit or loss	(129)
Closing balance at December 31, 2018	**(87)**

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, 2018 and December 31, 2017.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Derivatives at FVTPL								
Derivatives on interest rates:								
- interest rate swaps	50	394	2	3	566	138	(79)	(68)
- interest rate options	-	-	-	-	50	50	(5)	(6)
Derivatives on exchange rates:								
- currency forwards	4,092	4,576	54	85	1,175	1,759	(18)	(46)
CCIRS	162	-	1	-	2,117	90	(18)	(2)
Derivatives on commodities								
Derivatives on power:								
- swaps	1,070	776	167	125	229	608	(28)	(107)
- forwards/futures	6,260	3,439	814	457	6,955	3,500	(1,016)	(522)
- options	15	7	28	9	20	16	(11)	(5)
Total derivatives on power	**7,345**	**4,222**	**1,009**	**591**	**7,204**	**4,124**	**(1,055)**	**(634)**
Derivatives on coal:								
- swaps	201	369	56	86	823	294	(48)	(57)
- forwards/futures	-	29	-	1	-	4	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal	**201**	**398**	**56**	**87**	**823**	**298**	**(48)**	**(57)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	896	534	215	125	728	629	(186)	(123)
- forwards/futures	11,894	7,653	1,640	823	12,712	7,483	(1,531)	(732)
- options	225	181	147	254	289	216	(165)	(293)
Total derivatives on gas and oil	**13,015**	**8,368**	**2,002**	**1,202**	**13,729**	**8,328**	**(1,882)**	**(1,148)**
Derivatives on CO_2:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	243	97	68	30	221	79	(65)	(34)
- options	-	1	-	1	-	1	-	(1)
Total derivatives on CO_2	**243**	**98**	**68**	**31**	**221**	**80**	**(65)**	**(35)**
Derivatives on other:								
- swaps	9	-	2	-	-	90	-	(5)
- forwards/futures	1	-	-	-	1	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on other	**10**	**-**	**2**	**-**	**1**	**90**	**-**	**(5)**
Embedded derivatives	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DERIVATIVES	**25,118**	**18,056**	**3,194**	**1,999**	**25,886**	**14,957**	**(3,169)**	**(2,001)**

At December 31, 2018 the notional amount of trading derivatives on interest rates came to €666 million. The fair value of a negative €81 million deteriorated by €10 million on the previous year, mainly due to developments in the yield curve.
At December 31, 2018, the notional amount of derivatives on exchange rates was €7,546 million. The overall increase in their notional value and the decline in the associated net fair value of €18 million mainly reflected normal operations and developments in exchange rates.
At December 31, 2018, the notional amount of derivatives on commodities came to €42,792 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 €2,002 million and derivatives on power amounting to €1,009 million.
The fair value of trading derivatives on commodities classified as liabilities mainly regards hedges of gas and oil amounting to €1,882 million and derivatives on power amounting to €1,055 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).

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	**53**	2	12	39	-	-	-	-
Securities at FVOCI	26.1, 30.1	**360**	360	-	-	**72**	72	-	-
Securities at FVTPL	26.1	**10**	-	-	10	-	-	-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	26	**2,070**	-	2,070	-	-	-	-	-
Loans and receivables measured at fair value	26	**359**	-	-	359	**92**	92	-	-
Other investments of liquidity at fair value	32	-	-	-	-	**84**	84	-	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	46	**12**	-	12	-	**1**	-	1	-
- on exchange rates	46	**675**	-	675	-	**252**	-	252	-
- on commodities	46	**262**	11	251	-	**494**	171	323	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	46	**6**	-	6	-	**1**	-	1	-
- on exchange rates	46	**19**	-	19	-	**3**	-	3	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	46	**2**	-	2	-	-	-	-	-
- on exchange rates	46	**4**	-	4	-	**51**	-	51	-
- on commodities	46	**25**	9	16	-	**3,112**	1,951	1,159	2
Inventories measured at fair value	28	**37**	37	-	-	-	-	-	-
Contingent consideration	27	**91**	-	91	-	-	-	-	-

The fair value of "equity investments in other entities" 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.

"Service concession arrangements" concern electricity distribution operations in Brazil, mainly by Enel Distribuição São Paulo, Enel Distribuição Rio, Enel Distribuição Ceará and Enel Green Power Volta Grande and are accounted for in accordance with IFRIC 12. Fair value was estimated as the net replacement cost based on the most recent rate information available and on the general price index for the Brazilian market.

The non-current portion of "loans and receivables" includes (recognized in level 3) the fair value of the receivable from the disposal of Slovak Power Holding of €359 million at December 31, 2018. 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.

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	**608**	-	130	478	**1,385**	-	1,254	131
Investment property	19	**196**	22	-	174	**-**	-	-	-
Inventories	26	**57**	-	-	57	**-**	-	-	-

The table reports the fair value of investment property and inventories of real estate not used in the business in the amount of €196 million and €57 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.

"Loans and receivables" mainly regards e-distribuzione's receivables for the elimination of the Electrical Workers Pension Fund and for the reimbursement of charges connected with the early retirement of electromechanical meters.

.

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
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	45	**605**	-	605	-	**1**	-	1	-
- on exchange rates	45	**1,803**	-	1,803	-	**348**	-	348	-
- on commodities	45	**167**	67	100	-	**859**	491	368	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	45	**17**	-	17	-	**66**	-	66	-
- on exchange rates	45	**3**	-	3	-	**33**	-	33	-
- on commodities	45	**14**	7	7	-	**3,036**	1,653	1,383	-
Contingent consideration	38, 42	**117**	-	117	-	**109**	-	109	-

Contingent consideration regards the Enel X business line and Enel Green Power North America, whose fair value was determined on the basis of the contractual terms and conditions.

The fair value of derivatives on commodities classified as level 3 regards the measurement of hedging derivatives on weather indices (weather derivatives). For these contracts, measurement uses 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.

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	38,507	35,179	3,328	-
- floating rate	43.3.1	4,220	165	4,055	-
Bank borrowings:					
- fixed rate	43.3.1	1,539	-	1,539	-
- floating rate	43.3.1	9,027	-	9,027	-
Non-bank borrowings:					
- fixed rate	43.3.1	1,585	-	1,585	-
- floating rate	43.3.1	182	-	182	-
Total		**55,060**	**35,344**	**19,716**	-

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.

The following tables summarize transactions with related parties, associated companies and joint arrangements outstanding at December 31, 2018 and December 31, 2017 and carried out during the period.

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**	**73,134**	**7.4%**
Other revenue and income	-	-	6	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**	**35,728**	**21.7%**
Costs for services and other materials	-	52	2,299	3	163	-	**2,517**	127	**2,644**	**18,870**	**14.0%**
Other operating expenses	6	262	4	-	-	-	**272**	-	**272**	**2,889**	**9.4%**
Net income/(expense) from commodity risk management	-	-	1	-	-	-	**1**	9	**10**	**483**	**2.1%**
Other financial expense	-	-	16	8	-	-	**24**	31	**55**	**4,392**	**1.3%**

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%**
Other current financial assets	-	-	-	-	-	-	**-**	21	**21**	**5,160**	**0.4%**
Other current assets	-	8	10	146	-	-	**164**	1	**165**	**2,983**	**5.5%**
Derivative assets	-	-	-	-	-	-	**-**	52	**52**	**3,914**	**1.3%**
Other non-current liabilities	-	-	-	-	6	-	**6**	80	**86**	**1,901**	**4.5%**
Long-term borrowings	-	-	804	-	-	-	**804**	-	**804**	**48,983**	**1.6%**
Trade payables	871	160	983	833	19	-	**2,866**	58	**2,924**	**13,387**	**21.8%**
Other current liabilities	-	2	7	-	-	-	**9**	60	**69**	**12,107**	**0.6%**
Current contract liabilities	-	-	11	-	14	-	**25**	-	**25**	**1,095**	**2.3%**
Current derivative liabilities	-	-	-	-	-	-	**-**	35	**35**	**4,343**	**0.8%**
Current portion of long-term borrowings	-	-	89	-	-	-	**89**	-	**89**	**3,367**	**2.6%**
Other information											
Guarantees issued	-	250	354	-	132	-	**736**	-	**736**		
Guarantees received	-	-	135	-	16	-	**151**	-	**151**		
Commitments	-	-	29	-	7	-	**36**	-	**36**		

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other	Key management personnel	Total 2017	Associates and joint arrangements	Overall total 2017	Total in financial statements	% of total
Income statement											
Revenue from sales and services	1	1,767	2,668	443	89	-	**4,968**	156	**5,124**	**72,664**	**7.1%**
Other revenue and income	-	-	2	-	3	-	**5**	17	**22**	**1,975**	**1.1%**
Other financial income	-	-	-	-	-	-	**-**	18	**18**	**2,371**	**0.8%**
Purchases of electricity, gas and fuel	3,345	2,458	1,636	-	4	-	**7,443**	318	**7,761**	**36,039**	**21.5%**
Costs for services and other materials	-	75	2,340	5	115	-	**2,535**	129	**2,664**	**17,982**	**14.8%**
Other operating expenses	4	524	3	-	-	-	**531**	-	**531**	**2,886**	**18.4%**
Net income/(expense) from commodity risk management	-	-	32	-	-	-	**32**	(5)	**27**	**578**	**4.7%**
Other financial expense	-	-	-	1	-	-	**1**	24	**25**	**3,908**	**0.6%**

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other	Key management personnel	Total at Dec. 31, 2017	Associates and joint arrangements	Overall total at Dec. 31, 2017	Total in financial statements	% of total
Balance sheet											
Trade receivables	-	77	526	57	34	-	**694**	138	**832**	**14,529**	**5.7%**
Other current financial assets	-	-	-	-	-	-	**-**	3	**3**	**4,614**	**0.1%**
Other current assets	-	-	24	129	1	-	**154**	8	**162**	**2,695**	**6.0%**
Derivative assets	-	-	-	-	-	-	**-**	11	**11**	**2,309**	**0.5%**
Other non-current liabilities	-	-	-	-	6	-	**6**	30	**36**	**2,003**	**1.8%**
Long-term borrowings	-	-	893	-	-	-	**893**	-	**893**	**42,439**	**2.1%**
Trade payables	682	110	543	977	11	-	**2,323**	42	**2,365**	**12,671**	**18.7%**
Other current liabilities	-	-	10	-	-	-	**10**	27	**37**	**12,462**	**0.3%**
Current derivative liabilities	-	-	-	-	-	-	**-**	9	**9**	**2,260**	**0.4%**
Current portion of long-term borrowings	-	-	89	-	-	-	**89**	-	**89**	**7,000**	**1.3%**
Other information											
Guarantees issued	-	280	360	-	108	-	**748**	-	**748**		
Guarantees received	-	-	208	-	23	-	**231**	-	**231**		
Commitments	-	-	46	-	6	-	**52**	-	**52**		

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 2018, 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 with Resolution no. 17389 of June 23, 2010.

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 2018, 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:

Grants received in millions of euro

Financial institution/Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
Min. Education, Universities & Research (MIUR)	e-Distribuzione	0.10	Instalment of grant received for Internet of Energy project, funded as part of the Artemis - Joint Undertaking tender
Emilia-Romagna Region	e-Distribuzione	1.25	Grant received as part of Decree Law 74/2012 financing – Urgent measures for those affected by seismic events of May 20 and 29 2012 in Emilia Romagna
SANPAOLO IMI	Enel Produzione SpA	0.09	Ascoli P.R. Project – Balance of grant received under funding initiative – Tender 14 – Industry 2002 – Law 488/92
SANPAOLO IMI	Enel Produzione SpA	0.44	Volturno 2 project- Balance of grant received under funding initiative – Tender 14 – Industry 2002 – Law 488/92
Enel SpA	Enel X Srl	0.09	R&D project co-financed by EU and national resources. Instalment of prefinancing transferred by Enel SpA, following assignment of financing contract to Enel X – Connect Project
ECSEL JU-MIUR	Enel X Srl	0.10	R&D project co-financed by EU and national resources. Receipt of prefinancing – WinSic4AP Project
Min. Economic Development (MISE)	Enel Green Power SpA	0.16	Intermediate instalment of grant received for O.M.E.G.A. Project financed within FIT Technology Innovation Programs under Law 46/82
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0.12	Interest subsidies on loans for investments in foreign enterprises held in part by SIMEST. Palo Viejo 2 Project (Guatemala), funded under Art. 4 of Law 100/90
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0.63	Interest subsidies on loans for investments in foreign enterprises held in part by SIMEST. Chucas Project (Costa Rica), funded under Art. 4 of Law 100/90
SIMEST SpA	Enel Green Power SpA	0.57	Interest subsidies on loans for investments in foreign enterprises held in part by SIMEST. Talinay Project (Chile), funded under Art. 4 of Law 100/90
		3.55	Total

Donations made in millions of euro

Donor	Beneficiary	Amount	Notes
e-distribuzione SpA	Public Security Department of Ministry of the Interior, State Police, Central Highway Police Office	0.12	Donation of 10 Top Crash systems to support Highway Police operations
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	0.63	1st payment on account for 2017 donation
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1.07	2nd payment on account for 2017 donation
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1.70	Balance of 2017 donation
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	1.59	50% of 2018 donation
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	0.04	Association dues 2018
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	0.63	20% of 2017 donation
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	2.52	80% balance of 2017 donation
e-distribuzione SpA	Enel Cuore	0.65	20% of 2018 donation
Enel Produzione SpA	Public Security Department of Ministry of the Interior, State Police, Central Highway Police Office	0.01	Donation of 1 Top Crash system to support Highway Police operations
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi	0.03	50% of 2018 donation
Enel Produzione SpA	Enel Cuore	0.04	Association dues 2018
Enel Produzione SpA	Enel Cuore	0.01	20% of 2018 donation
Enel Energia SpA	Public Security Department of Ministry of the Interior, State Police, Central Highway Police Office	0.01	Donation of 1 Top Crash system to support Highway Police operations
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi	1.10	Balance of 2017 donation
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi	0.80	50% of 2018 donation
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0.04	Association dues 2018
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0.41	20% of 2017 donation
Enel Energia SpA	Enel Cuore	1.64	80% balance of 2017 donation
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0.06	Donation for Schools Project
Enel Energia SpA	Enel Cuore	0.32	20% of 2018 donation
Enel Italia Srl	Public Security Department of Ministry of the Interior, State Police, Central Highway Police Office	0.02	Donation of 2 Top Crash systems to support Highway Police operations
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0.04	Association dues 2018
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0.01	20% of 2017 donation
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0.04	80% balance of 2017 donation
Enel Italia Srl	Enel Cuore	0.02	20% of 2018 donation
Enel Italia Srl	Fondazione Centro Studi	0.03	Balance of 2017 donation
Enel Italia Srl	Fondazione Centro Studi	0.04	50% of 2018 donation
Enel Green Power SpA	Public Security Department of Ministry of the Interior, State Police, Central Highway Police Office	0.03	Donation of 2 Top Crash systems to support Highway Police operations
Enel Green Power SpA	Ethiopian Catholic Church Social and Development	0.45	Health Service Program in Saint Luke Catholic Hospital and College of Nursing and Midwifery: donation of hybrid photovoltaic system
Enel Green Power SpA	Treasury of Roma Capitale-Cultural Heritage Superintendency	0.18	Redevelopment of external areas of "Giardino Caffarelli" and "Giardino De Vico" plus restoration of three fountains
Enel Green Power SpA	Fondazione Centro Studi	0.12	Balance of 2017 donation
Enel Green Power SpA	Enel Cuore	0.04	Association dues 2018
Enel Green Power SpA	Enel Cuore	0.05	20% of 2017 donation
Enel Green Power SpA	Enel Cuore	0.20	80% balance of 2017 donation
Enel Green Power SpA	Renewable Energy Solutions for the Mediterranean (RES4MED)	0.06	Association dues 2018
Enel Green Power SpA	Renewable Energy Solutions for the Mediterranean (RES4MED)	0.06	Association dues 2019
Enel Green Power SpA	Shared Value Project Limited	0.02	Association dues 2018

Donations made in millions of euro

Donor	Beneficiary	Amount	Notes
Enel SpA	Public Security Department of Ministry of the Interior, State Police, Central Highway Police Office	0.02	Donation of 2 Top Crash systems to support Highway Police operations
Enel SpA	ASHOKA Italia ONLUS	0.06	Donation to promote sustainable growth
Enel SpA	European University Institute	0.10	Donation to support research
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.10	Donation to support research and advanced training projects
Enel SpA	Enel Cuore	0.04	Association dues 2018
Enel SpA	LUISS	0.06	Donation to support study grants
Enel SpA	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0.40	Donation for cultural projects 2018
Enel SpA	Fondazione MAXXI	0.59	Donation for cultural projects 2018
Enel SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	0.50	Donation for cultural projects 2018
Enel SpA	Elettrici senza frontiere	0.04	Donation for development energy
Enel SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0.60	Donation for cultural projects 2018
Enel SpA	OECD	0.08	Donation for 2018
Enel SpA	Enel X Srl	0.09	R&D project co-financed by EU and national resources. Instalment transferred by Enel SpA, following assignment of financing contract to Enel X – Connect Project
Enel SpA	CharIN - Charging Interface Initiative e. V.	0.01	Association dues 2018
Enel SpA	Fondazione Italia Giappone	0.02	Association dues 2018
Enel SpA	OME - Observatorie Méditerranéen de l'Energie	0.06	Association dues 2018
Enel SpA	Global Reporting Initiative	0.01	Association dues 2018
Enel SpA	WBCSD	0.06	Association dues 2018
Enel SpA	Open Innovation Corporation	0.04	Association dues 2018
Enel SpA	A.I.I.A.- Associazione Italiana	0.01	Association dues 2018
Enel SpA	ANIMA	0.01	Association dues 2018
Enel SpA	Mind the bridge	0.12	Association dues 2018
Enel SpA	EU40 ASBL	0.02	Association dues 2018
Enel SpA	Centre on regulation in Europe	0.04	Association dues 2018
Enel SpA	ASSONIME	0.04	Association dues 2018
Enel SpA	EUTC	0.01	Association dues 2018
Enel SpA	BRUEGEL	0.05	Association dues 2018
Enel SpA	Bettercoal	0.07	Association dues 2018
Enel SpA	International Integrated	0.01	Association dues 2018
Enel SpA	IETA - International Emissions Trading Association	0.02	Association dues 2018
Enel SpA	Valore D.	0.02	Association dues 2018
Enel SpA	CSR Europe Asbl	0.02	Association dues 2018
Enel SpA	Roma Start up	0.01	Association dues 2018
Enel SpA	Transparency International Italia	0.02	Association dues 2018
Enel SpA	FSG INC.	0.06	Association dues 2018
Enel SpA	The European House Ambrosetti	0.07	Association dues 2018
Enel SpA	The Trilateral Commission	0.03	Association dues 2018
Enel SpA	ISPI - Istituto Studi di Politica Internazionale	0.04	Association dues 2018
Enel SpA	Consiglio Cooperazione Economica	0.03	Association dues 2018
Enel SpA	CEPS - Centre for European Policy Studies	0.01	Association dues 2018
Enel SpA	CONSIUSA - Consiglio per le Relazioni fra Italia e Stati Uniti	0.01	Association dues 2018
Enel SpA	Centro Studi Americani	0.02	Association dues 2018

Donations made in millions of euro

Donor	Beneficiary	Amount	Notes
Enel SpA	Transparency International Italia	0.02	Association dues 2018
Enel SpA	CONSEL	0.02	Association dues 2018
Enel SpA	GSEP - Global Sustainable Electricity Partnership	0.10	Association dues 2018
Enel SpA	Human Foundation	0.03	Association dues 2018
Enel SpA	Open Innovation Corporation	0.03	Association dues 2018
Enel SpA	Foundation for the global compact	0.05	Association dues 2018
Enel SpA	Innovation Roundtable ApS	0.01	Association dues 2018
Enel SpA	KIC INNOENERGY IBERIA	0.04	Association dues 2018
Enel SpA	EMF Trading - Ellen Macarthur Foundation	0.04	Association dues 2018
Enel SpA	ICC ITALIA	0.01	Association dues 2018
Enel SpA	Business Europe	0.02	Association dues 2018
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore	0.04	Association dues 2018
Enel X Srl	Enel Cuore	0.04	Association dues 2018
Enel Sole Srl	Enel Cuore	0.02	Balance donation 2016
		18.92	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, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Guarantees given:			
- sureties and other guarantees granted to third parties	10,310	8,171	2,139
Commitments to suppliers for:			
- electricity purchases	109,638	79,163	30,475
- fuel purchases	43,668	42,302	1,366
- various supplies	3,122	3,119	3
- tenders	3,133	3,334	(201)
- other	3,270	2,912	358
Total	**162,831**	**130,830**	**32,001**
TOTAL	**173,141**	**139,001**	**34,140**

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, 2017, which are not recognized in the financial statements as they do not meet the requirements provided for in IAS 37.

Porto Tolle thermal plant – Air pollution – Criminal proceedings against Enel directors and employees

The Court of Adria, in a ruling issued March 31, 2006, convicted former directors and employees of Enel for a number of incidents of air pollution caused by emissions from the Porto Tolle thermoelectric plant. The decision held the defendants and Enel (as a civilly liable party) jointly liable for the payment of damages for harm to multiple parties, both natural persons and public authorities. Damages for a number of mainly private parties (individuals and environmental associations), were set at the amount of €367,000. The calculation of the amount of damages owed to certain public entities (Ministry for the Environment, a number of public entities of Veneto and Emilia Romagna, including the area's park agencies) was postponed to a later civil trial, although a "provisional award" of about €2.5 million was immediately due.

An appeal was lodged against the ruling of the Court of Adria and on March 12, 2009, the Court of Appeal of Venice partially reversed the lower court decision. It found that the former directors had not committed a crime and that there was no environmental damage and therefore ordered recovery of the provisional award already paid. The prosecutors and the civil claimants lodged an appeal against the ruling with the Court of Cassation. In a ruling on January 11, 2011, the Court of Cassation granted the appeal, overturning the decision of the Venice Court of Appeal, and referred the case to the civil section of the Venice Court of Appeal to rule as regards payment of damages and the division of such damages among the accused. As regards amounts paid to a number of public entities in Veneto, Enel has already made payment under a settlement agreement reached in 2008. With a suit lodged in July 2011, the Ministry for the Environment, the public entities of Emilia and the private actors who had already participate as injured parties in the criminal case asked the Venice Court of Appeal to order Enel SpA and Enel Produzione to pay civil damages for harm caused by the emissions from the Porto Tolle power station. The amount of damages requested for economic and environmental losses was about

€100 million, which Enel contested. During 2013, an agreement was reached – with no admission of liability by Enel/Enel Produzione – with the public entities of Emilia Romagna to express social solidarity in line with the general sustainability policies of the Group. The suits with the Ministry and private parties (environmental associations and a number of resident individuals, who have received no payments from Enel during the proceedings) remain open. On July 10, 2014, the decision of the Venice Court of Appeal was filed ordering the defendants, jointly with Enel/Enel Produzione, to pay damages in the amount of €312,500, plus more than €55,000 in legal expenses. The Ministry's request for calculation of the amount of damages it claimed it was owed was deemed inadmissible, as grounds for barring such action arose in the course of the criminal proceedings. In the meantime the Court issued a general conviction with damages to be awarded in a separate decision and ordered payment of legal costs. Enel lodged an appeal with the Court of Cassation in February 2015 of the ruling of the Venice Court of Appeal of July 10, 2014 and is currently waiting for the date of the hearing to be set. On September 25, 2018, the Court of Cassation upheld one of the grounds of the appeal, overturning the general ruling in favor of the Ministry of the Environment and referring the proceeding to the Venice Court of Appeal for it to rule on any damages. At present, the Ministry has not yet appealed the case to the Venice Court of Appeal.

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 SpA, 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. 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 (they were again adjourned to February 28, 2019, in order

to hear the testimony of the witnesses called by the other defendants), as the court ruled that the offenses could not be dismissed under the statute of limitations.

Out-of-court disputes and litigation connected with the blackout of September 28, 2003

In the wake of the blackout that occurred on September 28, 2003, numerous claims were filed against Enel Distribuzione (now e-distribuzione) for automatic and other indemnities for losses. These claims gave rise to substantial litigation before justices of the peace, mainly in the regions of Calabria, Campania and Basilicata, with a total of some 120,000 proceedings. Charges in respect of such indemnities could be recovered in part under existing insurance policies. Most of the initial rulings by these judges found in favor of the plaintiffs, while appellate courts have nearly all found in favor of Enel Distribuzione The Court of Cassation has also consistently ruled in favor of Enel Distribuzione. In addition, in view of the rulings in Enel's favor by both the courts of appeal and the Court of Cassation, the flow of new claims has come to a halt. Beginning in 2012, a number of actions for recovery were initiated, which continue, to obtain repayment of amounts paid by Enel in execution of the rulings in the courts of first instance.

In May 2008, Enel served its insurance company (Cattolica) a summons to ascertain its right to reimbursement of amounts paid in settlement of unfavorable rulings. The case also involved a number of reinsurance companies in the proceedings, which have challenged Enel's claim. In a ruling of October 21, 2013, the Court of Rome granted Enel's petition, finding the insurance coverage to be valid and ordering Cattolica, and consequently the reinsurance companies, to hold Enel harmless in respect of amounts paid or to be paid to users and their legal counsel as well as, within the limits established by the policies, to pay defense costs.

Subsequently, Cattolica appealed the ruling of the court of first instance of October 21, 2013, before the Rome Court of Appeal, asking that it be overturned. In a ruling published on October 9, 2018, the Rome Court of Appeal denied the appeal of Cattolica, thereby upholding the original ruling.

On the basis of the ruling of October 21, 2013, in October 2014, Enel filed suit against Cattolica with the Court of Rome to obtain a quantification and payment of the amounts due to Enel from Cattolica. At the hearing of October 3, 2016, the court denied the counterparties' petition for a suspension of the proceeding pending completion of the appeals process. In a ruling of July 12, 2017 the court decided on the basis of the preliminary briefs to adjourn the suit until November 25, 2019 for closing arguments.

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 Enel Energia 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 on February 15 and 18, 2019 and March 5, 2019, respectively.

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.

The European Court of Human Rights, with which Enelpower SpA and Enel SpA had filed an appeal for violation of the right to a fair trial and the rule of law by the Republic of Albania, rejected the petition as inadmissible. The ruling was purely procedural and did not address the substance of the suit.

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, originally scheduled for November 14, 2018, was postponed until May 8, 2019.

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

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 and the briefs are being exchanged between the parties. The hearing before the Paris Court of Appeal is scheduled for June 9, 2020.

State of New York

In March 2014, Albania BEG Ambient Shpk filed suit against Enel SpA and Enelpower SpA in New York to render the ruling of the Albanian court enforceable in the state of New York.

On April 22, 2014, in response to a motion filed by Enel and Enelpower, the court revoked the previous ruling issued with no hearing of the parties against the companies freezing assets of around $600 million. In a unanimous decision of February 8, 2018, the Appellate Court of the state of New York upheld the appeal of Enel SpA and Enelpower SpA, rejecting the argument that the Court of New York had jurisdiction over the request for enforcement submitted by Albania BEG Ambient Shpk. On February 23, 2018, the Supreme Court of the state of New York denied the petition of ABA to obtain recognition of the ruling of the Albanian court in the state of New York.

The Netherlands

On June 2, 2014 Albania BEG Ambient Shpk obtained an order from the court in the Hague, based upon the preliminary injunction, freezing up to €440 million held with a number of entities and the establishment of a lien on the shares of two subsidiaries of Enel SpA in that country. Enel SpA and Enelpower SpA challenged that ruling and on July 1, 2014, the Dutch court, in granting the petition of Enel and Enelpower, provisionally determined the value of the suit at €25 million and ordered the removal of the preliminary injunction subject to the issue of a bank guarantee in the amount of €25 million by Enel and Enelpower. Enel and Enelpower have appealed this ruling.

On July 3, 2014, Albania BEG Ambient Shpk petitioned for a second precautionary freeze of assets with no hearing of the parties. Following the hearing of August 28, 2014, the Hague Court granted a precautionary freeze of €425 million on September 18, 2014. Enel and Enelpower appealed that measure.

In a ruling of February 9, 2016, the Hague Court of Appeal upheld the appeals, ordering the revocation of the preliminary injunctions subject to the pledging of a guarantee by Enel of €440 million and a counter-guarantee by Albania BEG Ambient Shpk of about €50 million (the estimated value of the losses of Enel and Enelpower from the seizure of assets and the pledge of bank guarantees). Enel's guarantee was issued on March 30, 2016. Albania BEG Ambient Shpk did not issue its counter-guarantee.

On April 4, 2016, Albania BEG Ambient Shpk appealed the ruling of February 9, 2016 before the Court of Cassation in the Netherlands, which in a ruling of June 23, 2017, denied the appeal of Albania BEG Ambient Shpk, definitively deciding the revocation of the preliminary injunctions.

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 July 14, 2016, Albania BEG Ambient Shpk filed an appeal for a precautionary seizure on the basis of the Court of Amsterdam's decision of June 29, 2016 in the amount of €440 million with a number of entities and the seizure of the shares of three companies controlled by Enel SpA in the Netherlands. Enel

appealed and in a ruling of August 26, 2016, the Court of Amsterdam decided that the precautionary measures issued in 2014 and 2016 would be revoked if Albania BEG Ambient Shpk did not provide a bank guarantee of €7 million to Enel and Enelpower by October 21, 2016. Albania BEG Ambient Shpk did not provide the guarantee and, accordingly, the seizures of the assets of Enel and Enelpower in the Netherlands were revoked and no longer effective as from October 21, 2016. Albania BEG Ambient Shpk appealed the decision of August 26, 2016 but the proceeding was suspended under an agreement between the parties pending the ruling of the Dutch Court of Cassation in the proceeding over the precautionary measures (which was then issued on June 23, 2017). The appeal against the decision of August 26, 2016 therefore remains suspended in the absence of a specific request by one of the parties. The suspension has had no impact on the fact that the seizures of assets in the Netherlands have not been in effect since October 2016.

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.

On January 29, 2018, oral arguments in the appellate proceeding were held, following which the Court allowed Enel and Enelpower to place in evidence the decision with which the *Tribunal de Grande Instance* of Paris denied recognition of the Albanian ruling in France.

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 continues 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 October 9, 2018, Albania BEG Ambient Shpk filed a brief, to which Enel and Enelpower replied on December 6, 2018, arguing for the lack of jurisdiction of the Dutch courts and, in any case, contesting the merits in full, reiterating that the claim is entirely groundless. The case will be heard on April 8, 2019.

Ireland

Albania BEG Ambient Shpk also filed suit in Ireland to render the ruling of the Court of Tirana enforceable in this country. The High Court issued a ruling on March 8, 2016 upholding the defense of Enel and Enelpower, finding that the country had no jurisdiction. On March 31, 2017, Albania BEG Ambient Shpk filed an expedited appeal against the ruling of March 8, 2016 finding that Ireland had no jurisdiction. Enel and Enelpower responded to the appeal filing on April 7, 2017.

In a ruling of February 26, 2018, the Irish court denied the appeal of Albania BEG Ambient Shpk. Enel and Enelpower have taken action to recover the costs awarded in the ruling.

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 July 14, 2017, Enel Green Power SpA received notice of charges brought before the Court of Ancona for alleged violation of Legislative Decree 231/2001 concerning the administrative liability of legal persons. The proceeding was begun for the alleged commission by an agent of the company, in the company's interest, of the offence of destruction of a natural habitat in a protected area. The case has been joined with a separate proceeding involving the same agent and two other defendants for the same alleged offences.
On 10 August 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. The examination of a number of witnesses called by the prosecutor is scheduled for a hearing on May 23, 2019.

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.

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 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. In alleging non-performance by CIEN, Furnas is also seeking to acquire ownership (in this case 70%) of the interconnection line. CIEN's defense is similar to the earlier case. The claims put forth by Furnas were rejected by the trial court in August 2014. Furnas lodged an appeal against the latter decision, while CIEN also lodged a counter-appeal. On August 21, 2018, the *Tribunal de Justiça* denied the appeal of Furnas while granting CIEN's petition.

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 and the parties are awaiting a ruling.

Decisions are still pending with regard to the remaining four suits. The value of all the disputes is estimated at about R$464 million (about €107 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$218 million (about €53 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, 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 Enel Distribuição Goiás through the transfer of the portion of ICMS (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, Enel Distribuição Goiás reached a settlement with 23 municipalities. Between 2007 and 2008, Enel Distribuição Goiás 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, Enel Distribuição Goiás 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 total value of the suits is equal to about R$1 billion (about €231 million).
It is important to note that as part of the privatization of Enel Distribuição Goiás, a tax relief mechanism was introduced that allows Enel Distribuição Goiás to offset its ICMS (VAT) liability with a tax credit in respect of investments by Enel Distribuição Goiás in the development and maintenance of its grid.

ANEEL litigation – Brazil

In 2014, 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 rejected Enel Distribuição São Paulo'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$833 million (about €185 million).

Neoenergia arbitration – Brazil

On June 18, 2018, Neoenergia brought an arbitration action against 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 Enel Distribuição São Paulo. 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. The value of the dispute is currently undetermined.

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. In February 2015, the Court ordered the precautionary suspension of filling operations until a number of specific requirements have been met.
The precautionary suspension was subsequently modified to permit filling to proceed, which began on June 30, 2015. However, on July 17, 2015 Emgesa received a notice modifying the precautionary measure to prohibit generation activities until ANLA (the national environmental authority) certifies that the company removed the biomass and forest waste from the Quimbo reservoir basin.
Pending the ruling, as an energy emergency has been declared, the Ministry of Energy issued a decree authorizing Emgesa to begin generation. On December 16, 2015, the Constitutional Court ruled that the presidential Decree was unconstitutional and as from that date Emgesa suspended electricity generation.

On December 24, 2015, the *Ministero Minas y Energia* and the AUNAP (the authority for agriculture and fishing) filed a joint motion asking the criminal court to authorize generation as a precautionary measure. On January 8, 2016, the court granted the precautionary measure requested by the Ministry and the AUNAP, authorizing the temporary and immediate resumption of generation at El Quimbo. The precautionary measure granted by the court would remain in force until the Huila court issued a ruling on the substance of the case, i.e. the revocation or upholding of the precautionary measure previously issued by the local administrative court. With a decision of 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). In a ruling of the Administrative Court of Huila of April 11, 2016 the temporary revocation of the precautionary injunction was upheld for a period of six months until October 16, 2016, which was subsequently extended for a further six months as from February 2017. Following the deadline for the suspension of the precautionary injunction in August 2017, 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. The proceeding is currently stalled as the Court evaluates a proposed settlement between the parties, submitted on November 27, 2017, which has also been notified to the competent authorities. On January 24, 2018, the Court of Huila rejected the settlement agreement, a ruling that has been appealed by the parties. 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).

Emgesa and Codensa arbitration proceedings – Colombia

On December 4, 2017, Enel Américas SA was notified by the Grupo Energía di Bogotá ("GEB") (which holds about 51.5% of Emgesa and Codensa) of the start of arbitration proceedings before the *Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá*

GEB has filed a claim of about 63,619,000,000 Colombian pesos (about €18 million) for Codensa and 82,820,000,000 Colombian pesos (about €23 million) for Emgesa.

On August 22, 2018, Enel Américas was informed that GEB had abandoned its action. On October 8, 2018, GEB announced it was seeking a new arbitration proceeding against Enel Américas SA before the Arbitration Board of Bogotá, the content of which had not yet been disclosed.

SAPE (formerly Electrica) arbitration proceedings – Romania

On April 20, 2016 SAPE submitted a further request for arbitration before the International Chamber of Commerce in Paris in respect of Enel SpA and Enel Investment Holding BV concerning an alleged contractual breach for failure to distribute dividends from E-Distribuţie Muntenia and Enel Energie Muntenia. In September 2016 SAPE modified its arbitration claims, suing Enel Energie Muntenia and E-Distribuţie Muntenia as well and revising its monetary claim to about €56 million. On May 22, 2017 SAPE again modified its claim, quantifying it in

the amount of about €110 million plus interest. A hearing was held in the first week of October 2018 and the ruling of the arbitrators is pending.

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 decisions and the proceedings are under way. In addition, 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. 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 and at the last hearing on December 6, 2018, the court again adjourned the case without specifying a date.

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"). The agreement provides for Chucas to build and operate the plant for 20 years, before transferring it to ICE.

Under the BOT contract, the plant should have entered service on September 26, 2014. For a number of reasons, including flooding, landslides and similar events, the project experienced cost overruns and delays, with a consequent delay in meeting the obligation to deliver electricity. In view of these developments, in 2012 and 2013 Chucas submitted an administrative petition to ICE to recover the higher costs incurred and obtain a postponement of the entry into service of the plant. ICE denied the petition in 2015 and in fact levied two fines of about $9 million (about €7 million) for the delays in entering service. Following the precautionary appeal of Chucas, payment of the fines was suspended. The plant entered service in December 2016.
In addition, as ICE had rejected the administrative petition, 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. 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. Chucas filed a brief as part of the litigation and the proceeding is under way.

In addition, on October 3, 2015, in consideration of the violation of a number of contractual obligations (including failure to meet the deadline to complete the works) on the part of FCC Construcción America SA and FCC Construcción SA (FCC) – which had been engaged to build some of the works for the hydroelectric plant – Chucas notified the parties that it was terminating the contract for breach, enforcing the guarantees issued to it. However, the guarantees have not yet been paid pending resolution of a precautionary proceeding initiated by FCC on October 27, 2015, at the International Court of Arbitration in Paris. In a filing of March 10, 2017, FCC requested a ruling that the contract had been terminated without cause and asked for damages of about $27 million (about €22 million). In a brief filed in May 2017, Chucas, in addition to asking for the plaintiff's claims to be denied, filed a counter-claim to obtain confirmation of termination of contract for non-performance, asking for damages of at least $38 million (about €30 million). On December 9, 2018, the ruling of the arbitrators was issued, declaring valid Chucas' termination of the contract for breach. On December 4, 2018, Chucas received payment of about $12 million (about €11 million) in execution of the arbitration ruling.

GasAtacama Chile – Chile

On August 4, 2016, the *Superintendencia de Electricidad y Combustibles* ("SEC") fined GasAtacama Chile $8.3 million 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 Appeals and the proceeding is close to a ruling. 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 pending.

Tax litigation in Brazil

Withholding tax – Ampla

In 1998, Ampla Energia e Serviços SA ("Ampla") financed the acquisition of Coelce with the issue of bonds in the amount of $350 million ("Fixed Rate Notes" – FRN) subscribed by its Panamanian subsidiary, which had been established to raise funds abroad. Under the special rules then in force, subject to maintaining the bond until 2008, the interest paid by Ampla to its subsidiary was not subject to withholding tax in Brazil.
However, the financial crisis of 1998 forced the Panamanian company to refinance itself with its Brazilian parent, which for that purpose obtained loans from local banks. The tax authorities considered this financing to be the equivalent of the early extinguishment of the bond, with the consequent loss of entitlement to the exemption from withholding tax.
In December 2005, Ampla 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 *Camara Superior de Recursos Fiscales* (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, 2018 was about €286 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, 2018 was about €144 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 (2008-2017), 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 €92 million at December 31, 2018.

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 specializing in corporate law.

The first two levels of the administrative courts ruled – in July 2016 and September 2018 respectively – for the tax authorities. The company will continue its defend its actions and the appropriateness of the accounting treatment at the third level of jurisdiction.

The overall amount involved in the dispute at December 31, 2018 was about €64 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 has 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.

In this last regard, it should be noted that, while awaiting the outcome of these proceedings, the Office of the Attorney General of the Brazilian National Treasury Department has submitted a request for the replacement of the bank guarantee with a deposit in court. This request was denied in September 2017, with the Attorney General's Office appealing that decision in February 2018.

The total value of the case at December 31, 2018 was about €54 million.

Tax litigation in Spain

Income tax – Enel Iberia, Endesa and subsidiaries

In 2018, the Spanish tax authorities completed a general audit involving the companies of the Group participating in the Spanish tax consolidation mechanism. This audit, which began in 2016, involved corporate income tax, value added tax and withholding taxes (mainly for the years 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 €141 million at December 31, 2018: (i) Enel Iberia is defending the appropriateness of the criterion adopted for determining the deductibility of capital losses deriving from stock sales (around €99 million) and certain financial charges (around €15 million); (ii) Endesa and its subsidiaries are defending the appropriateness of the criteria adopted for the deductibility of certain financial charges (about €22 million) and costs for decommissioning nuclear power plants (about €5 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. During the proceeding, the company will provide all 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.
The total value involved in the proceeding as at December 31, 2018 was about €90 million. This amount has been secured with bank guarantees to obtain a suspension of collection efforts.

53. Events after the reporting period

Issue of new €1 billion green bond in Europe

On January 14, 2019, Enel Finance International NV ("EFI"), an Enel Group finance company controlled by Enel SpA ("Enel", rated BBB+ for S&P, Baa2 for Moody's, and BBB+ for Fitch), successfully placed its third green bond on the European market, reserved for institutional investors and backed by a guarantee issued by Enel.
The issue amounts to a total of €1,000 million and provides for repayment in a single instalment at maturity on July 21, 2025 and the payment of a fixed-rate coupon equal to 1.500%, payable annually in arrears in the month of July as from 2019. The issue price was set at 98.565% and the effective yield at maturity is equal to 1.736%.
The settlement date for the issue was January 21, 2019.
The green bond is expected to be listed on the Irish Stock Exchange, on the Luxembourg Stock Exchange and be admitted to trading on the multilateral trading facility "ExtraMOT PRO" organized and operated by Borsa Italiana. It is also expected that the green bond will be assigned ratings in line with those of Enel.
The transaction has received subscriptions amounting to more than €4.2 billion, with the significant participation of socially responsible investors ("SRI"), enabling the Enel Group to continue to diversify its investor base.

Agreement to sell 540 MW of renewables capacity in Brazil for €700 million

On January 16, Enel SpA ("Enel"), acting through its renewables subsidiary Enel Green Power Brasil Participações Ltda ("EGP Brazil"), signed agreements with Chinese company CGN Energy International Holdings

Co. Limited ("CGNEI") for the sale of 100% of three renewable generation plants totaling 540 MW. The overall price in the transaction, to be paid at closing, is equal to the assets' enterprise value and amounts to approximately $R2.9 billion, equivalent to around €700 million at current exchange rates.
The three operating renewable assets being sold are the solar plants Nova Olinda (292 MW), located in the north-eastern Brazilian state of Piauí, and Lapa (158 MW), situated in the north-eastern Brazilian state of Bahia, as well as the 90 MW Cristalândia wind farm, also in Bahia.

Enel Green Power España starts construction of 90 MW of new wind capacity in Spain

Enel Green Power España has started construction of three wind farms with an overall capacity of around 90 MW located across the municipalities of Allueva, Fonfría, Mezquita de Jarque, Fuentes Calientes, Cañada Vellida and Rillo in the Spanish province of Teruel, in the region of Aragon. The total investment in the three facilities amounts to approximately €88 million. The three wind farms are slated to enter service by the end of 2019, and once completed they will generate over 295 GWh per year, while avoiding the annual emission of some 196 thousand metric tons of CO_2 into the atmosphere. The expected capacity of the 7-turbine Allueva plant exceeds 25 MW, while that of the 4-turbine Sierra Pelarda wind farm, situated in Fonfría, is about 15 MW. The largest of the three facilities is the 14-turbine Sierra Costera I, which will boast a capacity of around 50 MW and is located across the municipalities of Mezquita de Jarque, Fuentes Calientes, Cañada Vellida and Rillo.

Board of Directors of Enel Américas calls extraordinary shareholders' meeting to approve capital increase of up to $3.5 billion

On February 28, 2019, Enel SpA ("Enel" or "the Company") announced that the Board of Directors of the Chilean subsidiary Enel Américas SA ("Enel Américas"), of which Enel owns 51.8%, has called an extraordinary shareholders' meeting for April 30, 2019 to approve a capital increase of up to $3.5 billion, to be fully subscribed in cash. The increase is expected to be carried out through the issue of new ordinary shares and American Depositary Shares ("ADSs") to be offered in pre-emption to shareholders in proportion to the number of shares/ADSs they hold.
Through the capital increase Enel Américas, according to the proposal of its Board of Directors, will seek to enhance its financial position to pursue new opportunities for organic and inorganic growth, both through minority buy-outs and M&As, optimizing cash flows and improving its debt level. Moreover, the capital increase will enable an increase in the free float and capitalization of Enel Américas.
Enel Américas invests in electricity generation and distribution in Argentina, Brazil, Colombia and Peru. With an installed capacity of over 11 GW and more than 24 million customers, it is the largest private electricity company in South America.

Amendment of regulatory framework for hydroelectric concessions

The changes introduced with Decree Law 135 of December 14, 2018, concerning simplification and development support (the "Simplification Act"), ratified into law in February 2019, included the amendment of certain aspects of the regulatory framework for hydroelectric concessions. The main changes concern: i) the extension for consideration of expired concessions (a situation regarding entities that do not belong to the Enel Group) until 2023, ii) the regulation of the reassignment of concessions upon their expiry; and iii) the mechanism for indemnifying the outgoing concessionaire for the transfer of the assets related to the hydroelectric concession. These rules establish a series of general principles, with implementing provisions to be enacted by the regions and the competent authorities in order to regulate in detail the renewal of concessions in compliance with the principles laid down in the Constitution.

The Group is analyzing the possible consequences of the reform, which at present does not appear to produce a significant impact.
The hydroelectric concessions currently held by the Group that fall within the scope of this measure will begin to expire starting from 2029.

Financial statements of Enel SpA at December 31, 2018

Income statement

Euro	Notes	2018	of which with related parties	2017	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	4.a	37,979,400	*37,948,667*	119,973,169	*117,964,169*
Other revenue and income	4.b	14,663,248	*11,611,943*	12,536,313	*11,816,934*
	[Subtotal]	**52,642,648**		**132,509,482**	
Costs					
Purchase of consumables	5.a	775,602	*755,960*	527,618	*397,627*
Services, leases and rentals	5.b	127,046,752	*73,565,421*	164,647,974	*83,362,136*
Personnel	5.c	109,461,719		173,833,672	
Depreciation, amortization and impairment losses	5.d	(330,561,950)		15,386,821	
Other operating expenses	5.e	38,375,592	*5,116,819*	19,640,692	*1,042,212*
	[Subtotal]	**(54,902,285)**		**374,036,777**	
Operating income		**107,544,933**		**(241,527,295)**	
Income from equity investments	6	3,566,532,771	*3,556,152,376*	3,032,755,082	*3,032,046,630*
Financial income from derivatives	7	1,626,147,028	*436,713,046*	2,682,999,217	*1,639,718,234*
Other financial income	8	319,791,543	*215,238,109*	409,494,784	*157,113,888*
Financial expense from derivatives	7	1,580,719,721	*1,033,303,779*	2,901,726,027	*835,546,371*
Other financial expense	8	767,625,196	*84,563,946*	872,053,419	*71,712,486*
	[Subtotal]	**3,164,126,425**		**2,351,469,637**	
Income before taxes		**3,271,671,358**		**2,109,942,342**	
Income taxes	9	(184,490,162)		(160,045,845)	
NET INCOME FOR THE PERIOD		**3,456,161,520**		**2,269,988,187**	

Statement of comprehensive income

Euro	Notes	2018	2017
Net income for the year		**3,456,161,520**	**2,269,988,187**
Other comprehensive income recyclable to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		(6,800,397)	(9,862,121)
Change in fair value of hedging costs		17,324,068	48,053,432
Income/(Loss) recognized directly in equity recyclable to profit or loss		**10,523,671**	**38,191,311**
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		72,245	(5,419,377)
Income/(Loss) recognized directly in equity not recyclable to profit or loss		**11,414,736**	**(5,419,377)**
Income/(Loss) recognized directly in equity	22	**21,938,407**	**32,771,934**
TOTAL COMPREHENSIVE INCOME/(LOSS) FOR THE PERIOD		**3,478,099,927**	**2,302,760,121**

Balance sheet

Euro	Notes				
ASSETS		**at Dec. 31, 2018**		at Dec. 31, 2017	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Non-current assets					
Property, plant and equipment	10	9,482,612		10,130,911	
Intangible assets	11	46,939,952		31,499,091	
Deferred tax assets	12	287,982,943		298,564,422	
Equity investments	13	45,714,720,133		42,811,272,440	
Derivatives	14	793,268,184	*306,396,047*	1,455,620,268	*911,987,785*
Other non-current financial assets	15	135,969,073	*125,000,000*	16,520,527	
Other non-current assets	16	133,926,173	*124,949,541*	147,703,070	*138,750,969*
	[Total]	**47,122,289,070**		**44,771,310,729**	
Current assets					
Trade receivables	17	190,738,941	*189,168,814*	236,901,820	*228,047,369*
Income tax receivables	18	165,402,633	*29,133*	265,116,255	
Derivatives	14	91,538,429	*13,908,972*	111,187,134	*98,089,135*
Other current financial assets	19	1,859,556,945	*536,107,527*	4,350,254,731	*2,185,263,224*
Other current assets	20	268,390,867	*74,420,100*	451,717,926	*435,163,901*
Cash and cash equivalents	21	2,006,698,099		2,489,231,277	
	[Total]	**4,582,325,914**		**7,904,409,143**	
TOTAL ASSETS		**51,704,614,984**		**52,675,719,872**	

Euro	Notes				
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		**at Dec. 31, 2018**		at Dec. 31, 2017	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Shareholders' equity					
Share capital		10,166,679,946		10,166,679,946	
Other reserves		11,464,338,885		11,442,355,799	
Retained earnings/(loss carried forward)		4,279,339,236		4,424,283,417	
Net income for the year [1]		2,032,826,328		1,202,486,793	
TOTAL SHAREHOLDERS' EQUITY	22	**27,943,184,395**		**27,235,805,955**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	23	13,397,135,493	*4,140,976,595*	10,780,028,411	*1,200,000,000*
Employee benefits	24	231,247,089		273,380,648	
Provisions for risks and charges	25	45,167,912		43,060,382	
Deferred tax liabilities	12	132,741,154		168,341,991	
Derivatives	14	1,395,260,905	*19,846,698*	2,270,128,975	*28,238,268*
Other non-current liabilities	26	11,554,982	*9,303,012*	11,486,594	*9,283,268*
	[Subtotal]	**15,213,107,535**		**13,546,427,001**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	23	5,000,917,516	*4,715,485,231*	5,397,181,835	*4,896,380,309*
Current portion of long-term borrowings	23	805,454,249		3,653,698,811	
Trade payables	27	82,378,904	*43,230,644*	136,749,208	*73,724,909*
Derivatives	14	354,554,531	*53,004,689*	175,573,958	*13,057,571*
Other current financial liabilities	28	275,922,893	*31,397,597*	465,099,793	*28,593,746*
Other current liabilities	30	2,029,094,961	*317,248,312*	2,065,183,311	*428,216,349*
	[Subtotal]	**8,548,323,054**		**11,893,486,916**	
TOTAL LIABILITIES		**23,761,430,589**		**25,439,913,917**	
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		**51,704,614,984**		**52,675,719,872**	

(1) For 2018, net income for the period of €3,456 million(€2,270 million in 2017) is reported net of the interim dividend of €1,423 million (€1,068 million in 2017).

Statement of changes in shareholders' equity

	Share capital and reserves (note 22)											
Euro	Share capital	Share premium 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, 2016	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,244,757**	**(27,203,744)**	**(376,254,402)**	**-**		**4,534,347,074**	**804,937,538**	**26,915,547,720**
Application of new accounting standards	-	-	-	-	-	-	117,706,432	(117,706,432)		-	-	-
At January 1, 2017 restated	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,244,757**	**(27,203,744)**	**(258,547,970)**	**(117,706,432)**		**-4,534,347,074**	**804,937,538**	**26,915,547,720**
Other changes	-	-	-	-	703	-	-	-		-	-	**703**
Allocation of 2016 net income:												
- distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-		(203,333,599)	(711,667,596)	**(915,001,195)**
- legal reserve	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-
- retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	-		93,269,942	(93,269,942)	-
Capital increase	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-
2017 interim dividend [1]	-	-	-	-	-	-	-	-		-(1,067,501,394)		**(1,067,501,394)**
Comprehensive income for the year:												
- income/(loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	-	(5,419,377)	(9,852,121)	48,053,432		-	-	**32,771,934**
- net income for the year	-	-	-	-	-	-	-	-		-	2,269,988,187	**2,269,988,187**
At December 31, 2017 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)**		**-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 [2]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-(1,423,335,192)		**(1,423,335,192)**
Comprehensive income for the year:												
- income/(loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	44,679	72,245	(6,800,397.00)	17,324,068.00	-	-	-	**10,640,595**
- net income for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,456,161,520	**3,456,161,520**
At December 31, 2018 restated	**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**

(1) Approved by the Board of Directors on November 8, 2017 and paid as from January 24, 2018.

(2) Approved by the Board of Directors on November 6, 2018 and paid as from January 23, 2019.

725/895

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	2018	of which with related parties	2017	of which with related parties
Income before taxes		**3,271,671,358**		**2,109,942,342**	
Adjustments for:					
Amortization and impairment losses	5.d	(330,561,950)		15,386,821	
Exchange rate adjustments of foreign currency assets and liabilities		39,628,904		(231,638,389)	
Accruals to provisions		30,514,837		37,912,889	
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	(3,566,532,771)	*(3,556,152,376)*	(3,032,755,082)	*(3,032,046,630)*
Net financial (income)/expense		355,948,018	*466,123,883*	905,461,585	*(889,403,744)*
(Gains)/Losses from disposals and other non-monetary items		-		-	
Cash flows from operating activities before changes in net current assets		**(199,331,604)**		**(195,689,834)**	
Increase/(Decrease) in provisions		(70,540,865)		(74,765,165)	
(Increase)/Decrease in trade receivables	17	46,077,886	*38,878,555*	18,144,344	*19,768,270*
(Increase)/Decrease in other financial and non-financial assets/liabilities		1,329,718,118	*984,924,384*	886,354,164	*(1,526,661,213)*
Increase/(Decrease) in trade payables	27	(54,370,304)	*(30,494,265)*	(13,164,033)	*5,636,596*
Interest income and other financial income collected		802,604,925	*422,320,744*	1,134,440,570	*325,498,532*
Interest expense and other financial expense paid		(1,381,667,689)	*(212,858,041)*	(1,823,403,773)	*(716,621,016)*
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	3,510,078,770	*3,499,698,376*	2,976,903,441	*2,976,194,989*
Income taxes paid (consolidated taxation mechanism)		(533,543,154)		(443,549,585)	
Cash flows from operating activities (a)		**3,449,226,083**		**2,465,270,129**	
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	10-11	(32,089,910)		(29,716,867)	*(29,716,867)*
Investments in equity investments	13	(2,555,503,401)	*(2,544,488,283)*	(17,898,158)	*(17,898,158)*
Disposals of equity investments	13	-		-	
Cash flows from investing/disinvesting activities (b)		**(2,587,593,311)**		**(47,615,025)**	
Financial debt (new long-term borrowing)	23	3,500,000,000	*2,940,976,595*	989,235,387	
Financial debt (repayments)	23	(4,426,410,410)		(992,598,185)	
Net change in long-term financial payables/(receivables)		2,735,706,549	*2,815,976,594*	(2,854,462,654)	*(26,612,508)*
Net change in short-term financial payables/(receivables)		(743,785,882)	*1,516,803,548*	1,721,306,401	*1,511,596,115*
Dividends paid	22	(2,409,676,207)		(1,829,783,012)	
Increase in capital and reserves	22	-		-	
Cash flows from financing activities (c)		**(1,344,165,950)**		**(2,966,302,063)**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c)		**(482,533,178)**		**(548,646,959)**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	21	2,489,231,277		3,037,878,236	
Cash and cash equivalents at the end of the year	21	**2,006,698,099**		**2,489,231,277**	

Notes to the separate financial statements

1. Form and content of the financial statements

Enel SpA is a corporation (*società per azioni*) that operates in the electricity and gas sector and has its registered office in Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy.
In its capacity as holding company, Enel SpA sets the strategic objectives for the Group and its subsidiaries and coordinates their activities. The activities that Enel SpA performs in respect of the other Group companies as part of its management and coordination function, including with regard to the Company's organizational structure, can be summarized as follows:

- Holding company functions, associated with the coordination of governance processes at the Group level:
  - Administration, Finance and Control;
  - Human Resources and Organization;
  - Communications;
  - Legal and Corporate Affairs;
  - Innovation and Sustainability;
  - European Affairs;
  - Audit.

On January 1, 2018 the Global Business Lines and the Global Services Function (hereinafter "Global Structures"), i.e. Global Infrastructure & Networks, Global Thermal Generation and Global Procurement, previously allocated to Enel SpA, were transferred to the wholly owned Italian subsidiaries Enel Global Infrastructure & Networks Srl, Enel Global Thermal Generation Srl and Enel Italia Srl.
The corporate reorganization of the Global Structures equipped the Group with a uniform organizational and corporate structure, within which each Global Structure will be able to aim for maximum efficiency and a clearer focus of its activities, in accordance with the "Global Hub" model, namely organizational entities capable of:

- carrying out their activity in an operating company other than Enel SpA;
- provide technical services at a global level to Group companies with a uniform business, pursuing objectives of effectiveness and operating efficiency as well as legal and accounting clarity;
- seize opportunities to develop their business in international markets.

In this context, Enel SpA increasingly takes on the role of industrial holding company, concentrating its activity:

- on the management and coordination of Group companies;
- on the strategic direction of activities, remunerated exclusively through the dividends received from the subsidiaries;
- on institutional services provided by the holding company staff functions for the benefit of the subsidiaries (remunerated through an "institutional services" contract).

Within the Group, Enel SpA meets liquidity requirements primarily through cash flows generated by ordinary operations and the use of a range of sources of funds, while managing any excess liquidity appropriately.
As the Parent Company, Enel SpA has prepared the consolidated financial statements of the Enel Group for the year ending December 31, 2018, which form an integral part of this Annual Report pursuant to Article 154-*ter*, paragraph 1, of the Consolidate Law on Financial Intermediation (Legislative Decree 58 of February 24, 1998).
On March 21, 2019, the Board authorized the publication of these financial statements at December 31, 2018.
These financial statements have undergone statutory auditing by EY SpA.

Basis of presentation

The separate financial statements for the year ended December 31, 2018 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".

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 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 definition of which is given in the section "Accounting policies and measurement criteria" for the consolidated financial statements.

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 bases applied to each individual item in the consolidated financial statements.

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

The accounting policies and measurement criteria are the same, where applicable, as those adopted in the preparation of the consolidated financial statements, to which the reader should refer for more information, with the exception of those regarding equity investments in subsidiaries, associated companies and joint ventures.
Subsidiaries are all entities over which Enel SpA has control. 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.
Associates comprise those entities in which Enel SpA has a significant influence. Significant influence is the power to participate in the financial and operating policy decisions of investees but not exercise control or joint control over those entities.
Joint ventures are entities over which Enel SpA 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.
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.

Dividends from equity investments are recognized in profit or loss when the shareholder's right to receive them is established.
Dividends and interim dividends payable to third parties are recognized as changes in equity at the date they are approved by the Shareholders' Meeting and the Board of Directors, respectively.

Use of estimates and management judgments

The use of estimates and management judgements adopted in preparing the separate financial statements are the same, where applicable, as those adopted in the preparation of the consolidated financial statements, which readers are invited to consult, with the exception of the measurement of equity investments, which is discussed below.

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 value 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.

3. Recent accounting standards

For information on recent accounting standards, please refer to the corresponding section of the notes to the consolidated financial statements.
The application of IFRS 9 as from January 1, 2018 gave rise to a non-material decrease in shareholders' equity net of the associated tax effects, mainly reflecting the the adoption of the expected credit loss model.
No significant situations were affected by the application of IFRS 15.
With regard to accounting standards taking effect after December 31, 2018, in 2018 Enel completed the analysis of the Company's lease contracts in the light of the new accounting rules provided for under "IFRS 16 – Leases". The analysis found that the new standard will not have a significant impact.

Information on the Income Statement

Revenue

4.a Revenue from sales and services – *€38 million*

Revenue from sales and services break down as follows:

Millions of euro

	2018	2017	Change
Revenue from sales and services			
Group companies	38	118	(80)
Non-Group counterparties	-	2	(2)
Total revenue from sales and services	**38**	**120**	**(82)**

Revenue from sales and services, in the amount of €38 million, 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 overall decrease of €82 million compared with the previous year was essentially due to the reduction in revenue from the provision of technical and managerial services following the reorganization that took place at the beginning of 2018 for the Global Structures, as part of which the Global business lines, previously included within Enel SpA, were transferred to the wholly owned subsidiaries Enel Global Infrastructure & Networks Srl, Enel Global Thermal Generation Srl and Enel Italia Srl. It also reflected negative adjustments related to 2017.

Revenue from sales and services can be broken down by geographical area as follows:

- €34 million in Italy (€75 million in 2017);
- a negative €4 million in the European Union (€25 million in 2017);
- €3 million in non-EU Europe (€7 million in 2017);
- €5 million in other countries (€13 million in 2017).

4.b Other revenue and income – *€15 million*

Other revenue and income, in the amount of €15 million in 2018, is essentially related to seconded personnel in both the year under review and the previous year. It increased by €2 million (€13 million in 2017).

Costs

5.a Purchases of consumables – *€1 million*

Purchases of consumables amounted to €1 million, unchanged from the previous year.

5.b Services, leases and rentals – *€127 million*

Costs for services, leases and rentals break down as follows:

Millions of euro

	2018	2017	Change
Services	116	149	(33)
Leases and rentals	11	16	(5)
Total services, leases and rentals	**127**	**165**	**(38)**

Costs for services, totaling €116 million, include costs for services provided by third parties in the amount of €53 million (€79 million in 2017) and costs for services provided by Group companies in the amount of €63 million (€70 million in 2017). More specifically, the €26 million decrease in costs for services provided by third parties was mainly due both to the decrease in costs incurred for strategic, management and organizational consulting and to lower costs for advertising, marketing, promotional and press materials, which were partially offset by the increase in costs for other services.
Costs for services provided by Group companies decreased by €7 million due to the reduction in costs for personal services and costs for other services, which were partially offset by the increase in costs for IT services.
Costs for leases and rentals mainly concern costs for leasing assets from the subsidiary Enel Italia Srl and decreased by €5 million compared with the previous year.

5.c Personnel – *€109 million*

Personnel costs break down as follows:

Millions of euro

	Notes	2018	2017	Change
Wages and salaries		68	108	(40)
Social security costs		22	34	(12)
Post-employment benefits	24	6	9	(3)
Other long-term benefits	24	5	20	(15)
Other costs and other incentive plans	25	8	3	5
Total personnel costs		**109**	**174**	**(65)**

Personnel costs came to €109 million for a decrease of €65 million from 2017. The decline is mainly attributable to the decrease in the average number of employees (399 fewer than in the previous year), partly deriving from the transfers referred to earlier, with a consequent reduction in wages and salaries and related social security costs, for a total of €52 million, and in costs for long-term benefits of €15 million.

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, 2018.

	Average number			Headcount
	2018	2017	Change	**at Dec. 31, 2018**
Senior managers	148	239	(91)	144
Middle managers	354	565	(211)	369
Office staff	270	367	(97)	254
Total	**772**	**1,171**	**(399)**	**767**

5.d Depreciation, amortization and impairment losses – *€(331) million*

Millions of euro

	2018	2017	Change
Depreciation	4	4	-
Amortization	13	11	2
Impairment losses	55	-	55
Reversals of impairment losses	403	-	403
Total depreciation, amortization, and impairment losses	**(331)**	**15**	**(346)**

Depreciation, amortization and impairment losses amounted to €331 million (€15 million in 2017), a decrease of €346 million compared with the previous year.

Depreciation and amortization (€17 million) includes depreciation of €4 million and amortization of €13 million. It increased by a total of €2 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.

In 2018, impairment losses amounted to €55 million and refer to the adjustments of equity investments held in Enel Russia PSJC (€40 million) and Enel Investment Holding BV (€15 million).

Reversals of impairment losses, in the amount of €403 million, includes only the positive adjustment to the value of the equity investment in Enel Produzione SpA following the recalculation of the value of the investment in Slovenské elektrárne.

For details on the criteria used to determine this impairment loss, see note 13 below.

5.e Other operating expenses – *€39 million*

Other operating expenses, totaling €39 million, increased by €19 million compared with the previous year due essentially to provisions for risks and charges in the amount of €15 million.

Operating income, in the amount of €108 million, improved by €350 million compared with the previous year, essentially due to the joint effect of the recognition in 2018 of the restoration of the value of the equity investment in Enel Produzione SpA (€403 million), offset in part by the adjustment of equity investments held in Enel Russia PJSC (€40 million) and Enel Investment Holding BV (€15 million).

6. Income from equity investments – *€3,567 million*

Income from equity investments amounted to €3,567 million in 2018, an increase of €534 million compared with the previous year, and regards dividends and interim dividends approved by subsidiaries and associates in the amount of €3,557 million and by other investees in the amount of €10 million.

Millions of euro

	2018	2017	Change
Dividends from subsidiaries and associates	**3,556**	**3,032**	**524**
Enel Produzione SpA	229	-	229
e-distribuzione SpA	949	1,448	(499)
Enel Factor SpA	2	3	(1)
Enel Italia Srl	16	23	(7)
Enel Energia SpA	792	679	113
Servizio Elettrico Nazionale SpA	100	80	20
Enel Green Power SpA	557	50	507
Enel Iberia Srl	486	677	(191)
Enel Sole Srl	-	15	(15)
Enel Américas SA	162	25	137
Enel Chile SA	157	31	126
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	2	-	2
Enel Investment Holding BV	66	-	66
RusEnergoSbyt LLC	37	-	37
CESI SpA	1	1	-
Dividends from other companies	**11**	**1**	**10**
Emittenti Titoli SpA	10	-	10
Empresa Propietaria de la Red SA	1	1	-
Total income from equity investments	**3,567**	**3,033**	**534**

7. Net financial income/(expense) from derivatives – *€45 million*

This item breaks down as follows:

Millions of euro

	2018	2017	Change
Income from derivatives			
- on behalf of Group companies:	**1,420**	**2,533**	**(1,113)**
- income from derivatives at fair value through profit or loss	1,420	2,533	(1,113)
- on behalf of Enel SpA:	**206**	**150**	**56**
- income from fair value hedge derivatives	18	32	(14)
- income from cash flow hedge derivatives	166	108	58
- income from derivatives at fair value through profit or loss	22	10	12
Total income from derivatives	**1,626**	**2,683**	**(1,057)**
Expenses on derivatives			
- on behalf of Group companies:	**1,414**	**2,523**	**(1,109)**
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	1,414	2,523	(1,109)
- on behalf of Enel SpA:	**167**	**379**	**(212)**
- expense on fair value hedge derivatives	18	30	(12)
- expense on cash flow hedge derivatives	121	341	(220)
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	28	8	20
Total expenses on derivatives	**1,581**	**2,902**	**(1,321)**
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**45**	**(219)**	**264**

The net financial income from derivatives came to €45 million (as compared with a net expense of €219 million in 2017) and essentially represents the net gain on derivatives entered into on behalf of Enel SpA.
The improvement of €264 million compared with the previous year is essentially due to the decrease in net expense on cash flow hedge derivatives (€220 million), all of which were entered into on behalf of Enel SpA on both interest rates and exchange rates.

For more details on derivatives, see note 31 "Financial instruments" and note 33 "Derivatives and hedge accounting".

8. Other net financial income/(expense) – *€(448) million*

This item breaks down as follows:

Millions of euro

	2018	2017	Change
Other financial income			
Interest income			
Interest income on long-term financial assets	3	2	1
Interest income on short-term financial assets	16	30	(14)
Total	**19**	**32**	**(13)**
Positive exchange rate differences	28	238	(210)
Income on fair value hedges - post-hedge adjustment	4	13	(9)
Other	269	127	142
Total other financial income	**320**	**410**	**(90)**
Other financial expense			
Interest expense			
Interest expense on bank borrowings	32	55	(23)
Interest expense on bonds	549	735	(186)
Interest expense on other borrowings	85	70	15
Total	**666**	**860**	**(194)**
Negative exchange rate differences	65	5	60
Interest expense on defined-benefit plans and other long-term employee benefits	3	4	(1)
Other	34	3	31
Total other financial expense	**768**	**872**	**(104)**
TOTAL OTHER NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	**(448)**	**(462)**	**14**

Other net financial expense, in the amount of €448 million, essentially reflects interest expense on financial debt of €666 million, partly offset by interest income and fees and commissions on the intercompany current account of €202 million and interest income on the refund of income taxes (IRPEG and ILOR) for the years 1996 and 1997 in the amount of €54 million (see note 9 below for more information).

The decrease of €14 million in other net financial expense compared with 2017 was due mainly to the decrease in interest expense on bonds in the amount of €186 million, partially offset by the €210 million decrease in positive exchange rate differences on hedged loans in foreign currencies, which were affected by the developments in the exchange rate of the euro against the dollar and the pound sterling.

9. Income taxes – *€(184) million*

Millions of euro

	2018	2017	Change
Current taxes	(189)	(162)	(27)
Deferred tax income	4	4	-
Deferred tax expense	1	(2)	3
Total taxes	**(184)**	**(160)**	**(24)**

Income taxes for 2018 showed a creditor position of €184 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 (a creditor position of €160 million), the increase of €24 million was essentially due to the reimbursement of income taxes (IRPEG and ILOR) for 1996 and 1997, following two favorable rulings of the Court of Cassation, in the amount of €90 million, partially offset by a smaller creditor tax position on current income (€65 million).

The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate.

Millions of euro

	2018	% rate	2017	% rate
Income before taxes	3,272		2,110	
Theoretical corporate income taxes (IRES)	**785**	**24.0%**	**506**	**24.0%**
Tax decreases:				
- dividends on equity investments, collected	(799)	-24.4%	(678)	-32.1%
- dividends from equity investments, not collected	(14)	-0.4%	(13)	-0.6%
- uses of provisions	(14)	-0.4%	(16)	-0.8%
- prior-year writedowns	(97)	-3.0%	-	
- other	(2)	-0.1%	-	
Tax increases:				
- writedowns/(writebacks) for the year	13	0.4%	-	
- accruals to provisions	13	0.4%	12	0.6%
- prior-year expense	7	0.2%	2	0.1%
- other	9	0.3%	23	1.1%
Total current corporate income taxes (IRES)	**(99)**	**-3.0%**	**(164)**	**-7.8%**
IRAP	-		-	
Difference on estimated income taxes from prior years	**(111)**	**-3.8%**	-	
Definitive withholdings on dividends from foreign shareholdings	**21**	**0.7%**	**2**	**0.1%**
Total deferred tax items	**5**	**0.1%**	**2**	**0.1%**
- of which impact of change in tax rate	-		-	
- of which changes for the year	5		4	
- of which difference of prior-year estimates	-		*(2)*	
TOTAL INCOME TAXES	**(184)**	**-5.6%**	**(160)**	**-7.6%**

Information on the Balance Sheet

Assets

10. Property, plant and equipment – *€9 million*

Developments in property, plant and equipment for 2017 and 2018 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	20	40	-	72
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(19)	(34)		(63)
Balance at Dec. 31, 2016	**1**	**1**	**-**	**-**	**1**	**6**	**-**	**9**
Capital expenditure					4	1	-	5
Depreciation					(1)	(3)	-	(4)
Total changes	**-**				**3**	**(2)**	**-**	**1**
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**

Property, plant and equipment totaled €9 million, a decrease of €1 million compared with the previous year, essentially attributable to the negative net balance between capital expenditure in 2018 (€3 million) and depreciation for the same period (€4 million). Capital expenditure for other assets refer to hardware systems, while the capital expenditure relating to assets under construction refer to engineering works on office buildings.

11. Intangible assets – *€47 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, 2016	**11**	**7**	**18**
Investments	24	-	**24**
Assets entering service	7	(7)	-
Amortization	(11)	-	**(11)**
Total changes	**20**	**(7)**	**13**
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**

Industrial patents and intellectual property rights, in the amount of €30 million at December 31, 2018, relate mainly to 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 decreased by €1 million due to the negative balance of investments made in 2018 (€14 million), to amortization recorded during the same period (€13 million), and to the transfer of intangible assets to Enel Global Infrastructure & Networks Srl, Enel Global Thermal Generation Srl, and Enel Italia Srl for a total of €2 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 the Evolution for Energy (E4E) project, which was undertaken at the global level to harmonize and integrate processes and systems to support the Global business lines and the Administration, Finance and Control, and Global Procurement functions, as well as other projects connected with the evolution of software associated with existing systems.

Other intangible assets under development at December 31, 2018, amounted to €17 million, an increase of the same amount due to investments during the period.

12. Deferred tax assets and liabilities – *€288 million and €133 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, 2017	Increase\(Decrease) taken to income statement	Increase\(Decrease) taken to equity	Other changes	at Dec. 31, 2018
	Total				Total
Deferred tax assets					
Nature of temporary differences:					
- provisions for risks and charges and impairment losses	5	1	-	-	6
- derivatives	230	-	-	-	230
- costs for capital increase	2	-	(2)	-	-
- other items	62	(5)	2	(7)	52
Total deferred tax assets	**299**	**(4)**	**-**	**(7)**	**288**
Deferred tax liabilities					
Nature of temporary differences:					
- measurement of financial instruments	163	-	(36)	-	127
- other items	5	1	-	-	6
Total deferred tax liabilities	**168**	**1**	**(36)**	**-**	**133**
Excess net deferred IRES tax assets after any offsetting	**162**				**155**
Excess net deferred IRAP tax liabilities after any offsetting	**(31)**				**-**

Deferred tax assets totaled €288 million (€299 million at December 31, 2017), a decrease of €11 million compared with the previous year, which was due mainly to the recognition of deferred tax assets on changes in provisions for risks and charges and the transfer of deferred tax assets to the companies involved in the transfer of the Global Structures as described above.

Deferred tax liabilities came to €133 million and decreased by €35 million (€168 million at December 31, 2017), essentially due to the release of deferred tax liabilities related to IRAP on the fair value measurement of cash flow hedge instruments (€30 million), given that, over the next few years, we do not expect to generate enough taxable income for IRAP to absorb the temporary deductible differences.

The amount of deferred tax assets and liabilities was determined by applying a rate of 24% for IRES.

13. Equity investments – *€45,715 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 (+/-)	Adjustments in value	Mergers (+/-)	Net change	Original cost	(Writedowns)/ Revaluations	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding
	at Dec. 31, 2017											at Dec. 31, 2018				
A) Subsidiaries																
Enel Produzione SpA	4,895	(986)	4	3,913	100.0	-	-	-	403	-	403	4,895	(583)	4	4,316	100.0
e-distribuzione SpA	4,054	-	2	4,056	100.0	2,275	-	-	-	-	2,275	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	-	-	-	-	-	-	1,401	(208)	1	1,194	100.0
Enel Green Power SpA	6,538	-	2	6,540	100.0	-	-	(71)	-	-	(71)	6,467	-	2	6,469	100.0
Enel X Srl	5	-	-	5	100.0	518	-	-	-	-	518	523	-	-	523	100.0
Enel Investment Holding BV	8,498	(4,473)	-	4,025	100.0	-	(4,001)	-	(15)	-	(4,016)	4,497	(4,488)	-	9	100.0
Enelpower SpA	189	(159)	-	30	100.0	-	-	-	-	-	-	189	(159)	-	30	100.0
Enel Global Thermal Generation Srl	1	-	-	1	100.0	-	-	10	-	-	10	11	-	-	11	100.0
Enel Energia SpA	1,321	(8)	-	1,313	100.0	-	-	-	-	-	-	1,321	(8)	-	1,313	100.0
Enel Iberia Srl	13,713	-	-	13,713	100.0	-	-	-	-	-	-	13,713	-	-	13,713	100.0
Enel Factor SpA	18	-	-	18	100.0	-	-	-	-	-	(18)	(18)	-	-	-	-
Enel Italia Srl	525	(41)	3	487	100.0	-	-	-	-	-	18	18	543	(41)	3	505	100.0
Enel Innovation Hubs Srl	70	(54)	-	16	100.0	-	-	-	-	-	-	-	70	(54)	-	16	100.0
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	12	-	-	12	100.0	-	-	10	-	-	10	22	-	-	22	100.0
Enel Finance International NV	2,397	-	-	2,397	100.0	-	-	(1,798)	-	-	(1,798)	599	-	-	599	25.0
Enel Holding Finance Srl	-	-	-	-	-	-	-	1,798	-	-	1,798	1,798	-	-	1,798	100.0
Tynemouth Energy Storage Limited	5	-	-	5	-	-	-	(5)	-	-	(5)	-	-	-	-	-
Enel Américas SA	2,822	-	-	2,822	51.8	-	-	-	-	-	-	2,822	-	-	2,822	51.8
Enel Chile SA	1,760	-	-	1,760	60.6	-	-	-	-	762	762	2,522	-	-	2,522	61.9
Enel Holding Chile Srl	-	-	-	-	-	-	-	71	-	(71)	-	-	-	-	-	-
E-Distribuţie Banat SA	-	-	-	-	-	-	421	-	-	-	421	421	-	-	421	51.0
E-Distribuţie Dobrogea SA	-	-	-	-	-	-	261	-	-	-	261	261	-	-	261	51.0
E-Distribuţie Muntenia SA	-	-	-	-	-	-	952	-	-	-	952	952	-	-	952	78.0
Enel Energie Muntenia SA	-	-	-	-	-	-	330	-	-	-	330	330	-	-	330	78.0
Enel Energia SA	-	-	-	-	-	-	208	-	-	-	208	208	-	-	208	51.0
Enel Romania SA	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	15	15	-	-	15	100.0
Enel Russia PJSC	-	-	-	-	-	-	442	-	(40)	-	402	442	(40)	-	402	56.4
Enel Insurance NV	-	-	-	-	-	-	252	-	-	-	252	252	-	-	252	100.0
Vektör Enerji Üretim A.Ş.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total subsidiaries	**48,334**	**(5,929)**	**12**	**42,417**		**2,793**	**(1,120)**	**15**	**348**	**691**	**2,727**	**50,713**	**(5,581)**	**12**	**45,144**	

742/895

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

B) Joint ventures																
OpEn Fiber SpA	365	-	-	365	50.0	125	-	-	-	-	125	490	-	-	490	50.0
RusEnergoSbyt LLC	-	-	-	-	-	-	41	-	-	-	41	41	-	-	41	49.5
Total joint ventures	**365**	-	-	**365**		**125**	**41**	-	-	-	**166**	**531**	-	-	**531**	
C) Associates																
CESI SpA	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7
Total associates	**23**	-	-	**23**		-	-	-	-	-	-	**23**	-	-	**23**	
D) Other companies		-	-													
Empresa Propietaria de la Red SA	5	-	-	5	11.1	-	-	-	12	-	12	5	12	-	17	11.1
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1
Compañía de Transmisión del Mercosur Ltda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elcogas SA	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4.3
Emittenti Titoli SpA in liquidazione	1	-	-	1	10.0	-	(1)	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0
Total other companies	**11**	**(5)**	-	**6**		-	**(1)**	-	**12**	-	**11**	**10**	**7**	-	**17**	
TOTAL EQUITY INVESTMENTS	**48,733**	**(5,934)**	**12**	**42,811**		**2,918**	**(1,080)**	**15**	**360**	**691**	**2,904**	**51,277**	**(5,574)**	**12**	**45,715**	

743/895

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The table below reports changes in equity investments in 2018:

Millions of euro	
Increases	
Transfer to Enel Global Infrastructure & Networks Srl of the "Global Infrastructure & Network" business unit	10
Transfer of the "Global Thermal Generation" business unit to Enel Global Thermal Generation Srl	10
Recapitalization of e- distribuzione SpA	2,275
Recapitalization of Enel X Srl	518
Merger of Enel.Factor Srl into Enel Italia Srl	18
Incorporation of Enel Holding Finance Srl with the transfer of 75% of the investment i n Enel Finance International NV	1,798
Capital contribution to OpEn Fiber SpA	125
Acquisition of Enel Russia PSJC by Enel Investment Holding BV	442
Acquisition of E-Distribuţie Banat SA by Enel Investment Holding BV	421
Acquisition of E-Distribuţie Muntenia SA by Enel Investment Holding BV	952
Acquisition of E-Distribuţie Dobrogea SA by Enel Investment Holding BV	261
Acquisition of Enel Energie SA by Enel Investment Holding BV	208
Acquisition of Enel Energie Muntenia SA by Enel Investment Holding BV	330
Acquisition of Enel Romania SA by Enel Investment Holding BV	15
Acquisition of RusEnergoSbyt LLC by Enel Investment Holding BV	41
Acquisition of Enel Insurance NV by Enel Investment Holding BV	252
Increase in the value of the investment in Enel Chile SA due to the merger of Enel Holding Chile Srl and Hydromac Energy Srl (holder of the investment) into Enel SpA	762
Revaluation of the equity investment held in Empresa Propietaria de la Red SA	12
Writeback of the equity investment in Enel Produzione SpA	403
Total increases	**8,853**
Decreases	
Transfer of the company Tynemouth Energy Storage Limited	(5)
Partial spin-off of Enel Green Power SpA to Enel Holding Chile Srl	(71)
Liquidation of Emittente Titoli SpA	(1)
Merger of Enel.Factor Srl into Enel Italia Srl	(18)
Incorporation of Enel Holding Finance Srl with the transfer of 75% of the investment in Enel Finance International NV	(1,798)
Reduction in the value of the investment in Enel Investment Holding BV	(4,001)
Writedown of the investment in Enel Investment Holding BV	(15)
Writedown of the investment in Enel Russia PJSC	(40)
	(5,949)
NET CHANGE	**2,904**

In 2018, the value of investments in subsidiaries, joint ventures, associated and other companies increased by €2,904 million as a result of:

- the increase, on January 1, 2018, of the share capital of the subsidiary Enel Global Infrastructure & Networks Srl (formerly Enel M@p Srl) in the amount of €10 million through the transfer of the "Global Infrastructure & Network" business unit;
- the increase, on January 1, 2018, of the share capital of the subsidiary Enel Global Thermal Generation Srl in the amount of €10 million through the transfer of the "Global Thermal Generation" business unit;

- the transfer of the entire investment in Tynemouth Energy Storage Limited to the subsidiary Enel Global Thermal Generation Srl in the amount of €5 million as part of the business unit transfer described above;
- the recapitalization, on March 8, 2018, of the subsidiary e-distribuzione SpA by waiving a portion of the financial receivable from this company on the intercompany current account in the amount of €2,275 million, which was allocated to a specific available equity reserve;
- the recapitalization, on March 30, 2018, of the subsidiary Enel X Srl by waiving a portion of the financial receivable from this company on the intercompany current account in the amount of €78 million;
- the recapitalization, on June 20, 2018, of the subsidiary Enel X Srl through a capital contribution in the amount of €290 million, which was allocated to a specific available equity reserve;
- the recapitalization, on July 18, 2018, of the subsidiary Enel X Srl through a capital contribution in the amount of €150 million for the purpose of supplementing the equity of Enel X International Srl;
- the incorporation, on July 9, 2018, of Enel Holding Finance Srl by transferring approximately 75% of the investment in the Dutch company Enel Finance International NV, a wholly owned subsidiary of Enel SpA;
- the acquisition of the equity investments held by Enel Investment Holding BV, a wholly-owned Dutch subsidiary of Enel SpA, in the Russian companies Enel Russia PJSC and RusEnergoSbyt LLC, in the Romanian companies Enel Romania SA, E-Distribuţie Banat SA, E-Distribuţie Dobrogea SA, E-Distribuţie Muntenia SA, Enel Energie SA, and Enel Energie Muntenia SA, and in the Dutch company Enel Insurance NV, for a total of €2,922 million;
- the reduction in the value of the equity investment of Enel Investment Holding BV in the amount of €4,002 million following the reduction of the share capital in the amount of €1,592 million and the distribution of the share-premium reserve in the amount of €2,410 million;
- the capital contribution, on October 3, 2018, in favor of OpEn Fiber, a joint venture with CDP Equity SpA, in the amount of €125 million, in order to support the investments needed for execution of the company's 2018-2027 business plan;
- the increase in the fair value of the equity investment held in Empresa Propietaria de la Red SA, previously measured at cost, in the amount of €12 million;
- the adjustment of €15 million to the equity investment held in Enel Investment Holding BV to take account of the change in performance and financial position following the aforementioned sale of equity investments;
- a writeback of €403 million in the value of the interest held in Enel Produzione SpA in order to take account of the adjustment in the value of the equity investment in Slovenské elektrárne;
- the adjustment of €40 million to the equity investment held in Enel Russia PJSC to take account of current performance and financial position.

Within the scope of "Project Elqui – Italian side", on March 30, 2018, the partial spin-off of Enel Green Power SpA was completed in favor of the newly incorporated Enel Holding Chile Srl, which led to an adjustment of €71 million in the investment in Enel Green Power SpA and the acquisition of the equity investment, for the same amount, for the entire share capital of the newly incorporated Enel Holding Chile Srl, the parent company of Hydromac Energy Srl, holder of an equity investment in Enel Chile SA with a value of €762 million. On December 12, 2018, the merger into Enel of Enel Holding Chile Srl and Hydromac Energy Srl was completed, resulting in an increase of €762 million in Enel's investment in Enel Chile SA.
The transaction is part of the process of simplifying the Group's structure, which is one of the underlying principles of Enel's 2018-2020 Strategic Plan. The transaction enabled Enel to consolidate the Group's 61.93% interest in Enel Chile SA, previously held directly by Enel for a 43.03% stake and indirectly through Hydromac Energy for 18.88% and through Enel Holding Chile for 0.02%.

It should also be noted that the merger of Enel.Factor SpA into the wholly owned subsidiary Enel Italia Srl was completed on July 1, 2018. This transaction did not result in changes in the total value of the equity investments held by Enel SpA.

The following table shows the previous assumptions used in determining the impairment loss on the investments held in Enel Russia PJSC and Enel Investment Holding BV and the reversal of the impairment loss on Enel Produzione SpA and Empresa Propietaria de la Red SA:

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, 2018					at Dec. 31, 2017				
Enel Russia PJSC	442	1.8%	13.2%	5 years	Perpetuity/28 years	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Enel Investment Holding BV	23	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Enel Produzione SpA	3,913	0.7%	8.9%	5 years	Perpetuity	3,913	0.7%	8.9%	5 years	Perpetuity
Empresa Propietaria de la Red SA	5	-	8.7%	3 years	19 years	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 2019-2023 business plan approved by the Board of Directors of the Parent Company on November 19, 2018, 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.

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, 2018.

		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	4,318	613	100.0	4,316
e-distribuzione SpA		Rome	EUR	2,600,000,000	4,657	1,507	100.0	6,331
Servizio Elettrico Nazionale SpA		Rome	EUR	10,000,000	152	75	100.0	110
Enel Global Trading SpA		Rome	EUR	90,885,000	304	(73)	100.0	1,194
Enel Green Power SpA		Rome	EUR	272,000,000	6,136	237	100.0	6,469
Enel X Srl		Rome	EUR	1,050,000	488	(23)	100.0	523
Enel Investment Holding BV		Amsterdam	EUR	1,593,050,000	8	794	100.0	9
Enelpower SpA		Milan	EUR	2,000,000	28	(2)	100.0	30
Enel Global Thermal Generation Srl		Rome	EUR	11,000,000	7	(4)	100.0	11
Enel Energia SpA		Rome	EUR	302,039	2,067	801	100.0	1,313
Enel Iberia Srl		Madrid	EUR	336,142,500	16,918	956	100.0	13,713
Enel Italia Srl		Rome	EUR	50,100,000	449	15	100.0	505
Enel Innovation Hubs Srl		Rome	EUR	1,100,000	22	1	100.0	16
Enel Global Infrastructure & Networks Srl		Rome	EUR	10,100,000	9	(1)	100.0	22
Enel Finance International NV		Amsterdam	EUR	1,478,810,371	1,746	99	25.0	599
Enel Holding Finance Srl		Rome	EUR	10,000	1,798	-	100.0	1,798
Enel Américas SA		Santiago	USD	6,763,204,424	7,710	1,017	51.8	2,822
Enel Chile SA		Santiago	CLP	2,229,108,974,538	4,622	478	61.9	2,522
E-Distribuţie Banat SA		Timisoara	RON	382,158,580	480	18	51.0	421
E-Distribuţie Dobrogea SA		Constanta	RON	280,285,560	325	18	51.0	261
E-Distribuţie Muntenia SA		Bucharest	RON	271,635,250	1,026	16	78.0	952
Enel Energie Muntenia SA		Bucharest	RON	37,004,350	152	3	78.0	330
Enel Energia SA		Bucharest	RON	140,000,000	98	(1)	51.0	206
Enel Romania SA		Judetul Ilfov	RON	200,000	3	-	100.0	15
Enel Russia PJSC		Ekaterinburg	RUB	35,371,898,370	589	97	56.4	402
Enel Insurance NV		Amsterdam	EUR	60,000	258	9	100.0	252
Vektör Enerji Üretim A.Ş.		Istanbul	TRY	3,500,000	(8)	(8)	100.0	-
Enel Green Power Chile Ltda		Santiago	CLP		757	91	-	-
B) Joint ventures								
OpEn Fiber SpA		Milan	EUR	250,000,000	800	(97)	50.0	490
RusEnergoSbyt LLC		Moscow	RUB	2,760,000	8	65	49.5	41
C) Associates								
CESI SpA	(1)	Milan	EUR	8,550,000	111	7	42.7	23
D) Other companies								
Empresa Propietaria de la Red SA		Panama	USD	58,500,000	118	15	11.1	17
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA		Panama	USD	2,700,000	-	(1)	11.1	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	(1)	Buenos Aires	ARS	14,012,000	(25)	(8)	-	-
Elcogas SA		Puertollano	EUR	809,890	(111)	(2)	4.3	-
Idrosicilia SpA	(1)	Milan	EUR	22,520,000	51	4	1.0	-

(1) The figures for share capital, shareholders' equity and net income refer to the financial statements at December 31, 2017.

With regard to the investments held in 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 & Networks, Enel X Srl, Enel Global Trading SpA, OpEn Fiber SpA, and Enel Finance International NV, the carrying amount is deemed to be recoverable even if individually greater than shareholders' equity at December 31, 2018, 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 & 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;
- in the case of Enel Finance International NV, it is attributable to the negative developments in the fair value of a number of items in shareholders' equity.

It should also be noted that these shareholdings have passed their related impairment tests.

Equity investments in other companies at December 31, 2018, are all related to unlisted companies. During the transition to IFRS 9, the option of measuring these financial assets at fair value thorugh other comprehensive income was applied.
For the investment in Empresa Propietaria de la Red, previously measured at cost, the fair value was determined on the basis of a reliable valuation the significant balance sheet items.
In 2018, following the final liquidation report and the final distribution plan, the liquidation procedure of the company Emittenti Titoli SpA was completed.
The investment in Elcogas was completely written off in 2014 and since January 1, 2015, the company, in which Enel has a stake of 4.3%, has been 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, 2018	at Dec. 31, 2017
Equity investments in unlisted companies measured at FVOCI	**17**	**6**
Empresa Propietaria de la Red SA	17	5
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA	-	-
Emittenti Titoli SpA in liquidazione	-	1
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivatives – *€793 million, €92 million, €1,395 million, €355 million*

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Derivative financial assets	793	1,456	92	111
Derivative financial liabilities	1,395	2,270	355	176

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 – *€136 million*

The aggregate is composed of the following:

Millions of euro

	Notes	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	Change
Prepaid financial expense		8	10	(2)
Other non-current financial assets included in debt	15.1	128	6	122
Total		**136**	**16**	**120**

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, 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 – *€128 million*

Millions of euro

	Notes	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	Change
Financial receivables	31.1.1	125	-	125
Other financial receivables		3	6	(3)
Total		**128**	**6**	**122**

Other non-current financial assets included in debt at December 31, 2018, amounted to €128 million, an increase of €122 million compared with the previous year.
This change was essentially due to the disbursement of a loan of €125 million 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 the business plan in relation to the national project for the development of an ultra-broadband fiber-optic network.
Other financial receivables amounted to €3 million and are entirely accounted for by loans to employees. They decreased by €3 million compared with the previous year.

16. Other non-current assets – *€134 million*

This item breaks down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Tax receivables	9	9	-
Receivable from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities	125	139	(14)
Total other non-current assets	**134**	**148**	**(14)**

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.

Receivable from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities, in the amount of €125 million, refers 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 €63 million (€76 million at December 31, 2017).

17. Trade receivables – *€191 million*

The item breaks down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Trade receivables:			
- due from subsidiaries	166	208	(42)
- due from non-Group customers	25	29	(4)
Total	**191**	**237**	**(46)**

Trade receivables, which totaled €191 million, consist of receivables due from subsidiaries (€166 million) and non-Group customers (€25 million).
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, 2017, the decrease of €42 million is related both to the trend in revenue connected to these services and to the reorganization of the Global Structures, which led to a reduction in revenue from technical services.
Receivables from non-Group customers concern services of various nature and totaled €25 million, which, compared with December 31, 2017, is a decrease of €4 million.
Trade receivables due from subsidiaries break down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Subsidiaries			
Enel Iberia Srl	1	1	-
Enel Produzione SpA	3	13	(10)
e-distribuzione SpA	10	33	(23)
Enel Green Power SpA	9	3	6
Enel Américas SA	4	3	1
Endesa SA	3	4	(1)
Servizio Elettrico Nazionale SpA	2	1	1
Enel Global Trading SpA	-	1	(1)
Enel Energia SpA	6	1	5
Enel Italia Srl	16	18	(2)
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-
Enel X Srl	-	2	(2)
Enel Russia PJSC	11	16	(5)
Endesa Distribución Eléctrica SL	21	27	(6)
Enel Global Thermal Generation Srl	1		
Endesa Generación SA	(2)	10	(12)
Endesa Energía SA	2	4	(2)
Enel Romania SA	5	4	1
Enel Brasil SA	24	25	(1)
Enel Distribución Perú SAA	5	6	(1)
Enel Generación Perú SAA	5	6	(1)
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	(1)	3	(4)
Other	40	26	14
Total	**166**	**208**	**(43)**

Trade receivables by geographical area are shown below.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Italy	54	77	(23)
EU	68	97	(29)
Non-EU Europe	12	17	(5)
Other	57	46	11
Total	**191**	**237**	**(46)**

18. Income tax receivables – *€165 million*

Income tax receivables at December 31, 2018, amounted to €165 million and essentially regard the Company's IRES credit for estimated current taxes (€99 million) and the receivable with respect to the consolidated IRES return for 2018 (€56 million).

19. Other current financial assets – *€1,860 million*

This item can be broken down as follows:

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Other current financial assets included in net financial debt	19.1	1,579	4,085	(2,506)
Other sundry current financial assets		281	265	16
Total		**1,860**	**4,350**	**(2,490)**

19.1 Other current financial assets included in debt – *€1,579 million*

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Financial receivables due from Group companies:				
- short-term financial receivables (intercompany current accounts)	31.1.1	313	1,984	(1,671)
- current portion of receivables for assumption of loans	31.1.1	-	27	(27)
Financial receivables due from others:				
- current portion of long-term financial receivables		1	1	-
- other financial receivables		12	(1)	13
- cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	31.1.1	1,253	2,074	(821)
Total		**1,579**	**4,085**	**(2,506)**

Other current financial assets included in debt, amounting to €1,579 million at December 31, 2018, refer to financial receivables due from Group companies (€313 million) and financial receivables due from others (€1,266 million).

Financial receivables due from Group companies decreased by €1,698 million compared with December 31, 2017, due to the decline in in short-term financial receivables due from Group companies on the intercompany current account (€1,671 million).

Financial receivables due from others decreased by €808 million, essentially attributable to the decrease in cash collateral paid to counterparties for over-the-counter derivatives on interest rates and exchange rates.

20. Other current assets – *€268 million*

At December 31, 2018, the item broke down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Tax receivables	173	10	163
Other receivables due from Group companies	74	435	(361)
Other receivables	21	7	14
Total	**268**	**452**	**(184)**

Other current assets decreased by a total of €184 million as compared with December 31, 2017.
Tax receivables amounted to €173 million, primarily including the remaining receivable for prepaid VAT for 2018 in the amount of €168 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 2018 by the subsidiaries Enel Chile SA and Enel Américas SA (€24 million and €33 million, respectively), which was collected in January 2019, IRES receivables in respect of the Group companies participating in the consolidated taxation mechanism (€5 million), and VAT receivables in respect of participating in the Group VAT mechanism (€3 million).
The decrease of €361 million compared with December 31, 2017, was essentially due to the lower VAT receivables in respect of participating in the Group VAT mechanism (€345 million) and the reduction in intragroup receivables related to the Italian IRES tax consolidation (€28 million), partially offset by the increase in receivable from subsidiaries (€9 million) and the increase in interim dividends (€4 million).
Other receivables, the amount of €21 million at December 31, 2018, increased by €14 million compared with 2017 (€7 million), €8 million of which due to recognition of the installment, relating to 2019, of the contribution to the Enel employee recreational association (Arca).

21. Cash and cash equivalents – *€2,007 million*

Cash and cash equivalents break down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Bank and post office deposits	2,007	2,489	(482)
Cash and cash equivalents on hand	-	-	-
Total	**2,007**	**2,489**	**(482)**

Cash and cash equivalents amounted to €2,007 million, a decrease of €482 million compared with December 31, 2017, mainly due to the impact of the redemption and issue of a number of bonds, the payment of dividends during 2017 as approved by the shareholders of Enel SpA on May 24, 2018, as well as normal operations connected with the central treasury function performed by the Parent Company.

Liabilities and equity

22. Shareholders' equity – *€27,943 million*

Shareholders' equity amounted to €27,943 million, up €707 million compared with December 31, 2017. The change is mainly attributable to net income for the year (€3,478 million), the distribution of the dividend for 2017 in the amount of €0.132 per share (for a total of €1,342 million), as approved by the shareholders on May 24, 2018, and the interim dividend for 2018 approved by the Board of Directors on November 6, 2018, and paid as from January 23, 2019 (€0.14 per share, for a total of €1,423 million).

Share capital – *€10,167 million*

At December 31, 2018, 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, 2017.
At December 31, 2018, 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, the only shareholder with an interest of greater than 3% in the Company's share capital was the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake).

Other reserves – *€11,464 million*

Share premium reserve – *€7,496 million*

The share premium reserve as at December 31, 2018, is unchanged compared with the previous year.

Legal reserve – *€2,034 million*

The legal reserve, equal to 20.0% of share capital, is unchanged compared with the previous year.

Reserve pursuant to Law 292/1993 – *€2,215 million*

The reserve shows the remaining portion of the 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 – *€(328) million*

At December 31, 2018, the item was represented by the reserve from measurement of cash flow hedge derivatives and costs of hedging with a negative value of €328 million (net of the positive tax effect of €103 million).

Reserve from measurement of financial assets at FVOCI – *€11 million*

At December 31, 2018, the reserve from measurement of financial assets at FVOCI amounted to €11 million due to the fair value measurement of Empresa Propietaria de la Red SA.

Reserve from remeasurement of net employee benefit plan liabilities/(assets) – *€(32) million*

At December 31, 2018, the employee benefit plan reserve amounted to €32 million (net of the positive tax effect of €8 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 2017 and 2018.

Millions of euro	at Dec. 31, 2017	Gross gains/(losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes	at Dec. 31, 2017	Gross gains/(losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes	**at Dec. 31, 2018**
Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	(258)	(249)	232	7	(268)	1	(45)	37	**(275)**
Reserve from measurement of costs of hedging financial instruments	(118)	48	-	-	(70)	17	-	-	**(53)**
Reserve for financial assets at FVOCI	-	-	-	-	-	11	-	-	**11**
Reserve from remeasurement of net employee benefit plan liabilities/(assets)	(27)	(7)	-	2	(32)	-	-	-	**(32)**
Gains/(Losses) recognized directly in equity	**(403)**	**(208)**	**232**	**9**	**(370)**	**29**	**(45)**	**37**	**(349)**

Retained earnings/(loss carried forward) – *€4,279 million*

For 2018, the item shows a decrease of €145 million, attributable to the resolution of the Shareholders' Meeting of May 24, 2018, which provided for the use of this reserve in the amount of €142 million for the distribution of dividends to shareholders and the allocation to retained earnings of part of the net income for 2017, equal to €3 million.

Net income for the year – *€2,033 million*

Net income for 2018, net of the interim dividend for 2018 of €0.14 per share (for a total of €1,423 million), amounted to €2,033 million.

The table below shows the availability of shareholders' equity for distribution.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	Possible uses	Amount available	
Share capital	10,167			
Capital reserves:				
- share premium reserve	7,496	ABC	7,496	
Income reserves:				
- legal reserve	2,034	B		
- reserve pursuant to Law 292/1993	2,215	ABC	2,215	
- reserve from measurement of financial instruments	(328)			
- 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	(32)			
- other	20	ABC	20	
Retained earnings/(loss carried forward)	4,279	ABC	4,279	
Total	**25,910**		**14,058**	
of which amount available for distribution			*14,055*	

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 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 €1,159 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 2017 and 2018.

	Amount distributed (in millions of euro)	Net dividend per share (in euro)
Dividends paid in 2017		
Dividends for 2016	1,830	0.18
Interim dividend for 2017 [1]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2017	**1,830**	**0.18**
Dividends paid in 2018		
Dividends for 2017	2,410	0.237
Interim dividend for 2018 [2]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2018	**2,410**	**0.237**

(1) Approved by the Board of Directors on November 8, 2017, and paid as from January 24, 2018 (interim dividend per share of €0.105 for a total of €1,068 million).
(2) 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).

The dividend for 2017, equal to €0.28 per share, amounting to a total of €2,847 million (of which €0.14 per share, for a total of €1,423 million already paid as an interim dividend as from January 23, 2019), is to be proposed at the Shareholders' Meeting of May 16, 2019, at a single call. These financial statements do not reflect the effects of the distribution of this dividend for 2018 to shareholders, with the exception of liabilities due to shareholders for the 2018 interim dividend approved by the Board of Directors on November 6, 2018, and paid as from January 23, 2019.

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 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 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 2018.
To this end, the Company constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2018 and 2017, is summarized in the following table.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Non-current financial position	(13,397)	(10,780)	(2,617)
Net current financial position	(2,221)	(2,477)	256
Non-current financial receivables and long-term securities	128	6	122
Net financial debt	**(15,490)**	**(13,251)**	**(2,239)**
Shareholders' equity	**27,943**	**27,236**	**707**
Debt/equity ratio	**(0.55)**	**(0.49)**	**(0.06)**

23. Borrowings – *€13,397 million, €806 million, €5,001 million*

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Long-term borrowings	13,397	10,780	806	3,654
Short-term borrowings	-	-	5,001	5,397

For more details about the nature, recognition and classification of borrowings, please see note 31 "Financial instruments".

24. Employee benefits – *€231 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, 2018, and December 31, 2017.

Millions of euro	2018				2017			
	Pension benefits	Health insurance	Other benefits	Total	Pension benefits	Health insurance	Other benefits	Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION								
Actuarial obligation at January 1	**200**	**45**	**28**	**273**	**222**	**40**	**24**	**286**
Current service cost	-	1	6	**7**	-	2	19	**21**
Interest expense	3	1	-	**4**	3	1	-	**4**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	-	-	-	**-**	(1)	-	-	**(1)**
Experience adjustments	-	(1)	-	**(1)**	2	6	-	**8**
Past service cost	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Employer contributions	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Contributions from plan participants	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Payments for closures	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Other payments	(23)	(2)	(10)	**(35)**	(25)	(2)	(14)	**(41)**
Other changes	(6)	(4)	(7)	**(17)**	(1)	(1)	(2)	**(4)**
Actuarial obligation at December 31	**174**	**40**	**17**	**231**	**200**	**45**	**28**	**273**

Millions of euro	2018	2017
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost	7	22
Interest expense	4	4
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-
Total	**11**	**26**

Millions of euro

	2018	2017
Remeasurement (gains)/losses in OCI		
Actuarial (gains)/losses on defined-benefit plans	-	7
Other changes	-	-
Total	-	**7**

The current service cost for employee benefits in 2018 amounted to €7 million, recognized under personnel costs (€22 million in 2017), while the interest expense from the accretion of the liability amounted to €4 million, which is in line with 2017.

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.

	2018	2017
Discount rate	0.20%-1.50%	0.20%-1.50%
Rate of wage increases	1.50%-3.50%	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	(1)	-	-	5	38

25. Provisions for risks and charges – *€45 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.

Millions of euro	at Dec. 31, 2017	Taken to profit or loss: Accruals	Taken to profit or loss: Reversals	Utilization	Other changes	Total at Dec. 31, 2018	of which current portion
Provision for litigation, risks and other charges:							
- litigation	11	15	(5)	(3)	-	18	15
- other	11		-	(5)	-	6	3
Total	**22**	**15**	**(5)**	**(7)**	**-**	**25**	**18**
Provision for early retirement incentives	21	6	-	(5)	(1)	21	4
TOTAL	**43**	**20**	**(5)**	**(13)**	**(1)**	**45**	**22**

The increase in the provision for litigation, in the amount of €7 million, reflects the allocation for the year of €15 million, partially offset by reversals to profit or loss and uses resulting from the settlement of a number of disputes for a total of €8 million.
This provision refers to labor disputes (€4 million) and other disputes of €14 million.
The decrease of €5 million in other provisions is due to utilizations for the year.
The provision for early retirement incentives, in the amount of €21 million, is unchanged compared with the previous year.

26. Other non-current liabilities – *€12 million*

Other non-current liabilities amounted to €12 million (€12 million at December 31, 2017). 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 amount of the liability at December 31, 2018 reflects the updating of the interest accrued on the residual receivable.

27. Trade payables – *€82 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Trade payables:			
- due to third parties	41	66	(25)
- due to Group companies	41	71	(30)
Total	**82**	**137**	**(55)**

Trade payables mainly include payables for the provision of services and other activities performed in 2018, and comprise payables due to third parties of €41 million (€66 million at December 31, 2017) and payables due to Group companies of €41 million (€71 million at December 31, 2017).

Trade payables due to subsidiaries at December 31, 2018, break down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Subsidiaries			
Enel Produzione SpA	1	1	-
e-distribuzione SpA	-	1	(1)
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	-
Enel Global Trading SpA	1	1	-
Enel Green Power SpA	-	1	(1)
Enel Italia Srl	18	35	(17)
Enel Iberia Srl	4	21	(17)
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	3	-	3
Enel X Srl	1	-	1
Enel Innovation Hubs Srl	2	-	2
Enel Factor SpA	-	2	(2)
Endesa SA	3	3	-
Enel Russia PJSC	-	-	-
Other	8	6	2
Total	**41**	**71**	**(30)**

Trade payables break down by geographical area as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Suppliers:			
Italy	59	99	(40)
EU	17	31	(14)
Non-EU Europe	1	4	(3)
Other	5	3	2
Total	**82**	**137**	**(55)**

28. Other current financial liabilities – *€276 million*

Other current financial liabilities mainly regard interest expense accrued on debt outstanding at year end.

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Deferred financial liabilities	31.2.1	259	450	(191)
Other items	31.2.1	17	15	2
Total		**276**	**465**	**(189)**

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, 2018, 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 – *€15,490 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, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Long-term borrowings	23	13,397	10,780	2,617
Short-term borrowings	23	5,001	5,397	(396)
Current portion of long-term borrowings	23	806	3,654	(2,848)
Non-current financial assets included in debt	15.1	128	6	122
Current financial assets included in debt	19.1	1,579	4,085	(2,506)
Cash and cash equivalents	21	2,007	2,489	(482)
Total		**15,490**	**13,251**	**2,239**

Pursuant to the CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial position at December 31, 2018, reconciled with net financial debt as reported in the report on operations.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	*of which with related parties*	at Dec. 31, 2017	*of which with related parties*	Change
Bank and post office deposits	2,007		2,489		(482)
Liquidity	**2,007**		**2,489**		**(482)**
Short-term portion of long-term financial receivables	1		1		-
Current financial receivables	**1,579**	***313***	**4,085**	***2,011***	**(2,506)**
Short-term bank debt	(45)		(245)		200
Short-term portion of long-term bank debt	(806)		(3,654)		2,848
Other short-term financial payables	(4,956)	*(4,716)*	(5,152)	*(4,896)*	196
Short-term financial debt	**(5,807)**		**(9,051)**		**3,244**
Net short-term financial position	**(2,221)**		**(2,477)**		**256**
Long-term bank debt	(1,048)		(1,039)		(9)
Bonds	(8,208)		(8,541)		333
Other long-term debt	(4,141)		(1,200)		(2,941)
Long-term borrowings	**(13,397)**		**(10,780)**		**(2,617)**
Non-current financial position	**(13,397)**		**(10,780)**		**(2,617)**
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB instructions	**(15,618)**		**(13,257)**		**(2,361)**
Long-term financial receivables	**128**	***125***	**6**	**-**	**122**
NET FINANCIAL DEBT	**(15,490)**		**(13,251)**		**(2,239)**

30. Other current liabilities – *€2,029 million*

Other current liabilities mainly concern payables due to tax authorities and to the Group companies participating in the consolidated IRES taxation mechanism and the Group VAT system, as well as the liability due to shareholders for the interim dividend for 2018 approved by the Enel SpA Board of Directors on November 6, 2018, and paid as from January 23, 2019 (€1,423 million in 2018 and €1,068 million in 2017).

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Tax payables	245	502	(257)
Payables due to Group companies	317	428	(111)
Payables due to employees, recreational/assistance associations	18	27	(9)
Payables due to social security institutions	7	12	(5)
Payables due to customers for security deposits and reimbursements	2	2	-
Other	1,440	1,094	346
Total	**2,029**	**2,065**	**(36)**

Tax payables amounted to €245 million and essentially regard amounts due to tax authorities for consolidated IRES (€240 million). The decrease compared with the previous year amounted to €257 million, mainly due to the decrease in the debtor position with tax authorities for consolidated IRES (€165 million). For the previous year, this item included the amount payable to tax authorities for Group VAT for the 4th Quarter of 2017, in the amount of €90 million.

Payables due to Group companies amounted to €317 million. They essentially consist of €139 million in payables in respect of the IRES liability under the consolidated taxation mechanism (€175 million at December 31, 2017) and €173 million in respect of Group VAT (€252 million at December 31, 2017). The decrease of €111 million reflects developments in the debtor positions noted above.

The item "other", equal to €1,440 million, includes €1,423 million (€1,068 million at December 31, 2017) for the liability due to shareholders for the interim dividend to be paid as from January 23, 2019 (€0.14 per share for 2018 and €0.105 per share for 2017).

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	Notes	Non-current		Current	
		at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Financial assets at amortized cost	31.1.1	**128**	**6**	**4,050**	**7,018**
Financial assets at FVOCI	31.1.2	-	-	-	
Equity investments in other companies		17	-	-	
Total Financial assets at FVOCI		**17**	-	-	
Financial assets at FVTPL					
Derivative assets at FVTPL	33	325	940	78	111
Financial assets designated as at fair value upon initial recognition (fair value option)		-		-	
Total financial assets at FVTPL		**325**	**940**	**78**	**111**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	468	501	14	-
Fair value hedge derivatives	33	-	15	-	-
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**468**	**516**	**14**	-
TOTAL		**938**	**1,462**	**4,142**	**7,129**

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 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, 2018	at Dec. 31, 2017	Notes at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017
Cash and cash equivalents		-	- 21	**2,007**	**2,489**
Trade receivables		-	- 17	**191**	**237**
Financial receivables due from Group companies					
Receivables on intercompany current accounts		-	- 19.1	313	1,984
Current portion of long-term financial receivables	19.1	-	-	-	27
Other financial receivables		-	-	209	153
Total financial receivables due from Group companies		**-**	**-**	**522**	**2,164**
Financial receivables due from others					
Financial receivables	15.1	125			
Current portion of long-term financial receivables		-	-	1	1
Cash collateral for margin agreements on OTC derivatives		-	- 19.1	1,253	2,074
Other financial receivables		3	6	18	-
Total financial receivables due from others		**128**	**6**	**1,272**	**2,075**
Other receivables				**58**	**53**
TOTAL		**128**	**6**	**4,050**	**7,018**

The primary changes compared with 2017 regarded:

- a decrease of €482 million in cash and cash equivalents, essentially attributable to the redemption and repurchase of a number of bonds, the payment of dividends for 2017 and the normal central treasury functions performed by Enel SpA;
- a total decrease of €1,642 million in financial receivables due from Group companies, largely reflecting the decrease in receivables on the intercompany current account held with Group companies (€1,671 million);
- a total decrease of €681 million in financial receivables due from others, mainly as a result of a decrease in cash collateral paid to counterparties for OTC derivatives transactions on interest rates and exchange rates (€821 million).

Impairment losses on financial assets at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost at December 31, 2018 amounted to €4,050 million (€7,018 million at December 31, 2017) and are recognized net of allowances for expected credit losses, which totaled €12 million at December 31, 2018, compared with a balance of €5 million at the end of previous year.

The Company mainly has the following types of financial assets measured at amortized cost subject to impairment:

- cash and cash equivalents;
- trade receivables;
- financial receivables;
- other receivables.

No signficant 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, 2018			at Jan. 1, 2018		
	Gross carrying amount	Allowance for expected losses	Total	Gross carrying amount	Allowance for expected losses	Total
Cash and cash equivalents	2,007	-	2,007	2,489	-	2,489
Trade receivables	196	5	191	237	5	232
Financial receivables due from Group companies	523	1	22	2,164	1	2,163
Financial receivables due from others	1,406	6	1,400	2,086	6	2,080
Other receivables	58	-	58	53	-	53
Total	**4,190**	**12**	**4,178**	**7,029**	**12**	**7,017**

Financial receivables

Millions of euro

	Allowance for expected losses		
Jan. 1, 2017 IAS 39	Individual	Collective	Total
Impairment losses	5	-	5
Utilization	-	-	-
Reversals	-	-	-
Other	-	-	-
Total at Dec. 31, 2017 IAS 39	**5**	**-**	**5**
Application of IFRS 9	2	-	2
Jan. 1, 2018 IFRS 9	**7**		**7**
Impairment losses	-	-	-
Utilization	-	-	-
Reversals	-	-	-
Other	-	-	-
Total at Dec. 31, 2018 IFRS 9	**7**	**-**	**7**

Trade receivables

Millions of euro

	Allowance for expected losses		
Jan. 1, 2017 IAS 39	Individual	Collective	Total
Impairment losses	-	-	-
Utilization	-	-	-
Reversals	-	-	-
Other	-	-	-
Total at Dec. 31, 2017 IAS 39	**-**	**-**	**-**
Application of IFRS 9	-	**5**	**5**
Jan. 1, 2018 IFRS 9	**-**	**5**	**5**
Impairment losses	-	-	-
Utilization	-	-	-
Reversals	-	-	-
Other	-	-	-
Total at Dec. 31, 2018 IFRS 9	**-**	**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.
At December 31, 2017, investments in other companies were recognized among financial assets available for sale in accordance with IAS 39 and were measured at cost. During the transition to IFRS 9, the option of measuring these financial assets at fair value through other comprehensive income was applied.
Equity investments in other companies, in the amount of €17 million, essentially concern the investment held by Enel SpA in the company Empresa Propietaria de la Red SA (€17 million).
At December 31, 2018, the fair value of the investment was determined on the basis of a reliable valuation of the significant items of the balance sheet.

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, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Financial liabilities measured at amortized cost	31.2.1	**13,397**	**10,780**	**6,165**	**9,653**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative liabilities at FVTPL	33	324	943	134	176
Total		**324**	**943**	**134**	**176**
Derivative liabilities designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	1,071	1,327	221	-
Total		**1,071**	**1,327**	**221**	-
TOTAL		**14,792**	**13,050**	**6,520**	**9,829**

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, 2018	at Dec. 31, 2017	Notes	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017
Long-term borrowings	23	13,397	10,780		806	3,654
Short-term borrowings		-	-	23	5,001	5,397
Trade payables		-	-	27	82	137
Other current financial liabilities		-	-	28	276	465
Total		**13,397**	**10,780**		**6,165**	**9,653**

Borrowings

Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) – *€14,203 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 €806 million), amounted to €14,203 million at December 31, 2018.

The following table shows the nominal values, carrying amounts and fair values of long-term borrowings at December 31, 2018, 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, 2018					at Dec. 31, 2017					Change
Bonds:											
- fixed rate	7,904	7,813	614	7,199	8,561	10,447	10,390	3,088	7,302	11,880	(2,577)
- floating rate	1,201	1,201	192	1,009	1,141	1,805	1,805	566	1,239	1,767	(604)
Total	**9,105**	**9,014**	**806**	**8,208**	**9,702**	**12,252**	**12,195**	**3,654**	**8,541**	**13,647**	**(3,181)**
Bank borrowings:											
- fixed rate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- floating rate	1,048	1,048	-	1,048	1,045	1,039	1,039	-	1,039	1,043	9
Total	**1,048**	**1,048**	**-**	**1,048**	**1,045**	**1,039**	**1,039**	**-**	**1,039**	**1,043**	**9**
Loans from Group companies:											
- fixed rate	2,300	2,300	-	2,300	2,596	1,200	1,200	-	1,200	1,540	2,941
- floating rate	1,841	1,841	-	1,841	1,895	-	-	-	-	-	-
Total	**4,141**	**4,141**	**-**	**4,141**	**4,491**	**1,200**	**1,200**	**-**	**1,200**	**1,540**	**2,941**
Total fixed-rate borrowings	**10,204**	**10,113**	**614**	**9,499**	**11,157**	**11,647**	**11,590**	**3,088**	**8,502**	**13,420**	**364**
Total floating-rate borrowings	**4,090**	**4,090**	**192**	**3,898**	**4,081**	**2,844**	**2,844**	**566**	**2,278**	**2,810**	**(595)**
TOTAL	**14,294**	**14,203**	**806**	**13,397**	**15,238**	**14,491**	**14,434**	**3,654**	**10,780**	**16,230**	**(231)**

The balance for bonds is reported net of €898 million in respect of the unlisted floating-rate "Special series of bonds reserved for employees 1994-2019", which Enel SpA holds in its portfolio.

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, 2017	at Dec. 31, 2018		at Dec. 31, 2018	
Euro	**10,939**	**10,665**	**10,725**	**3.4%**	**3.6%**
US dollar	1,218	1,277	1,289	7.9%	8.3%
Pound sterling	2,277	2,261	2,280	6.5%	6.7%
Total non-euro currencies	**3,495**	**3,538**	**3,569**		
TOTAL	**14,434**	**14,203**	**14,294**		

The table below reports changes in the nominal value of long-term debt.

Millions of euro	Nominal value	Repayments	New borrowing	Own bonds Other repurchased	Exchange differences	Nominal value
	at Dec. 31, 2017					at Dec. 31, 2018
Bonds	12,252	(4,388)	1,250	- (38)	29	**9,105**
Bank borrowings	1,039	-	-	- -	9	**1,048**
Loans from Group companies	1,200	-	2,250	691 -	-	**4,141**
Total	**14,491**	**(4,388)**	**3,500**	**691 (38)**	**38**	**14,294**

Compared with December 31, 2017, the nominal value of long-term debt decreased by €197 million, reflecting:

- repayments of €4,388 million, including two retail bonds, one fixed-rate and one floating-rate, for a total of €3,000 million maturing in February 2018, a fixed-rate loan in euros of €591 million due in June 2018, and the repurchase of a hybrid bond in euros of €732 million done in May 2018;
- the repurchase of €38 million in own unlisted floating-rate bonds of the "Special series of bonds reserved for employees 1994-2019";
- the recognition of exchange losses of €38 million;
- the issue of two hybrid bonds in euros for a total of €1,250 million;
- new intercompany financing granted by Enel Finance International for a total of €2,250 million;
- an intercompany loan of €691 million acquired in December 2018 following the merger of Enel Holding Chile Srl.

The table below reports the characteristics of the bank borrowings obtained in 2018.

New borrowings

Type of loan	Counterparty	Issue date	Amount financed (millions of euro)	Currency	Interest rate (%)	Type of interest rate	Due date
Bonds:							
Hybrid bonds	Enel SpA	May 24, 2018	500	EUR	2.5%	Fixed rate	Nov. 24, 2023
Hybrid bonds	Enel SpA	May 24, 2018	750	EUR	3.4%	Fixed rate	Nov. 24, 2026
Total			**1,250**				

In 2018, the following borrowings were obtained:

- the issue of a hybrid bond in euros in the amount of €500 million, with the first call date scheduled for November 24, 2023;
- the issue of a hybrid bond in euros in the amount of €750 million, with the first call date scheduled for November 24, 2026;

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/ Euro Medium-Term Notes program of Enel SpA and Enel Finance International NV (including the green bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, which are used to finance the Group's eligible green projects) and those related to bonds issued by Enel Finance International NV on the American market can be summarized as follows:

- negative pledge clauses under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain (except under statutory requirement) mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets or revenue, to secure certain financial borrowings, unless the same restrictions are extended equally or pro rata to the bonds in question;
- *pari passu* clauses, under which bonds and the associated guarantees constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and the guarantor, do not grant preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or significant subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which may become immediately repayable.

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, 2018					at Dec. 31, 2017				
	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	10,665	10,725	75.0%	3,569	14,294	10,939	10,961	75.6%	3,530	14,491
US dollar	1,277	1,289	9.0%	(1,289)	-	1,218	1,232	8.5%	(1,232)	-
Pound sterling	2,261	2,280	16.0%	(2,280)	-	2,277	2,298	15.9%	(2,298)	-
Total	**14,203**	**14,294**	**100.0%**	-	**14,294**	**14,434**	**14,491**	**100.0%**	-	**14,491**

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, 2018		at Dec. 31, 2017	
	Before hedging	After hedging	Before hedging	After hedging
%				
Floating rate	18.1%	15.4%	19.6%	24.2%
Fixed rate	81.9%	84.6%	80.4%	75.8%
Total	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**

Short-term borrowings – *€5,001 million*

The following table shows short-term borrowings at December 31, 2018, by nature.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Loans from non-Group counterparties			
Bank borrowings	-	120	(120)
Short-term bank borrowings (ordinary current account)	45	125	(80)
Cash collateral for CSAs on OTC derivatives received	240	256	(16)
Total	**285**	**501**	**(216)**
Borrowings from Group counterparties			
Short-term borrowings from Group companies (on intercompany current account)	4,716	4,896	(180)
Total	**4,716**	**4,896**	**(180)**
TOTAL	**5,001**	**5,397**	**(396)**

Short-term borrowings amounted to €5,001 million (€5,397 million in 2017), down €396 million from the previous year, mainly due to:

- the €120 million decrease in liabilities to banks for short-term loans received;
- the €80 million decrease in bank borrowings;
- the €180 million decrease in short-term borrowings from Group companies, attributable to the improvement in the debtor position on the intercompany current account held with subsidiaries.

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

Financial liabilities at fair value through profit or loss, broken down into non-current (€324 million) and current (€134 million) financial liabilities, refer solely to derivative financial liabilities.

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, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018
Financial assets at amortized cost	6	2	1
Financial assets at FVOCI	10	1	-
Financial liabilities measured at amortized cost	(639)	(546)	-

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 market risks (including interest rate risk and exchange risk), credit risk and liquidity risk.

The financial risk governance arrangements adopted by Enel establish specific internal committees, composed of top management and chaired by the Chief Executive Officers of the companies involved, which are responsible for policy setting and supervision of risk management, as well as the definition and application of specific policies at the Group and individual region, country and global business line levels that establish the roles and responsibilities for risk management, monitoring and control processes, ensuring compliance with the principle of organizational separation of units responsible for operations and those in charge of monitoring and managing risk. The financial risk governance system also defines a system of operating limits at the Group and individual region, country and global business line levels for each risk, which are monitored periodically by risk management units. For the Group, the system of limits constitutes a decision-making tool to achieve its objectives.

32.2 Market risks

Market risk is the risk that the value of financial and non-financial assets or liabilities and the associated expected cash flows could change owing to changes in market prices.
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 Group include financial receivables, derivatives, cash collateral for derivatives transactions, cash and short-term deposits and 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 markets risks for Enel SpA.

During 2018, 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, 2018, 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, 2018	at Dec. 31, 2017
Interest rate derivatives		
Interest rate swaps	10,901	20,599
Interest rate collars	-	-
Swaptions	-	-
Total	**10,901**	**20,599**

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 €10,901 million (€20,599 million at December 31, 2017), of which €1,578 million (essentially unchanged on December 31, 2017) in respect of hedges of the Company's share of debt, and €9,323 million (€19,271 million at December 31, 2017) 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 due to the novation of numerous interest rate swaps from Enel SpA to Enel Finance International NV.

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, 2018, 18.1% of gross long-term financial debt was floating rate (19.6% at December 31, 2017). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IAS 39, 84.3% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2018 (75.8% at December 31, 2017). 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, for derivatives that are not eligible for hedge accounting and for the portion of gross long-term debt not hedged using derivative financial instruments.
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, 2018				at Dec. 31, 2017			
		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	5	(5)	-	-	9	(9)	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	6	(6)	-	-	6	(6)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	25	-	-	36	(36)	-	-	11	(11)
Fair value hedges	25	-	-	-	-	(2)	2	-	-

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, 2018 and December 31, 2017, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017
Foreign exchange derivatives		
Currency forwards	6,980	5,410
- hedging exchange risk on commodities	5,349	3,664
- hedging future cash flows	825	1,190
- other currency forwards	806	556
Cross currency interest rate swaps	5,264	15,527
Total	**12,244**	**20,937**

More specifically, these include:

- currency forward contracts with a total notional amount of €5,349 million (€3,664 million at December 31, 2017), of which €2,675 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 €825 million (€1,190 million at December 31, 2017), to hedge the exchange risk associated with other expected cash flows in currencies other than the euro, of which €493 million in market transactions;
- currency forward contracts with a notional amount of €806 million (€556 million at December 31, 2017), of which €403 million in market transactions to hedge the exchange rate risk on investment spending and, to a lesser extent, operating expenditure;
- cross currency interest rate swaps with a notional amount of €5,264 million (€15,527 million at December 31, 2017), 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 25% of gross medium and long-term debt (24.4% at December 31, 2017) 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, for derivatives that are not eligible for hedge accounting and for the portion of gross long-term debt not hedged using derivative financial instruments.
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, 2018				at Dec. 31, 2017			
		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%	(14)	17			5	(6)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	10%	-	-	(411)	502	-	-	(431)	526
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 or commodity 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 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, 2018		
Performing	12 m ECL	0.36%	1,929	7	1,922
Underperforming	Lifetime ECL				
Non-performing					
Total			**1,929**	**7**	**1,922**

Trade receivables and other receivables: collective measurement

Millions of euro

	at Dec. 31,2018			
Trade receivables	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected loss allowance	Net value
Trade receivables not past due	-	-	-	-
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	-	-	-	-
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	2.55%	196	5	191
Total trade receivables		**196**	**5**	**191**
Other receivables				
Other receivables not past due	-	-	-	-
Other receivables past due:				
- 1-30 days	-	-	-	-
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	-	-	-	-
Total other receivables	-	-	-	-
TOTAL		**196**	**5**	**191**

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, 2018 Enel SpA had a total of about €2,007 million in cash or cash equivalents (€2,489 million at December 31, 2017), and committed lines of credit amounting to €5,800 million (of which none had been drawn) maturing in more than one year (€5,800 million at December 31, 2017).

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	-	614	1,192	2,347	3,660
- floating rate	135	56	27	305	678
Total	**135**	**670**	**1,219**	**2,652**	**4,338**
Bank borrowings					
- fixed rate	-	-	-	-	-
- floating rate	-	-	650	398	-
Total	**-**	**-**	**650**	**398**	**-**
Loans from Group companies					
- fixed rate	-	-	-	1,200	1,100
- floating rate	-	-	46	138	1,657
Total	**-**	**-**	**46**	**1,338**	**2,757**
TOTAL	**135**	**670**	**1,915**	**4,388**	**7,095**

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, 2018
	(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 financial assets:						
- on interest rate risk	304	-	304		-	304
- on exchange risk	570	-	570	-	(658)	(88)
- other	11	-	11	-	-	11
Total derivative financial assets	**885**	**-**	**885**	**-**	**(658)**	**227**
TOTAL FINANCIAL ASSETS	**885**	**-**	**885**	**-**	**(658)**	**227**
FINANCIAL LIABILITIES						
Derivative financial liabilities:						
- on interest rate risk	(527)	-	(527)	-	431	(96)
- on exchange risk	(1,223)	-	(1,223)	-	1,240	17
- other	-	-	-	-	-	-
TOTAL FINANCIAL LIABILITIES	**(1,750)**	**-**	**(1,750)**	**-**	**1,671**	**(79)**
TOTAL NET FINANCIAL ASSETS/(LIABILITIES)	**(865)**	**-**	**(865)**	**-**	**1,013**	**148**

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 official 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		
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on exchange risk	1,751	2,327	468	501	(33)	615	-	14	-	14
Total cash flow hedges	**1,751**	**2,327**	**468**	**501**	**(33)**	**615**	**-**	**14**	**-**	**14**
Fair value hedges:										
- on interest rate risk	-	800	-	15	(15)	-	-	-	-	-
Total fair value hedges	**-**	**800**	**-**	**15**	**(15)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	4,661	9,586	324	405	(101)	-	50	-	1	(1)
- on exchange risk	1,096	5,632	21	535	(514)	2,543	2,419	67	110	(43)
- other								11		
Total derivatives at FVTPL	**5,757**	**15,218**	**325**	**940**	**(615)**	**2,746**	**2,469**	**78**	**111**	**(33)**
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL ASSETS	**7,508**	**18,345**	**793**	**1,456**	**(663)**	**3,361**	**2,469**	**92**	**111**	**(19)**

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change	At Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	1,440	390	159	135	24	-	-	-	-	-
- on exchange risk	1,876	2,501	912	1,192	(280)	615	-	221	-	221
Total cash flow hedges	**3,316**	**2,891**	**1,071**	**1,327**	**(256)**	**615**	**-**	**221**	**-**	**221**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	4,661	9,624	302	408	(106)	138	150	66	66	-
- on exchange risk	1,096	5,632	22	535	(513)	2,655	2,425	68	110	(42)
Total derivatives at FVTPL	**5,757**	**15,256**	**324**	**943**	**(619)**	**2,793**	**2,575**	**134**	**176**	**(42)**
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL LIABILITIES	**9,073**	**18,147**	**1,395**	**2,270**	**(875)**	**3,408**	**2,575**	**355**	**176**	**179**

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:

> fair value hedge;
> cash flow hedge.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Company is exposed, please refer 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 initial 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 qualitatively assessment or a quantitatively 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 renewables assets.

Conversely, hedging relationships using 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.

The impact of hedging instruments on the accounts is as follows:

Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure the ineffective portion for the period
at December 31, 2018			
Interest rate swap	1,440	(159)	(159)
Cross currency interest rate swap	4,856	(650)	(650)
at December 31, 2017			
Interest rate swap	390	(135)	(135)
Cross currency interest rate swap	4,828	(691)	(691)

The impact of hedged items on the accounts is as follows:

Millions of euro	Fair value used to measure ineffective portion for the period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffective portion for the period	Cash flow hedge reserve	Hedging costs reserve
	2018			2017		
Floating-rate borrowings	159	(159)	-	136	(135)	-
Fixed-rate borrowings in foreign currency	649	(596)	(53)	679	(609)	(70)
Floating-rate borrowings in foreign currency	1	(2)	1	11	(12)	-
Total	**809**	**(757)**	**(52)**	**826**	**(756)**	**(70)**

The following table reports the impact of cash flow hedges on profit or loss and on OCI:

Millions of euro	Hedging costs	Gross change in fair value recognized in equity	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 equity	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, 2018				at Dec. 31, 2017		
Interest rate hedges	-	(38)	11	-	-	3	8	-
Foreign exchange hedges	17	39	(55)	-	48	(252)	224	-
Hedging derivatives	**17**	**1**	**(44)**	-	**48**	(249)		-

The following table reports the impact of cash flow hedge derivatives on equity in the period, gross of tax effects:

Millions of euro	Total gain/loss recognized in OCI	Ineffective portion through profit or loss	Income statement item	Hedging costs	Amount reclassified from OCI to profit or loss	Income statement item
At 31 December 2018						
Floating-rate borrowings	(38)	-		-	11	financial expense
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	**1**	-		**17**		
At 31 December 2017						
Floating-rate borrowings	3	-		-	8	financial expense
Fixed-rate borrowings in foreign currency	(263)	-		48	215	financial expense
Floating-rate borrowings in foreign currency	11	-		-	9	financial expense
Total at December 31, 2017	**(249)**	-		**48**		

Fair value hedges

Fair value hedges are used by the Group to hedge changes in the fair value of assets, liabilities or firm commitments attributable to a particular risk that could affect profit or loss.
Changes in the fair value of derivatives that qualify and are designated as hedging instruments are recognized in the income statement, together with changes in the fair value of the hedged item that are attributable to the hedged risk.
If the hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item for which the effective interest method is used is amortized to profit or loss over the period to maturity.

The Company currently does not make use of such hedge relationships.

For more on the fair value measurement of derivatives, please see note 34 "Fair value measurement".

Hedge relationships by type of risk hedged

33.1.1 Interest rate risk

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, 2018 and December 31, 2017, broken down by type of hedged item:

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
Hedging instrument	**Hedged item**	**at Dec. 31, 2018**		at Dec. 31, 2017	
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	(159)	1,440	(135)	390
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings	-	-	15	800
Total		**(159)**	**1,440**	**(120)**	**1,190**

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 mainly refer 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, 2018 and December 31, 2017, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Cash flow hedge derivatives	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,440**	**390**	**(159)**	**(135)**
Interest rate swaps	-	-	-	-	1,440	390	(159)	(135)
Fair value hedge derivatives	**-**	**800**	**-**	**15**	**-**	**-**	**-**	**-**
Interest rate swaps	-	800	-	15	-	-	-	-
TOTAL INTEREST RATE DERIVATIVES	**-**	**800**	**-**	**15**	**1,440**	**390**	**(159)**	**(135)**

The notional amount of the interest rate swaps at December 31, 2018, came to €1,440 million (€1,190 million at December 31, 2017) with a corresponding negative fair value of €159 million (negative €120 million at December 31, 2017).
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 2018.

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives:

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Cash flow hedge derivatives on interest rates	**at Dec. 31, 2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**Beyond**
Positive fair value	-	-	-	-	-	-	-
Negative fair value	(159)	(15)	(14)	(14)	(10)	(23)	(95)

The following table shows the impact of cash flow hedge derivatives on interest rate risk on equity during the period, gross of tax effects.

Millions of euro		
	2018	2017
Opening balance at January 1	**(98)**	**(110)**
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(38)	-
Changes in fair value recognized in profit or loss - recycling	11	12
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-	-
Closing balance at December 31	**(125)**	**(98)**

33.1.2 Exchange risk

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on exchange risk of transactions outstanding as at December 31, 2018 and December 31, 2017, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
Hedging instrument	**Hedged item**	**at Dec. 31, 2018**		at Dec. 31, 2017	
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Fixed-rate borrowings	(649)	4,658	(679)	4,639
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Floating-rate borrowings	(1)	198	(12)	189
Total		**(650)**	**4,856**	**(691)**	**4,828**

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, 2018 and December 31, 2017, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017	**at Dec. 31, 2018**	at Dec. 31, 2017
Cash flow hedge derivatives	**2,365**	**2,327**	**482**	**501**	**2,491**	**2,501**	**(1,132)**	**(1,192)**
Forwards	-	-	-	-	-	-	-	-
Options	-	-	-	-	-	-	-	-
Cross currency interest rate swaps	2,365	2,327	482	501	2,491	2,501	(1,132)	(1,192)
TOTAL FOREIGN EXCHANGE DERIVATIVES	**2,365**	**2,327**	**482**	**501**	**2,491**	**2,501**	**(1,132)**	**(1,192)**

The notional amount of the cross current interest rate swaps at December 31, 2018 came to €4,856 million (€4,828 million at December 31, 2017) with a corresponding negative fair value of €650 million (a negative €691 million at December 31, 2017).
The change in the value of the notional amount and the associated fair value of derivatives mainly reflects the appreciation of the euro against the pound sterling and its depreciation against the US dollar.

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					
Cash flow hedge derivatives on exchange rates:	**at Dec. 31, 2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**Beyond**
Positive fair value	482	86	51	51	50	204	307
Negative fair value	(1,132)	(245)	(52)	(79)	(37)	(36)	(655)

The following table shows the impact of cash flow hedge derivatives on exchange risk on equity during the period, gross of tax effects.

Millions of euro

	2018		2017	
	Change in hedging reserve	**Cost of hedging**	**Change in hedging reserve**	**Cost of hedging**
Opening balance at January 1	**(236)**	**(70)**	**(208)**	**(118)**
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	39	17	(252)	48
Changes in fair value recognized in profit or loss - recycling	(55)	-	224	-
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-	-	-	-
Closing balance at December 31	**(252)**	**(53)**	**(236)**	**(70)**

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, 2018 and December 31, 2017.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017
Derivatives at FVTPL on interest rates	**4,661**	**9,635**	**304**	**405**	**4,799**	**9,774**	**(368)**	**(473)**
Interest rate swaps	4,661	9,635	304	405	4,799	9,774	(368)	(473)
Derivatives at FVTPL on exchange rates	**3,638**	**8,052**	**88**	**645**	**3,750**	**8,057**	**(91)**	**(645)**
Forwards	3,434	2,702	83	123	3,546	2,708	(84)	(122)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-
Cross currency interest rate swaps	204	5,350	5	522	204	5,349	(7)	(523)
TOTAL DERIVATIVES AT FVTPL	**8,299**	**17,687**	**392**	**1,050**	**8,549**	**17,831**	**(459)**	**(1,118)**

At December 31, 2018, the notional amount of derivatives at fair value through profit or loss on interest rates and foreign exchange rates came to €16,848 million (€35,518 million at December 31, 2017) corresponding to a negative fair value of €67 million (a negative €68 million at December 31, 2017).
Interest rate swaps at the end of the year amounted to €9,460 million. They refer primarily to hedges of the debt of the Group companies with the market (€4,799 million) and intermediated with those companies (€4,661 million).

The overall notional amount shows a decline of €9,949 million on the previous year. More specifically, the decline of €4,975 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 in respect of the issue of a green bond;
- €3,900 from the novation of interest rate swaps from Enel SpA to Enel Finance International;
- €233 million from interest rate swaps reaching their natural expiry date or as a result of amortization;
- €753 million in new interest rate swaps.

Forward contracts with the market, with a notional amount of €3,570 million (€2,702 million at December 31, 2017), 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 €204 million (€5,350 million at December 31, 2017), 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 decline in the notional amount of cross currency interest rate swaps of €5,146 million is mainly due to the novation of cross currency interest rate swaps from Enel SpA to Enel Finance International in the amount of €4,768 million and to cross currency interest rate swaps that expired naturally in the amount of €384 million. The value also reflects 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, 2018	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2018	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on exchange risk	33	468	-	468	-	14	-	14	-
Total		**468**	**-**	**772**	**-**	**14**	**-**	**14**	**-**
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rate risk	33	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	304	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange risk	33	21	-	21	-	67	-	67	-
- other		-	-	-	-	11	-	-	-
Total fair value through profit or loss		**325**	**-**	**21**	**-**	**78**	**-**	**67**	**-**
TOTAL		**793**	**-**	**793**	**-**	**92**	**-**	**81**	**-**

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, 2018	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2018	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk	33	159	-	159	-	-	-	-	-
- on exchange risk	33	912	-	912	-	221	-	221	-
Total		**1,071**	**-**	**1,071**	**-**	**221**	**-**	**221**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	302	-	302	-	66	-	66	-
- on exchange risk	33	22	-	22	-	68	-	68	-
Total		**324**	**-**	**324**	**-**	**134**	**-**	**134**	**-**
TOTAL		**1,395**	**-**	**1,395**	**-**	**355**	**-**	**355**	**-**

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, 2018	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	31.2.1	8,561	8,561	-	-
- floating rate	31.2.1	1,141	70	1,071	-
Total		**9,702**	**8,631**	**1,071**	**-**
Bank borrowings:					
- fixed rate		-	-	-	-
- floating rate	31.2.1	1,045	-	1,045	-
Total		**1,045**	**-**	**1,045**	**-**
Loans from Group companies:					
- fixed rate	31.2.1	2,596	-	2,596	-
- floating rate		1,895	-	1,895	-
Total		**4,491**	**-**	**4,491**	**-**
TOTAL		**15,238**	**8,631**	**6,607**	**-**

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 in accordance with 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 2018, 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 with Resolution no. 17389 of June 23, 2010.

The following tables summarize commercial, financial and other relationships between the Company and related parties.

Commercial and other relationships

2018

Millions of euro	Receivables	Payables	Costs		Revenue	
			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 Srl	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.	1	-	-	-	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	2	-	2	-	-
Enel Global Infrastructure & 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 Srl	24	21	-	61	-	7
Servizio Elettrico Nazionale SpA	2	46	-	-	-	2
Enel Sole Srl	4	3	-	-	-	(1)
Enel Green Power North America Inc.	1	2	-	-	-	-
Enel Global Trading SpA	2	26	-	-	-	-
Enel Factor SpA	-	-	-	-	-	-
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	2	-	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	1	-	1	-	-
Vektör Enerji Uretim AS	8	-	-	-	-	-
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**

2017

Millions of euro	Receivables	Payables	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2017	2017		2017	
Subsidiaries						
Codensa SA ESP	-	1	-	-	-	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Perú SAA	6	-	-	-	-	1
Enel Américas SA	27	-	-	-	-	2
Enel Chile SA	30	-	-	-	-	1
Enel Distribución Perú SAA	8	-	-	-	-	-
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	-
Enel Brasil SA	25	-	-	-	-	12
Enel X Srl	2	-	-	-	-	2
Endesa Distribución Eléctrica SL	27	1	-	-	-	6
Endesa Generación SA	10	-	-	1	-	2
Endesa Red SA	1	-	-	-	-	1
Endesa SA	4	3	-	1	-	5
E-Distribuţie Banat SA	4	-	-	-	-	1
E-Distribuţie Dobrogea SA	4	-	-	-	-	1
E-Distribuţie Muntenia SA	7	-	-	-	-	2
e-distribuzione SpA	124	164	-	2	-	34
Enel Distribución Chile SA	1	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	204	-	-	-	-	2
Enel Energie Muntenia SA	1	-	-	-	-	-
Enel Energie SA	1	-	-	-	-	-
Enel Iberia Srl	1	22	-	11	-	1
Enel Green Power SpA	10	1	-	1	-	5
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Russia PJSC	16	-	-	-	-	8
Enel Produzione SpA	59	97	-	1	-	13
Enel Romania Srl	4	-	-	-	-	1
Enel Italia Srl	30	86	-	66	-	15
Servizio Elettrico Nazionale SpA	158	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	5	8	-	-	-	-
Enel Trade SpA	1	100	-	-	-	1
Enel Factor SpA	-	3	-	-	-	-
Endesa Energía SA	4	-	-	-	-	3
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	3	-	-	-	-	1
OpEn Fiber SpA	1	-	-	-	-	-
RusenErgoSbyt LLC	-	-	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	1	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	3	-	-	-	-	1
3Sun Srl	-	19	-	-	-	-
Total	**800**	**508**	**-**	**83**	**-**	**127**
Other related parties						
CESI SpA	-	-	-	1	-	-
Enel Cuore Onlus	-	-	-	-	-	1
Eni	-	1	-	-	-	-
GSE	1	1	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
Monte dei Paschi di Siena	-	1	-	-	-	-
Total	**2**	**3**	**-**	**1**	**-**	**3**
TOTALE	**802**	**511**	**-**	**84**	**-**	**130**

Financial relationships

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 Srl	1	-	-	-	1	486
Enel Finance International NV	164	6,095	33,377	802	240	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	47	-	-	-
Enel Green Power México S de RL 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 Perù 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 & Networks Srl	17	-	1	-	-	2
Enel Produzione SpA	64	466	1,998	55	35	229
Enel Italia Srl	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	89	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 Ltd	38	-	3,015	-	38	-
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 de 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

2017

Millions of euro	Receivables	Payables	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2017			2017		
Subsidiaries						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	25
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	31
e-distribuzione SpA	1,759	-	3,765	33	84	1,448
Enel X Srl	6	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	7	1,007	1,806	-	8	679
Enel Iberia Srl	1	-	-	-	1	677
Enel Finance International NV	756	3,735	28,196	679	1,268	-
Enel Green Power North America Inc.	-	-	46	-	-	-
Enel Green Power SpA	161	4	12,994	57	68	50
Enel Green Power Perú SA	-	-	-	11	6	-
Enel Green Power Development Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Investment Holding BV	-	1	-	-	1	-
Enel MGP Srl	3	-	1	-	-	-
Enel Produzione SpA	192	523	2,141	30	75	-
Enel Italia Srl	35	16	123	1	12	23
Servizio Elettrico Nazionale SpA	114	-	1,402	-	7	80
Enel Sole Srl	1	60	277	-	1	15
Enel Trade Romania Srl	-	-	5	-	-	-
Enel Trade SpA	105	761	1,578	97	265	-
Enel Trade d.o.o.	-	-	1	-	-	-
Enel Factor SpA	18	-	-	-	-	3
Enel Innovation Hubs Srl	-	16	1	-	-	-
Enel.si Srl	8	-	18	-	-	-
Enelpower SpA	-	37	1	-	-	-
Nuove Energie Srl	23	-	87	-	1	-
OpEn Fiber SpA	-	-	300	-	-	-
Enel X Italia SpA	-	2	-	-	-	-
Tynemouth Energy Storage Limited	6	-	10	-	-	-
Total	**3,195**	**6,166**	**52,752**	**908**	**1,797**	**3,031**
Other related parties						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Total	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
TOTAL	**3,195**	**6,166**	**52,752**	**908**	**1,797**	**3,032**

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, 2018			at Dec. 31, 2017		
Assets						
Derivatives – non-current	793	306	38.6%	1,456	912	62.6%
Other non-current financial assets	136	125	91.9%	16	-	-
Other non-current assets	134	125	93.3%	148	139	93.9%
Trade receivables	191	189	99.0%	237	228	96.2%
Derivatives - current	92	14	15.2%	111	98	88.3%
Other current financial assets	1,860	536	28.8%	4,350	2,185	50.2%
Other current assets	268	74	27.6%	453	435	96.0%
Liabilities						
Long-term borrowings	13,397	4,141	30.9%	10,780	1,200	11.1%
Derivatives - non-current	1,395	20	1.4%	2,270	28	1.2%
Other non-current liabilities	12	9	75.0%	12	9	75.0%
Short-term borrowings	5,001	4,715	94.3%	5,397	4,896	90.7%
Trade payables	82	43	52.4%	137	74	54.0%
Derivatives – current	355	53	14.9%	176	13	7.4%
Other current financial liabilities	276	31	11.2%	465	29	6.2%
Other current liabilities	2,029	317	15.6%	2,065	428	20.7%

Impact on income statement

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2018			2017		
Revenue	53	50	94.3%	133	130	97.7%
Services and other operating expenses	275	79	28.7%	359	84	23.4%
Income from equity investments	3,567	3,556	99.7%	3,033	3,032	100.0%
Financial income on derivatives	1,626	437	26.9%	2,683	1,640	61.1%
Other financial income	320	215	67.2%	410	157	38.3%
Financial expense on derivatives	1,581	1,033	65.3%	2,902	836	28.8%
Other financial expense	768	85	11.1%	872	72	8.3%

Impact on cash flows

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
		2018			2017	
Cash flows from operating activities	3,449	1,613	46.8%	2,465	(2,838)	-115.1%
Cash flows from investing/disinvesting activities	(2,586)	(2,544)	98.4%	(48)	(48)	100.0%
Cash flows from financing activities	(1,344)	7,274	-322.4%	(2,966)	1,485	-50.1%

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 2018, 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	60,000	Donation to promote sustainable growth of territory
European University Institute	100,000	Donation to support research
Fondazione Centro Studi Enel	100,000	Donation to support research and advanced training projects
LUISS	61,800	Donation to support study grants
Fondazione Teatro del Maggio Musicale	400,000	Donation for cultural projects 2018
Fondazione MAXXI	600,000	Donation for cultural projects 2018
Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	500,000	Donation for cultural projects 2018
Elettrici senza frontiere Onlus	40,000	Donation for development energy
Fondazione Teatro alla Scala	600,000	Donation for cultural projects 2018
Organization for Economic Cooperation and Development (OECD)	75,000	Donation for 2018
Public Security Department of Ministry of the Interior, State Police, Central Highway Police Office	23,000	Donation of 2 Top Crash systems to support Highway Police operations.
Enel X Srl	91,745	R&D project co-financed by EU and national resources. Financing received in 2017. Instalment transferred by Enel SpA, following assignment of financing contract to Enel X – Connect Project
Enel Cuore Onlus	40,000	Association dues 2018
CharlN - Charging Interface Initiative e. V.	10,000	Association dues 2018
Fondazione Italia Giappone	20,000	Association dues 2018
OME - Observatorie Méditerranéen de l'Energie	63,000	Association dues 2018
Global Reporting Initiative	14,000	Association dues 2018
WBCSD	72,718	Association dues 2018
Open Innovation Corporation	35,752	Association dues 2018
A.I.I.A. - Associazione Italiana	10,000	Association dues 2018
ANIMA	10,000	Association dues 2018
Mind the bridge	120,000	Association dues 2018
EU40 ASBL	17,000	Association dues 2018
Centre on regulation in Europe	35,000	Association dues 2018
ASSONIME	38,315	Association dues 2018
EUTC	10,000	Association dues 2018
BRUEGEL	50,000	Association dues 2018
Bettercoal	70,000	Association dues 2018
International Integrated	10,000	Association dues 2018
IETA - International Emissions Trading Association	18,663	Association dues 2018
Valore D	15,000	Association dues 2018
CSR Europe Asbli	19,750	Association dues 2018
Roma Start up	10,000	Association dues 2018
Transparency International Italia	20,000	Association dues 2018
FSG INC	63,781	Association dues 2018
The European House Ambrosetti	66,000	Association dues 2018
The Trilateral Commission	25,000	Association dues 2018
ISPI - Istituto Studi di Politica Internazionale	39,000	Association dues 2018
Consiglio Cooperazione Economica	25,000	Association dues 2018
CEPS - Centre for European Policy Studies	12,000	Association dues 2018
CONSIUSA - Consiglio per le Relazioni fra Italia e Stati Uniti	12,500	Association dues 2018
Centro Studi Americani	20,000	Association dues 2018
Transparency International Italia	20,000	Association dues 2018
CONSEL	22,750	Association dues 2018
GSEP - Global Sustainable Electricity Partnership	103,204	Association dues 2018
Human Foundation	30,000	Association dues 2018
Open Innovation Corporation	25,794	Association dues 2018
Foundation for the global compact	51,624	Association dues 2018
Innovation Roundtable ApS	11,000	Association dues 2018
KIC INNOENERGY IBERIA	39,975	Association dues 2018
EMF Trading - Ellen Macarthur Foundation	39,375	Association dues 2018
ICC ITALIA	13,405	Association dues 2018
Business Europe	18,150	Association dues 2018
Total donations	**3,999,300**	

36. Contractual commitments and guarantees

Millions of euro

	at Dec. 31, 2018	at Dec. 31, 2017	Change
Sureties and guarantees given:			
- third parties	25	36	(11)
- subsidiaries	61,597	52,752	8,845
Total	**61,622**	**52,788**	**8,834**

Sureties granted to third parties essentially regard a bank surety issued in favor of Banco Centroamericano de Integración Economica (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:

- €31,923 million issued on behalf of Enel Finance International securing bonds issued in European and other international markets;
- €15,216 million issued on behalf of various companies controlled by Enel Green Power for the development of new projects under the business plan;
- €3,344 million issued to the European Investment Bank (EIB) for loans granted to e-distribuzione, Enel Produzione, Enel Green Power, Enel Green Power Perù, Enel Sole and Enel X Mobility;
- €1,472 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;
- €1,454 million issued on behalf of Enel Finance International to secure the Euro commercial paper program;
- €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;
- €973 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);
- €597 million issued to Terna on behalf of e-distribuzione, Enel Global Trading, Enel Produzione, Enel Energia and Enel X Italia in respect of agreements for electricity transmission services;
- €302 million issued to Snam Rete Gas on behalf of Enel Global Trading and Enel.si 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 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;
- €38 million issued on behalf of Enel Italia to Excelsia Nove for the performance of obligations under rental contracts;
- €3,288 million issued to various beneficiaries as part of financial support activities by the Parent Company on behalf of subsidiaries.

Compared with December 31, 2017, 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 9, 2018 Enel Finance International placed its second green bond on the European market in the total amount of €1,250 million, intended for institutional investors and backed by a guarantee issued by Enel SpA. On September 12, 2018 it placed a multi-tranche bond issue on the US market and other international markets, guaranteed by Enel and intended for institutional investors in the total amount of $4 billion, equal to a total of about €3,500 million.

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.

37. Contingent assets and liabilities

Please see note 52 to the consolidated financial statements for information on contingent assets and liabilities.

38. Events after the reporting period

Please see note 53 to the consolidated financial statements for information on other events after the reporting date.

39. Fees of Auditing Firm pursuant to Article 149-duodecies of the CONSOB "Issuers Regulation"

Fees paid in 2018 by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2018 to the Auditing 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	0.6
	- Entities of EY network	-
Certification services	of which:	
	- EY SpA	0.8
	- Entities of EY network	-
Other services	of which:	
	- EY SpA	-
	- Entities of EY network	-
Total		**1.4**
Enel SpA subsidiaries		
Auditing	of which:	
	- EY SpA	2.8
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	10.3
Certification services	of which:	
	- EY SpA	1.3
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	1.9
Other services	of which:	
	- EY SpA	0.4
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	0.3
Total		**17.0**
TOTAL		**18.4**

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53「後発事象」を参照のこと。

(2)訴訟

ポルト・トッレ火力発電所－大気汚染－エネルの取締役及び従業員に対する刑事訴訟

2006年３月31日、アドリア裁判所はエネルの元取締役及び従業員に対して、ポルト・トッレ火力発電所の排気による空気汚染に係る多くの事件につき、有罪判決を下した。同判決によれば、被告人及びエネル（民事責任当事者として）は、複数当事者（自然人及び公共団体）にもたらした被害に関して、共同で賠償の支払責任を有する。多くの主に民間の当事者（個人及び環境協会）に対する損害賠償額は、367,000ユーロに設定された。特定の公共団体（環境省、その代理機関を含むヴェネト州及びエミリア・ロマーニャ州の多くの公共団体）に対する損害賠償額の算出は、後に行われる民事裁判まで延期されたが、約2.5百万ユーロの「仮賠償」は直ちに支払期限が到来した。

アドリア裁判所の判決に対して上訴がなされ、2009年３月12日、ベニス上訴裁判所は下級裁判所の判決を一部破棄した。上訴裁判所は、元取締役が罪を犯しておらず、環境被害がなかった旨の判決を下し、既に支払われた「仮賠償」の払戻しを命じた。検察官及び民事原告は、かかる判決に対して、破毀院に上告した。2011年１月11日の判決において、破毀院は上告を受け入れ、ベニス上訴裁判所の決定を覆し、また損害賠償及び被告間のかかる損害の区分に関して判断するためにベニス上訴裁判所民事部に案件を差し戻した。ヴェネト州における多くの地方自治体への支払額について、エネルは2008年に合意された和解契約に基づき、支払を済ませている。2011年７月において提起された訴訟をもって、環境省、エミリアの公的機関及び刑事事件において既に被害者として関与した民間の当事者は、ベニス上訴裁判所に、エネル・エスピーエー及びエネル・プロデュツィオーネに対しポルト・トッレの発電所からの排出物による被害について民事で損害賠償を支払うよう命令することを要求した。経済上及び環境上の損失について要求された損害賠償額は、約100百万ユーロであり、エネルは異議を唱えた。2013年に、エネル／エネル・プロデュツィオーネは責任を承認することなく、エミリア・ロマーニャ州の公共団体との間で、当グループの一般的な持続可能性に関する方針と一致した社会連帯を表明するという合意に達した。環境省及び民間の当事者（環境協会及び訴訟手続中にエネルから何の支払も受領していない多くの居住者）との訴訟は継続している。2014年７月10日、エネル／エネル・プロデュツィオーネとともに、被告に312,500ユーロの損害賠償に55,000ユーロを超える訴訟費用を加算して支払うよう命令するベニス上訴裁判所の決定が下された。支払義務があると主張された損害賠償額の算出の環境省の要求は、当該訴訟を妨げる事由が刑事訴訟手続の過程で生じたため、証拠能力に欠けるとみなされた。その一方で、同裁判所は、別個の決定で損害賠償が認められるとする一般的な判断を下し、訴訟費用の支払を命令した。エネルは、2015年２月、ベニス上訴裁判所の2014年７月10日付け判決について破毀院に上告し、現在審問日の指定を待っている。2018年９月25日、破毀院は上告の理由の一つを支持し、環境省に有利な一般的な判決を覆し、損害賠償について決定するためにベニス上訴裁判所に訴訟手続を付託した。環境省は、現時点ではまだ、本案件をベニス上訴裁判所に上訴していない。

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

ブリンディジ裁判所において、ブリンディジ・スド火力発電所に関する刑事訴訟が行われた。民事訴訟において責任当事者とされた多くのエネル・プロデュツィオーネの従業員が、1999年から2011年の間における訴訟の結果として、発電所に隣接した土地の炭塵汚染の嫌疑に関する器物損壊の発生及び有害物質の廃棄について告訴されている。2013年末においては、審理の対象が2012年及び2013年をカバーするように延長された。訴訟手続の一環として、ブリンディジの県及び市等の被害者は、約1.4十億ユーロの損害賠償請求をした。2016年10月26日付け判決において、ブリンディジ裁判所は、（ｉ）13名の被告（エネル・プロデュツィオーネの従業員／管理職）のうち９名に罪を犯していないとして無罪判決を言い渡し、（ii）かかる被告のうち２名については犯罪に時効が成立しているため免訴の判決を下し、（iii）残りの２名の被告に対して法に規定された全ての酌量減軽を行った上懲役９ヶ月の有罪判決を下した。損害賠償の支払に関して、同裁判所の判決はまた、（ｉ）刑事訴訟手続に参加している公の当事者及び団体の全ての損害賠償請求を棄却しつつ、（ii）民間の当事者が提起した損害賠償請求のほとんどを認め、仮賠償を認めずに、金額の算定のために民事裁判所に移送した。有罪判決を受けた従業員及び民事被告人であるエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー並びに時効期間の満了が宣言された従業員は、有罪判決に上訴した。2019年２月８日、レッチェ上訴裁判所は、（ｉ）エネル・プロデュツィオーネの幹部２名の刑事有罪判決に関する第一審裁判所の判決を認め、（ii）一部の民間の控訴人の損害賠償請求を却下し、（iii）第一審裁判所によって棄却された一部の損害賠償請求を認め、第一審裁判所が損害賠償請求を認めたその他の者と同様に、暫定的な裁定を与えることなく定量化のために民事裁判所に当事者を付託し、（iv）第一審裁判所又は控訴裁判所のいずれにおいても損害賠償請求が認められなかったブリンディジ県に対し訴訟費用を拡大することを除き、その他の件について、ブリンディジ裁判所の判決を認めた。また、レッジョ・カラブリア裁判所及びビーボ・バレンティア裁判所において、ブリンディジ発電所からの廃棄物の処分に関わる違反に関連した違法な廃棄物処分に関して、多くのエネル・プロデュツィオーネの従業員に対する刑事訴訟手続が行われている。エネル・プロデュツィオーネは、民事上の損害について責任当事者とはされていない。

レッジョ・カラブリア裁判所における刑事訴訟手続は、2016年６月23日の審理で終了している。犯罪に関与していないとして、裁判所はエネルのほぼ全ての被告人に無罪判決を出した。１件の訴訟のみ時効により免訴となった。同様に、軽犯罪を含む残りの全ての罪も時効により免訴となった。裁判所は、かかる違反行為は時効による免訴にはできない旨判決を下したため、ビーボ・バレンティア裁判所における訴訟手続は未だ係属中であり、現在は証言の段階にある（他の被告人が求めた証人の証言を審問するため、2019年２月28日まで再度延期された。）。

2003年９月28日の停電に関連する裁判外紛争及び訴訟

2003年９月28日に発生した停電の結果、損害に対する自動賠償及びその他の賠償の請求がエネル・ディストリブッツィオーネ（現在のe-ディストリブッツィオーネ）に対してなされた。かかる請求により、合計約120,000件と多くの訴訟が提訴され、主にカラブリア州、カンパニア州及びバジリカータ州の治安判事がこれらを扱った。これらの損害賠償についてなされる支払は、既存の保険契約により一部補償される。これらの裁判官による一審判決のほとんどは、原告勝訴とするものであったが、上訴裁判所による判決は、ほぼ全てがエネル・ディストリブッツィオーネを勝訴とするものであった。破毀院もまた、一貫してエネル・ディストリブッツィオーネに有利な判決を下した。また、新たな訴訟提起は、上訴裁判所と破毀院の双方におけるエネルに有利な判決を背景に、落ち着いてきている。2012年初頭に、第一審の判決の執行においてエネルにより支払われた額の払戻しを受けるための多数の回復措置が開始され、これらは継続している。

2008年５月、不利な判決により支払われた賠償金額の払戻しを受ける権利を確認するために、エネルは保険会社（カットリカ）に召喚状を送達した。本件では現在、エネルの主張に異議申立てをした多数の再保険会社も手続に関与している。2013年10月21日の判決において、ローマ裁判所はエネルの申し立てを受け入れ、保険の補償範囲を有効とし、カットリカに（結果的に再保険会社に）対し、規約により決められた限度内で争訟費用を支払うと同時に、ユーザー及びその弁護士に対して支払われた又は支払われる金額に関しては、エネルを免責することを命じる命令を出した。

その後、カットリカが、ローマ上訴裁判所に対し、2013年10月21日の第一審判決を覆すことを求めて上訴した。2018年10月９日に公表された判決において、ローマ上訴裁判所はカットリカの上訴を棄却し、これにより当初の判決を支持した。

2013年10月21日付け判決に基づいて、2014年10月、エネルはローマ裁判所においてカットリカを提訴し、エネルに支払われるべき金額の確定及びかかる金額の支払をカットリカに求めた。2016年10月３日の審理において、同裁判所は、上訴手続の終了を保留して、延期を求める相手方の申立てを棄却した。2017年７月12日付けの判決で、裁判所は、準備書面に基づき、最終弁論のため2019年11月25日まで訴訟手続を一時休止することを決定した。

エネル・エネルジア及びセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレ独占禁止訴訟

2017年５月11日、競争当局は、エネル・エスピーエー、エネル・エネルジア・エスピーエー（以下「EE」という。）及びセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレ・エスピーエー（以下「SEN」という。）に対する欧州連合の機能に関する条約（以下「TFEU」という。）第102条に基づく優越的地位の濫用に関する訴訟手続の開始を発表した。競争当局は特に自由市場で業務を行うグループ会社（EE）のために統合されていない競争者を妨害することができる、一連の真似のできない商業的戦略を用いた排他的な戦略で業務を行っていると主張している。

2018年12月20日、競争当局は最終決定を採択し、その後2019年１月８日に当事者に通知されたが、支配的地位の濫用によるTFEU第102条の規定の侵害で、エネル、SEN及びEEに93,084,790.50ユーロの罰金が科せられた。

係争の対象となっている行為は、商業目的でのプライバシーに関する同意取得の一環で取得された、規制市場の顧客に関するデータの違法な使用による排他的戦略の採用であった。

訴訟手続を起こすための措置においてなされたその他の申立ては、物理的な場所（エネル・ポイント及びエネル・ポイント・パートナー・ショップ）における営業活動の体制及び実績並びにウィンバック方針に関するもので、競争当局は事前の調査結果からは、エネル・グループ会社側の違反行為について十分な証拠が得られなかったという結論に至った。

SEN、EE及びエネルは、それぞれ2019年２月15日及び18日並びに2019年３月５日にラツィオ地方行政裁判所に対し判決を上訴した。

BEG訴訟

イタリアにおいてBEGエスピーエーにより開始された仲裁手続後、エネルパワーが2002年に有利な判決を受け、これは2010年に破毀院により支持され、アルバニアでの水力発電所建設に関する契約のエネルパワーによる違反を申し立てた訴えは全面的に棄却された。その後、BEGは、子会社であるアルバニアBEGアンビエントを通して、かかる問題に関してアルバニアにおいてエネルパワー及びエネル・エスピーエーを提訴し、2004年の不法行為による損害賠償約25百万ユーロ及びその後数年間にわたる不法行為による不特定の金額の損害賠償をエネルパワー及びエネルが支払うよう命ずる判決がティラナ地方裁判所から下され、当該判決はアルバニア大審院によって支持された。かかる判決後、アルバニアBEGアンビエントは、エネルによる430百万ユーロ超の支払を要求した。

アルバニア共和国により公正な裁判を受ける権利が侵害され、法の支配に反しているとして、エネルパワー・エスピーエー及びエネル・エスピーエーは欧州人権裁判所に対し上訴したが、同裁判所は、認容できないとして申立てを却下した。同判決は、完全に手続上のものであり、訴訟の本案に関するものではなかった。

2015年６月16日付け判決により、アルバニアBEG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、イタリア国内で言い渡されたエネルパワー・エスピーエーの主張を認める仲裁裁定の遵守を逃れたことに関し、エネルパワー・エスピーエー及びエネル・エスピーエーがBEGエスピーエーの法的責任を確認するよう裁判所に求めてローマ裁判所に申し立てた追加訴訟において、第一審は完了した。この訴訟において、エネルパワー・エスピーエー及びエネル・エスピーエーは、裁判所に対し、ビーイージーの責任を認め、アルバニアの裁判所の判決が執行された場合に他方がアルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーに支払う必要が生じうる金額の賠償金の支払をビーイージーに命じることを求めた。判決に関して、ローマ裁判所は、アルバニアの判決はどの裁判所においてもまだ法的強制力があるという判断を下されていないため、BEGエスピーエーは訴訟を提起される当事者適格を有さないか、あるいは、エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーが訴えの利益を欠くため、請求は認められないという判決を下した。裁判所は、裁判費用の相殺を命じた。エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーは、当該判決の全面破棄を求めて、ローマ上訴裁判所に上訴した。当初、2018年11月14日に予定されていた次回の審理は、2019年５月８日まで延期された。2016年11月５日、エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーは、2009年３月24日にティラナ地方裁判所が下した判決の無効を求めて、アルバニア大審院に申立てを行った。訴訟は現在も継続している。

ティラナ地方裁判所の2009年３月24日付け判決を執行するためにアルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーが行った手続

フランス

2012年２月に、アルバニアBEGアンビエントは、フランスにおいてアルバニアの裁判所の判決が執行可能となるよう、パリの大審裁判所にエネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーに対する訴えを提起した。エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーは、かかる訴えに反論した。

大審裁判所の訴訟手続開始後、再びBEGアンビエントの主導で、2012年から2013年にかけて、エネル・フランスは、エネル・フランスに関するエネル・エスピーエーの債権を保全するために、２件の債権の予備的差押命令を受けた。

2018年１月29日に、大審裁判所は、認可状付与のためのフランス法に基づく要件が欠如しているとして、ティラナ裁判所のフランスにおける判決の認証及び執行を求めるアルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーの主張を認めず、エネル及びエネルパワーに有利な判決を下した。とりわけ大審裁判所は、（ｉ）アルバニアの判決は既存の決定（本件の場合、2002年の仲裁決定）と矛盾すること、及び（ii）BEGは、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーを通じて同請求を再提出して、イタリアの仲裁手続では得られなかったものをアルバニアで得ることを求めた事実が、不正行為であると判断された。

アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは上訴し、当事者間で準備書面が交わされている。パリ上訴裁判所における審理は、2020年６月９日に予定されている。

ニューヨーク州

2014年３月、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、ニューヨーク州においてアルバニア裁判所の判決に法的強制力を与えるために、ニューヨークにおいてエネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーに対する訴訟を提起した。

2014年４月22日には、エネル及びエネルパワーが提出した申立てに応じて、裁判所は、当事者の意見を聞かずに当該会社に対して下された約600百万米ドルの資産を凍結する前判決を無効とした。2018年２月８日付けの全員一致の判決において、ニューヨーク州の上訴裁判所は、エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーの上訴を支持し、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーにより提出された執行要求についてニューヨークの裁判所は管轄権を有するとの主張を棄却した。2018年２月23日、ニューヨーク州の最高裁判所は、ニューヨーク州においてアルバニア裁判所の判決の承認を求めるアルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーの申立てを却下した。

オランダ

2014年６月２日、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、仮差押命令に基づき、ハーグ裁判所より、440百万ユーロを上限として、複数の団体が保有する資産を凍結させる命令及び同国におけるエネル・エスピーエーの２子会社の株式に対する担保権の設定を得た。エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーは同判断に上訴し、2014年７月１日、オランダ裁判所は、エネル及びエネルパワーの申立てを認め、暫定的に訴額を25百万ユーロと定め、25百万ユーロの銀行保証の発行をエネル及びエネルパワーが受けることを条件に、仮差止命令の解除を命じた。エネル及びエネルパワーは、同判断に上訴した。

2014年７月３日、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、当事者の審問なしに、予防措置として２回目の資産凍結を申請した。2014年８月28日の審問後、ハーグ裁判所は2014年９月18日に425百万ユーロの凍結を命じた。エネル及びエネルパワーは、同措置に対し上訴した。

2016年２月９日付け判決において、ハーグ上訴裁判所は、当該上訴を支持し、440百万ユーロのエネルによる保証及び約50百万ユーロ（資産の差押え及び銀行保証の担保入れによるエネル及びエネルパワーの損失の見積額）のアルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーによる見返り保証のための差入れを条件として仮差止命令の取消しを命じた。エネルの保証は、2016年３月30日に行われた。アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、見返り保証を行わなかった。

2016年４月４日、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、オランダ大審院に対して2016年２月９日付け判決への不服申し立てを行ったが、オランダ大審院は2017年６月23日の判決で、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーの不服申し立てを棄却して仮差止命令を確定的に取り消した。

2014年７月末、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、オランダにおいてアルバニア裁判所の判決に法的強制力を与えるためにアムステルダム裁判所に提訴した。2016年６月29日に、裁判所は正式に判決を下した。かかる判決は、（ⅰ）アルバニア裁判所の判決はオランダにおいて法的強制力を有するための要件を満たしているとし、（ⅱ）アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーに対する費用及び付加料金としての60,673.78ユーロに加えて433,091,870.00ユーロの支払をエネル及びエネルパワーに命じ、また（ⅲ）アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーの要求であったかかる判決の仮執行を否定するものであった。2016年７月14日、アルバニアBEGアンビエントは、2016年６月29日付け判決に基づく他の企業数社に対する総額440百万ユーロの仮差押え及びオランダにてエネル・エスピーエーが保有する３社の企業の株の仮差押えに対し、上訴を行った。エネルは上訴し、2016年８月26日付け判決において、アムステルダム裁判所は、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーが2016年10月21日までにエネル及びエネルパワーに７百万ユーロの銀行保証を提供しなかった場合、2014年及び2016年に出された予防措置が無効となる判決を下した。アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、同保証を提供せず、したがって、オランダにおけるエネル及びエネルパワーの資産の差押えは無効となり、2016年10月21日以降もはや有効ではなくなった。アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、2016年８月26日付けの判決に上訴したが、同手続は、当事者間の契約に基づき、予防指針（2017年６月23日付けで発行された。）手続においてオランダの破毀院の判決が出るまで停止中である。2016年８月26日付けの判決に対する上訴は、当事者のうち一者による具体的な要求がないため停止されたままである。かかる停止は、オランダにおける資産の差押えは2016年10月以降有効でないという事実には影響を及ぼさない。

2016年６月29日に、エネル及びエネルパワーは、同日に下されたアムステルダムの裁判所の判決に対して上訴を提起した。2016年９月27日、アルバニアBEGアンビエントもまた、本案に関する一部棄却部分の無効を要求して、2016年６月29日付けの裁判所の判決に上訴した。2017年４月11日に、アムステルダムの上訴裁判所は、２件の審理中の上訴に参加したいというエネル及びエネルパワーの申出を承諾した。

2018年１月29日に、上訴手続において口頭弁論が行われ、その後、裁判所はエネル及びエネルパワーに、フランスでのアルバニアの判決に対する認可状の発行を却下したパリの大審裁判所の判決を証拠として提出することを認めた。

アムステルダム上訴裁判所は、2018年７月17日の判決で、エネル及びエネルパワーの上訴を支持し、オランダにおいてアルバニアの判決は認められず、執行可能ではないと判示した。上訴裁判所は、アルバニアの判決が恣意的、かつ、明らかに合理性を欠くものであり、オランダの公の秩序に反するものであることを認めた。これらの理由により、裁判所はエネル及びエネルパワーの追加の主張については分析する必要性はないと判断した。

上訴裁判所での訴訟は、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーが上訴において提起した副次的な問題に関しては継続され、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーはアルバニアにおける争いの本案に関する判決を求めており、とりわけ、アルバニアにおいて発電所を建設しなかったことに対するエネル及びエネルパワーの契約に基づかない義務を主張している。2018年10月９日、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは準備書面を提出し、これに対しエネル及びエネルパワーは、オランダ裁判所が管轄権を有さないことを主張し、いずれにしても、本案を全面的に争っており、申立てが完全に根拠のないものであることを繰り返し主張した回答を2018年12月６日に行っている。本件の審問は2019年４月８日に行われる。

アイルランド

また、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、アイルランドにて、アイルランドでティラナ裁判所の判決に法的強制力を与えるために提訴した。高等裁判所は、2016年３月８日、エネル及びエネルパワーの答弁を支持して、同国は管轄地でない旨の判決を下した。裁判所による同判決の承認は、係属中である。2017年３月31日に、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、2016年３月８日付けのアイルランドには管轄権がないとした判決に対して簡易手続による上訴を提起した。2017年４月７日にエネル及びエネルパワーは上訴に応じた。

2018年２月26日付けの判決で、アイルランドの裁判所は、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーの上訴を棄却した。エネル及びエネルパワーは、判決により裁定された金額を回復するため、措置を講じている。

ルクセンブルグ

ルクセンブルグにおいてまた、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーのイニシアチブで、JPモルガン銀行ルクセンブルグ・エスエーも、エネル・エスピーエーの債権に関して仮差押えの命令の送達を受けた。平行して、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、ルクセンブルグにおいてティラナ裁判所の判決を執行するために申し立てを提出した。訴訟手続は現在進行中であり、当事者間で準備書面が交わされている。判決はまだ下されていない。

法令第231/2001号の違反

2017年７月14日に、エネル・グリーンパワー・エスピーエーは、法人の管理責任に関する法令第231/2001号の違反についてアンコナ裁判所に申し立てられ、賠償支払の通知を受け取った。訴訟は、会社のために会社の代理人により保護地域の生息地の破壊の法令違反ををを申し立てられたことから始まった。本件は、同じ代理人及び同じ法令違反で訴えられた他の２名の被告が関与する別個の訴訟に併合された。

2018年８月10日、判決を受けるため、2019年５月23日にミラノ裁判所に出頭するよう呼出状がイー・ディストリブッツィオーネに直接通知された。イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーに加え、この訴訟には、法的主体の管理責任に関する法令第231/2001号の違反の疑いに関して、その従業員１名並びに複数の第三者企業及びその代表者が関与している。この訴訟は、送電線の撤去作業に関連する、無許可の廃棄物処理に係る犯罪の疑い（統一環境法第256条）及び文化財法の規定違反（法令第42/2004号）について提訴された。検察官により招集された複数の証人への尋問は、2019年５月23日の審問にて予定されている。

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欧州委員会の2017年11月27日付け決定に続いて、欧州委員会の競争総局は、TFEU第108条第２項に従い、省令ITC/3860/2007号で規定されている石炭火力発電所への環境インセンティブが、域内市場の理念と合致した国家補助に該当するものであるかを審査するための調査を開始した。かかる決定を文字通り解釈すれば、欧州委員会は、問題となっているインセンティブはTFEU第107条第１項に基づく国家補助を構成するという初期の結論に達しているが、インセンティブは、欧州連合の環境政策に沿ったものであると認識する一方で、インセンティブが域内市場の理念と合致していることに関して疑念を表明している。2018年４月13日、エンデサ・ジェネラシオン・エスエーは、利害関係のある第三者として、この解釈に異議を唱える意見を提出し、2018年７月30日にガス・ナチュラルが欧州委員会の決定に上訴したことが判明した。

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CIEN（現在はエネルCIEN）は、自らのアルゼンチン－ブラジル間の相互接続ラインを通じたアルゼンチンからの電力の配送についての契約をトラクテベルとの間に締結した。2002年の経済危機により導入されたアルゼンチンの規制変更の結果、CIENはトラクテベルへ電力を供給することができなかった。2009年10月、トラクテベルはCIENを訴え、CIENは答弁書を提出した。CIENはその答弁書における主な論旨として、アルゼンチン危機による不可抗力について言及した。訴訟外で、トラクテベルは訴訟に関連する相互接続ラインの30%を買収予定であることを表明している。2014年３月、裁判所は当事者間においてその他の訴訟が係争中であることから、手続を延期するというCIENの申立てを承認した。2019年２月14日、CIENは訴訟を再開する決定の通知（訴訟は専門家証人による証言により開始する旨を含む）を受けた。係争額は、約118百万ブラジルレアル（約28百万ユーロ）に特定されていない損害が加わるものとして見積もられている。2010年５月に、同様の理由でフルナスもCIENに対し、電力供給の不履行のため、特定されていない損害に加えて約520百万ブラジルレアル（約124百万ユーロ）の支払を請求する訴えを起こした。申し立てられたCIENの不履行において、フルナスは、相互接続ラインの所有権（本件において70%）の取得も求めている。CIENの答弁は、先の件と同様である。2014年８月、フルナスの主張は、第一審裁判所によって棄却された。フルナスは、後者の判決に対して、訴訟を提起しているが、CIENも異議を申し立てた。2018年８月21日、第二審裁判所は、CIENの申立てを認めた一方で、フルナスの請求を退けた。

シブラン訴訟－ブラジル

コンパニア・ブラジレイラ・デ・アンティビオティコス（以下「シブラン」という。）は、アンプラ・エネルジア・エ・セルビチオス・エスエー（以下「アンプラ」という。)に対して、非金銭損害に加えて、1987年から2002年までの間にブラジルの配電会社の電力サービスの中断によって被ったとする損失の損害賠償を求めて、６件の訴訟を提起した。裁判所は、それらの件で統一された技術評価を命じたが、その判決の一部はアンプラにとって不利なものだった。アンプラは、判決に異議を申し立て、新たな調査を求め、これにより、シブランの申立ての一部は棄却された。シブランはその後上訴し、その判決はアンプラに有利なものであった。

第一審は、1999年に提訴され、1994年から1999年の期間に関するものであるが、第一審の裁判所でアンプラに対する判決が下された2014年９月に判決が下され、当初は約200,000ブラジルレアル(約46,000ユーロ)の罰則及び後の段階で確定されるその他損害賠償を課した。アンプラは、同判決に上訴し、その訴えは司法裁判所で支持された。それに対し、2016年12月16日に、シブランは、最高裁判所への上訴（特別上訴）を提起し、訴訟手続は継続中である。

２件目の訴訟（2006年に提訴された、1987年から2002年の期間に関するもの）に関して、2015年６月１日、裁判所は、アンプラに、非金銭的損害賠償80,000ブラジルレアル(約19,000ユーロ)及び金銭的損害賠償96,465,103ブラジルレアル(約23百万ユーロ)に利息を加えて支払うよう命じる判決を下した。2015年７月８日、アンプラは、リオデジャネイロの司法裁判所に上訴し、当事者らは判決を待っている。

残る４件については判決は未だ下されていない。係争額総額は約464百万ブラジルレアル（約107百万ユーロ）と見積もられている。

コペルヴァ訴訟－ブラジル

ブラジルの農村地域における送電網拡張の事業の一環として、1982年にコンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ・エスエー（以下「コエルチェ」という。）（当時はブラジル政府が所有しており、現在はエネル・グループ会社が所有している）が、特に拡張事業を推し進めるために設置された複数の協同組合住宅の送電網の使用に関して契約を締結した。かかる契約は、コエルチェによる月間料金の支払を規定しており、またネットワークの維持が求められていた。

特別な状況で設置された協同組合住宅と公共部門の企業との間のこれらの契約は、厳密には、取決めが統制する送電網を特定していない。かかる取決めによって、複数の協同組合住宅が、コエルチェに対して、とりわけかかる契約で合意された料金の改定を求めて訴訟を提起した。これらの訴訟には、コーポラティブ・デ・エレトリフィカカオ・ルーラル・ド・ヴィー・ド・アカラウ・エルティーディーエー（コペルヴァ）による約218百万ブラジルレアル(約53百万ユーロ)の訴訟も含まれる。コエルチェは、第一審の裁判所及び上訴裁判所により有利な判決を得たが、コペルヴァは判決の明確化の要求（Embargo de Declaração）をし、その要求は2016年１月11日の判決において棄却された。コペルヴァは、2016年２月３日、最高裁判所に非常上告を行い、前回の要求（Embargo de Declaração）に対し下された判決に対し、2018年11月５日に上告が認められた。2018年12月３日、エネルはこの最高裁判所の判決に対して抗告（Agravo Interno）した。訴訟手続は現在未決となっている。

AGM訴訟－ブラジル

1993年、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアス、ゴイアス州協会（AGM）、ゴイアス州及びゴイアス銀行は、州が政府に譲渡すべきICMS（VAT）の一部の譲渡を通じて、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスに対する州債務の支払に関する契約を締結した。2001年に当該契約の当事者らは、契約は無効であるとの判決を得るために独立した州政府から訴えられたが、その後、契約過程での地方自治体自身の不参加を理由として連邦最高裁判所に移送された。2004年９月に、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスは、23の地方自治体との和解を締結した。2007年から2008年までの間、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスは再び、かかる契約に基づく支払額の返還を求める上で、多くの根拠で訴えられた（現在90件の係争中の訴訟がある。）。契約は無効であるとの判決にかかわらず、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスは、電力は供給契約に従って供給されたものであり、従って返還請求は却下されるべきとして、地方自治体の一部の債務の支払は適法であると主張している。係争額総額は、約１十億ブラジルレアル（約231百万ユーロ）である。

エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスの民営化の一環で、税控除制度が導入され、その結果、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアス保有のグリッドの発展及び維持へのエネル・ディストリビューソォン・ゴイアスによる投資についての税控除により、エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスがそのICMS（VAT）債務を相殺することを認められたことは重要な点である。

ANEEL訴訟－ブラジル

2014年、エネル・ディストリブイセオ・サン・パウロは、連邦裁判所に対し、ANEEL（国家エネルギー規制当局）の行政措置の無効を確認する訴訟を起こした。この行政措置は、2012年に料金決定に適用する負の係数を規制期間中（2011年から2015年）に遡及的に導入するものである。この規定により、当局は、従前の料金に含まれていたネットワークのいくつかの構成要素は存在しないとみなしその金額の返還を命じ、また、料金に追加項目を含めるというエネル・ディストリブイセオ・サン・パウロの要求を却下した。2014年９月９日、ANEELの行政措置は予防的に停止された。第一審の訴訟は予備手続段階にあり、訴訟の額は833百万ブラジルレアル（約185万ユーロ）である。

ネオエネルギア仲裁－ブラジル

2018年６月18日、ネオエネルギアは、エネル・ディストリブイセオ・サン・パウロを相手取り、2018年４月16日に両社間で締結された投資契約に関して市場仲裁所（CAM）に仲裁を提起した。ネオエネルギアは、エネル・ディストリブイセオ・サン・パウロの買収手続における当事者の不平等な扱いについて申し立てた。2018年９月３日、ネオエネルギアはその主張を修正し、契約に含まれる義務の具体的な履行の要求を放棄した。現在の請求は、投資契約の不履行により生じた損失に対する損害賠償の請求である。この争議の額は現在のところ未確定である。

エル・キンボ－コロンビア

影響を受けた地域の住民及び漁師によるエル・キンボ事業に関する複数の法的行為（団体訴訟及び告訴）は、係争中である。かかる事業は、ウイラ地域（コロンビア）での400MWの水力発電所の建設に関連している。より具体的には、１つ目の団体訴訟は、現在準備段階であり、ガルソンの地方自治体の約1,140名の住民によって提起され、住民は発電所の建設によって住民の事業収益の30%が減少すると主張している。２つ目の訴訟は、2011年８月から2012年12月の間に、ウイラの５つの地方自治体の住民並びに企業及び団体によって提起され、橋（パソ・エル・コレジオ）の閉鎖に関する損害賠償を主張している。告訴又は集団訴訟に関して、2008年に、かかる地域の複数の住民によって訴訟が提起され、特に環境上の許可を停止するよう主張している。もう一方の告訴は、複数の漁業会社によって提起され、キンボ流域の埋立てによるキンボの下流のベタニア流域の漁業への影響が申し立てられた。2015年２月、裁判所は、複数の特定の要件が満たされるまで、埋立て作業の予備的停止を命じた。

予備的停止は、埋立ての続行を許可するために、その後変更され、埋立て続行は2015年６月30日に開始された。しかしながら、2015年７月17日、エムゲサは、当社がキンボ水源流域からバイオマス及び森林廃棄物を除去したことをANLA（国家環境機関）が認証するまで発電業務を禁じるために予防措置を変更する通知を受領した。

エネルギー危機が公表されているため、判決は留保されており、エネルギー省は、エムゲサの発電開始を許可する省令を出した。2015年12月16日、憲法裁判所は、大統領令は違憲ではない旨の判決を下し、同日以降、エムゲサは発電を一時停止した。

2015年12月24日、鉱物及びエネルギー省並びにAUNAP（農業及び漁業局）は、刑事裁判所に予防措置として発電を許可することを求めて、共同して申立てを行った。2016年１月８日、同裁判所は、エル・キンボにおける発電の一時的な即時再開を許可する、同省及びAUNAPが要求した予防措置を認めた。同裁判所が認めた予防措置は、ウイラ裁判所が本件の本案、すなわち地方行政裁判所が以前に出した予防措置の取消し又は支持の判決を下すまで、有効である。2016年２月22日付け判決により、ウイラ裁判所は、発電の６ヶ月間の継続を許可する判決を下した。同裁判所は、エムゲサに、酸素レベル要件の遵守を確保する技術的設計を準備し、約20,000,000,000コロンビアペソ（約5.5百万ユーロ）の担保を提供するよう命じた。2016年４月11日付けのウイラ行政裁判所の判決において、仮差止命令の仮取消しは、2016年10月16日まで６ヶ月間維持され、これはその後2017年２月以降さらに６ヶ月延長された。2017年８月の予防的差止命令の停止期限後、反対の判決がないことから、キンボ発電所は、エムゲサにより設置された酸素化システムがこれまでのところ裁判所により要求された酸素レベルを維持することができると示されているため、発電が継続されている。かかる手続は現在、当事者間の和解提案（2017年11月27日に提出された。）を裁判所が評価しているため引き延ばされており、それは競争当局にも通知されている。2018年１月24日、ウイラ裁判所は、当事者らにより上訴されたとして、和解契約を却下した。

2018年３月22日、ANLA及びCAMは共同でエル・キンボ水力発電所のダム下流の水質モニタリングに関する最終報告書を公表した。両当局は、エムゲサが酸素レベルの要件を満たしていることを確認した。2018年６月15日、エムゲサは最終準備書面を提出し、裁判所の判決が下るのを待っている。

ニヴェル・デ・テンション・ウノ訴訟－コロンビア

この紛争は、セントロ・メディコ・ドゥ・ラ・サバナ病院（Centro Mèdico de la Sabana hospital）及びその他当事者が、コデンサに対して、申し立てられた超過払いの返還を求めて提起した「団体訴訟」に関連している。かかる訴訟は、コデンサが補助比率を適用していないとの申立てに基づいており、決議第82/2002号にて規定され、決議第97/2008号にて改正された、テンション・ウノ部門ユーザー（１kV未満の電圧）及びインフラの所有者として使用者は料金を支払うべきであったと主張されている。本件は準備段階にある。訴訟手続の見積額は、約337十億コロンビアペソ（約96百万ユーロ）である。

エムゲサ及びコデンサの仲裁手続－コロンビア

2017年12月４日、エネル・アメリカス・エスエーは、グルッポ・エネルジア・ディ・ボゴタ（GEB）（エムゲサ及びコデンサの約51.5%を所有する。）から、ボゴタ商工会議所の仲裁及び調停センター（Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá）による仲裁手続の開始について通知を受けた。

GEBは、コデンサに対して約63,619,000,000コロンビアペソ（約18百万ユーロ）、エムゲサに対して約82,820,000,000コロンビアペソ（約23百万ユーロ）の請求を申し立てた。

2018年８月22日、エネル・アメリカスはGEBがその訴訟を放棄したことを知らされた。2018年10月８日、ボゴタの仲裁機関においてエネル・アメリカス・エスエーに対し新たな仲裁手続を求めることを発表したが、その内容についてはまだ開示されていない。

SAPE（旧エレクトリカ）仲裁手続－ルーマニア

2016年４月20日に、SAPEは、イー・ディストリビューティ・ムンテニア及びエネル・エネルジア・ムンテニアからの配当金の分配の不履行についての契約上の違反の主張に関連して、エネル・エスピーエー及びエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴイに関し、パリの国際商業会議所に対して、さらなる仲裁申立書を提出した。2016年９月、SAPEは、エネル・エネルジア・ムンテニア及びイー・ディストリビューティ・ムンテニアを訴え、金銭請求額を約56百万ユーロに改定する仲裁申立書を修正した。2017年５月22日、SAPEは、約110百万ユーロに利息が付された額に請求額を再び修正した。2018年10月の第１週に審理が行われ、仲裁人の判断は出ていない。

ガブチコヴォ紛争－スロバキア

スロベンスケ・エレクトラーネ（以下「SE」という。）は、720MWのガブチコヴォ水力発電所に関して、国民裁判所における、複数の訴訟に関わっていた。かかる発電所は、ヴォドホスポダースカ・ヴィサタヴバ・スタンティ・ポドニック（以下「VV」という。）によって管理され、かかる発電所の稼動及び維持管理は、2006年のSEの民営化の一環として、経営管理合意（VEG協力協定）に基づいてSEに30年間委託されていた。

民営化の終了直後に、公共調達局（PPO）は、一般入札を統制する規制に関して申し立てられた違反を理由としてVEG協力協定の取消しを求め、かかる契約はサービス契約であり、かかる規制によってそのように統制されるものとみなすことを求め、ブラチスラヴァ裁判所に対して訴訟を提起した。2011年11月、第一審裁判所はSEに有利な判決を下し、一方でPPOは同判決に対して直ちに上訴した。

PPOの動きに平行して、VVも複数の訴訟を提起し、特にVEG協力協定の取消しを求めた。

2014年12月12日、VVは、VEG協力協定から一方的に離脱し、契約違反を理由として2015年３月９日付けの解除を通知した。2015年３月９日、控訴裁判所の判決は、第一審裁判所の判決を覆し、公共調達局（PPO）が提起した訴訟の一環として、かかる契約を取り消した。SEは、最高裁判所に非常上告を行った。2016年６月29日の審理において、最高裁判所はかかる上告を棄却した。SEは、その後憲法裁判所に対して同判決を上訴したが、2017年１月18日、同上訴は棄却された。

さらに、SEは、VEG補償契約に基づくウィーン国際仲裁センター（以下「VIAC」という。）に仲裁を要請した。スロバキア共和国の国家資産基金（現在はMHマナズメント）及びSE間の民営化の一環として調印された当該協定に基づき、SEは、SEの責に帰すべきではない事由によるVEG協力協定の早期終了の場合、補償を受けることができる。仲裁裁判所は、管轄権を有さないという異議申立てを棄却し、訴訟の本案を審理するために、仲裁手続は継続し、関与額についての決定はその後の手続に先送りされた。2017年６月30日、仲裁裁判所は、SEの要求を却下する判決を下した。

SEが開始した仲裁手続と平行して、VV及びMHマナズメントの双方が、後者とVEG協力協定との関係を主張することによってVEG補償契約を無効とするために、スロバキアの裁判所に２件の訴訟を提起した。これらの訴訟は併合され、2017年９月27日にブラスチラバ裁判所で審理が行われたが、裁判官は手続的理由から原告の要求を棄却した。VV及びMHマナズメントの双方は、その決定に上訴し、訴訟手続が行われている。さらに、地域レベルで、SEは、2006年から2015年までの期間における不正蓄財（推定約360百万ユーロ及び利息）という主張により、VVから訴訟を提起された。SEは行われている全ての手続について反訴を提出した。最後に、ブラチスラバ裁判所への別の訴訟手続において、VVは、民営化の一環としてのガブチコヴォ発電所の技術資産（約43百万ユーロに利息を加えた価値を有する。）のSEからVVへの譲渡手数料をSEに返還するよう、SEに要求した。当事者同士で準備書面が交わされ、2018年12月６日の最終の審理において、裁判所は、再度本件を延期し、次回期日は未定である。

予防的行政訴訟及びチュカス仲裁

ピーエイチ・チュカス・エスエー（以下「チュカス」という。）は、建設・運営・譲渡契約（以下「BOT契約」という。）に基づく50MWの水力発電所の建設及びこの発電所において発電された電力のコスタリカ電力公社（インスティチュート・コスタリセンス・デ・エレクトリシダッド）（以下「ICE」という。）への売却のため、ICEが2007年に実施した入札をエネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエーが落札した後、同社が設立した特別目的事業体である。この契約は、チュカスが発電所の建設及び運営を20年間行い、その後ICEにこれを譲渡する旨定めている。

BOT契約に基づき、発電所は2014年９月26日に操業を開始する予定であったが、洪水、土砂崩れ等の発生を含む複数の理由により、プロジェクトには費用の超過及び遅延が重なり、その結果、電力の供給義務の履行遅延が避けられなくなった。事態の展開を考慮の上で、チュカスは2012年及び2013年、ICEに対し、発生した超過費用の補償及び発電所の操業開始の延期の決定を求める行政申立書を提出した。ICEはこの申立てを2015年に却下し、むしろ操業開始の遅延に係る２件の罰金として約９百万米ドル（約７百万ユーロ）課した。チュカスが予備的抗告を行った後、罰金の支払は一時停止している。かかる発電所は2016年12月に稼動開始した。

さらにチュカスは、ICEが行政申立てを却下したことを受け、2015年５月27日、BOT契約の条項に基づき、プロジェクトの完了が遅延した結果発生した発電所建設の追加費用の弁済及びICEにより課せられた罰金の無効の決定を求めて、コスタリカ-北米商工会議所（Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio）の国際調停・仲裁センター（以下「AMCHAM CICA」という。）に仲裁手続の開始を申し立てた。2017年12月に下された判決で、仲裁裁判所はチュカスに有利な判決を下し、追加費用約113百万米ドル（約91百万ユーロ）及び訴訟費用の支払を認め、罰金は支払われる必要がないとの判決を下した。ICEは、現地の裁判所の仲裁判決に上訴した。チュカスは訴訟の一環として準備書面を提出し、訴訟手続は進行中である。

またチュカスは、2015年10月３日、契約当事者であるエフシーシー・コンストラクション・アメリカ・エスエー及びエフシーシー・コンストラクション・エスエー（以下「FCC」という。）による工事の完了期限の不遵守等いくつかの契約上の義務の違反を理由として、契約違反を理由として契約を解除する旨各当事者に通知し、同時にチュカスが差し入れを受けた保証状を執行した。しかしながら、2015年10月27日にFCCがパリの国際仲裁裁判所で開始した予防手続の判決を待つ間、保証はまだ支払われていない。2017年３月10日付けの申立てにおいて、FCCは、契約は理由なく終了したとする判決を要求し、約27百万米ドル（約22百万ユーロ）の損害賠償を求めた。2017年５月に提出された書面で、チュカスは、原告の請求を棄却するよう求めるに加えて、不履行による契約終了の確認を得るために反訴を提起し、少なくとも38百万米ドル（約30百万ユーロ）の損害賠償を求めた。2018年12月９日、仲裁人の判断が下され、契約違反を理由としたチュカスによる契約解除は有効と宣言された。2018年12月４日、チュカスは、仲裁判決の執行により約12百万米ドル（約11百万ユーロ）の支払を受けた。

ガス・アタカマ・チリ－チリ

2016年８月４日、電力燃料監督庁（Superintendencia de Electricidad y Combustibles）（以下「SEC」という。）は、2011年１月１日から2015年10月29日の期間に、ガス・アタカマ・チリがCDEC-SING（Centro de DespachoEconómicode Carga）（SING経済給電センター）に、アタカマ発電所における最小技術及び最小稼働時間の指標に関連する情報を提供したことについて、ガス・アタカマ・チリに8.3百万米ドルの罰金を科した。

ガス・アタカマ・チリは、SECに対しこの措置について上訴したが、2016年11月２日に却下された。ガス・アタカマ・チリは、この決定をサンティアゴ上訴裁判所に上訴しており、この訴訟の判決は間もなく出される。並行して、ガス・アタカマ・チリはまた、SECがそれに基づいて罰金を科した法規定は、罰金が科せられた時点では廃止されていると主張し、憲法裁判所に上訴した。2018年７月17日、憲法裁判所はガス・アタカマ・チリの上訴を棄却した。

この件に関連して、AESヘネル・エスエー、エレクトリカ・アンガモス・エスエー及びエンジー・エネルジア・チリ・エスエーを含むSING（北部供給システム）（Sistema Interconectado del Norte Grande）の一部の事業者は、約58百万ユーロ（AESヘネル・エスエー）及び約141百万ユーロ（エレクトリカ・アンガモス・エスエー及びエンジー・エネルジア・チリ・エスエー）について、損害賠償を受けるために訴訟を提起している。一部の争議は１つの訴訟に併合され、それらは現在係属中である。

ブラジルにおける税務訴訟

源泉徴収税－アンプラ

1998年、アンプラ・エネルジア・エ・セルビチオス・エスエー（以下「アンプラ」という。）は、海外で資金を調達するために設立されたパナマの子会社を引受会社とする350百万米ドルの社債（固定利付債（FRN））発行をもって、コエルチェの買収に資金拠出した。当時効力のあった特別な規則に基づき、2008年まで社債を維持することを前提として、アンプラからその子会社に対して支払われる利息はブラジルでの源泉徴収の対象でなかった。

しかしながら、1998年の金融危機により、パナマの会社は、ブラジルの親会社との関係での借換えを余儀なくされ、かかる目的のためにブラジルの親会社は地方銀行からの借入れを行った。税務当局は、かかる借入れを、社債の早期償還に相当するとみなし、源泉徴収の免除の権利を失う結果となった。

2005年12月、アンプラは残余FRN債務及び関連する権利並びに義務のアンプラ・インベスティメントス・エ・セルビチオス・エスエーへの譲渡を含む、スピンオフを実行した。

2012年11月６日、高等行政裁判所（Camara Superior de Recursos Fiscales）（行政裁判所の最高レベル）は、アンプラに対して不利な判決を下したが、アンプラは裁判所に対し、ただちにその明確化を要求した。2013年10月15日、アンプラは、明確化の要求（Embargo de Declaração）が却下され、したがって前回の不利な判決が支持されることについて通知を受けた。同社は債務のための担保を提供し、2014年６月27日、司法裁判所において訴訟を継続した。

2017年12月に、裁判所は、今後の判決のためにさらなる詳細を検証する専門家を任命した。2018年９月、かかる専門家は報告書を提出し、追加の証拠書類の提出を求めた。

2018年12月、当該会社は追加の証拠書類を提出し、議論及び提示された証拠書類に対する裁判所の判断を待っている。

2018年12月31日現在において、係争額は約286百万ユーロであった。

PIS－エレトロパウロ

2000年７月、エレトパウロは、規制（法令第2.445/1988号及び第2.449/1988号）の適用によって支払ったPIS（Programa Integração Socia）の税額控除を求める訴訟を提起しており、当該規制はその後、連邦最高裁判所（Supremo Tribunal Federal（STF））によって違憲と宣言されている。2012年５月、高等司法裁判所（Superior Tribunal de Justiça（STJ））は、控除の権利を認め、同社に有利な最終判決を下した。

その有利な最終判決が下される前の2002年、同社はその控除を他の連邦税と相殺をしている。この行為について連邦税務当局は異議を唱えていたが、同社は正しい行動であったと主張し、連邦税務当局の判断に対し法廷において異議を申し立てた。第一審の敗訴後、同社は控訴した。

2018年12月31日現在において、係争額は約144百万ユーロであった。

ICMS－アンプラ、コエルチェ及びエレトロパウロ

リオ・デ・ジャネイロ州、セアラ州及びサン・パウロ州は、特定の固定資産の購入に関連するICMS（商品及びサービス流通税（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços））の控除額に異議を申し立て、アンプラ・エネルジア・エ・セルビチオス・エスエー（1996年から1999年及び2007年から2017年の期間）、コンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ（2003年、2004年及び2006年から2012年）及びエレトロパウロ（2008年から2017年）に対し、複数の租税査定を行った。当該企業は、同社が税金を正しく控除したこと及びその購入がICMSの対象となる資産に関しては、同社の電力供給業に用いるためであったことを主張し、当該査定に異議を申し立てた。

これらの会社は、多様な段階の裁決において主張を続けている。

係争額は、2018年12月31日現在で、総額約92百万ユーロとなった。

源泉徴収税－エンデサ・ブラジル

2014年11月４日、ブラジルの税務当局は、エンデサ・ブラジル・エスエー（現在のエネル・ブラジル・エスエー）に対して査定を行い、より高いと申し立てられている非居住者の受け手に対する配当金の支払に、源泉徴収税を課さなかったと主張している。

より具体的には、2009年、エンデサ・ブラジルが、IFRS-IASの初度適用の結果として、持分における影響を認識し、エンデサ・ブラジルの適用した会計基準の正しい適用に基づいて、のれんを取り消した。しかし、ブラジルの税務当局は、監査の間、会計方針が間違っており、取消しの影響が損益として認識されるはずだと主張した。その結果、換算値（約202百万ユーロ）は、非居住者への収益の支払として再分類され、したがって、15%の源泉徴収税が課された。

注目すべきは、かかる会社の適用した会計方針は、外部監査人の同意を得ており、会社法を専門とする地元企業の特定の法的見解によって裏付けられていた。

行政裁判の第一審及び第二審（それぞれ2016年７月及び2018年９月）において、税務当局に対する判決が下された。かかる会社は、第三審においても引き続きその行為及び会計処理の妥当性を弁護する。

2018年12月31日現在、本件で問題になっている金額は全体で約64百万ユーロである。

税金訴訟－PIS－エレトロパウロ

1995年12月、ブラジル政府は、暫定的措置（大統領暫定命令）を公布し、連邦PIS（Programa Integração Social）の税率を0.50%から0.65%に引き上げた。

その後、暫定的措置は、1998年に最終的に法律として承認されるまで５回にわたり再公布された。ブラジルの法律では、税率の引き上げ（又は新しい税金の設定）は、法律により命じることができ、またその公布から90日後以降に限りその効力が生じる。

したがって、エレトロパウロは、税率の引き上げが直前の暫定命令から90日後以降に限り有効になると主張して訴訟を提起し、最初の４つの暫定的措置は（これらの措置が法律として承認されていないことから）無効とされるべきであることを申し立てている。かかる争いは2008年４月に終結し、PISの税率の引き上げの有効性は、最初の暫定的措置から開始されることが認められた。

2008年５月、ブラジル税務当局は、エレトロパウロに対して1996年３月から1998年12月までの期間の税率の引き上げ分に相当する税金の支払を請求する訴訟を提起した。エレトロパウロは、課税通告の発行期限が既に経過していることを主張し、当該請求につき様々な水準の裁判において争った。とりわけ、何ら公的な書面が出されることもなく課税となる事象（最初の暫定的措置の日である1995年12月）から５年超が経過していることから、税務当局が追加の税金の支払を請求する権利及び支払を受けるために法的手段を講じる権限について異議を申し立てている。

2017年、従前の不利な判決を受けて、エレトロパウロは、自らの権利及び訴権を防御するために高等司法裁判所（STJ）及び連邦最高裁判所（STF）に上訴した。訴訟は現在も係争中であり、訴訟の対象金額は銀行保証により担保されている。

最後に、これらの訴訟の結果を待っている間、ブラジル財務省の法務長官局は、銀行保証を裁判所に対する供託金へと置き換えることを請求している。2017年９月、当該請求は棄却され、2018年２月、法務長官局は同判決に対して上訴した。

2018年12月31日現在、当該訴訟の総額は約54百万ユーロである。

スペインの税金訴訟

法人税－エネル・イベリア、エンデサ及び子会社

2018年、スペインの税務当局は、スペインの連結納税制度に加入している当グループ会社の一般監査を完了した。2016年に開始されたこの監査は、法人所得税、付加価値税及び源泉徴収税を対象としていた（主に2012年から2014年までの期間）。

主要な請求に関し、関係する各社は中央経済・行政裁判所（Tribunal Económico-Administrativo Central－TEAC）において、関連する査定に異議を申し立て、その行為の正当性を主張している。

法人所得税に関する争議に関して、2018年12月31日現在、不利な結果が生じる可能性があると考えられる件は、約141百万ユーロにのぼり、それらにおいて、（ｉ）エネル・イベリアは、株式売却（約99百万ユーロ）及び特定の金融費用（約15百万ユーロ）に起因する資本損失の税控除の決定に際し、採用された基準の適切性を主張しており、（ii）エンデサ及びその子会社は、特定の金融費用（約22百万ユーロ）及び原子力発電所の閉鎖費用（約５百万ユーロ）の税控除のために採用された基準の適切性を主張している。

法人税－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日付けでスペインの税務当局は、2011年にエネル・ウニオン・フェノーサ・レノバブルズ・エスエー（EUFER）がエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルに合併された件の扱いは税務上中立的な取引でなかったと異議を唱え、かかる取引は有効な経済的理由がなかったと主張して、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルへ査定の通知を出した。

2017年７月６日、当該会社は、合併に適用される税制措置の適切性を主張して、中央経済・行政裁判所（Tribunal Económico-Administrativo Central－TEAC）で査定に対して上訴した。手続の中で、当該会社は、合併取引の正当な経済的理由の存在を証明するために、合併の結果達成された相乗効果を説明する関係書類を全て提供する予定である。

2018年12月31日現在、訴訟に関わる合計額は、約90百万ユーロであった。かかる額は、回収活動を停止することが行われないようにするために銀行保証をもって担保されている。

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、2018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2018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。

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】

米ドルと日本円の為替及び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、米ドル及び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。

2009年１月１日以降に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	2018年６月28日関東財務局長に提出
２．半期報告書	2018年９月28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2017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2018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、2018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, 2018 with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries ("Enel Group") as of December 31, 2017 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, 2018

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Partner)

次へ

エネル・エスピーエー（Enel S.p.A.）

2017年12月31日現在の連結財務諸表

2010年1月27日政令第39号第14条及びEU規則第537/2014号第10条の基づく独立監査人の監査報告書

2010年1月27日政令第39号第14条及びEU規則第537/2014号第10条に基づく独立監査人の監査報告書

エネル・エスピーエー

株主各位

連結財務諸表に対する監査報告書

監査意見

我々は、エネル・グループ（以下、「当グループ」）の連結財務諸表、すなわち、2017年12月31日現在の連結財政状態計算書及び同日をもって終了する会計年度の連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書、及び重要な会計方針の要約を含む連結財務諸表の注記について監査を行った。

我々は、上記の連結財務諸表が、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び政令第38/2005号第9条に準拠して、当グループの2017年12月31日現在の財政状態並びに同日をもって終了する連結事業年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の基礎

我々は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して監査を行った。我々の責任は、当監査報告書の「連結財務諸表監査に対する監査人の責任」セクションに詳細に記載している。我々は、イタリアの法令に基づき財務諸表監査に適用される倫理及び独立性に関する規則及び基準に準拠して、エネル・エスピーエーから独立した立場にある。我々は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な事項

監査上の主要な事項とは、当連結事業年度の連結財務諸表監査において監査人の職業的専門家としての判断によって最も重要であると判断された事項のことをいう。監査上の主要な事項は、連結財務諸表全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において検討した事項であり、我々は、監査意見とは別個に、これらの事項に対して個別に意見を表明するものではない。

我々は、以下の監査上の主要な事項を識別した。

監査上の主要な事項	監査上の対応
非流動資産の回収可能性	
連結財務諸表の非流動資産において、有形固定資産74,937百万ユーロ、無形資産16,724百万ユーロ及びのれん13,746百万ユーロが計上されている。 **経営者は、連結財政状態計算書日現在において、減損の兆候が識別された場合に、のれん、耐用年数を確定できない無形資産、及びその他の非流動資産を含む資金生成単位（CGU）の帳簿価額について、減損テストを行った。** **経営者が採用したプロセス、並びに各CGUの回収可能価額の評価及び算定に用いた方法は複雑な仮定に基づくことがあり、その性質上、経営者の判断が必要になるものである。こうした判断は、2018-2022年事業計画や長期成長率基づいて作成されたキャッシュ・フロー予測、及びこの予測に適用された割引率に主に関連する。** **上記に関して、経営者による主要な仮定は、電気及びガス需要の将来の動向や関連する予想価格、再生可能資源の利用可能性、また、インフレ、為替レート及び利率等の特定の仮定を含む将来の経済動向に関連する。** **非流動資産の回収可能価額の見積りに使用される仮定は複雑かつ判断を要することから、この領域を監査上の主要な事項として識別した。** **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 - 非流動資産の回収可能性」、注記15「有形固定資産」及び注記20「のれん」に記載されている。**	**この監査上の主要な事項に対応した監査手続には以下が含まれる:** • **非流動資産の減損プロセス及び当グループが実施した関連する内部統制の評価** • **CGUの識別に用いられた基準の評価、及びCGUの帳簿価額と連結財務諸表上の金額との照合** • **2018-2022年事業計画及び関連する将来キャッシュ・フローの基礎となる主要な仮定の評価（産業データ及び予測との比較を含む）** • **各CGUのキャッシュ・フロー予測が2018-2022年事業計画と整合しているかどうかの評価** • **実績と過去の予測の比較による、経営者の予測の正確性の評価** **監査手続を実施する際には、プロセスで用いられる方法、モデルの数理的正確性、長期成長率と割引率の合理性、及び経営者が実施した感応度分析の結果を検証するために、評価の専門家を利用した。** **最後に、当該監査上の主要な事項に関して、連結財務諸表の注記における開示の適切性について検討した。**

監査上の主要な事項	監査上の対応
電力及びガスの未請求売上による収益	
電力及びガスの小売販売の収益は、顧客に供給されたときに認識される。この金額には、定期的な検針に基づく請求金額や、卸売業者及び運送業者から通知される量に基づく請求金額に加え、いまだ未請求であるものの、年度内に供給された電力及びガスの見積金額が含まれる。メーター検針日後の収益は、顧客の1日当たりの見積消費量に基づく。これは、主に過去の情報に基づき、天候やその他見積消費量に影響を及ぼす要因を考慮して調整された金額が算定されている。 電力及びガスの未請求売上から生じる収益の見積りに使用される仮定は複雑であることから、この領域を監査上の主要な事項として識別した。 電力及びガスの未請求売上から生じる収益に関する開示は、注記2「会計方針および測定基準 - 見積りの使用 - 収益認識」に記載されている。	この監査上の主要な事項に対応した監査手続には以下が含まれる: • 電力及びガスの売上から生じる収益認識に関するプロセス、及び関連する主要な内部統制（当グループ企業が実施するIT統制等）の評価 • これらのグループ企業のERPシステム内の一連の手順やデータの評価（IT専門家の支援も得ている） • 未収収益を算定するために経営者が用いたデータのサンプルのテスト。該当がある場合は、卸売業者及び運送業者から入手したネットワーク上の入力量との比較を含む。 • 過去の見積りと、事後的に報告された実績データを照らし合わせるバックテスト 最後に、当該監査上の主要な事項に関して、連結財務諸表の注記における開示の適切性について検討した。

監査上の主要な事項	監査上の対応
法的手続	
当グループでは、通常の営業過程において、複数の民事訴訟、行政訴訟、税務訴訟が生じている。最終的な結果の予測は容易ではなく、重要な債務の計上につながる可能性がある。 訴訟に関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、経営者の判断が必要になる。このような判断は、主に、訴訟結果の予測に関する不確実性の評価、及び連結財務諸表における開示の正確性に関連する。また、グループ内外の法律専門家の評価に基づいている。 判断が必要であること、また、こうした訴訟の重要性及び評価プロセスの複雑性から、この領域を監査上の主要な事項として識別した。 法的手続に関する開示は、注記2「会計方針および測定基準 - 見積りの使用 - 訴訟」及び注記49「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事項に対応した監査手続には以下が含まれる: • 法務及び税務訴訟、並びに係争中の行政訴訟を識別するために実施するプロセス及び関連する内部統制の評価 • 当グループ内の法務及び税務部門が実施した潜在的な法的リスク及び税務リスクの評価において用いた、仮定の評価 • 特に重要な訴訟の状況に関する法務及び税務部門への質問、及び主要な関連文書の閲覧（税務及び法務の専門家の支援も得ている） • こうした訴訟に関し当グループ企業を支援する外部の法務及び税務専門家から入手した確認状の分析、及び、入手した情報と、経営者や法務及び税務部門が実施したリスク評価の整合性の評価 最後に、当該監査上の主要な事項に関して、連結財務諸表の注記における開示の適切性を検討した。

監査上の主要な事項	監査上の対応
IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」の初度適用の影響 当グループは、2018年1月1日からIFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」を適用した。新基準では、収益の認識及び測定に対する新たな枠組みが導入され、財又はサービスに対する支配の顧客への移転に基づき、その財及びサービスと交換に得ると見込んでいる対価を反映した金額で、収益を認識及び測定する。また、新基準では、収益認識について、別個の履行義務又は履行義務の組み合わせに対する新たな収益認識基準を導入している。 移行日において、グループは修正遡及適用アプローチを選択適用し、新基準の適用開始により生じる累積的影響額を、2018年1月1日現在の資本の期首残高に対する調整として遡及的に認識することにより、2018年1月1日時点で存在していた状況を反映している。この方法では過去に報告した数値の修正再表示は求められない。 当グループにおける、新基準の適用による最も重要な影響は、特定の配電網の接続契約から生じる収益を繰り延べること、及び代理店の販売手数料のみに関係する顧客との契約獲得の増分コストを資産計上することであると識別した。 上記の影響により、2018年1月1日現在のグループの純資産は37億ユーロ（税効果考慮後の純額）減少する。 新基準の適用から生じると予想される影響額と、関連する開示の重要性から、この領域を監査上の主要な事項として識別した。 IFRS第15号の適用に関する開示は、注記3「将来発効する会計基準」に記載されている。	この監査上の主要な事項に対応した監査手続には以下が含まれる: ・ 以前の会計基準との差異を識別するために経営者が実施した分析、及び関連する主要な内部統制の評価 ・ 様々な種類の契約や新たなIFRS第15号の条項に関連する内容を識別するために、経営者が特定の質問書を通じてイタリア及び外国の構成単位から収集した情報の評価 ・ 上記の質問書の入手により経営者が識別した影響の評価、及び、業界慣行と比較したベンチマーキング分析 ・ 主な契約の種類、及びグループの主要な顧客との間で締結された契約の種類の評価 ・ グループが入手した情報（関連する金額を含む）と顧客との契約の整合性に対する、サンプルベースでの評価 ・ 新基準が影響を及ぼす契約について、IFRS第15号に準拠して収益を測定するためにグループが採用したプロセス、及び関連する主要な内部統制の評価 ・ 初度適用日時点での新基準への移行方法の適切性の評価 ・ 構成単位から収集した情報の網羅性チェック、及び、新基準の初度適用による影響の数理的正確性のテスト 最後に、当該監査上の主要な事項に関して、連結財務諸表の注記における開示の適切性を検討した。

連結財務諸表に対する取締役及びガバナンス責任者の責任

取締役の責任は、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び政令第38号第9条に準拠して、真実かつ公正に表示する連結財務諸表を作成することにある。これには、法令の定める範囲で、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない財務諸表を作成するために取締役が必要と判断した内部統制に対する責任が含まれる。

連結財務諸表を作成するにあたり、取締役は、当グループの継続企業として存続する能力を評価する責任を負い、また継続企業の前提の適切性及び関連する開示の適切性に対して責任を負う。取締役は、親会社であるエネル・エスピーエーを清算又は事業停止する意図があるか、又はそれ以外に現実的な代替案がない場合を除いて、継続企業を前提として連結財務諸表を作成する。

法定監査委員会（Collegio Sindacale）は、法令の定める範囲で、グループの財務報告プロセスを監督する責任を負う。

連結財務諸表監査に対する監査人の責任

我々の目的は、連結財務諸表全体として不正又は誤謬による重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得て、監査意見を含めた監査報告書を発行することにある。合理的な保証は、高い水準の保証ではあるものの、重要な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に従って実施された監査が常にそれを発見することを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬により生じる可能性があり、個別に又は集計して、かかる虚偽表示がこれらの連結財務諸表に基づく利用者の経済的意思決定に影響を与えることが合理的に予想される場合、重要なものと判断される。

国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して実施される監査の一環として、我々は監査を通して職業的専門家としての判断を行使し、職業的懐疑心を保持している。我々は、また、以下を行った。

- **不正か誤謬か問わず、連結財務諸表の重要な虚偽表示リスクを識別及び評価し、これらのリスクに対応する監査手続を立案及び実施し、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手した。不正には共謀、偽造、故意による不作為、虚偽の陳述又は内部統制の無効化を伴う可能性があるため、不正による重要な虚偽表示を発見できないリスクは、誤謬による重要な虚偽表示を発見できないリスクよりも高い。**
- **我々は、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制の理解を得た（ただし、当グループの内部統制の有効性に係る意見を表明することを目的とするものではない）。**
- **採用された会計方針の適切性、及び経営者による会計上の見積りや関連する開示の合理性を評価した。**
- **経営者が継続企業を前提とした会計基準を適用することの適切性、及び入手した監査証拠に基づき、当グループの継続企業として存続する能力について重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関する重要な不確実性が存在するかどうかについて結論づけた。我々が重要な不確実性が存在すると結論づけた場合、監査報告書において、財務諸表における関連する開示に対し強調事項を付さなければならず、また、かかる開示が不十分である場合には、監査意見を形成する際に当該事項を考慮する必要がある。監査意見は、監査報告書の日付までに入手した監査証拠に基づいている。しかしながら、将来の事象又は状況により、グループが継続企業として存続できなくなる可能性はある。**
- **開示を含む連結財務諸表の全体的な表示、構成、及び内容、並びに、これらの連結財務諸表が適正な表示を達成する方法で対象となる取引及び事象を表示しているかどうかを評価した。**
- **連結財務諸表に関する監査意見を表明するために、グループ企業の財務情報に関する十分かつ適切な監査証拠を入手した。我々は、グループ監査の指示、監督及び実施について責任を負い、監査意見に対する責任は我々のみにある。**

我々は、ISAイタリアに規定される適切な水準で識別されたガバナンス責任者に対し、計画した監査の範囲とその実施時期、並びに、監査において識別した内部統制の重要な不備を含む監査上の重要な発見事項等についてコミュニケーションを行った。

我々は、ガバナンス責任者に対し、イタリアで適用される倫理及び独立性の要件に準拠している旨のステートメントを提供した。また、当監査法人の独立性に影響を与えると合理的に考えられる可能性のあるすべての事項と、該当する場合には関連するセーフガードについてもコミュニケーションを行った。

我々は、ガバナンス責任者にとのコミュニケーション事項のうち、当期の財務諸表監査において特に重要な事項を判断し、監査上の主要な事項とした。我々は、これらの事項を当監査報告書に記載している。

EU規則第537/2014号第10条に準拠した追加情報

エネル・エスピーエーの株主は、2011年4月29日に開催された株主総会において、2011年12月31日に終了した事業年度から2019年12月31日に終了する事業年度までの各年度の連結財務諸表の監査を我々に委嘱した。

我々は、EU規則第537/2014号第5条第1項で禁じられる非監査業務を提供していないこと、及び監査の対象となる会社から独立性を保持していることを表明する。

我々は、当監査報告書に記載の連結財務諸表に対する監査意見が、EU規則第537/2014号第11条に準拠して作成した、監査委員会（Collegio Sindacale）宛ての追加報告書の内容と整合していることを確認する。

その他の法的、規制上の要件への準拠に係る報告

2010年1月27日政令第39号第14条2項e号及び1998年2月24政令第58号123-2条4項に準拠した意見

エネル・エスピーエーの取締役には、エネル・エスピーエーの2017年12月31日現在の事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書を作成する責任がある。これには、関連する連結財務諸表との整合性や適用される法律及び規則への準拠が含まれる。

我々は、1998年2月24政令第58号第123-2条4項により要求されている事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書の特定の情報と、エネル・グループの2017年12月31日現在の連結財務諸表との整合性、及び適用される法律及び規則への準拠性に関する意見を表明し、これらの情報に重要な虚偽表示が含まれているかどうかを評価するため、監査基準（ISAイタリア）第720B号で要求される手続を実施した。

監査意見では、事業報告書並びに上述のコーポレートガバナンス及び株主構成に関する報告書に含まれる特定の情報は、エネル・グループの2017年12月31日現在の連結財務諸表と整合しており、また適用される法律及び規則に準拠している。

2010年1月27日政令第39号第14条2項e号で求められるステートメントに関して、監査を通して得た企業及びその環境に係る我々の知識及び理解に基づき、我々からの報告事項はない。

2016年12月30日政令第254号を適用するCONSOB規則第4条に準拠したステートメント

エネル・エスピーエーの取締役は、2016年12月30日付政令第254号に従い、非財務情報を作成する責任を負う。
我々は、非財務情報を取締役が承認していることを検証した。

2016年12月30日政令第254号第3条10項に準拠し、これらの非財務情報は我々が署名する別のコンプライアンス報告書の対象である。

ローマ、2018年4月17日

EY・エスピーエー

署名：マッシモ・アントネッリ、パートナー

前へ　次へ

Enel S.p.A.

Consolidated financial statements as at December 31, 2017

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, 2017, 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, 2017, 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 74.937 million, Intangible Assets for Euro 16.724 million and Goodwill for Euro 13.746 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 2018-2022 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-current assets*", Note 15. "*Property, Plant and Equipment*" and Note 20. "*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 2018-2022 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 2018-2022; • 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 49. *"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.

Key Audit Matter	Audit Response
Impact of the first time adoption of IFRS 15 "*Revenue from contracts with customers*"	
Effective January 1, 2018, the Group adopted the international accounting standard IFRS 15 "*Revenue from contracts with customers*". The new standard introduces, among others, a new framework for the recognition and measurement of revenues based on the transfer of the control over goods and services to the clients for an amount that reflects the expected consideration in exchange for those goods and services. The new standard introduces, additionally, new revenue recognition criteria for separate performance obligations or the combination of such obligations for recognizing revenues. At the transition date, the Group elected to adopt the modified retrospective application criteria and recognize retrospectively the cumulated effect deriving from the adoption as an adjustment to the opening balance of Equity as of January 1, 2018, for circumstances that existed at that date, which does not require the restatement of previously reported figures. The Group identified as most significant impacts from the application of the new standard the deferral of revenues deriving from certain connection arrangements to the electric network, and the recognition as an asset of the incremental costs of obtaining a contract with customers only related to agents sale commissions. The impacts mentioned above will drive a decrease of the Net Equity of the Group for Euro 3.7 billion as of January 1, 2018, net of tax effect. Because of the significance of the expected impacts deriving from the adoption of the new standard and the significance of the related disclosures, we identified this area as a Key Audit Matter. The disclosures related to the adoption of the accounting standard IFRS 15 are included in Note 3. "*Accounting standards taking effect at a future date".*	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • assessment of the analysis performed by the Directors aimed at identifying the differences from the previous accounting standards, as well as the relevant key controls; • assessment of the information collected by the management from the Italian and foreign components through specific questionnaires aimed at identifying the different types of arrangements and such details relevant for the provisions of the new standard IFRS 15; • assessment of the impacts identified by management as a result of obtaining the above mentioned questionnaires, and the benchmarking analysis against the industry practice; • assessment of the main types of arrangements, and of the arrangements executed with key customers of the Group; • assessment of the consistency, on a sample basis, of the information collected by the Group from contracts with customers, including the relevant amounts; • assessment of the process adopted by the Group to measure revenues in accordance with IFRS 15 for those contracts impacted by the new standard, and relevant key controls; • assessment of adequacy of the transition method to the new standard at the date of first adoption; • completeness check of the information collected from the components and testing of the mathematical accuracy of the impacts from the first time adoption of the new standard. 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, 2017, 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, 2017 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, 2017 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 have 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, 2018

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2017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2018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、2018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, 2018 with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2017 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, 2018

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Partner)

前へ 次へ

エネル・エスピーエー（Enel S.p.A.）

2017年12月31日現在の財務諸表

2010年1月27日政令第39号第14条及びEU規則第537/2014号第10条に基づく独立監査人の監査報告書

2010年1月27日政令第39号第14条及びEU規則第537/2014号第10条に基づく独立監査人の監査報告書

エネル・エスピーエー

株主各位

財務諸表に対する監査報告書

監査意見

我々は、エネル・エスピーエー（以下、「会社」）の財務諸表、すなわち、2017年12月31日現在の貸借対照表及び同日をもって終了する事業年度の損益計算書、包括利益計算書、株主資本等変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及び重要な会計方針の要約を含む財務諸表の注記について監査を行った。

我々は、上記の財務諸表が、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び政令第38/2005号第9条に準拠して、会社の2017年12月31日現在の財政状態並びに同日をもって終了する事業年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の基礎

我々は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して監査を行った。我々の責任は、当監査報告書の「財務諸表監査に対する監査人の責任」セクションに詳細に記載している。我々は、イタリアの法令に基づき財務諸表監査に適用される倫理及び独立性に関する規則及び基準に準拠して、会社から独立した立場にある。我々は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な事項

監査上の主要な事項とは、当事業期間の財務諸表監査において監査人の職業的専門家としての判断によって最も重要であると判断された事項である。監査上の主要な事項は、財務諸表全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において検討した事項であり、我々は、監査意見とは別個に、これらの事項に対して個別に意見を表明するものではない。

我々は、以下の監査上の主要な事項を識別した。

監査上の主要な事項	監査上の対応
株式投資の回収可能性 2017年12月31日現在の財務諸表には、非流動資産に株式投資42.811百万ユーロが計上されている。経営者は、グループ内の法人を管理する戦略と整合した方法により、各株式投資について減損の兆候の有無を毎年評価しており、減損の兆候がある場合にはこれらの資産の減損テストを実施する。 各株式投資の回収可能価額の算定に用いられたプロセス及び方法は、複雑な仮定に基づいており、その性質上、経営者の判断が必要になる。こうした判断は、主に、減損の兆候の識別、2018-2022年事業計画（Industrial Plan 2018-2022）や長期成長率に基づいて作成されたキャッシュ・フロー予測、及びこの予測に適用された割引率に関連する。 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」及び注記13「株式投資」に記載されている。	この監査上の主要な事項に対応した監査手続には以下が含まれる: • 株式投資の減損プロセス及び会社が実施した関連する内部統制の評価 • 減損の兆候を識別するために適用された基準の評価 • 2018-2022年事業計画及び将来キャッシュ・フローの基礎となる主要な仮定の評価（産業データ及び予測との比較を含む） • 各株式投資のキャッシュ・フロー予測が2018-2022年事業計画と整合しているかどうかの評価 • 実績と過去の予測の比較による、経営者の予測の正確性の評価 監査手続を実施する際には、プロセスで用いられる方法、モデルの数理的正確性、長期成長率と割引率の合理性を検証するために、評価の専門家を利用した。 最後に、当該監査上の主要な事項に関して、財務諸表の注記における開示の適切性について検討した。

財務諸表に対する取締役及びガバナンス責任者の責任

取締役の責任は、欧州連合で採用される国際財務報告基準及び政令第38/2005号第9条に準拠して、真実かつ公正に表示する財務諸表を作成することにある。これには、法令の定める範囲で、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない財務諸表を作成するために取締役が必要と判断した内部統制に対する責任が含まれる。

財務諸表を作成するにあたり、取締役は、継続企業として存続する会社の能力を評価する責任を負い、また継続企業の前提の適切性及び関連する開示の適切性に対して責任を負う。取締役は、会社を清算又は事業停止する意図があるか、又はそれ以外に現実的な代替案がない場合を除いて、継続企業を前提とて財務諸表を作成する。

法定監査委員会（Collegio Sindacale）は、法令の定める範囲で、会社の財務報告プロセスを監督する責任を負う。

財務諸表監査に対する監査人の責任

我々の目的は、財務諸表全体として不正又は誤謬による重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得て、監査意見を含めた監査報告書を発行することにある。合理的な保証は、高い水準の保証ではあるものの、重要な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に従って実施された監査が常にそれを発見することを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬により生じる可能性があり、個別に又は集計して、かかる虚偽表示がこれらの財務諸表に基づく利用者の経済的意思決定に影響を与えることが合理的に予想される場合、重要なものと判断される。

国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して実施される監査の一環として、我々は監査を通して職業的専門家としての判断を行使し、職業的懐疑心を保持している。我々は、また、以下を行った。

- 不正か誤謬か問わず、財務諸表の重要な虚偽表示リスクを識別及び評価し、これらのリスクに対応する監査手続を立案及び実施し、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手した。不正には共謀、偽造、故意による不作為、虚偽の陳述又は内部統制の無効化を伴う可能性があるため、不正による重要な虚偽表示を発見できないリスクは、誤謬による重要な虚偽表示を発見できないリスクよりも高い。
- 我々は、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制の理解を得た（ただし、会社の内部統制の有効性に係る意見を表明することを目的とするものではない）。
- 採用された会計方針の適切性、及び経営者による会計上の見積りや関連する開示の合理性を評価した。
- 継続企業を前提とした会計基準を適用することの適切性、及び入手した監査証拠に基づき、継続企業として存続する会社の能力について重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関する重要な不確実性が存在するかどうかについて結論づけた。我々が重要な不確実性が存在すると結論づけた場合、監査報告書において、財務諸表における関連する開示に対し強調事項を付さなければならず、また、かかる開示が不十分である場合には、監査意見を形成する際に当該事項を考慮する必要がある。監査意見は、監査報告書の日付までに入手した監査証拠に基づいている。しかしながら、将来の事象又は状況により、会社が継続企業として存続できなくなる可能性はある。
- 開示を含む財務諸表の全体的な表示、構成、及び内容、並びに、これらの財務諸表が適正な表示を達成する方法で対象となる取引及び事象を表示しているかどうかを評価した。

我々は、ISAイタリアの規定される適切な水準で識別されたガバナンス責任者に対し、計画した監査の範囲とその実施時期、並びに、監査において識別した内部統制の重要な不備を含む監査上の重要な発見事項等についてコミュニケーションを行った。

我々は、ガバナンス責任者に対し、イタリアで適用される倫理及び独立性の要件に準拠している旨のステートメントを提供した。また、当監査法人の独立性に影響を与えると合理的に考えられる可能性のあるすべての事項と、該当する場合には関連するセーフガードについてもについてコミュニケーションを行った。

我々は、ガバナンス責任者とのコミュニケーション事項のうち、当期の財務諸表監査において特に重要な事項を判断し、監査上の主要な事項とした。我々は、これらの事項を当監査報告書に記載している。

EU規則第537/2014号第10条に準拠した追加情報

エネル・エスピーエーの株主は、2011年4月27日に開催された株主総会において、2011年12月31日に終了した事業年度から2019年12月31日に終了する事業年度までの各年度の財務諸表の監査を我々に委嘱した。

我々は、EU規則第537/2014号第5条第1項で禁じられる非監査業務を提供していないこと、及び監査の対象となる会社から独立性を保持していることを表明する。

我々は、当監査報告書に記載の財務諸表に対する監査意見が、EU規則第537/2014号第11条に準拠して作成した、監査委員会（Collegio Sindacale）宛ての追加報告書の内容と整合していることを確認する。

その他の法的、規制上の要件への準拠に係る報告

2010年1月27日政令第39号第14条2項e号及び1998年2月24政令第58号123-2条4項に準拠した意見

エネル・エスピーエーの取締役には、エネル・エスピーエーの2017年12月31日現在の事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書を作成する責任がある。これには、関連する財務諸表との整合性や適用される法律及び規則への準拠が含まれる。

我々は、1998年2月24政令第58号第123-2条4項により要求されている事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書の特定の情報と、エネル・エスピーエーの2017年12月31日現在の財務諸表との整合性、及び適用される法律及び規則への準拠性に関する意見を表明し、これらの情報に重要な虚偽表示が含まれているかどうかを評価するため、監査基準（ISAイタリア）第720B号で要求される手続を実施した。

監査意見では、事業報告書並びに上述のコーポレートガバナンス及び株主構成に関する報告書に含まれる特定の情報は、エネル・エスピーエーの2017年12月31日現在の財務諸表と整合しており、また適用される法律及び規則に準拠している。

2010年1月27日政令第39号第14条2項e号で求められるステートメントに関して、監査を通して得た企業及びその環境に係る我々の知識及び理解に基づき、我々からの報告事項ははい。

2016年12月30日政令第254号を適用するCONSOB規則第4条に準拠したステートメント

エネル・エスピーエーの取締役は、2016年12月30日付政令第254号に従い、非財務情報を作成する責任を負う。
我々は、非財務情報を取締役が承認していることを検証した。

2016年12月30日付政令第254号第3条10項に準拠し、これらの非財務情報は我々が署名する別のコンプライアンス報告書の対象である。

ローマ、2018年4月17日

EY・エスピーエー

署名：マッシモ・アントネッリ、パートナー

前へ　次へ

Enel S.p.A.

Financial statements as at December 31, 2017

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, 2017, 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, 2017, 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, 2017 include within non-current assets equity investments for Euro 42.811 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 2018-2022 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*" and Note 13. "*Equity Investments*".	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 2018-2022 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 2018-2022; • 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, 2017, 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 31,2017 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, 2017and 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 have 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, 2018

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