

【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】 平成29年6月30日

【事業年度】 自 平成28年1月1日 至 平成28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чесコ・ストラッチェ
(Francesco Strace)
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】 東京都港区元赤坂一丁目2番7号 赤坂Kタワー
アンダーソン・毛利・友常法律事務所

【電話番号】 03-6888-1000

【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 徳 山 剛 史

【連絡場所】 東京都港区元赤坂一丁目2番7号 赤坂Kタワー
アンダーソン・毛利・友常法律事務所

【電話番号】 03-6888-4787/03-6888-1134/03-6894-4095/03-6894-5075

【縦覧に供する場所】 該当なし

(注) 1. (イ) 本書において、「ドル」、「\$」及び「U.S.ドル」は米ドルを意味し、「euro」又は「Euro」はユーロを意味する。

(ロ) 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、1.00ユーロ = 124.64円（株式会社三菱東京UFJ銀行が発表した2017年6月1日の対顧客電信直物売買相場の仲値）の換算率により行われ、1円単位まで四捨五入されている。ユーロの計数の表示単位（百万ユーロ又は千ユーロ）が異なる場合、同じユーロの数値でも円換算額が異なる場合がある。

(ハ) 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かなら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」、「企画されている」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績成績は、とりわけ「第一部 - 第3 - 4 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す得る要素には、以下の事項をはじめ、「第一部 - 第3 - 4 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、及び
- ・ 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す得る要素の完全なリストではなく、「第一部 - 第3 - 4 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・アジオリ（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、反対に、現在上場している会社はそれらが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」システム及びいわゆる「二元型」又は「ツー・ティア」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權を要するとされている場合には、当該授權に関する決議。

(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()適用ある法律及びその定款を遵守していること、()正しい管理運営の原則を尊重していること、()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、()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()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、()財務報告の過程、()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、()年次及び連結会計の監査、並びに()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、主に前記「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。かかる規定は、2012年8月12日以降の取締役会の更新時から適用され、取締役会の最初から3回目までの選任に適用される。

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、獲得した得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とって代わられる。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、最大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する
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ない。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

2017年6月8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itutoiva)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。()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()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しないとする証明書(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。

- () 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。
- () 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

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、北アメリカ及び中央アメリカ、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（国際火力発電会社、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取引）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、北アメリカ及び中央アメリカ、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。

2013年12月31日現在の比較数値の修正

2013年12月31日現在の比較数値に修正を生じさせた、新たに適用された会計基準及び新たに採用された会計方針は以下のとおりである。

- ・新たなIFRS第11号の遡及的適用の下では、共同支配企業に唯一認められる会計処理方法は持分法となるが、共同支配の取決めは現在、保有持分にかかわらず、当該取決めにおける権利／義務に基づいて、当該取決めに関する資産／負債及び費用／収益におけるエンティティの持分を認識することによって説明されている。当該変更によって、実質上、先のIAS第31号において規定され、当グループが採用していた、共同支配企業の投資の比例連結という選択肢が排除された。かかる変更は、全ての業績及び金融項目の修正をもたらすが、当グループの純利益又は株主持分の変更をもたらすものではない。採用された会計処理は、以前用いられていた比例連結と重要な差がなかったことが、関連契約並びに関連する権利及び義務の特徴から示されたため、共同支配事業の会計処理における変更の影響はわずかである。
- ・2014年1月1日以降適用の、遡及的効力を持つIAS第32号の新規定の適用は、一定の条件下における金融資産と金融負債の相殺に関するものであり、2013年12月31日現在の連結貸借対照表に含まれるいくつかの項目の修正のみが生じ、株主持分には影響を及ぼさなかった。

さらに、2013年12月31日現在の貸借対照表上の数値は、再生可能エネルギー部門の数社（パルケ・エオリコ・タリナイ・オリエンテ（Parque Eólico Talinay Oriente）を含む。）に対する購入価格の割当ての決定の結果、かかる日付け以降に完了した取引において修正された。当該適用においても、価格が上昇していた資産（のれんを除く。）の減価償却は当年度になって初めて行われたので、損益計算書の項目には修正を加えるべき影響はなかった。

電力購入費用、子会社及び共同支配企業に関する金融債権並びにデリバティブ及びその公正価値の財務的影響を分類するために用いられるアプローチの変更（業界における最善の実務の実施及び財務報告における透明性の確保を意図したものである。）により、2013年の損益計算書、貸借対照表及びキャッシュ・フロー計算書に再分類が行われた。かかる再分類は、報告された情報の比較可能性をより確実なものとするために行われた。より具体的には、2013年の損益計算書に関しては以下のような再分類が行われた。

- （ ）1,577百万ユーロの原料費及び設備費を「原料及び消耗品」から「サービス及びその他原料」へ。
- （ ）757百万ユーロのデリバティブからの財務収益を「財務収益」から「デリバティブからの財務収益／（費用）純額」へ。
- （ ）1,218百万ユーロのデリバティブからの財務費用を「財務費用」から「デリバティブからの財務収益／（費用）純額」へ。

2013年12月31日現在及び2013年1月1日現在の貸借対照表に関しては以下のような再分類が行われた。

- （ ）各基準日においてそれぞれ444百万ユーロ及び953百万ユーロの固定デリバティブ金融資産を「固定金融資産」から固定資産内の個別の「デリバティブ」項目へ。
- （ ）各基準日においてそれぞれ2,285百万ユーロ及び1,718百万ユーロの流動デリバティブ金融資産を「流動金融資産」から流動資産内の個別の「デリバティブ」項目へ。
- （ ）各基準日においてそれぞれ2,257百万ユーロ及び2,553百万ユーロの固定デリバティブ金融負債を「固定金融負債」から固定負債内の個別の「デリバティブ」項目へ。
- （ ）各基準日においてそれぞれ2,535百万ユーロ及び2,028百万ユーロの流動デリバティブ金融負債を「流動金融負債」から流動負債内の個別の「デリバティブ」項目へ。

さらに、かかる損益計算書及び貸借対照表は、原料及びエネルギー購入費用、建設契約に関する売掛金及び買掛金、並びにデリバティブが業績及び財務状態に与える影響に関する情報の表示を改善するために修正された。当該修正によって、数値の比較可能性を確かなものとするために、2013年度について及び2013年12月31日現在の数値のいくつかを修正する必要が生じた。

2012年12月31日現在の比較数値の修正

連結財務書類において比較目的のみのため報告された貸借対照表及び損益計算書の数値において、2013年1月1日より遡及的効力をもって「IAS第19号 従業員給付」の改定を適用したことによる主な影響は、以下のとおりである。

- ・回廊アプローチは使われなくなったことから、数理計算上の損益は全て資本に直接認識される。したがって、2012年12月31日現在数値化された回廊範囲を超えた余剰損益について2012年度になされた償却は、損益計算書から除外された（19百万ユーロ）。また、以前の方法の適用で認識されなかった数理計算上の損益は資本に認識され、それぞれ貸借対照表上で認識される確定給付債務及び純年金資産に結果的に調整された。
- ・損益計算書上の過去勤務費用の認識は遅延されなくなったため、2012年12月31日現在未認識の部分は、確定給付債務の増加として認識され、過年度に係る額について資本に、また2012年度の計上額について損益として計上される。より具体的には、損益計算書において認識される額には、イタリアにおいて一定の従業員に対して2012年に設定された段階的退職制度についての負担金932百万ユーロが含まれた。
- ・新たな基準の適用において、年金資産における利息収益は、かかる資産における期待収益の代用として認識される。かかる利息収益は、財務収益の下では報告されず、給付制度に関連した財務費用と相殺される。

全てのケースにおいて、理論上の税効果が計算され、また非支配持分に関する金額が計上された。

また、2013年度において、当グループは、多種の環境保護証書（二酸化炭素排出アローワンス、グリーン証書、エネルギー効率証書等）の認識及び提示の取り扱いを調和させるためのプロジェクトの一環として新たな会計の取り扱いを採用した。かかる新たなアプローチは、環境保護証書についてのインセンティブ・メカニズムに関わる会社の事業モデルに基づいており、連結損益計算書においていくつもの再分類がなされた。

最後に、再生可能エネルギー部門において事業を行う会社である、カフィレアス（Kafireas）のパイプライン事業、スティパ・ナヤア（Stipa Nayaá）及びエオリカ・ゾピロアパン（Eólica Zopiloapan）の購入価格の割当ての決定（2012年12月31日の後に完了された。）の結果、かかる日付け現在の貸借対照表は、取得した純資産の公正価値の算定を反映して修正されている。

b) 部門開示における変更

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			
	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	9,430	70,592	8,799
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	7,612	949	6,355	792
その他	60,529	7,544	55,183	6,878
営業費用合計	68,141	8,493	61,538	7,670
コモディティリスク管理による純利益(費用)	168	21	(133)	(17)
営業利益	7,685	958	8,921	1,112
財務収益	4,018	501	4,173	520
財務費用	6,474	807	7,160	892
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	658	5,780	720
法人税	1,909	238	1,993	248
継続事業による利益	3,372	420	3,787	472
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	420	3,787	472
1株当たり利益 ⁽¹⁾ (ユーロ/円)	0.23	29	0.26	32
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	9,137	76,265	9,506
流動資産	37,328	4,653	35,281	4,397
資産合計	161,179	20,089	155,596	19,393
流動負債 ⁽²⁾	31,784	3,962	31,207	3,890
短期債務 ⁽³⁾	7,888	983	9,756	1,216
長期債務 ⁽⁴⁾	44,872	5,593	41,336	5,152
株主持分	32,376	4,035	34,803	4,338

	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	1,193	9,847	1,227
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,421)	(800)	(8,087)	(1,008)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(5,382)	(671)	(4,474)	(558)

	12月31日に終了した事業年度			
	2014年		2013年(修正済)	
	(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	75,791	9,447	78,663	9,805
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	12,670	1,579	6,951	866
その他	59,809	7,455	61,594	7,677
営業費用合計	72,479	9,034	68,545	8,543
コモディティリスク管理による純利益(費用)	(225)	(28)	(378)	(47)
営業利益	3,087	385	9,740	1,214
財務収益	3,326	415	2,449	305
財務費用	6,456	805	5,253	655
持分法による投資持分収益(費用)	(35)	(4)	217	27
法人税等控除前利益	(78)	(10)	7,153	892
法人税	(850)	106	2,373	296
継続事業による利益	772	96	4,780	596
廃止事業による利益	-	-	-	-
当期純利益(少数株主持分控除前)	772	96	4,780	596
1株当たり利益 ⁽¹⁾ (ユーロ/円)	0.05	6	0.34	42
発行済株式数(百万株)	9,403		9,403	

12月31日現在

	2014年		2013年（修正済）	
	(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)	73,089	9,110	80,263	10,004
流動資産	42,181	5,257	35,369	4,408
資産合計	166,634	20,769	163,865	20,424
流動負債 ⁽²⁾	32,304	4,026	28,515	3,554
短期債務 ⁽³⁾	8,377	1,044	7,142	890
長期債務 ⁽⁴⁾	48,655	6,064	50,905	6,345
株主持分	31,506	3,927	35,941	4,480

12月31日に終了した事業年度

	2014年		2013年（修正済）	
	(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	10,058	1,254	7,254	904
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,137)	(765)	(4,103)	(511)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	1,536	191	(4,598)	(573)

12月31日に終了した事業年度

	2013年		2012年（修正済）	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書				
営業収益	80,535	10,038	84,949	10,588
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	7,067	881	9,003	1,122
その他	63,146	7,871	69,178	8,622
営業費用合計	70,213	8,751	78,181	9,744
コモディティリスク管理による純利益(費用)	(378)	(47)	38	5
営業利益	9,944	1,239	6,806	848
財務収益	2,453	306	2,185	272
財務費用	5,266	656	5,197	648
持分法による投資持分収益(費用)	86	11	88	11
法人税等控除前利益	7,217	900	3,882	484
法人税	2,437	304	2,440	304
継続事業による利益	4,780	596	1,442	180
廃止事業による利益	-	-	-	-
当期純利益（少数株主持分控除前）	4,780	596	1,442	180
1株当たり利益 ⁽¹⁾ （ユーロ／円）	0.34	42	0.03	4
発行済株式数(百万株)	9,403		9,403	

12月31日現在

	2013年		2012年（修正済）	
	(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)	81,050	10,102	83,115	10,359
流動資産	35,323	4,403	38,222	4,764
資産合計	164,148	20,459	172,097	21,450
流動負債 ⁽²⁾	26,786	3,339	27,336	3,407
短期債務 ⁽³⁾	7,219	900	8,027	1,000
長期債務 ⁽⁴⁾	51,113	6,371	55,959	6,975
株主持分	35,941	4,480	35,775	4,459

12月31日に終了した事業年度

	2013年		2012年（修正済）	
	(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	7,241	903	10,415	1,298
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(4,147)	(517)	(6,588)	(821)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(4,544)	(566)	(995)	(124)

連結損益計算書	12月31日に終了した事業年度	
	2012年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
(ただし、1株当たりの金額を除く。)		
営業収益	84,889	10,581
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費	9,003	1,122
その他	68,189	8,499
営業費用合計	77,192	9,621
コモディティリスク管理による純利益(費用)	38	5
営業利益	7,735	964
財務収益	2,272	283
財務費用	5,275	657
持分法による投資持分収益(費用)	88	11
法人税等控除前利益	4,820	601
法人税	2,745	342
継続事業による利益	2,075	259
廃止事業による利益	-	-
当期純利益(少数株主持分控除前)	2,075	259
1株当たり利益 ⁽¹⁾ (ユーロ/円)	0.09	11
発行済株式数(百万株)	9,403	

連結貸借対照表	12月31日現在	
	2012年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
固定資産(純額)	83,115	10,359
流動資産	38,222	4,764
資産合計	171,656	21,395
流動負債 ⁽²⁾	27,336	3,407
短期債務 ⁽³⁾	8,027	1,000
長期債務 ⁽⁴⁾	55,959	6,975
株主持分	36,771	4,583

連結キャッシュ・フロー計算書	12月31日に終了した事業年度	
	2012年	
	(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	10,415	1,298
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,588)	(821)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(995)	(124)

	12月31日現在				
	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年
営業に係る情報					
純発電容量(GW)	97.8	98.9	96.1	89.7	82.61
純発電量(TWh)	294.8	286.1	283.1	284.0	261.8
エンドユーザーに対する電力販売量(TWh) ⁽⁵⁾	316.8	295.5	261.0	260.1	263.0
電力供給量総計(TWh)	414.2	404.0	395.4	417.4	426.0
エンドユーザーに対する天然ガス販売量 (十億立方メートル)	8.7	8.6	7.8	8.9	10.6
従業員数	73,702	71,394	68,961	67,914	62,080

- (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。2016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。2016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) 再販売業者への販売を除く。

2【沿革】

当社は、イタリアの約1,250社の民間電力会社の国有化の一環として、国営企業のエンテ・ナツィオナーレ・ベル・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・セルヴィッツィ・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・アツィオナリーオに上場された。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・デボジーティ・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・デボジーティ・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・デボジーティ・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・デボジーティ・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、南北アメリカ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、スペインの合併企業であるエネル・ウニオン・フェノーサ・レノパブルズを設立した。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 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・ムンテニアの過半数株式をもつ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い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・エネルギー・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・プロブリエタテ・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。当社及びエニは同日、セヴェレネルジアの株式資本に対する51%の持分をガスプロムに売却する旨の契約をガスプロムと締結した。セヴェレネルジアは、アルクティック・ガス、ウレングル及びネフテガステクノロギア的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。
- ・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。
- ・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、（ ）株式資本の実際の増資額、（ ）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（ ）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・デボジーティ・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・デボジーティ・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11,005,095,936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・デボジーティ・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・デボジーティ・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・アツツィオナリーオ - 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・ディストリビューション・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・ディストリビューション・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ピークルとなった（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で、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エーションを全て行使した。そのため、グリーンシュエー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・オフアリングにより、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。グリーンシュエー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。

c) 2016年の重要な事象

- ・2016年3月上旬、2015年12月31日から「売却目的保有」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・ブルミスロヴィ（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ーイドラ・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・エネルギーの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。

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。

- () 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、カンントリー・マネージャーの地位は統一される予定である。
- () 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。
- () 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。

- () 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。

- () 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。

- () 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。
- () 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つき記載され、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 - 7 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

2016年4月8日、エネルグループは、エネル・グリーン・パワーとの統合の一環として、新たな組織構造を導入した。より具体的には、主要な組織改編には以下の事項が含まれている。

- ）当グループの地理的拠点の再編成。世界各地の中で新規事業の好機を示し、エネル・グリーン・パワーを通じて当グループの地位が確立された国々に着目して、再編成を実施した。この結果、当グループの基盤は4つの地理的地域から6つの地理的地域へと移行した。その構造には、国として「イタリア」、地域として「イベリア」、「ラテンアメリカ」が残る一方、東欧地域が「ヨーロッパ及び北アフリカ」地域へと拡大された。「北米及び中米」、「サブサハラ・アフリカ及びアジア」という2つの新たな地理的地域も創出された。かかる6つの地域は、バリューチェーンの全部門での成長促進を追求しつつ、現地レベルでの存在感の維持と事業の統合を継続すると見られる。地理的レベルでは、当グループが従来型発電事業及び再生可能発電事業の双方で事業を行う国々において、国担当マネージャーの地位が一元化される予定である。
- ）再生可能発電事業ラインの中に水力発電事業全てを収束させること。
- ）国際取引部門が策定したガイドラインに従い、エネルギー・マネジメント部門が全ての再生可能発電設備及び火力発電所の送電を国レベルで一括管理すること。

より具体的には、新たなエネルグループの構造は、従来のように、以下から構成される基盤に編成されている。

- ）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、並びに再生可能エネルギー）：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ている資産の管理及び開発、パフォーマンス及び資本利益率の最適化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プラクティスを共有することを任務としている。当グループは、様々な事業分野におけるプロジェクトの集中化した産業的ビジョン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の利用可能な最善の技術にも基づいて評価される。イタリアでのエネル・オープン・ファイバーの成功体験に続き、2016年9月12日、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の中に、イタリア及び世界各国における新たな事業戦略ラインを管理する責務を負う、新たな世界規模の事業部門を創設した。その新たな事業部門であるグローバル・ファイバー・オプティック・インフラストラクチャーズは、当グループによる光ファイバー・インフラストラクチャーをグローバルレベルで発展させるため、戦略や事業モデルを開発する任務を負っている。
- ）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、各部門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ICT）：当グループレベルで情報及び通信技術業務の管理並びにプロキュアメント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、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。

新たな組織構造より、報告体制、当グループの業績及び財政状態の分析体制が修正され、これに伴い、2016年9月30日以降の連結業績の表示体制が修正された。その結果、本書において、事業部門ごとの業績は、新たな組織配置及び「管理アプローチ」に関するIFRS第8号の規定に対する考慮に基づいて記述されている。同様に、2015年の数値は、比較の目的で適切に再掲されている。

エネル及び金融市場

	2016年	2015年
1株当たり売上総利益(ユーロ)	1.63	1.68
1株当たり営業利益(ユーロ)	0.82	0.33
1株当たり当グループ純利益(ユーロ)	0.23	0.05
1株当たり当グループ純経常利益(ユーロ)	0.32	0.33
1株当たり配当(ユーロ)	0.18 ⁽¹⁾	0.14
1株当たり当グループ株主持分(ユーロ)	3.44	3.35
株価 - 最近12ヶ月間の最高値(ユーロ)	4.19	4.46
株価 - 最近12ヶ月間の最安値(ユーロ)	3.40	3.44
12月の平均株価(ユーロ)	4.02	3.96
時価総額(百万ユーロ) ⁽²⁾	40,910	37,220
12月31日現在の発行済株式数(百万株)	10,167	9,403

(1) 2017年3月16日の取締役会により提案された1株当たり0.18ユーロに相当する配当(うち1株当たり0.09ユーロの配当は2016年11月に承認され、2017年1月25日より中間配当として支払われた。)。

(2) 12月の平均株価を基に算出している。

	現在 ⁽¹⁾	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日
- FTSE MIB株価指数に対するエネル株式の割合	10.70%	11.41%	9.05%	9.45%
- ブルームバーク世界電力会社株価指数 (Bloomberg World Electric index) に対するエネル株式の割合	3.08%	3.26%	3.04%	2.89%
格付:				
スタンダード・アンド・プアーズ	アウトルック 中期 / 長期 短期	安定的 BBB A-2	安定的 BBB A-2	ポジティブ BBB A-2
ムーディーズ	アウトルック 中期 / 長期 短期	安定的 Baa2 P2	安定的 Baa2 P2	安定的 Baa2 P2
フィッチ	アウトルック 中期 / 長期 短期	安定的 BBB + F2	安定的 BBB + F2	安定的 BBB + F2

(1) 2017年1月31日に更新された数値。

2016年中、成長の見通しを圧迫し得る複数の不確実性要因が残るものの、世界的な経済状況はわずかに改善した。これらの要因には、米国の金融政策の正常化が含まれる。当該政策の下、連邦準備銀行が金融刺激策を削減したことにより、新興国に混乱をもたらす可能性のある為替レートの動向に影響が及び、その結果として経済成長が低迷した。ヨーロッパでは、欧州連合と英国の新たな関係を確立する交渉に関する不確実性が依然として高い。

2016年中、ユーロ圏における成長は、依然として緩やかなペースではあるものの継続し、かつ強化された。かかる拡大は、主に欧州中央銀行により前年度に実施された拡張政策の拡大及び強化を原動力とした需要の内部構成に起因する。12月にはインフレ率が上昇したが、依然としてECBの目標レベルを下回っている。

イタリアにおいて、国内需要の改善により、回復は緩やかなペースで継続した。

概して、世界の経済成長に係るリスクは依然として高い。とりわけ、経済拡大が、保護主義的圧力の出現及び新興国において起こり得る混乱による影響を受ける可能性があるというリスクが相当に残っている。

かかる経済環境において、主なヨーロッパの株価指数の2016年の終値は、対照的な結果となった。

FTSEイタリア全株価指数は、10%減少し、また、スペインのIBEX35指数は、2%減少した。反対に、ヨーロッパ大陸の主要な指数は、2016年において増加(フランスのCAC40は5%増加、ドイツのDAX30は7%増加)した。ユーロ圏の公共事業部門は、8%の減少で年度を終えた。2016年のエネル株式の株価の終値は、前年度から7.6%上昇して、4.188ユーロであった。エネル株式は、ユーロ圏における業種別指数を大幅に上回っており、ヨーロッパの競合他社の中でも最高値の株式の1つであった。2016年6月22日、エネルは2015年の利益に関する配当として、1株当たり0.16ユーロを支払った。これは前年度に支払われた配当を14%上回るものである。さらに、2016年11月10日、中間財務書類の承認に際して、エネルの取締役会は、2016年に関する中間配当の分配について規定する中間配当政策の開始を承認した。具体的には、2017年1月25日、2016年の利益に関する中間配当として、1株当たり0.09ユーロが支払われ、また2017年7月26日に残りの配当が支払われる予定である。

2016年12月31日、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54.0%、個人投資家は残りの22.4%を保有している。

2016年における経済情勢及びエネルギー状況

経済発展

2016年は、世界の主要な財務分野における非常に混合的で激しい国際環境によって特徴付けられ、米国における連邦準備銀行のスタンスのように、金融制度に対する金融刺激策を削減するケースもあった一方、ヨーロッパでは、金融緩和スタンスの拡大により欧州中央銀行（ECB）の立場が確立される等、中央銀行の行動は多様であった。多くの新興国において、インフレ圧力は、金利の上昇及び通貨の切下げにより相殺された。

ヨーロッパ地域に関しては、商品価格の下落及び消費の減少によりコアインフレが1%未満まで落ち込み、インフレ率が依然としてマイナス方向である中で、第4四半期におけるわずかな回復の兆しが信頼を若干高めたものの、（公共投資及び民間投資の両方の回復の遅れにより）信頼を危機前の水準に戻すことに苦闘している。この関係で、ECBは、一連のイニシアチブを通じて金融緩和行動を強化した。かかるイニシアチブは、1）預金ファシリティ金利を0.40%引き下げ、2）リファイナンス金利を0%、限界貸付ファシリティ金利を0.25%に設定し、また3）資産買入プログラムを、2017年3月まで1ヶ月当たり80十億ユーロに拡大し、その対象範囲に公共部門の有価証券だけでなく民間の非金融機関の発行する債券が含まれるよう拡張することである（その後システムへの流動性の供給を確保するために、当年度末まで60十億ユーロに削減される。）。したがって、ECBは緩和政策を承認し、インフレ率の上昇が安定的かつ長期持続的であることを確保するために、これらの政策がいかに未だに必要とされているかを強調した。このような環境において、銀行の財務体質の脆弱さ及び低金利による総利益の減少の両方によって、銀行セクターの緊張は持続しており、最も大きな被害を受けたうちの1つがイタリアの銀行業界であった。システムの低い採算性（支払金利が0%）及び費用管理の効率の悪さ（利益に対する費用の比率が依然として高い。）が、既に不安定な銀行の財政状態をより悪化させている。

イタリアでは、NPL/CET1比率（すなわち、株主資本純額に対する不良債権の比率）は、平均150%であり、ヨーロッパで最も高いが、これは長期的に持続するものではない。これは、停滞する経済において苦闘してきた国内事業を重視する銀行の姿勢に固有のものである。ただし、銀行は十分な資本を有しており、CET1の平均値は（バーゼル の要件を超える）12.3%である。

当年度上半期は、その経済的影響及び政治的影響の評価が未だ困難な、非常に重要な出来事で締めくくられた。昨年6月24日に行われた国民投票により、英国は欧州連合からの離脱を決定したが、一時的な投資の移行が未だ実現していないことにより、主要な経済指標は依然としてポジティブだが変動しやすくなっている（価格、雇用及びPMI指数の上昇）。50条（及びその時点でヨーロッパと締結した貿易協定）が発動するまでは、投資の延期及び消費の削減による影響の数値化は困難である。イングランド銀行は、最近、マクロ経済状況の不確実性に対応するため、公定レートを25ベースポイント引き下げ、経済に流動性を供給するためのプログラムを拡大した。米国に関しては、最近の数ヶ月において成長率及び労働市場のパフォーマンスが改善し続けており、インフレ率は目標レベルである2%近くを維持している。トランプ氏の政策は、国内の産業戦略、エネルギー政策及び貿易協定に関して前政権と異なる点を重視すると予想されることから、11月8日の選挙は政治的な区切りを象徴していた。当年度の初期において特に大きく迫ってきた中国のハードランディングへの懸念は、商品価格の下落、それに付随する新興国への影響及び実体経済の不均衡な業績とともに、米国金利の引上げ及び米国通貨の安定的な上昇に遅れを生じさせた。12月には、連邦準備制度は、ヨーロッパの金融政策とは逆に、最初の金利引上げ（25ベースポイント）を行った。新たな指標は、マクロ経済データに細心の注意を払いながらではあるものの、2017年の間にさらなる引上げがあると示しており、これにより金融政策活動の規模及び時期が決定される。

マクロ経済環境は、主要なセグメントにおける1株当たり利益の下方修正予想並びに円、スイスフラン、金並びにドイツ及び日本の国債（これらの利回りもマイナスであった。）等の安全な避難先に重点を置いた購入による投資家リスクの回避の増加に基づく主要な株価指数に係る損失（特にヨーロッパ及び日本におけるもの。ただし、後者は第4四半期において利益を計上している。）に特徴付けられ、2016年に、金融市場において強力な緊張を生じさせた。

昨年2月、日本銀行（BoJ）は、民間部門への貸出をさらに奨励し、投資、成長支援、さらにとりわけ、依然としてマイナスであるインフレ率を維持することを目的として、預金に係るマイナス金利の導入を決定した。

ラテンアメリカでは、2015年末において、経済が既に混乱していた上、アルゼンチン及びチリにおける洪水並びにブラジルにおける干ばつ及び高い気温を引き起こした「エルニーニョ」の影響に対処しなければならなかったため、状況が異なる。2016年のラテンアメリカの経済は、高いインフレ圧力及び近年と比較して低くかつ下降傾向にあった成長率に悩まされていた。アルゼンチンでは、第3四半期において、予想された以上の速さでインフレが加速し、当該年度第4四半期に再び緩和するまでに42%まで上昇した。政府は、前月比上昇率を制限し、目標レベルに戻すことに取り組んでいる。かかる取組みは、2017年から実施開始となる予定である（2017年には12-17%、2018年には8-12%）。輸出及び投資に重点を置き、成長の原動力に新たな刺激を与えるため、外貨規制の解除によりペソが切り下げられ、外国為替市場が正常化された。マクリ政権が経済の安定化を図って導入した政策が未だインフレ率に大きな影響を与えていない一方で、同時に、同国は15ヶ月超続く不況に陥っている。ブラジルは、農産品及び未加工食料品の価格の上昇により、前年度比8.7%のインフレ率を記録したが、現在はわずかに下降傾向にある。失業率は約12%で依然として大きな問題であり、経済は、2015年よりは緩やかなペースではあるが縮小し続けている。

チリは、議論の多い時期にある。当年度上半期における予想外の価格上昇（食品価格及び輸送費による。）は、3%の目標レベルに収束できなかったインフレ率を反映していた。ただし、当該インフレ率は、年度末において改善し、前年度比4.8%で2016年を終えた。しかしながら、金融政策委員会（MPC）は、当年度中、金融政策における中立の立場を維持しているものの、全般的な状況の悪化を前にして、刺激策の必要性が増していると強調している。産業活動は、当年度終わりの数ヶ月においていくらか回復したものの、前年度比2.8%縮小した。労働市場は未だ低迷しており、失業率は当年度末においてさらに悪化した。ペルーの金融政策はチリの政策に類似しているが、金利は3月から4.25%で変動せず、これは2016年において非常に好調であった別のマクロ経済環境におけるものである。経済指標（GDPが前年度比3.9%の増加）は、着実な成長を裏付けた。インフレ率は、第4四半期においてわずかに上昇し、前年1月の4.6%からは低下して約3.6%に留まった。コロンビアのマクロ経済環境は状況が異なり、その経済成長は当年度にわたって着実に減速した。インフレ率は、7月まで収拾がつかずに上昇し（過去16年間で最高値の8.6%増（年間ベースで8%増））、主に第4四半期における下降に転じるまで、目標レベル（3%）をはるかに超える年間7.5%の増加を記録した。当年度には、収益を高め、債務の格下げのリスクを軽減するための税制改正（VATの3%引上げを含む。）の開始が見込まれる。かかる減速の影響の一部は、当年度末におけるインフレ率の低下という形に転換された。これらのマクロ経済の展開を踏まえ、金融政策委員会は金融引き締めスタンスを維持することを決定し、第3四半期における引上げの後は金利を変更しなかった。

ロシアでは、2016年中、インフレ率が低下し続け、年間7.1%の増加を記録すると予想されるが、サービス価格の上昇が抑えられたことにより、第4四半期においては7%の制限を下回った。しかしながら、持続的成長を示している食品価格の動向及び対ドルのルーブル安傾向の影響は、監視されなければならない。暫定値は、前年度比成長率が0.5%と予想される低調な輸出に加え、低調な消費及び投資の減少を引き続き反映し、第4四半期に0.2%、前年度比0.6%のGDPの減少を示した。

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（%）

	2016年	2015年
イタリア	0.9	0.6
スペイン	3.2	3.2
ポルトガル	1.2	1.6
ギリシャ	0.3	-0.3
フランス	1.2	1.2
ルーマニア	4.5	3.8
ロシア	-0.6	-3.7
ブラジル	-3.6	-3.8
チリ	1.5	2.3
コロンビア	2.1	3.1
メキシコ	2.1	2.6
ペルー	3.9	3.3
カナダ	1.3	0.9
米国	1.6	2.6

出典：各国の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・インサイトによるデータに基づく。

国際的な商品価格

2016年には、石油価格が高いボラティリティの影響を受け、当年度初頭において記録された1バレル当たり30米ドルの最安値から50米ドル超の最高値まで上昇した。

このような最初に下落し、その後上昇するという激しい変動の要因は、1) (当年度の最初の数ヶ月における) 中国及び米国の成長予測の下降、2) 投機的ネットポジションの急増、3) 数回にわたる予想外の生産の中断、並びに4) 11月の会議において成立した合意(当該会議において、加盟国は世界の原油生産を削減するために協調的な行動を取ることを誓約した。)である。

価格は、当初は主に市場心理によって、その後は米国における非従来型の掘削の減少によって変動した。価格は、6月以降、シェールオイルの掘削の回復及びそれに続く9月のOPECの会議における合意成立の可能性に関する噂を反映して、1バレル当たり40-50米ドルの範囲で維持された。

11月30日のウィーン会議を目前にして、ボラティリティは増加した。当該会議において、主要な石油生産国は、世界の石油生産を1日当たり1.2百万バレル削減し、非OPEC諸国は1日当たり0.6百万バレルを削減することが合意された。これにより、当年度初頭の最安値からの価格の上昇傾向が強固になり、価格が1バレル当たり50米ドル超まで引き上げられた。

この1年において石炭に影響を及ぼした主な動向は、中国における出来事に密接に関係していた。同国では、昨年冬に、最初に現地生産を削減しその後増加させることを目指した政府政策が実施され、最終的に市場に多大な混乱を生み出し、価格は最安値である2月の1メトリックトン当たり約40米ドルから2倍になった。

3つの全ての主要なベンチマーク(API2、API4及びAPI3)は、石油価格で記録された最安値に伴う当年度の低調な始まりの後、現地生産の低迷による輸入の急増(前年度比約80%)に起因して、急速かつ持続的に上昇した。

ヨーロッパ市場は恒常的な供給過剰による影響を受けたが、電力セクターの石炭需要が著しく低迷した結果、依然として太平洋地域ほどの緊張はない。

ヨーロッパのガス需要は、電力セクターにおけるガス消費の回復を反映し、危機前の水準よりはるかに低いままではあるものの、2016年の間にわずかに上昇(前年度比約1.0%)した。

ヨーロッパ大陸における厳しい冷え込みは、住居セクターにおける需要の増加をさらに促進した。ラフ(Rough)貯蔵施設におけるメンテナンスの影響を相殺するために必要なロシアからの供給、及び主にイタリアにガスを供給しているアルジェリアからの供給の増加により、供給は増加(前年度比1%超)した。その結果、ヨーロッパのTTF価格は、当年度の最初の9ヶ月間において1MWh当たり12-14ユーロに留まった後、冬の始まりと同時に急増し、1MWh当たり約20ユーロまで増加した。2016年において、イタリアの需要は、夏にガス火力発電所を多用したことに起因して増加した後、わずかに減少(0.3%)した。ガス消費が増加した唯一のセクターは、熱電発電であった。これは主にガスの競争力が石炭より高かったことによる。

電力市場

電力需要

電力需要の推移

(単位: GWh)

	2016年	2015年	変動
イタリア	310,251	316,897	-2.1%
スペイン	250,131	248,398	0.7%
ルーマニア	58,769	57,412	2.4%
ロシア ⁽¹⁾	781,110	767,328	1.8%
スロバキア	30,031	29,213	2.8%
アルゼンチン	137,061	136,209	0.6%
ブラジル ⁽²⁾	548,783	581,130	-5.6%
チリ ⁽²⁾⁽³⁾	72,920	71,359	2.2%
コロンビア	66,395	66,175	0.3%

(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データ

ヨーロッパにおいて、大陸国及びスペインは、主に経済回復により電力需要のプラス成長を記録したが、気温の影響により部分的に相殺された。反対に、イタリアは、2.1%（気温及び日程の影響の控除後は-1.4%）の減少を記録した。需要の減少は、同国の経済成長及び消費の傾向と一致しており、当年度第4四半期においてはわずかに改善の兆しを見せた。スペインは、0.7%（日程及び気温の影響の控除後は+0.8%）の成長を示したが、3%超の予想GDP成長率よりもはるかに低成長であった。具体的には、この業績は、一部は効率の向上、一部は構造的要因による、2008年から進行中の個人用消費及び産業用消費の減速を反映したものである。ロシアも、2015年と比較して2016年に成長（+1.8%）を記録したが、これは同国において未だに進行中の不況に対し、明るい兆しとなった。（ブラジル以外の）ラテンアメリカ諸国においては、前年度より緩やかな拡大ペースではあるものの、引き続き成長（アルゼンチン（+0.6%）、コロンビア（+0.3%）及びチリ（+2.2%））した。一方、不況の影響を受け、ブラジルの需要は減少（-5.6%）した。

イタリア

国内発電量及び電力需要量

（単位：百万kWh）

	2016年	2015年	変動	
純発電量：				
- 火力発電	187,461	182,861	4,600	2.5%
- 水力発電	42,323	46,451	(4,128)	-8.9%
- 風力発電	17,455	14,705	2,750	18.7%
- 地熱発電	5,865	5,824	41	0.7%
- 太陽光発電	22,545	22,587	(42)	-0.2%
純発電量合計	275,649	272,428	3,221	1.2%
純輸入電力量	37,026	46,378	(9,352)	-20.2%
ネットワーク供給電力量	312,675	318,806	(6,131)	-1.9%
揚水消費量	(2,424)	(1,909)	(515)	-27.0%
電力需要	310,251	316,897	(6,646)	-2.1%

出典：テルナ・レーテ・エレクトリカ・ナツィオナーレ（月間報告書 - 2016年12月）。

2016年における国内電力需要は、2015年から2.1%減少し、310,251百万kWhに達した。電力需要合計のうち、88.1%（2015年は85.4%）は消費のための純国内発電量に、残りの11.9%（2015年は14.6%）は純輸入電力量に対応する。

2016年の純輸入電力量は、国内市場における需要の減少及び純発電量の増加の複合的な影響により、9,352百万kWh減少した。

2016年の純発電量は、1.2%又は3,221百万kWh増加し275,649百万kWhとなった。具体的には、電力需要が減少し、水の利用条件が悪化する環境の中で、利用可能な風力発電所の拡大によって風力発電が2,750百万kWh増加したことに伴い、火力発電が4,600百万kWh増加した。

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）

	2016年	2015年	変動	
純発電量	248,531	254,387	(5,856)	-2.3%
揚水消費量	(4,811)	(4,520)	(291)	-6.4%
純輸出電力量 ⁽¹⁾	6,411	(1,469)	7,880	-
電力需要	250,131	248,398	1,733	0.7%

(1) イベリア半島外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（エスタディスティカ・ディアリア・デル・システム・エレクトリコ・エスパニョール・ペニンシュラ - 2016年12月報告書）。2015年の数値は2016年12月9日に修正されている。

2016年のイベリア半島市場における電力需要は、2015年から0.7%増加し、250,131百万kWhとなった。2015年には、実際に発電量が国内需要を超えており、消費のための純国内発電量により需要はほぼ完全に満たされた。

2016年の純輸出電力量は、前年度と比較して減少した。これは、国際市場の平均販売価格の低下及び国内需要を満たす必要に起因する、輸出の減少及び他国からの輸入の増加の正味影響を基本的に反映したものである。

2016年の純発電量は、2.3% (-5,856百万kWh) 減少し、248,531百万kWhとなった。

イベリア半島市場外における発電量及び電力需要量

(単位：百万kWh)

	2016年	2015年	変動	
純発電量	13,785	13,549	236	1.7%
純輸入電力量	1,251	1,336	(85)	-6.4%
電力需要	15,036	14,885	151	1.0%

出典：レッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ (エスタディスティカ・ディアリア・デル・システム・エレクトリコ・エスパニョール・エクストラペニンシュラ - 2016年12月報告書)。2015年の数値は2016年12月12日に修正されている。

2016年のイベリア半島市場外における電力需要は、2015年から1.0%増加し、15,036百万kWhとなった。電力需要合計のうち91.7%はイベリア半島外地域の純発電量、残りの8.3%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るものであった。後者は2016年において合計1,251百万kWhであった。

2016年の純発電量は、イベリア半島外の電力需要により、1.7%又は236百万kWh増加した。

電力価格

電力価格

	平均ベース負荷価格 (2016)(ユーロ / MWh)	ベース負荷価格の変動 (2015年から2016年)	平均ピーク負荷価格 (2016)(ユーロ / MWh)	ピーク負荷価格の変動 (2015年から2016年)
イタリア	42.78	-18.3%	48.2	-17.2%
スペイン	39.7	-21.2%	45.0	-20.5%
ロシア	15.3	94.6%	17.5	-6.3%
スロバキア	31.6	-6.0%	40.1	-6.8%
ブラジル	30.0	-62.4%	61.6	-53.0%
チリ	54.8	-32.9%	128.2	-27.9%
コロンビア	83.9	-29.7%	244.1	-58.2%

主要な市場における価格の推移

ユーロセント / kWh

	2016年	2015年	変動
エンドユーザー市場（住居用顧客）⁽¹⁾			
イタリア	0.24	0.24	-2.2%
フランス	0.17	0.16	2.4%
ポルトガル	0.24	0.23	3.1%
ルーマニア	0.13	0.13	-3.6%
スペイン	0.22	0.23	-6.6%
スロバキア	0.14	0.15	-6.0%
エンドユーザー市場（産業用顧客）⁽²⁾			
イタリア	0.08	0.09	-10.7%
フランス	0.06	0.07	-11.0%
ポルトガル	0.08	0.10	-18.0%
ルーマニア	0.06	0.07	-10.2%
スペイン	0.11	0.11	-5.8%
スロバキア	0.10	0.11	-15.8%

(1) 年間の税引後価格 - 年間消費量2,500kWhから5,000kWh

(2) 年間の税引後価格 - 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
	2016年				2015年			
電力取引 - PUN IPEX (ユーロ/MWh)	39.6	34.5	40.9	55.9	51.8	47.9	56.7	52.8
年間消費量が2,641kWhから 4,440kWhの間で引受容量が3kW超 の住居用顧客平均(ユーロ/kWh) 税抜価格	0.24	0.23	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.25

出典：EMO（エネルギー・マーケット・オペレーター）、電力、ガス及び水システム当局

イタリアにおいて、電力取引における電力の平均国内販売価格は、2016年に急落（-18.3%）し、当年度の多くの日数において歴史的な低水準を記録した。

電力、ガス及び水システム当局が定める居住顧客の年間平均価格（税抜）は、2016年に1.9%とわずかに減少した。

天然ガス市場

天然ガス需要

（単位：百万立方メートル）

	2016年	2015年	変動	
イタリア	65,256	65,436	(180)	-0.3%
スペイン	27,649	27,161	488	1.8%

2016年の天然ガスの需要はイタリアにおいてわずかに減少した。一方、スペインにおいては、消費が1.8%増加した。イタリアでは、産業用消費及び住居用消費が減少したが、従来型の発電におけるガスの使用の増加により部分的に相殺された。

イタリア国内

国内ガス需要

（単位：百万立方メートル）

	2016年	2015年	変動	
配電網	29,718	30,992	(1,274)	-4.1%
産業用	12,491	12,572	(81)	-0.6%
火力発電用	21,704	20,475	1,229	6.0%
その他 ⁽¹⁾	1,343	1,397	(54)	-3.9%
合計	65,256	65,436	(180)	-0.3%

(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・ガスによる当社データに基づく。

イタリア国内の天然ガス需要は、2016年において合計65,256百万立方メートルとなり、前年度から0.3%減少した。

産業セグメント及び住居セグメントにおける消費の減少は、再生可能資源の利用可能性の低下及び燃料の有利な価格に起因する火力発電の増加により相殺された。

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
	2016年				2015年			
年間消費量が481立方メートルから1,560立方メートルの間の住居用顧客平均（ユーロ/㎡ ³ ）								
税抜価格	0.47	0.41	0.42	0.43	0.51	0.48	0.48	0.49

出典：電力、ガス及び水システム当局。

イタリアにおける天然ガスの平均販売価格は、2016年に12.4%減少した。

規制及び料金問題

ヨーロッパの規制枠組み

REMIT報告

2016年4月7日、REMIT報告の第2フェーズが開始された。かかる報告は、エネルギー規制当局の協力庁（ACER）及び国家規制当局の市場監視活動の一環である。同日以降、ACERはまた、組織的市場外で実行された取引、輸送契約並びにLNG及び貯蔵施設の使用に関するデータを受領した。

MIFID / MIFIRの効力発生

2016年7月1日、規則（EU）第2016/1033号及び指令（EU）第2016/1034号の効力が発生し、これにより、ヨーロッパにおける投資サービスの提供を規定する規則（以下それぞれを「MIFIR規則」及び「MIFID 指令」という。）の効力発生が、2017年1月3日から2018年1月3日まで延期された。したがって、加盟国による法令の移行の期限は、2016年7月3日から2017年7月3日まで延期された。

「全欧州人のためのクリーン・エネルギー」法案

2016年11月30日、欧州委員会は、欧州の気候に関する法案及びエネルギー政策のための手段である「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、以下の規則及び指令が含まれ、その中の一部は改訂版であり、その他は新規に発行されたものである。すなわち、電力規則、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である。

法案は、段階的かつ漸進的な承認を目的として、2017年から議会及び欧州理事会で議論される。これらは、2019年以降に効力発生することが予想されている。

持続可能性及び気候変動の緩和という目的に沿って、2030年に向けてのEU基準での新たな拘束力のある目標、すなわち、最終的な総エネルギー消費量の27%を再生可能資源からとし、エネルギー効率目標を30%とし、温室効果ガス排出量を40%削減する目標が導入される。

再生可能エネルギー指令は、投資家のための安定した規制枠組みを導入している。加盟国は、再生可能資源をサポートするための市場アプローチを採用しなければならない。インセンティブ・メカニズムは、クロスボーダーの開始、手段の不遑及びサポート・メカニズムの長期的な可視性（少なくとも3年間）等の統一原則に従うべきである。再生可能資源への資金調達のための企業の長期PPAに対する行政的な障害は、それが適切であり、かつ承認手続が簡略化されている場合には、除去しなければならない。委員会提案はまた、加盟国に暖房及び冷房における再生可能資源の割合を増加させることを要求し、バイオエネルギーの持続可能性についてのより厳格な基準を設定している。

電力規則及び指令は、再生可能エネルギーの統合をより効率的にし、異なる発電技術（従来型及び再生可能）の取扱いをより公平にし、取引により高い精度を導入し、市場をよりリアルタイムに展開し、全ての発電資源及び需要（総計による）との関係でバランスの取れた市場を開拓し、無差別かつ市場に基づく給電ルール（500kWを超える新たな再生可能エネルギー発電所への優先給電の廃止）を定めるために、電力市場の構想の総合修正を提案している。

これはまた、ヨーロッパの容量の妥当性の研究結果及びそれに近づくための大気中の二酸化炭素排出量の制限に基づき、容量メカニズムの長期契約及びそれに基づく報酬を新たに導入している。不足の兆候が発生する条件は改善され、価格の上限は過ぎた。

新技術及び市場の新たなプレーヤーに関して、かかる法案は、貯蔵技術、アグリゲーター及び顧客参加（需要側の対応）の統合をサポートする手段を構想している。その他の規定は、新たな公共建物における電気自動車用の充電ポイントの強制的設置及び建物におけるスマートグリッドの促進に関するものである。

DSOは、電力システムにおけるますます重要な主体とみなされ、かかる提案には、ヨーロッパの新たなDSOの事業体の創設、グリッド料金に関するヨーロッパレベルでの統一原則の導入、過密問題解決のための地域的なフレキシビリティ・サービスの購入及び提供の可能性が含まれる。アンバンドリングに関する追加の要件はない。

最後に、かかる法案は、需要総計及び需要フレキシビリティ・サービス（需要対応）による積極的な参加、価格規制の廃止、強制的で動的な価格決定オプションの導入、価格比較ツール及び電力料金請求書の基本情報を通じて電力市場において消費者の中心性を構築している。

エネルギー効率指令は、国別の拠出金の指針とともに、加盟国がヨーロッパ目標の達成に貢献すべきであると規定している。さらに、かかる提案には、エネルギー効率義務のスキーム又は代替手段により最終消費が満たされるための、加盟国のエネルギー効率義務の2020年以降までの延長が含まれる。

欧州委員会は、2050年に向けた建設部門における脱炭素目標の導入、並びにオートメーション及び管理システム等のスマートツール並びに業績指標の使用を奨励し、電気自動車の給電インフラ及び資金調達手段とエネルギーに関して達成された業績との間の相関関係を促進することを目指した変更を提案している。

欧州委員会はまた、評価・検討され、かつ改めてエネルギー最小効率要件を内容とする規制の対象とされる予定のエネルギー商品（新商品、すなわちビル・オートメーション及び管理システム、光起電性パネル並びにICT商品を含む。）のリストを内容とする新たなプランを提案している。

容量メカニズムに対する国家支援

2016年11月30日、欧州委員会は、欧州における容量メカニズムに関して競争総局が2015年4月に開始した調査の結論を公表した。かかる調査は11ヶ国（イタリア、スペイン、ポルトガル、フランス及びベルギーを含む。）に重点を置き、既存及び将来の容量メカニズムを分析した。

最終報告書は、欧州電力市場が投資のインセンティブを損なう可能性のある多くの市場の失敗に苦しんでいることを認めた。

同委員会は、加盟国が現在又は将来の適切な発電容量の問題に対処することが合理的であると考えている。イタリアのシステムのような集中型の市場メカニズムの実施は、最も適切な介入の形態の1つとみなされている。

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、指令第1992/96/EC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。

指令第2003/54/EC号（法律第125/2007号に移行された。）及び指令第2009/72/EC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。

指令第1998/30/EC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、ガス及び水システム当局（以下「当局」という。）は指令第2009/73/EC号に基づく所有権分離への移行を命じた。

次のセクションは、一般的な規制枠組みと2016年に講じられた産業全体及び特定のセグメントのための主な措置を説明している。

イタリア

発電

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（EMO）により管理されている。）において、また先渡し取引契約のための組織された店頭（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、先渡し電力契約が現物引渡しで取引されている先渡し電力市場（FEM）（EMO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、小売で再販売するために電力を購入する卸売業者及び保護強化サービス顧客へのエネルギー供給を確保する義務を有するシングル・バイヤー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（ASM）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。

当局及び経済開発省は、電力市場の規制に責任を負う。

より具体的には、送電サービスに関し、当局は、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、当局が定める特別な報酬を受け取る。2014年6月24日付け法令第91号は、シチリアにある設備容量50MW超の全ての計画可能発電ユニットが、費用補償システムの下でシステムセキュリティに不可欠なものだと宣言される旨規定している。かかる規定は、2015年1月1日より、シチリアとイタリア本土間の「ソルジェンテ・リッツィオーニ（Sorgente-Rizziconi）」インターコネクターの完成（2016年5月28日）まで有効であった。

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、当局は、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を導入する基準を定める決議第ARG/el t98/11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者から購入する。

2014年6月30日付けの経済開発省の省令により、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属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り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。

決議第95/2015/1/ee1号により、当局は、経済開発省に対して容量市場の開始を進めるよう提案した。その提案により、2018年1月1日から実施される第1フェーズは2021年12月31日に終了し、それまでにメカニズムの完全稼働を開始することとしている。当局の提案のもとでは、第1フェーズにおいて、直接の資源は市場で承認されていないが、それらの寄与は統計目的で測られる予定である。実施される第1フェーズ中、テルナは、オークションから付与商品の受渡し開始までの期間が4年未満に拡張された計画期間をもった1年商品（1年商品）を付与する。全面実施後は、外国資源の参入が開かれ、商品の期限は依然として1年であるのに対し、その期間は4年となる。

容量市場を規定する規制は、欧州委員会によるメカニズムの通知及び承認に基づき、経済開発省により承認されなければならない。

2015年2月24日に、イタリア、オーストリア、フランス及びスロベニアの前日取引市場の市場カップリングモデルが開始された。市場カップリングとは、前日市場を統合するためのメカニズムであり、関係する欧州市場の異なるセグメントについて電力価格を設定し、かかるセグメント間で利用可能な輸送容量を割り当て、それにより相互接続の利用を最適化するものである。

指令第2003/87/EC号により設定された温室効果ガス排出量アローワンス取引のためのスキームに関して、2016年10月に、経済開発省は、フリー・アローワンスを割り当てられなかったこと及び第2フェーズ（2008/2012）に適應する権利がないことに関連して発生したエネル・プロデュツィオーネの債権の第2回トランシェを決済した。また、2016年安定化法（法律第208/2015号）は、法令第30/2013号の第19条を修正し、上述の債権の支払に関する2015年の期限を撤廃した。

決議第326/2016/R/eel号により、当局は、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（ASM）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。

決議第342/2016/E/eel号により、当局は、規則（EU）第1227/2011号（REMIT）に基づく市場混乱を構成する可能性のある卸売電力市場における送電サービスのユーザーによる特定の行為を防止するための手段（規範的手段又は非対称規制）の採用手続の開始を命令した。

その後の決議第477/2016/E/eel号により、当局は、競争規則違反の可能性の調査のため、アンシラリーサービス市場において送電事業を行っている多くの送電ユーザーの行為を競争当局に報告した。これらのユーザーうちの1つは、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーであり、プリンディジ発電所から卸売市場への電力の供給に関するものであった。当局が提出した報告書に続き、2016年10月6日、競争当局は、アンシラリーサービス市場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月末までに完了する予定である。

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、国内消費量の40%を超える市場シェアを有することができない。この制限は、事業者が2015年までに新たな貯蔵容量を40億立方メートル作り出すことに取り組む場合、55%に引き上げられる。この規定に基づき、経済開発省は、2011年初めに新たな貯蔵をつくり出すというエニの計画案を承認した。今日までに、新貯蔵容量において2.60億立方メートルが設定された。法律第9/2014号は、かかるシステムのための費用を制限するために、その市場需要がある場合においてのみ、残りの貯蔵容量（40億立方メートルを上限とする。）が形成されることを規定する。オペレーターは、開催されるオークションにおいて関心を示しておらず、したがってさらなる貯蔵容量は形成されていない。

議会の委員会の承認及び当局の肯定的な意見の後、2013年3月6日に、天然ガスの先渡市場（MTガス）の規則を承認する省令が調印され、これは2013年9月2日に施行された。先渡市場は、2010年より稼働しているスポット取引基盤（以下「ガス取引所」という。）と当局により定められた規則に基づき2011年12月に開始された調整市場を統合して、イタリアの卸売市場の構造を完成させた。

輸送、貯蔵及び再ガス化

（LNGの）輸送、貯蔵及び再ガス化は、当局の規制の対象となっており、当局は各規制期間（4年間）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し、毎年料金を更新する。

貯蔵は、法令第164/2000号の要件を満たす申請者に対して経済開発省（以下「MED」という。）により付与される許可（最大20年間有効）に基づき実施されている。MEDの2015年2月6日付け省令は、2015年も同様にオークションを通じて容量を割り当てるために、2014年に設定された基準を留保した。

LNGの業務は、特別な行政許可の付与を前提としている。

輸送、貯蔵及び再ガス化容量へのアクセスは、第三者アクセス（TPA）を保証するために当局により設定された無差別なメカニズムを通して提供される。経済開発省は、貯蔵若しくは再ガス化プラント又は国境を越えるガス連絡管を所有する企業に対し、TPA規則を免除する可能性がある。この免除は、関係ある企業の明示的な要求及びシステムのためのインフラによる利益の査定に基づき与えられる。この点に関して、2017年3月16日に、規則（EU）第2017/459号が承認され、それによりガス輸送システムにおける容量割当メカニズムについてのネットワークコードが規定され、以前の規則（EU）第984/2013号は撤回されたことにも留意されたい。

ガス輸送料金については、国務院は、当局の要請を否定し、エネル・トレードにより提示された意見を受け入れて、2010-2013年の期間についての料金を設定した決議の無効を承認した。当局は、国務院の決定に対して不服を申し立てた。2014-2017年についての料金基準を規定する決議の不服は、地方行政裁判所で係争中である。

長期ガス供給契約（APR）の再交渉の促進に向けたメカニズムへの参入を認可された会社が支払う金額を参照して、決議第649/2016/R/gas号により、当局は、2014年から2016年において61百万ユーロに相当する、かかるメカニズムに基づく最大可能額をエネルに付与する確定額を定めた。

配電

電力

配送及び計測

イー・ディストリブツィオーネは、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。

配送料金は、かかるサービスを提供する総費用をまかなうことを踏まえて、営業費用、減価償却を考慮しながら各規制期間の開始時に当局により定められ、資本に対する適切な利益を提供する。

営業費用をまかなう料金構成は、価格上限規制メカニズム（すなわち、インフレ率及びXファクターと呼ばれる単位原価の年間減少率に基づいたものである。）を用いて毎年更新される。資本利益率及び減価償却の構成は、新たな投資、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修正される。

決議第654/2015/R/eel号により、当局は、2016年にエンドユーザーに課せられる強制的グリッド料金の発表と併せて、今後8年間（2016-2023）に有効となる配電及び計測の新たな料金期間についての基準を規定した。

料金期間は、4年ずつの2つのサブ期間に分けられ（2016-2019をNPR1、2020-2023をNPR2）、料金の中間修正は2020年に予定されている。

最初のサブ期間（NPR1）については、当局は基本的に通常の規制枠組みを確認した一方、料金への新たな投資を褒賞する時期及び手続に関する実質的な修正を導入した。

より具体的には、当局は、新たな投資が料金に評価されるまでの期間を（以前の規制期間で2年間であったものから）最大1年間に短縮することにより、いわゆる「規制ラグ」を減らし、その一方で同時にWACCの1%の増加を排除した。後者は、新たな投資の評価遅れにより課せられる財務的負担を相殺するために、2012年に当局により導入されていた。

そのため、当局が翌年に向けて年末までに発表された強制料金の計算にそのデータを組み入れられるようにすべく、事業者はその年になされた投資の暫定勘定を年末までに当局に通知しなければならない。これらの投資は、換金後、その年の1月1日から規制資本ベースに組み入れられる。その結果、事業者は、投資により生み出された収入とその償却を釣り合わせる事ができる。

当局はまた、2007年12月31日以降に稼働開始した中低電圧の発電ラインの使用期限を5年間延長した。

最後に、評価される運営コストのレベル及び余剰の効率利益を顧客へリターンする手続も規定された。より具体的には、当局は、余剰の効率利益を対称的に分割すること、並びに第3次及び第4次規制期間において達成され、暫定的に企業に維持される利益を返還することを2019年まで維持した。適格な営業コストを更新するために用いられるXファクターは、配送業務につき1.9%、計測業務につき1%と設定された。

後半のサブ期間（NPR2）については、当局は、合計コストに基づく料金規則へ移行することを発表した（Totexメソッド）。

決議第583/2015/R/com号により、当局は、資本リターンレートを決定するために用いられる方法を修正し、2016-2018年の配
送及び計測業務について5.6%のレートを定めた。とりわけ、当局は、WACCについて個別の6年の料金期間を設定して、2018年
にマクロ経済状況（金利及びインフレ率）に基づき計算式における主なパラメーターの中間更新を行う。

決議第233/2016/R/eel号により、当局は、各事業者につき認識される収入のレベルを決定するために用いられる2016年の配
電業務の暫定的な参照料金を発表した。かかる料金は、決議第654/2015/R/eel号により導入された変更を反映し、また特に規
制ラグの消去及びそれに伴うWACCの1パーセント・ポイントの増加は、投資後の2年目以降のみ相当する報酬が当該事業者
に支払われたことについて補償することを事業者に保証した。したがって、これらの料金には、2015年に使用された規制資本に
関するWACCに基づく報酬及び上記のWACCの増加の消去後の2012年-2014年の固定資産純額の1回限りの増加に関する同じパラ
メーターに基づき計算された報酬が含まれる。

決議第606/2016/R/eel号により、当局は、2015年の貸借対照表の暫定データに基づく2016年の電力測定の暫定的参照料金を
発表した。決議第654/2015/R/eel号の規定により、各事業者に認められた収入のレベルを表す2016年の確定参照料金は、2015
年の実際の貸借対照表日に基づき、2017年2月28日までに発表されなければならない。

決議第87/2016/R/eel号により、当局は、新たなスマートメーター・システムの性能水準も定めた第2世代の電力メーターの
機能仕様を承認した。

決議第646/2016/R/eel号により、当局は、低電圧電力測定の費用認識の料金規則を発表し、第2世代スマートメーター・シ
ステムのサービスへの配置を定める規定を定めた。かかる決議は、インセンティブ・アプローチを使用し、2020年から採用予
定のTotexメソッドを実験的に予測して、2Gスマートメーター・システムの投資が承認されることも定めた。

決議第458/2016/R/eel号により、当局は、2017年1月1日に発効予定の新たな統合電力測定コードを発表した。かかる変更
には、低電圧メーターの読取り、これらの読取頻度の増加及び必要なメーター読取実施の不作为についての罰則システムの修
正に関する配電業者の義務の修正が含まれる。かかる手段は、低電圧発電測定ポイントの決議第87/2016/R/eel号に規定される
2Gメーターの機能要件も拡大する。

サービスの質に関して、当局は、決議第646/2015/R/eel号により、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をテストするための試行の
開始を承認した。

かかる決議は、サービス継続性指標の年間傾向レベルを当局が設定する旨規定した規制への現在の一般的アプローチを維持
する。これらの指標に基づき、配送業者は、現実のパフォーマンスにより、毎年賞与又は罰則を受ける。

かかる決議はまた、配送グリッドへの革新的な投資についての将来的な規制の開始を示している。

決議第781/2016/R/eel号は、TIQEを補足し、事業者がより詳細な分析を当局に提出することを許可するために、高度なグ
リッド機能の試行を完了するために認められた期間の延長を規定した。

決議第549/2016/R/eel号により、当局は、2017-2023年において、中低電圧グリッドに関する通知による中断期間の縮小を目
指して、実験的なインセンティブ基準の試行（報酬のみ）の一般原則を導入した。

決議第377/2015/R/eel号により、当局は、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、従来の損失
割合を2016年1月1日より、配送業者に適用する損失についての平衡化メカニズムを2015年より、修正する。より具体的
には、平衡化メカニズムは、配送グリッドの損失の地理的多様性を考慮している。

決議第782/2016/R/eel号により、当局は、2017年1月1日に発効した住居用顧客に対する電力料金の改定の第2フェーズに
着手した。かかる改定の目的は、料金がサービスの実際の費用に見合うことを確保するため、効率的な消費を奨励し、多様な
分類の住居用顧客間における現在の相互補助システムを解消することで、グリッド料金とシステムチャージの累進性を一掃す
ることである。かかる改定は2016年に開始され、2018年には完全実施される予定であり、同年には、1 kWh当たりの価格上昇を
消費の増加とみなす「漸進的構造」が完全に廃止される予定である。

より具体的には、2017年1月1日から実施された新たな構造は、配電料金の累進性を完全に廃止する。それに対して、シス
テム料金のメカニズムは、最初は累進性の影響を減少させる。

同じ手段により、配電業者に関する容量レベルの変更についての要求に対する接続料金及び固定料金の多くの一時的救済手
段（2017年4月1日から2019年3月31日までの24ヶ月間）が導入された。かかる決議は、配電会社のための平衡メカニズムの
具体化をその後の手段に委ねている。

並行して、金銭的に困窮している顧客への料金増加を中和するために、当局は、2017年のソーシャルボーナスの額を更新し
た。

決議第268/2015/R/eel号により、当局は、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販売業者と配電業者の関係、販売業者による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（ESO）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。

輸送サービスに関して販売業者が配電業者に与えた保証の計算に関して、2016年5月24日付けの州裁判所の判決は、かかる保証がシステムチャージを控除して計算されなければならないことを定める決議第612/2013/R/eel号を無効とした。かかる判決は、それにもかかわらず、当事者が個別の輸送契約において、契約によりこの問題を管理できると言明した。

様々な販売会社及び業界の協会が、かかる保証にシステムチャージを含める規定を求めた決議第268/2015/R/eel号（CADE）の上訴審判決は撤回されるべきだと言及した。

その後の決議第751/2016/R/eel号に基づき、当局は、トレーダーのE.JAが行った申立てを棄却するにあたり、CADEは、システムチャージは顧客がトレーダーに実際に支払った額ではなく、配電業者がトレーダーに請求した額に基づき配電業者に支払われることを規定していると明確に述べて、保証額（システムチャージ控除後）を削減し、既に配電業者に支払われた額を相殺するという申立てはともに根拠がないと判定した。

発電所の配電及び送電グリッドへの接続の手續及び金融条件に関して、当局は、低電圧発電所に料金の差別化を導入する統合グリッド接続コードを更新する決議第424/2016/R/eel号を発表した。

決議第788/2016/R/eel号は、内部ユーザー・グリッドの登録を更新し、統合閉鎖配電システム・コード（TISDC）の規定の効力発生を2017年1月1日から2017年10月1日まで延期する私的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）を完成した。

2015年12月10日に、競争当局は、消費監視システムの市場の発展を妨げることを意図した当グループの戦略の存在を突き止めることを目指した罰則手續の開始を、エネル・エスピーエー及びイー・ディストリブツィオーネに通知した。2016年5月19日、競争当局は、2社が提案したコミットメントの発表を命令し、これらは明らかに根拠がないものではないと決定した。市場テスト後の2016年9月8日、競争当局は、違反又は罰則を科すべき点は見つからず、これら2社の約束を受け入れたとして、手續を終了したことを発表した。

エネルギー効率化 - ホワイト証書

イタリアでは、2004年7月20日付けの関連法令の条項に従って、主に2005年1月1日に開始したエネルギー効率化証書メカニズム（EEC又はホワイト証書）を通じて最終段階の利用におけるエネルギー効率化が推進されている。

かかるメカニズムは、電力及びガスの配送会社によって毎年達成されなければならない国の省エネ目標を定めることを経済開発省（MED）に要求する。

2012年12月28日付けの法令によって、MEDは、2013年から2016年までの期間における省エネ目標を設定した。

配電業者は、達成義務の少なくとも50%（2015-2016年期間については60%）に等しいホワイト証書の数保有することを毎年5月31日までに実証しなければならず、残る義務についてはその後数年内に埋め合わせられる。

かかる法令はまた、ホワイト証書メカニズムの管理をエネルギー・サービス・オペレーター（ESO）に委任するプロセスについても規定しており、一方、当局は、当該法令に規定された新基準に基づき配電業者が負担する費用を対象とした補助金率の決定について引き続き責任を負う。より具体的には、当局は、ホワイト証書市場で記録される実際の平均価格を考慮に入れるために各年度末に更新される、年始の暫定補助金率の設定を規定した。

2016年6月16日付けの決定第11/2016号により、当局は、2015年の確定料金補助を1石油換算トン当たり114.83ユーロに設定した。

2016年の暫定料金補助は、1石油換算トン当たり118.37ユーロに設定され、参照期間中の最終市場価格に基づき修正される予定である。

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（住居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。

自由市場における事業者は、3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。エネル・エネルジアは、2014年から2016年の期間について、ヴェネト州、エミリア・ロマーニャ州及びフリウリ・ヴェネツィア・ジュリア州、サルディニア州、カンパニア州、アブルッツォ州、カラブリア州並びにシチリア州に相当する地域へのサービスを提供する契約を受注した。2017年から2018年の期間について、決議第538/2016/R/eel号に規定される競争手続の後、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。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。

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。価格は当局により設定され、事業者のコストがまかなわれることを確保するために定められた基準に基づき定期的に更新される。より具体的には、当局は、保護強化市場（RCV）の事業者の費用をまかなうための要素を毎年更新し、かかる事業者の費用（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ができることを確保する。決議第659/2015/R/eel号及び第816/2016/R/eel号は、2016年及び2017年の料金を規定した。

近年、当局は、とりわけ経済危機のため近年増大している事業者の信用リスクを抑制することを目的とした措置を採用した。

2016年、当局は、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、当局は、様々なサービスを規定し、その中には既に実施段階で他と関与しているものもある。例えば、当局は、契約譲渡及び両セクター（電力及びガス）の切り替えの商業プロセスの管理並びに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ることを目指している。

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、それにより特定のプロセスの管理を促進した。これらの特徴を考慮して、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。

2015年2月、政府は、2018年7月1日以降ガス及び電力価格を管理する暫定規則の撤回を規定した「競争法案」を議会に提出した。かかる法案は、現在議会で審議されているが、当局に対し、以前はセーフガード市場でサービスを受けていた顧客へのラストリゾートのサービスの提供を確保するための施策を作成する任務を委任している。

顧客保護に関する現在の市場メカニズムの改定を規定するために、当局は、2017年1月1日から自由市場での供給者をまだ選択していないユーザー向けの同一保護（Tutela Simile）契約の採用を規定する決議第369/2016/R/eel号を発表した。

決議第209/2016/E/com号により、当局は、法令第130/2015号の実施に際し、エンドユーザー及び事業者間の紛争における訴訟提起の前提条件として、2017年1月1日から電力及びガス販売事業の強制的調停を規定した。

決議第463/2016/R/com号により、当局は、リテール販売サービス（TIF）請求の新たな統合コードを発表し、エンドユーザーへの配電及びデータ測定の使用の新たな請求ルールを修正・導入した。

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、当局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、住居用顧客に対してのみ）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住居用及びその他に使用する者）及び公共サービスの提供に關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。

2014年9月に実行された公的手続により、2014年10月1日から2016年9月30日の期間において、ラストリゾートの供給業者が特定された。エネル・エネルギアはオークションの対象としている8地域のうち7地域についてラストリゾートの供給業者として選定され（ヴァッレ・ダオスタ州、ピエモンテ州及びリグリア州の地域は、エニが受注した。）、8地域のうち6地域についてデフォルトの配送供給業者として選定された（フリウリ・ヴェネツィア・ジュリア州及びエミリア・ロマーニャ州及びトスカーナ州、ウンブリア州及びマルケ州の地域は、ヘラコムが受注した。）。

決議第465/2016/R/gas号により、当局は、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。2016年9月に開催されたオークションの後、エネル・エネルギアは、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。

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、当局は、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、ロンバルディアの地方行政裁判所は、エネル・エネルギア及びエネル・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当局が変更した（それによってQE要素を減少させた）決議を無効とした。2014年4月10日、当局は、州裁判所に上訴を提出した。2016年11月18日、州裁判所は、エネル・エネルギア及びエネル・トレードの上訴を認め、かかる手段は法律で定められた必要な「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、当局の上訴を棄却した。

天然ガス供給料金をカバーする要素の規定に関して、当局はまた、2016年10月1日から2017年12月31日まで（当該ガス年度を超えて3ヶ月間適用を延期する。）について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った。

決議第312/2016/R/gas号により、2016年10月1日、当局は、規則（EU）第312/14号の実施において、システムの調整によって柔軟な資源の入手を高め、ユーザーが入手可能な情報を向上させるために、新たな調整されたシステムを開始した。

業界全体の一般規定

決議第137/2016/R/com号により、当局は、決議第231/2014/R/com号により発行された会計上のアンバンドリングの強化テキスト（2015年まで有効）を水道セクターの強化規定による新たなテキスト（2016年から有効）に置き換えた。

2015年、決議第296/2015/R/com号により、当局は、電力及びガスセクターの事業者に対する機能的なアンバンドリングの要件を規制した。より具体的には、当局は、会社がブランド、その他の識別マーク（商号を含む。）並びに販売会社の通信方針及び同一グループ内で事業を行っている電力を販売する会社の通信方針の区別を維持しなければならないことを確認した。区別は、自由市場で電力を販売する会社及び保護強化市場で電力を販売する会社の間でも維持されなければならない。

2016年の4月から7月まで、ロンバルディの地方行政裁判所は、エネル・ディストリブツィオーネ、エネル・セルヴィツィオ・エレクトリコ及びエネル・エネルギアが申し立てた上訴を棄却した。同裁判所の判決の執行において、エネル・ディストリブツィオーネ及びエネル・セルヴィツィオ・エレクトリコは、商号（及び関連ブランド）を「イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー」及び「セルヴィツィオ・エレクトリコ・ナショナル・エスピーエー」に変更した。イー・ディストリブツィオーネ、セルヴィツィオ・エレクトリコ・ナショナル及びエネル・エネルギアは、地方行政裁判所の判決に対して州裁判所に上訴したが、2016年12月7日、2017年1月1日までの情報チャネル、物理的建物及び人員の分離の義務に関してのみ、決議の効力を保留した。同訴訟の本案の審理は、2017年4月13日に予定されている。

決議第327/2016/R/eel号により、当局は、決議第296/2015/R/com号に規定されるブランド、その他の識別マーク及び通信方針の区別を実施するために、保護強化市場及び自由市場における販売会社の営業の期限を2017年1月1日まで延長した。

決議第333/2016/R/eel号により、当局は、従前の規則を無効としたロンバルディの地方行政裁判所及び州裁判所の判決の後、2012年7月から2014年9月までの期間における実際の不均衡を規定する規則を定めた。

決議第444/2016/R/eel号及び決議第800/2016/R/eel号により、当局は、実際の不均衡の計算のために不均衡な価格に関する規則を改定し、アンシラリーサービス市場への参入を認められていない消費ユニット及び生産ユニットへの単一価格/二重価格の組合せシステムの適用を規定した。かかるシステムは、拘束力のある撤廃/配電プログラムの15%に等しいブラケットにおける不均衡のための単一価格の適用を規定している。予定不能の生産ユニットについて、単一価格システムが適用される。かかる決議はまた、2017年5月1日からの実際の不均衡の測定に基づくマクロ圏の不均衡の兆候の判断のためのシステムへの移行を定める。かかる方法の効力発生は、かかる兆候を推定するためのアルゴリズムについてのテルナの提案を当局が承認することを条件とする。

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号及び2012年7月6日付けの関連施行令で定められた競争手続により与えられる。2012年7月6日付け施行令は、以下を定めている。

- ・2012年末までに稼動を開始した発電所について、グリーン証書メカニズムの適用。これは、再生可能エネルギー発電所が発電した電力に比例して取引できる証書（2015年まで有効であった）を利用するものである。2016年1月1日以降かつインセンティブ資格付と期間の残りの間、グリーン証書の受領権は、同じ報酬を定めるレートに代えられた。
- ・2013年1月1日以降に稼動を開始する発電所については、2012年7月6日付け省令の規定に基づき、5 MW以上の容量を有する発電所については発電技術により差別化された最低価格のオークション・メカニズム、5 MW未満の容量を有する発電所については特定の優先基準による登録簿への記入の適用。

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。2016年11月30日現在、表示累計年間費用は5,418十億ユーロだった。

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、及び（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（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。

太陽光発電システム以外の再生可能エネルギー発電技術を規定する2016年6月23日付け省令

2016年6月23日、太陽光発電以外の再生可能資源のインセンティブの新たな法令が公表された。かかる法令は、2012年7月6日付け法令で採用されたアプローチに基づく移行措置（2016年のみ）である。これは、5 MW超の容量を有する発電所のオークション（2016年末に完了した。）及び5 MW以下の容量を有する発電所の登録等のインセンティブの利用の競争メカニズムを規定している。

イベリア半島

スペイン

配電の報酬

2016年3月31日、産業・エネルギー・観光省は、命令第IET/2735/2015号の規定に従って、2016年の配電事業の報酬を定める新たな省令の採用のための手続を開始した。当面は、新たな命令が承認されるまで2015年の報酬が保持される。

かかる命令（第IET/980/2016号）は、6月16日に公表され、2016年の配電事業の報酬を定めた。エンデサは、2,014百万ユーロの報酬を割り当てられた。さらに、エンデサのサービスの質及び非技術的損失のインセンティブは、それぞれ7百万ユーロ及び2百万ユーロに設定された。かかる命令は、2016年1月1日から2019年12月31日までの第1次規制期間の基本報酬も定めている。

社会的割引

2016年9月10日、命令第IET/1451/2016号が公表され、これは2016年の社会的割引の資金調達費用の割当率を規定した。エンデサは、かかる費用の41.10%を負担する。

2016年10月24日、最高裁判所は、社会的割引の資金調達システムは、指令第2009/72/EC号に抵触するため無効であるとの判決を下した。

2016年12月24日、勅令第7/2016号が公表され、社会的割引の資金調達システム及び脆弱な顧客を保護するその他の手段を規定した。かかる法律の規定に基づき、社会的割引は、住居用顧客向け価格（PVPC）と基本価値（脆弱な顧客のカテゴリーにより多様化されるもので、ラストリゾートの料金（公共料金の請求書において販売業者が適格顧客に請求する。）と称される。）の差額を対象としている。

社会的割引は、販売会社又は垂直統合された持株会社により資金調達される。社会的割引を資金調達するための費用の割当率は、毎年競争当局（CNMC）により決定され、顧客数に比例する。暫定的に、エンデサは、資金調達費用の37.67%を調達予定だった。

勅令第7/2016号は、公表から3ヶ月以内に、勅令により承認されなければならない。

エネルギー効率

2016年3月17日付けの命令第IET/359/2016号は、2016年のエネルギー貯蓄義務に相当する29.7百万ユーロの国家エネルギー効率基金への拠出をエンデサに課した。

住居用顧客向けの任意価格（PVPC）に組み込まれた売上マージン

2016年11月25日、勅令第469/2016号が公表され、住居用顧客向けの任意価格での売上マージンの設定方法が定められ、これにより、勅令第216/2014号の規定に基づき設定されたマージンを無効とする最高裁判所の多くの判決が執行された。

2016年12月24日、省令第ETU/1948/2016号が公表され、2017年1月1日から、2014年、2015年及び2016年並びに将来におけるPVPCの売上マージンの価値が定められた。

2017年の電力料金

2016年12月29日、命令第ETU/1976/2016号が公表され、2017年の電力利用料金が定められた。既存の料金は変更されないままだった。

2017年の天然ガス料金

2016年12月23日、命令第ETU/1977/2016号が公表され、2017年の天然ガス利用料金が定められた。概して、ラストリゾートの料金（TUR）の更新を除いて、既存の料金は変更されないままだったが、かかるラストリゾートの料金は、原材料の価格が下落した結果、平均9%引き下げられた。

再生可能エネルギー

2015年の最後の数ヶ月に、新たな規制枠組みに沿って、新たな再生可能エネルギープラントにインセンティブを付与する基準が規定された。これは、勅令第1/2012号により課された猶予期間を無効としたものである。オークション・システムによる付与について定めたかかる基準は、適用の詳細は未だ特定されていないものの、電力供給に関する新たな法令において既に構想されている。これらは、勅令第947/2015号、省令第IET/2212/2015号及びエネルギー局の11月30日付け決議により規定された。2016年1月14日に予定されている最初のオークションは、風力容量500MW及びバイオマス200MWに関するものだった。風力プロジェクトについて、オークションはインセンティブなしで首尾よく完了したが、バイオマス・プロジェクトについて、唯一の与えられたインセンティブは、発電所（ロ・コンポーネント）の営業費用に連動するインセンティブだった。風力容量の受注のオークションに参加したエネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、いかなるプロジェクトも受注できなかった。

スペインの新政府は、10ヶ月間の暫定政権を経た後、マリアーノ・ラホイ氏を首相に任命して、10月に樹立された。新たなエネルギー省長官は、11月15日に任命された。かかる任命後、再生可能エネルギーについて2つの重要法案が起草されたが、1つは2017年から2019年までの報酬パラメーターの改定に関するものであり、もう1つは2017年の3,000MWのオークションに関する新たな勅令及び省令に関するものだった。

2016年10月、グリッド・コードの起草及び適用の新プロジェクトが開始されたが、これは再生可能資源の統合のための重要なステップだった。

モロッコ

再生可能エネルギー

2016年2月、政府は、法律第09/13号の多くの点を修正する2015年法案第58号を承認した。かかる法案は、再生可能エネルギーの発電業者が、低電圧グリッドも利用できることを許容している。かかる行為の具体的な条件は、追って明確化され、規制される予定である。かかる法案は、高電圧グリッドへの超過した再生可能エネルギーの配送に関する点も規制している。

2016年6月9日、法律第48/2015号が官報で発表された。かかる法律は、電力市場を組織し、新たな電力規制当局（ANRE）を創設する。新たな規制当局は、送電料金及び配電料金を設定し、送電グリッドの利用での差別を廃止しなければならない。

2016年6月24日、政府は、主に太陽光エネルギーのためのモロッコ機関（MASEN）の業務を改革する3つの政令を承認した。かかる政令は、モロッコの国会の両院でこれから承認されなければならない。将来的には、MASENは、民間人が操業する再生可能エネルギー発電所（法律第13/2009号）及びポンプ室（STEP）を除いて、モロッコの再生可能エネルギー事業の監視において、国家機関であるONEEに代わる。要するに、かかる改革は、事業及び義務をONEEからMASENに移行する。新たな変更により、ADEREEという公共機関は、エネルギー効率問題に重点を置く。

2016年第3四半期において、モロッコの多くの主要なエネルギー規制機関の役割を修正する以下の3つの新たな法律が公表された。

- ・法律第57/2009号を修正する法律第37/2016号。これは、MASENの改革を定め、同機関を「持続可能エネルギーのモロッコの機関」に改称する。かかる機関は、法律が定めた目的（2020年までに3,000MWかつ2030年までに6,000MWの合計容量を有する新発電所を建設しなければならない。）で、全ての再生可能資源（風力、太陽光、水力）による発電の発展に関与する。個人投資家は、法律第13/2009号の適用において、再生可能エネルギー発電所を発展させることができる。
- ・ダイル第1-63-226号第2条を修正する法律第38/2016号。これは、いわゆるSTEP及び法律第13/2009号の範囲内の再生可能エネルギー資源を除いて、ONEEによる再生可能エネルギー発電に関連する全ての機能の廃止を定めており、（最長5年以内に）ONEEの全ての製造資産（RE）及び一部の従業員をMASENに譲渡する。
- ・法律第16/2009号を修正する法律第39/2016号。これは、再生可能エネルギー発電に関連する全てのADEREEの責務のMASENへの移譲を定めている。ADEREEは、原則的にエネルギー効率のみに責任を負い、名称を「エネルギー効率のためのモロッコ機関」に変更予定である。

ヨーロッパ及び北アフリカ

ロシア

容量市場及び容量支払

2016年6月27日、政府令第563号が発せられ、2017年以降の容量支払の正確な決定を確保すべく、容量支払の決定に利用される計算方法（DPM）が改正された。

2016年7月25日、容量市場オークションへの参加条件が改正され、消費削減を通じたメカニズムにアクセスするための需要が承認された。

直近の容量オークション（結果は2016年9月20日に公表）は、2020年向けのパラメーター（価格及び品質）を設定した。

2016年12月23日付けの政府令第1458号は、安定供給の欠如に対する罰則の係数を2017年についても最低水準で維持した。

再生可能エネルギー

2016年5月10日付けの政府令第850号により、再生可能エネルギー資源を対象とする規制に以下の変更がなされた。

- ・太陽光発電施設及び小規模水力発電施設についてのインセンティブ・システムは（2020年から）2024年まで延長された。
- ・太陽光及び小規模水力のための容量目標（太陽光については85.8MW、小規模水力については168MW）は、以前のオークション（2013年から2015年まで）では定められていなかったが、2024年まで実現され再割当てされた。
- ・全体量の目標は当初の水準（5,871MW）で維持される。

2016年6月14日、2016年から2019年までの再生可能エネルギー資源に対する投資のためのオークションの最終結果が、風力発電所のみプロジェクトの助成金と併せて発表された。

9月29日、再生可能エネルギー資源発電所又は泥炭火力発電所のグリッド接続についての国家賠償に関する政府令が発せられた。この規則は、設置容量が25MWまでの発電所に適用され、賠償額がグリッド接続費用の70%を超えず、また、いかなる場合においても1つの発電所に付き15百万ルーブルを超えないことを規定している。

反トラスト規制

2016年7月5日、連邦反独占庁（FAS）は、熱市場においてエネル・ロシアに対する不正な商慣習を阻止するため、T Plusに対して公的な警告を発した。より具体的には、かかる警告は、T Plusに対して、エカテリンブルグにおけるSuGRES発電所について、エネル・ロシアとの間で熱供給契約を締結するよう要求している。

熱市場

2016年12月1日付けの政府令により、政府は、一元的熱供給業者（UHS）について、その他の供給業者及びネットワークサービスへの支払期限の違反があった場合における、より厳しい規則を制定した。より具体的には、UHSは、2回連続して支払請求周期に供給業者に支払ができなかった場合や、その他の契約条件の違反を繰り返す場合、供給資格を失うことになる。もっとも、いかなる違反であっても裁判所又はFASによって認定されなければならない。

ルーマニア

料金への配電投資の認証

2016年3月、ANREは、料金目的の投資を認証する新たな手続を承認した。それは2017年に有効となる予定であり、2016年に配電業者に対し勧告される。

かかる手続は、（ ）非効率的な投資は認証しないこと、（ ）予算に計上された費用の10%を超過する作業費用は認証しないこと、及び（ ）一度提出された場合、最大で10%までの年間投資計画を修正することは可能であることを定めている。

最終的な料金

住居用顧客に対する規制料金の自由化に関する予定に従い、最終的な供給業者が自由市場で購入しなければならない電力の比率は、2017年第1四半期には80%になり、2017年第2四半期には90%になる予定である。

2017年の配電料金

2016年12月、ANREは2017年の配電料金を発表した。これは平均1MWh当たり98.6レイに相当し、2016年の配電料金と比較して約8%減少した。

スマートメタリング

スマートメタリングの試験的プロジェクトの一環として、2016年末現在、110,000のメーターが設置された。かかる試験的プロジェクトの結果は、2017年から2020年までの大幅拡張プロジェクトの承認のために費用便益分析を準備しているANREに伝達された。

配電会社の再ブランド化

8月16日、ANREは配電会社に対して、配電業者が再ブランド化に関して実行しなければならない最低限の手段を含む文書を送付した。

2017年10月から12月にかけて、エネルは、ANREに対し、ルーマニアにおけるエネルの配電会社について新たな商号及びロゴを採用し、対応するライセンスを修正した旨ことを通知した。

再生可能エネルギー

全ての再生可能エネルギー資源に関して、ルーマニアにおけるインセンティブの主要な形態は、グリーン証書システムである。唯一の例外は、発電容量が10MW超の水力発電プラントであり、いかなるインセンティブ・メカニズムの対象にもならない。販売業者は、法律で定められた再生可能エネルギーからの総発電量の割合に関する年間目標に基づき、グリーン証書の購入を通じて、毎年、特定割合の再生可能エネルギーを購入することが要求される。毎年、ルーマニアの規制当局は、需要と供給のバランスをとるために再計算した義務的な負担割合を公表する。グリーン証書の価値は、発電技術により異なる係数に基づいて変動する。より具体的には、新たな発電所に関し、2017年まではバイオマス発電、地熱発電及び風力発電につき1MWh当たり2グリーン証書（2017年より後は1グリーン証書）、太陽光発電につき1MWh当たり6グリーン証書、水力発電について1MWh当たり3グリーン証書である。グリーン証書の価格は、一定の範囲（上限及び下限）内で法律により決定される。違反があった場合、販売業者には罰金が科せられる。

グリーン証書システムを一時的に修正する命令EG0第57/2013号は、再生可能資源の発電業者に対して与えられるグリーン証書の一部において、取引の一時的な停止（2013年7月1日から2017年3月31日まで）を規定した（風力及び小規模水力について1MWh当たり1グリーン証書、太陽光について1MWh当たり2グリーン証書）。先送りされたグリーン証書の取引は、太陽光発電業者及び小規模水力発電業者に対しては2017年4月1日以降、風力発電業者に対しては2018年1月1日以降に段階的に再開され、2020年12月まで継続する予定である。もっとも、政府は、再開期間のための新たなプログラムを準備しており、風力発電所については2018年から2025年まで、太陽光発電については2025年から2030年まで延期される可能性がある。2016年12月30日、政府は、2017年に関する助成金付きの再生可能エネルギーの割合を公表したが、それは8.3%に相当する。前年は、当該割合は12.15%であった。

ギリシャ

再生可能エネルギー

ギリシャのインセンティブ・システムは、再生可能エネルギー資源ごとに異なるフィード・イン・タリフを用いている。2012年から2014年の期間には、システム赤字を軽減するために多様な施策が導入され、インセンティブが減額された。国の補助に関する2014年から2020年のガイドラインに基づき、フィード・イン・プレミアム及び入札に基づく新たな再生可能エネルギー資源サポートメカニズムが、既存のシステムに代わって2016年1月1日から有効となった。最終的なスキームは、2016年8月9日に議会によって承認された（法律第4414/2016号）。

卸売電力市場及び容量保証メカニズム（CAM）は改定作業中である。卸売市場の改革は2017年12月までに完了予定であり、また、不均衡市場の改革は2017年6月までに完了予定である一方で、2016年5月にはCAMの暫定的モデル（容量の利用可能性、適応性、戦略的備蓄及び需要サイドの反応という4つの柱に基づく。）がギリシャ議会によって承認された。暫定的なシステムは、2017年に有効となる確定的なメカニズムにより置き換えられる予定である。

ブルガリア

再生可能エネルギー

ブルガリアのインセンティブ・システムは、主に、資源ごとに異なるフィード・イン・タリフにより特徴付けられている。かかるメカニズムは、陸上の風力プラント、太陽光プラント、容量10MW未満の水力プラント及び容量5MW未満のバイオマスプラントを対象としている。

2012年から2014年にかけて多くの規制変更が導入されたが、その中には、地方税20%（後に裁判所により無効とされた。）、利用料金及び補助発電の制限が含まれていた。これらは全て、インセンティブにより生み出されたシステム赤字を軽減することを意図していた。

トルコ

再生可能エネルギー

トルコの再生可能エネルギーシステムは、2020年まで毎年、公開市場に移行するというオプションとともに、10年間の保証が付いた米ドル建てのフィード・イン・タリフ・メカニズムを設けている。地域的な要素が建設に用いられる場合、かかるシステムはさらなる5年の保証インセンティブを設けている。

2016年5月1日、国の規制当局（EMRA）は、均衡市場への参加の免除に関して、インセンティブ・メカニズムを規定する法律を修正した。

2016年6月17日、議会は、再生可能エネルギーに関する入札メカニズムの変更を含むエネルギー法の改正を承認した。

2016年10月9日、再生可能エネルギー資源分野の規制（RERA規制）が官報によって公表された。かかる規制は、閣議の承認を待たずに再生可能エネルギー資源プラントを設置するため、特別な再生可能エネルギー資源分野（RERAs）を管理し、これらの分野に関して資格の付与を認めるものである。

ドイツ

再生可能エネルギー

3つのサポートメカニズムが実施されている。

- ・フィード・イン・タリフ（稼働開始日に従い、総量ごとに異なるプラントに適用される。）
- ・フィード・イン・プレミアム（各形態の再生可能エネルギーに係る「適用価値」（ct/kWh）と毎月の平均電力価格との差として計算される。）
- ・オークション

2017年1月に有効となった新たなRES法律（EEG）によって、フィード・イン・タリフが、ほとんどの再生可能エネルギー技術向けのオークション・システムと置き換えられた。新たな成長ラインを発展させるため、オファーにより、毎年、設備容量の総量が指定される。かかるラインとは、（a）2017年から2019年の間は毎年2.8GW、2020年以降は毎年2.9GW（再供給を含む。）となる陸上の風力発電所、（b）2030年までに15GWに相当する海上の風力発電所である。（c）毎年2.5GWに相当する（うち600MWはオークションによる。）太陽光発電所については2017年及び2018年にそれぞれ1.55GWの2つのオファーが計画されている。

ラテンアメリカ

当グループは、ラテンアメリカではアルゼンチン、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、同国に影響を与えた経済・エネルギー危機の後2002年に導入された措置は、アルゼンチンではガスの供給に制限がないという前提に基づいている。それでもなお、政府は、卸売市場が直面している現在の財政的課題を考慮し、既存の規制枠組みを修正し、2013年から2014年の期間には、コスト・プラス・モデルに基づいた電力市場を発展させる意向を発表した。一方、ペルーにおいては、2008年以来スポット価格の形成に対する介入が実施されてきたが、その当時、ガス及び電力の輸送システムにおける制限の存在によって、当局は、輸送ネットワークにはそのような制限がないことを前提として「理想的な」限界費用を定義するための緊急措置を導入した。

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。オークションは、規制された顧客に電力を供給するための地域別価格を設定する規制機関の実務に、徐々に取って代わっている。

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。

配電及び販売

配電は、主に、長期契約（その期間は30年から95年に及び、一部では期間の定めがない。）を用いて、価格及びネットワークのアクセスを統制する規制とともに、利権協定のもとで実施されている。配電料金は、4年ごと（チリ、ペルー及びコエルチェ（Coelce）が供給するブラジルの地域）又は5年ごと（コロンビア、及びアンブラ（Ampla）が供給するブラジルの地域）に改定される。2002年の経済緊急法（*Ley de Emergencia Económica*）の結果、アルゼンチンでは、5年ごとに料金の見直しを命じる規則があるにもかかわらず、料金の見直しがまだ行われていない。

チリ、ブラジル及びペルーにおいて、配電会社は、規制市場の顧客のために電力を入手するためのオークションを行っており、一方、コロンビアにおいては、販売会社が、エンドユーザーに対する平均的な市場価格を通じて、直接に発電会社と価格を交渉している。概して、全ての国がRAB及びWACCに関係するリターン率に基づく報酬アプローチを実施しており、これは投下資本に対する報酬を保証している。エンドユーザー市場の自由化は、一般的にかなり進んだ段階にあるが、まだ完了してはいない。適格性が保たれる基準値は、アルゼンチンで30kW（2010年の量の20%）、ブラジルで3MW（容量の30%）、チリで0.3MW（容量の40%）、コロンビアで0.1MW（2010年の量の35%）、ペルーで0.2MW（容量の44%）に設定されている。自由市場顧客は、電力のために発電会社と二当事者間契約を締結することができる。規制当局は、規制市場顧客のための料金を設定している。

集中及び垂直的結合の制限

原則として、既存の法制では、会社は、電力分野における多様な事業（発電、配電、販売）に参加することを認められている。通常、全ての事業者がネットワークを十分に利用できることを確保するため、送電事業への参加には、より重い制限が課されている。アルゼンチン、チリ及びコロンビアでは、発電会社及び配電会社が送電会社の株式を保有することについて、特別な制限がある。さらに、コロンビアでは、1994年以降に設立された会社は、垂直的結合構造を採用又は維持することができない。

業界内の集中に関して、ペルーでは、一定の基準値を上回る企業結合には事前承認が必要とされているが、アルゼンチン、ブラジル及びチリでは、垂直的又は水平的結合に関して特別な制限は設けられていない。コロンビアでは、いかなる会社も、発電及び販売市場の25%超を支配することはできない。ブラジルでは、市場シェアが40%を超える結果となるか、又は年間売上高が400百万ブラジルレアル（約177百万ユーロ）を超える会社が関係する企業結合については行政の承認が必要とされるものの、電力分野における結合に関して明示的な制限はない。

アルゼンチン

アルゼンチンにおける料金修正及びその他の規制展開

2016年1月27日、エネルギー及び鉱物省の決議第06号が発表された。かかる決議は、卸売電力市場に対する2017年4月まで四半期のサマー再プログラミングを承認するものであり、価格の決定において（ ）補助金のために調整された電力の効率的費用、（ ）省エネのための容量に基づく住居用顧客の分類別の新たな料金体系及び（ ）新たなソーシャル料金、を考慮する新たな基準に基づいて実行される予定である。かかる決議は、電力市場にとって、全体的なバリューチェーン及び関連支払サイクルの再構築に向けて重要なステップである。

かかる決議を受けて、2016年1月28日付けでエネルギー及び鉱物省の決議第07号が発表されたが、同決議は、配電会社であるエデスル・エスエー及びエデノル・エスエーを明確に対象としており、これら2社に上記の暫定的な料金制度を適用することにより、次回のリビジョン・タリファリア・インテグラル（*Revisión Tarifaria Integral*）（RTI）に先立って、ENREに対し、料金を増加する権限を行使するよう指示している。加えて、かかる決議は、PUREEの適用を終了させ、全顧客に対して新たなソーシャル料金を導入している。また、RTIの決定について2016年12月31日を期限と定めている。

新たな管理部は、1991年の法律第24065号の由来となった基本的原則に回帰すること及び産業オペレーターによる要求のとり電力セクターを正常化することを目指している。

そのため、2016年1月29日、ENREは以下の決議等を発表した。

- ・決議第1/2016号は、2016年2月1日より顧客の分類ごとに適用される新たな料金枠組みを規定しており、供給管理規則は、月ごとの請求について規定している。

・決議第2/2016号は、2016年1月31日よりFOCEDEが終了することを規定しており、ENRE決議第347/12号の適用により、受領した資金についての新システムを設定した。より具体的には、これらの資金は、今後は信託により管理されるのではなく、その代わり、アルゼンチンの中央銀行が認めた銀行機関に開設された当座預金に預託される。

2016年3月30日、エネルギー及び鉱物省へ報告を行うアルゼンチン電力局（SEE）は、2016年2月から適用のある決議第482/2015号で設定された料金を更新する決議第22/2016号を発表した。かかる増加は、火力発電ユニット（+70%）及び水力発電プラント（+120%）の固定費用の報酬に関するものであり、一方で、変動費用の報酬はいずれの発電技術についても40%増加した。

臨時メンテナンス要素についての料金は、火力及び水力プラントそれぞれで60%及び25%増加したが、一方で、追加報酬は変更されないままであった。いずれにしても、かかる決議は、政府により発表されるであろうセクター向けの新たな規制枠組みができるまでの暫定的な措置とみなされている。

新たな火力発電容量の展開

2016年3月22日、SEE決議第21/16号は、利害関係者に対し、2018年夏までに新たな火力発電容量の入札を行うよう要請した。入札では、決議発表前から存在しているユニット、つまり、アルゼンチン相互接続システム（SADI）に既に接続していたユニット、又は発電がその他の行政協定の下で既に委託されていたユニットは、対象とされていない。

決議で定められた契約は、燃料ごとに異なる価格で、1ヶ月につき1MW当たりの米ドル建てで設定される容量及び1MWh当たりの米ドル建てで生成される電力に対する報酬をもって、MEMのオペレーターを代理するCAMMESAとの間で、5年から10年の期間にわたることも可能とされる。燃料費用の支出及び認証は、既存の手続を用いて実行される予定である。最低容量限度は、それぞれのグリッド接続ポイントについて設定される。9月14日、新たな火力発電容量のオークション結果が官報で発表され、付与量は1,915MWであった。容量の入札は適時調整され、2016年12月までには545MW、2017年3月までには685MW、2017年6月までには229MW、そして2018年までには残りの456MWが提供される。

2016年11月16日、SEE決議第420-16号及び第455-16号により、SEEは、電力市場のコストを削減してアルゼンチンの電気システムの信用性を高めるのに役立つインフラ計画の開発に関心を持つ者を招集した。

ブラジル

「バンデイラス・タリファリアス（Bandeiras Tarifárias）」アップデート

2016年2月1日、発電費用最高値クラスである「黄」及び「赤」が、追加のクラスにさらに分割された。いずれにしても、期間中の水質状態の発達（貯水池は許容水準となった。）により、「バンデイラス・タリファリアス」は2016年3月に「黄」レベル、2016年4月に「緑」レベルに再定位された。徐々に悪化している状況を示す発電費用のクラス（緑、黄及び赤）ごとに異なる超過費用（その後の料金改定を待つ必要なくエンドユーザーに請求される。）が適用されることについて定めたメカニズムは、干ばつ状態の継続を原因の一つとして料金に認められる費用と実際の費用との相違が拡大したことを受け、2015年初めに発効した。

コンタ・デ・デセンヴォルヴィメント・エネルジェティコ（Conta de Desenvolvimento Energético）（CDE）

法律第10438/2002号により設立されたCDEは、代替的エネルギー資源からの発電の発展を促し、エネルギーサービスのグローバルイノベーションを促進し、低所得の住居用顧客を助成するために考案された政府系基金である。同基金は、消費者及び発電業者に対する料金を通じて徴収された追加料金をもとに資金を調達している。

2015年12月15日、ANEELは、CDEの暫定的な2016年予算を決定するため、システムオペレーターとの公の協議を開始した。

ANEELの最初の提案は、2015年には既に始まっていた燃料コストの相当な減少が2016年の追加料金の減額には即座に反映されなかったという事実を考慮して、CDEのための追加料金を36%減額するものであった。

決議第1.576号は、（より低額のCDEの追加料金が請求されるべきであるとの上訴人の主張を維持する判決が適用されることを受けて、）配電会社に対し、月ごとの請求額の減少を埋め合わせることを認める。通常料金と判決で定められた料金の差は、基金に対する月ごとの支払が減少することを通じて、配電会社によって補填される予定である。

人材の共有及び関連当事者間契約

2016年1月28日、ANEELは、同じグループに所属する会社間での人材及びインフラの共有並びに関連当事者間契約の承認に関する新たな規則を承認した。かかる規則は、以下の措置を想定している。

- ・同じグループの会社間での人材及び事務インフラの共有は、たとえ異なるセグメント（例として、発電、配電、輸送、販売及び持株会社）で事業を行っている場合であっても許容される。
- ・職員との契約は、様々な採り得るアプローチ及び契約形態を評価し、財務的条件が最も有益なものを選択するよう注意を払わなければならない。サービス提供についての契約は、関与する会社間の経済上、財務上、事務上及び運営上の分離の原則を遵守しなければならないが、最大で5年の期間とすることができ、経済的根拠により正当である場合には要求に基づいて更新することができる。
- ・関係当事者間の契約の承認は、ANEELにより規定された新たな規則を遵守しなければならず、ANEELは特定の制限について遵守状況を監督する責任を負う。

ポルトリア (Portaria) 第237号

2016年6月6日、鉱物及びエネルギー省（以下「MME」という。）はポルトリア第237号に調印し、これによって、配電会社には、高圧グリッド及び変電所への投資が高い優先度に分類されるよう同省に対し要求することが認められた。かかる分類により、インフラストラクチャープロジェクトのために債券を発行することが可能となるが、これは標準的な債券より満期の長い長期金融債務であり、発行者に対して税制優遇も付与するものである。

暫定措置第735号

2016年6月22日付けの暫定措置第735号（その後2016年10月20日に法律第29/2016号により承認された。）により、追加システムチャージに関して以下の事項が規定された。

- ・2017年1月1日から、電気エネルギー商工会議所（CCEE）は、以下の「エンカルゴス・セクトリアリエス（Encargos Sectoriais）」（RGR、CDE及びCCC）をまとめ、また、関連する分野別ファンドの事務管理及び運営を担当する会社として、エレクトロbras（Electrobras）に取って代わることとなる。
- ・2030年1月1日から、年間のCDE料金の配分は、各オペレーターの配電及び輸送グリッドにおいて送られた電力（MWh単位）に比例する。提供される地理的位置及び地域は考慮されない。
- ・2017年1月1日から2029年12月31日までの間に、既存の配分基準の段階的かつ統一的な削減及び最終的な撤廃に関して手続が整備される予定である。
- ・配電ネットワークの現代化への投資に対する特別な報酬。
- ・厳しい社会経済状況、異常な環境事象又は大規模な電力盗用による困難な運営状況という事態が生じた場合の、品質についての柔軟性の拡大及び配電免許保有事業者に対するグリッド損失目標。

Ampla利権に関する再交渉

2016年8月10日、特にリオ・デ・ジャネイロ州で顕著であった電力消費に関するブラジルでの経済危機の影響を受け、Amplaは、ANEELに対し、料金改定を2019年から2018年3月に繰り上げるという観点から利権契約の多数の条項を修正すること、また、グリッド損失削減及びサービス品質改善義務を削減することを請願した。ANEELは、10月末に公聴会を開催した。関心のある当事者は、公聴会の後30日間はコメントを提出することができ、2016年末には新たな利権契約が決定される。修正は、契約上の特定の金銭的な条項に関するものだけであり、利権の終了日には影響しない。

ホワイト料金

2016年9月12日、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。

再生可能エネルギー

ブラジルにおける再生可能エネルギーについてのインセンティブ・システムは、フィード・イン・メカニズム（PROINFA）の実施をもって2002年に創設され、そうして競争オークションを用いた従来型電力の販売システムとの調和が図られた。かかるシステムは、参加が新しいプラントと既存のプラントのいずれに予定されているかによって異なる種類のオークションを構想しており、主に以下から構成されている。

- ・レイラオ・フォンテス・アルテルナティヴァス（*Leilão Fontes Alternativas*）：再生可能な風力、バイオマス及び水力テクノロジーが50MWを上限として予定されている。
- ・レイラオ・エネルギー・デ・レゼルヴァ（*Leilão Energia de Reserva*）：オークションが開催される日から3年以内に稼動を開始する全てのプロジェクトが対象である。これらのオークションは、通常、予備の発電容量を増加させ、そして／又は、特定の技術（再生可能エネルギー技術等）の発展を促進するために組織される。
- ・レイラオ・デ・エネルギー・ノヴァ（*Leilão de Energia Nova*）：オークションが開催される日から3年よりも後に稼動を開始する全てのプロジェクトが対象である（2016年、サービスを開始する期間が5年から7年に延長された。）。

オークションには、典型的には、オークション主催者がオークションの開始価格を設定して発電業者が低い買値を提出するという低下方向フェーズと、電力供給がオークションに出される全ての需要を満たすまで残りの発電業者がさらに競り下げるというペイ・アズ・ビッドフェーズの、2つの段階がある。勝ち残った入札者は、資源によって期間の異なる長期の契約（バイオマスプラントについては15年、風力プラントについては20年、太陽光プラントについては25年、水力プラントについては30年）を認められる。

2016年、長引く不況の結果として、ブラジルは電力の供給過剰となり、政府は地方の配電業者の過剰な契約上の権限を削減する措置を実施せざるを得なくなった。より具体的には、2016年のオークションの予定は変更され、配電業者は期限切れの契約を更新することが要求されなくなり、また、以前に実施されたオークションで署名されたPPAsの暫定的な一部及び全部の削減に関する二当事者間契約が許可された。

11月、大統領は、電力部門の規制枠組みにおける一連の改正を導入する法律第13.360号を承認したが、これには以下が含まれている。

- ・配電業者が、規制市場での顧客に対する供給に関しかつて締結した契約の下で利用可能な余剰電力を、自由市場において販売することが承認された。
- ・専用のオークションにおける参加を通じた50MW未満の容量の発電所について、水力発電利権を更新する義務（更新は、現在では手数料の支払のみ要する。）を撤廃した（更新は、現在費用の支払のみを含む。）。
- ・市場メリット・オーダーに含まれない火力発電所の送電の結果として発電不足が生じた場合に、水力発電業者へ補償を支払うこと。
- ・電力供給オークションが開催される年数を事前に5年から7年に増加すること。

チリ

配電

エネルは、2016年に50,000台のスマートメーターを設置する実証プロジェクトを進めており、最終的な目標は、2020年までに全ての既存のメーター（約1.6百万台）を取り替えることである。

チリの規制当局（CNE）が、当該作業の費用を配電付加価値（Valor Agregado de Distribución）（VAD）に含めることの合法性を認めれば、かかる投資は認められる。

これに関連して、9月5日、チレクトラは、2016年11月4日から有効となる料金の設定を視野に入れて、VADの費用構成を決定するためシステプル（Systepul）により作成された調査報告書を、CNEに提出した。

同時期に、チリの議会は、発電所が所在する地域について、それよりも大きな経済規模が達成され得る都市部との均等化を図るため、前者における料金構造を是正する「料金均等法（Ley de equidad tarifaria）」を承認した。

送電法（Ley de transmisión eléctrica）により、発電業者による送電料金の支払の削減及び全国一律料金での送電だけでなく、同国内の様々な送電センターを統合するという目標が達成された。

再生可能エネルギー

チリは、配送業者又は販売会社を通じた販売のために電力を引き出す業者に対して特定の再生可能エネルギー目標の達成を強制するシステムを定めている。かかる法律は、契約が調印された日に基づき以下の2つの異なる目標を設定している。

- ・2007年8月31日から2013年6月30日までの契約に基づく全ての電力について、2014年以降、再生可能資源からの発電の割合が電力の5%を占めるようにする（2024年までに10%の割合に到達するよう、かかる割合は毎年0.5ポイントずつ増加していく。）。
- ・2013年7月1日以降に調印された全ての契約について、2013年法律第20698号により、2025年までに20%の目標（2014年の6%という当初の割合から徐々に引き上げることによって達成する。）が設定された。

全ての再生可能エネルギー資源は、要件を満たすという目的に適している。発電容量40MW以下の水力発電プラントについて、当該システムは、最初の20MWまでは全て、20MWから40MWまでは一部減少した割合を考慮するという修正要因について定めている。かかるメカニズムはまた、義務的割合を達成することができなかった場合についての罰則についても定めている。

2014年5月、チリの新たなエネルギーアジェンダがミッシェル・バシュレット大統領により発表され、主なエネルギー政策目標、講じられるべき次なる規制措置、及び政府が来期に行う予定の投資計画が明らかにされた。特に再生可能資源に関して、かかるアジェンダは、2025年までに契約に基づく電力を20%とする目標を確認し、2014年から2025年までに設置される新たな容量の45%が再生可能エネルギー発電プラントから供給されるという追加目標を導入する。2016年2月、エネルギー省は、かかるアジェンダの一環として、当該部門の長期的成長のためのガイドラインを定める「2050年におけるエネルギー：チリのエネルギー政策（Energia 2050: Política Energetica de Chile）」を発表した。

2016年7月20日、新たな送電法が公布され、8月には、第2段階の規制手続が正式に開始した。政府の日程表によると、当該手続は、最終文書を起草するという目的のために業界の主要企業の全てが関与する予備協議の段階を経て、2017年7月に完了する予定である。単一のシステムオペレーターが導入されることに加えて、かかる新たな法律は、送電システムの拡大を計画することに中心的な役割を割り当て、送電費用を発電業者からエンドユーザーに徐々に移転させるものである。

ペルー

配電

最近組織されたペルー政府は、自由市場顧客及び配電業者がスポット市場へ参加することを可能とする規則を承認した。

7月24日、以下の事項について定めた法令第1221号に係る施行規則が承認された。

- ・ZRT（技術的責任領域）：今後6ヶ月の間に、エネルギー省はZRTを定義し、それについて配電会社からの意見を受け付ける。
- ・地域配電網の資産となるであろう配電網（デジタルメーターを含む。）の技術革新のための投資、作業及び整備に向けたVAD追加料金
- ・ペルーの電力規制当局であるエネルギー鉱業投資監督庁（Osinergmin）により定められるSAIDI及びSAIFIの評価に基づく料金調整要因の定義

卸売市場に対する新たな規制

2016年7月24日、エネルギー・電力市場省は、指令S.第018-2016-EM号を発し、次いで、2016年7月28日には、卸売電力市場（MME）を統制する規則を改正する指令S.第026-2016-EM号を発した。かかる方策により導入された主な変更は、以下のとおりである。

- ・短期MME（いわゆるMercado de Corto Plazo（MCP））に関する規則の承認
- ・運営の仕組み、付随的サービスの割当てに関する手続、運営の厳密性及び混雑状態の場合の利益の割当てに関する手続
MCPでの運営を許可された事業体は、以下のとおりである。
- ・供給契約の要件を満たす発電会社
- ・自由市場顧客の需要を総需要の最大10%まで満たす配電会社
- ・総電力需要の最大10%までを満たす大口顧客

国内相互接続システム経済活動委員会（COES）は、電力及び混雑状態に係る限界費用を計算し、市場取引における毎日の暫定値を定めており、その結果はCOESのウェブ・ポータルで閲覧可能である。混雑状態に対する補償は、規則上の規定に基づき、全参加者の間で分担される。支払義務に応じない事業体には罰金も科される。

再生可能エネルギー

2008年の法令第1002号（Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad）により導入されたペルーの再生可能インセンティブ・システムは、全ての再生可能発電テクノロジーを対象とする競争オークションのシステムであり（水力発電プラントは唯一の例外で、20MWの上限まで対象とされている。）、通常は、省による関連省令の発表時に資源ごとに区分される。

オークションは、最大入札価格及びペイ・アズ・ビッド・メカニズムを定める。獲得した再生可能プラントはまた、優先的な配電及び様々な税金インセンティブからも利益を受ける（加速償却及び売上税の早期償還を含む。）。

2016年5月、再生可能エネルギー発電に係る第4次オークションが完了し、2018年に5%の目標を達成するという目的で、長期PPAが締結された。

コロンビア

配電

2016年3月14日、エネルギー・ガス規制委員会（CREG）は、配電活動の報酬に関する方法を定めた。規制当局は、資産基盤を縮小させる新たな規制の枠組みの策定に取り組んでおり、料金目的で20%（約1兆コロンビア・ペソ）まで縮小が承認された。これにより、技術開発が減速し、同国が電力網を拡大し再編するとともにサービスの質を改善するために必要となる投資が阻害されるおそれがある。

例えば国有の配電会社（特にメタ、ウイラ、カケタ）の民営化のように、エネル・グループは、配電活動への参加を拡大する準備ができています。

ウルグアイ

再生可能エネルギー

同国のエネルギー政策は、ウルグアイのエネルギー依存状態を軽減させてエネルギー産業への投資を推奨するために政府により承認された、2005-2030年国家エネルギー政策に示されている。かかる政策は、2015年までに非従来型再生可能エネルギーからの発電15%を達成するという目標（かかる目標は達成された。）を含む、一連の短期、中期及び長期目標を定めている。

「ウルグアイ風力発電革命」の成功により、同国における2016年9月現在の設備容量は1GWとなり、国家目標を大きく上回った。

市場アクセスに関しては、民間の事業者は、国営の配電事業体であるUTEへの電力販売に関する長期契約の獲得のため、通常は発電テクノロジーごとに分けて政府が招集するオークションに参加することができる。

北米及び中米

アメリカ合衆国

連邦レベル

2016年11月、共和党指名候補のドナルド・トランプ氏が大統領に選ばれ、共和党が上下両院の支配権を維持した。新トランプ政権は、環境保護局（EPA）、エネルギー省（DOE）及び内務省を含む、連邦の省及び機関の新指導者を任命する。新大統領は、連邦エネルギー規制委員会の新委員長も任命する。

新政権は、化石燃料発電所からの温室効果ガスの排出を規制するためにEPAが2015年に提言したクリーン・パワー・プランについて、見直すか、撤回するか、さもなく引き戻すと予想される。当該規制は、現在、ワシントンD.C.巡回裁判所に異議申立てがなされている。連邦議会も包括的な税制改革を検討すると予想される。再生可能エネルギーの税額控除の認定に係る現在の期限は、変更されないと予想される。法人税率の変更若しくは低減又は減価償却の期間は、インフラストラクチャー投資の範囲（大成功すれば一定のシナリオにおける経済を投影し得る再生可能エネルギーを含む。）に影響を与えるおそれがある。

2016年12月、米国魚類野生動物庁（USFWS）は、ワシの偶発的捕獲に関する改正後の最終的な規制を公表した。当該改正は、より効率的な許可枠組みを創設し、その他の面では合法的な活動からの悪影響を回避及び最小化してこれを補償する軽減措置を実施するのに役立つことを意図している。

州レベル

2016年12月27日、マサチューセッツ州エネルギー資源省は、電力会社向けのエネルギー貯蔵目標を実施する計画を発表し、2020年1月1日までに費用効率の高いシステムを調達するよう求めた。正式な目標は2017年7月1日までに設定される。

カナダ

連邦レベル

2016年11月21日、カナダの環境大臣は、同国が2030年までに温室効果ガスを排出しない資源から電力の90%を生み出すことに期待していると発表した。同国は、温室効果ガス排出を毎年約5メガトン削減するという目標を達成するために、石炭使用を段階的に廃止し、カナダ・インフラストラクチャー銀行を利用してクリーン・エネルギーのプロジェクトにさらに出資する予定である。

州レベル

2016年11月21日にはまた、アルバータ州政府が、変動性を減らして低排出な電力資源の成長を促すために、無秩序な卸売電力市場を終了し、容量市場へ移行する予定であることを発表した。移行すれば、乱高下及び市場の不安定性は著しく減少することになる。新たな市場構造は、2021年までに整備される予定である。

2016年11月24日、アルバータ州政府は、トランスアルタ・コープ、キャピタル・パワー・コープ及びATCOリミテッド（ATCO Ltd.）との間で、2030年12月31日までに全ての石炭燃料からの排出を停止するようを要求する合意を締結するに至った。アルバータ州は、これらの事業者が6基の石炭発電所を段階的に停止するために、14年以上にわたり合計814百万ドルの補償金を支払うことに同意した。当該支払金は、産業二酸化炭素排出に対する課徴金から調達され、アルバータ州の電力市場に再投資される。

メキシコ

再生可能エネルギー

2016年の間、地方当局は、エネルギー部門の再編を完了するために必要な法令の施行を引き続き行った。2016年、とりわけ電力部門に関しては、規制手続（2013年12月に承認された構造的な修正に始まり、2014年には電力産業の法的枠組みの制定（エネルギー産業法（Ley de la Industria Eléctrica）、地熱エネルギー法（Ley de Energía Geotérmica）及び連邦電力委員会法（Ley de la Comisión Federal de Electricidad））へと続いた。）は、かつての市場独占業者（連邦電力委員会（Comisión Federal de Electricidad））の水平的及び垂直的な再編に焦点を当てた。かかる再編手続は2017年末までに完了する見込みであるが、これにより、少なくとも4社の発電会社、2社の輸送会社（送電及び配電）、2社の販売会社並びに旧市場での残留を選択する発電会社（独立発電業者及び自己発電業者）との商業的関係を管理する2社の支店が設立される予定である。

発表された日程に従い、1月に短期電力市場における運営が開始され、当年中に、長期契約の発注に係る最初の2回のオークションが完了した。当該契約の下では、配電業者は、2018年及びそれ以降における非化石資源からの発電目標（2021年に30%、そして2024年に35%）を達成するために必要な電力及び証明書を購入することが要求される。

当該部門の長期展開に関して、6月にエネルギー省（SENER）は、2016-2030年の電力部門計画文書（PRODESEN）を発表した。かかる文書は、当該期間にわたって需用を満たすために必要な発電、送電及び配電プロジェクトを明確にするよう定めている。同省の見積もりによれば、需要は、3%から4%上昇すると見込まれているが、これによって約60GWの追加容量が必要となり、そのうち約32GWは、2024年までに非化石資源からの発電を35%とする目標を満たすための再生可能エネルギー容量となる予定である。

2016年末、中期オークションの実施に関する規制手続が開始され、規制当局により定められた需要範囲パラメーターの達成を確実にするために配電業者が利用できる手段の一つが示された。

グアテマラ

再生可能エネルギー

グアテマラのエネルギー部門の進展は、エネルギー政策並びに輸送及び発電拡大計画によって牽引されており、当該計画に基づき、近年、新たな発電プロジェクトへの投資を促すために長期オークションが実施された。かかるオークションは、地域規制の安定性と相まって、同国の設備容量を増加させ、また、エネルギー基盤を変化させることを可能とした（2016年における同国の発電の約60%が再生可能エネルギー由来であった。）。

2016年に発表されたエネルギー政策では、2030年に再生可能資源による発電を90%にする目標を定めている。当年において、配電業者は、電力及び容量の供給のため2回の短期オークションを開催し、2017年には、新たなプロジェクトの建設のための新たな長期オークションが開催される見込みである。

2月、グアテマラとメキシコとの間で可能なオファーを定める規則が公表され、これにより、グアテマラは、地域電力市場とメキシコとに同時に接続された相互接続地域として特権的な地位を有することになる。

パナマ

再生可能エネルギー

通常、再生可能エネルギー発電所は、シングルバイヤーとして行為するシステムオペレーター（ETESA）により開催されるオークションへの参加を通じて、市場に参入する。しかしながら、2016年、当局は、最終消費者により再生可能エネルギー発電所を設置する仕組みを促進し、自己消費の手続を強化した。

4月、議会は2015-2050年国家エネルギー計画を承認し、二酸化炭素排出の削減を目的として同国のエネルギー基盤の変更を定めることを目指した。

7月、決議第10.143号が公表され、当該システムで水を十分に利用できる期間中のエネルギー輸出の方法が変更された。かかる新たな方法は、貯水池の氾濫のリスクを軽減しようとするものである。

コスタリカ

再生可能エネルギー

再生可能エネルギーは、主に、規制当局（ARESEP）により設定された料金で独立の発電業者（20MW未満）を通じて、また、コスタリカ電力協会（ICE）との長期PPAにおいて定められた固定料金でBOT公開オークション（50MW未満）を通じて、市場にアクセスする。

現在のエネルギー計画は2015年9月に承認され（2015-2030年国家エネルギー計画）、エネルギー部門の短期、中期及び長期計画目標が定められている。とりわけ電力部門については、以下の4つの目標が、今後数年間に具体的な施策により推進される予定であることを確認している。

- ・エネルギー強度を抑え、エネルギー消費に関連した排出量を削減することにより、同国のエネルギー効率を改善する。
- ・再生可能資源の直接の利用を認めることで、効率的な分散発電を確保する。
- ・利用可能な資源並びにそれらの質、利用可能性及び価格といった諸条件の組合せを評価することを通じて、同国の発電基盤を最適化する。
- ・経済的、技術的、社会的及び環境的側面を主要な要素としてみならず包括的なシステム計画モデルを導入する。

サブサハラ・アフリカ及びアジア

インド

再生可能エネルギー

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6月、ナレンドラ・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。

再生可能エネルギー産業は、それぞれの州が新たな容量の発展のために独自の規制制度を導入してきたことから、高度に断片化しているという特徴がある。概して、新たな容量の発展のための主なサポートメカニズムは、オークション、プリファード・フィード・イン・タリフ、州レベルの再生可能エネルギー・ポートフォリオ・オブリゲーション（RPO）に基づく再生可能エネルギー証書（REC）、発電ベースのインセンティブ（現在のところ2017年3月までの実施）及びその他の税金インセンティブである。

風力発電にとって最も広範に採用されたインセンティブ・プランは、プリファード・フィード・イン・タリフに基づいており、それはSERCにより州レベルで定められ、州によって10から25年までの様々な期間で、州の配電会社とのPPAにより実施される。フィード・イン・タリフは、SERCによって定期的に改定され、発電所の稼働時に定められて、PPAの期間を通して変更されない。2016年6月、新・再生可能エネルギー庁（MNRE）は、競争オークションを用いた風力容量1,000MWの設置に向けた指針を発表し、かかるメカニズムが徐々にフィード・イン・タリフから置き替わっている。

太陽光エネルギーの発展は、主に、2010年に開始された国家太陽光発電導入計画（Jawaharlal Nehru National Solar Mission（JNNSM））と呼ばれるプログラムにより支援されている。それは、連邦レベルで管理されるが州レベルで実施されるオークション・システムに基づいている。かかるプログラムは、3つの段階に分かれて構成されており、そのうち2つ目が現在進行中である。入札獲得者は、国の主導的な電力会社である国営火力発電会社（NTPC）との間の固定料金による25年PPAを付与される。

2016年6月、MNREは、再生可能エネルギーを基盤とする小規模／極小グリッドの発展を支援するための指針を定める方針案を発表した。当該方針案では、地方における電力供給のため、今後5年間で、最低500MWの設備容量に相当する少なくとも10,000のプロジェクトを実施することが目標とされている。

2016年10月2日、インドは、2015年12月のパリ・サミットで合意された気候協定を批准し、炭素排出の強度を2030年までに2005年の水準から33-35%削減し（INDC（各国が自主的に決定する約束草案））、設置される非化石電力容量を40%（現在は、大規模水力発電及び原子力発電を含めて30%に相当する。）とすることを約束した。インド政府によるこの約束は、さらに、2022年までに再生可能エネルギー容量を175GWにするという野心的な目標に発展し、当該部門への投資を引き込む方向への政治課題を明確にするはずである。

2016年10月末、MNREは、同国で初めてとなる、競争オークションを通じた1,000MWの風力容量の設置のための作業手続を定めた最終文書を公表した。10月28日にオークションが発表され、事前選択の手続は2017年1月9日に開始した。当該オークションの対象となるプロジェクトは、「強風州」に分類されるインドの8つの州（アンドラ・プラデシュ州、グジャラート州、カルナタカ州、マディヤ・プラデシュ州、マハーラーシュトラ州、ラジャスタン州、タミル・ナドゥ州及びテランガナ州）において展開され、全国送電網に接続されるものである。当該オークションの入札獲得者は、電力取引会社（Power Trading Company）との間の25年間の固定料金による電力購入契約（PPA）を付与される。一方で、電力取引会社は、「非強風州」における州の配電会社に対し電力販売契約を通じて電力を販売する。かかる競争オークション・メカニズムは、風力発電のためのフィード・イン・タリフから徐々に置き替わると見込まれる。

2016年第3四半期には、インドにおいて、物品・サービス税の導入を伴う間接税の大幅な改革が開始し、2017年4月1日に効力が発生する。これが承認された場合、当該改革により、物品及びサービスに対する新たな税率が導入され、同国の発電所建設費用にも影響を与えることになる。当該税率は未だ決定されておらず、当該改革の効力発生が延期される可能性は極めて高い。

南アフリカ

再生可能エネルギー

2011年5月、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、5つのラウンド（ビッド・ウィンドウ）が計画されており、そのうち4つ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いない。）について開催された。

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、国の公益事業体であるEskomと20年のPPAを締結するよう誘致され、支払は政府により保証される。

2016年11月22日、エネルギー省は、2050年までの同国のエネルギー部門及び電力部門の発展のための戦略を包含する長期計画である、統合エネルギー計画及び統合資源計画を改定する新たな草案を発表した。

一般からの意見が2017年3月まで受け付けられ、2017年下半期に最終文書が発表される見通しである。

2015年初めには、国の電力規制当局であるNERSAは、分散発電に適用される規則及び電力輸送（運搬）のための国のグリッドの利用という2つの検討を既に開始していた。分散発電を規制する規則は、全てのエンドユーザーに対し、太陽光システムを設置するオプション及びグリッド（正味計測）への超過電力の輸出を認める予定である。運搬を規制する規則は、民間の発電業者とエンドユーザー（商業又は産業企業。住居用顧客は対象外である。）との間の二当事者間契約による電力の販売を認める予定である。かかる検討が完了する日は、まだ公式に発表されていない。2016年、当該検討はまだ完了しておらず、完了の日もまだ公式に発表されていない。

最後になるが、長期料金計画メカニズムに基づき、南アフリカの電力料金は、2018年まで年に平均8%増加する予定である。

ケニア

再生可能エネルギー

ケニアは、再生可能エネルギーについての公式な設置容量目標を設定していないものの、主に水力発電への依存を減らし、民間の投資家を惹きつけることを目指して、再生可能エネルギーの発展を強く支援している。

2008年以降に用いられて2012年に修正された、再生可能エネルギーについての主なインセンティブ・メカニズムは、フィード・イン・タリフ（FiT）システムであり、規定の価格は法律によって、容量が10MW未満の発電所に関してはエネルギー規制委員会（ERC）により、それより大規模な設備に関してはオークションにより決定される。サポートメカニズムは、送電、配電及びエンドユーザーへの供給について責任を担う国営事業者であるケニア・パワー・アンド・ライティング・カンパニー（Kenya Power and Lighting Company）（KPLC）との20年の電力購入契約（PPA）を定めている。料金は、テクノロジー（風力、バイオマス、太陽光、小規模水力及び地熱）並びに発電所の規模により異なる。一部はUSインフレ指数（US CPI）に指数化されている。

もっとも、同国の法律上及び規制上の枠組みは2015年以降見直されてきたのであり、新エネルギー法案の最終版は、選挙後の、2017年下半年に承認される見込みである。加えて、FiTシステムは、競争オークションのシステムに徐々に置き替えられる予定である。

ケニアでは、電化料金はちょうど23%であるが、国のグリッドの拡張及び密度の増加、小規模グリッドの発展並びにオフグリッド計画を通じた地方の電化料金の引上げを主に優先している。その目的は、2030年までに100%の電化料金を達成することである。

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

2016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、2016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。エネルはすべ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	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	バイライツ・ハイドロ・エルエルシー 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	50.00% 50.00%	50.00%
ソシエタ・ディ・スヴィルツポ・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(「ガルス・エスピーエー」) Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA (in breve "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部門において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	ビーエイチ・チュカス・エスエー	100.00%	62.48%
3 サン・エスアールエル(3Sun Srl)	カタニア	イタリア	35,205,984.00	ユーロ	ソーラーパネルの製造を行うプラントの開発、設計、建設及び運転	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
アダムズ・ソーラー・ビーヴィ・プロジェクト・トゥー(アールエフ)ビーティーワイ・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(ビーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
アドリア・リンク・エスアールエル(Adria Link Srl)	ゴリツィア	イタリア	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)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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%
アグルバシオン・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・ディストリビューション・エレクトリカ・エスエル	16.67%	11.69%

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 %
アグイロン・トゥウェンティー・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%
アルバニー・ソーラー・エルエル シー (Albany Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	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%	100.00%
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%	99.91%
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%
アルベ・アドリア・エネルギア・エ スピーエー (Alpe Adria Energia SpA)	ウディネ	イタリア	450,000.00	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	40.50%	40.50%
アルトモンテ・エフヴィ・エスアー ルエル (Altomonte Fv 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・F2i ソラーレ・イタリ ア・エスピーエー	100.00%	50.00%
アウヴォラダ・エネルギア・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・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	100.00%	100.00%
アンブラ・エネルギア・エ・セル ヴィソス・エスエー (Ampla Energia E Serviços SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	129,823.00	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 チレクトラ・インヴェルースド・ エスエー エネル・アメリカス・エスエー	46.89% 21.02%	51.46%
アナデール・ソーラー・エルエル シー (Annadale Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	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%	100.00%
アピアカス・エネルギア・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・バルティチバソエス・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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
アクイレ・ソーラー・エスエル (Aquilae Solar SL)	ラ・バルマ・ デ・グラン・ カナリア	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電	エンデサ・インジェニエリア・エ スエルユー	50.00%	35.05%
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	100.00%	70.10%
アソシアシオン・ヌークリア・アス コ・ヴァンデルリョス・・エーアイ イー (Asociación Nuclear Ascó- Vandellòs 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%
アストロノミー&エナジー・エス ピーエー (Astronomy & Energy SpA)	サンティアゴ	チリ	5,000,000.00	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・デ ル・スール・エスピーエー (旧名 称：バルケ・エオリコ・レナイ コ・エスピーエー)	100.00%	99.91%
アソネット・スマートグリッド・エ スアールエル (Athonet Smartgrid Srl)	ボルツァーノ	イタリア	14,285.71	ユーロ	研究開発及び設 計	エネル・イタリア・エスアールエ ル	30.00%	30.00%
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	アメリカ	-	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%	100.00%
オーロラ・ディストリビューティッ ド・ソーラー・エルエルシー (Aurora Distributed Solar LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	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	アメリカ	-	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	アメリカ	-	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 (ミネソタ)	アメリカ	-	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・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	ビーエルビー・エナジー・プライ ベート・リミテッド	100.00%	68.00%
アイセン・エネルギア・エスエー (Aysén Energia SA)	サンティアゴ	チリ	4,900,100.00	チリペソ	電力	セントラレス・ハイドロエレクト リカス・デ・アイセン・エスエー エネル・ジェネラシオン・チリ・ エスエー	99.00% 0.51%	18.54%

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 %
アイセン・トランスミッション・エ スエー (Aysèn Transmisión SA)	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 セントラレス・ハイドロエレクト リカス・デ・アイセン・エスエー	0.51% 99.00%	18.54%
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)	アメリカ		- 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%
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)	アメリカ		- 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)	アメリカ		- 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)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
バイオエネルギー・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	アメリカ		- 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%
ビーエルビー・エナジー・プライ ベート・リミテッド (BLP Energy Private Limited)	ニューデリ	インド	30,000,000.00	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・ディ ベロップメント・エスアールエル	68.00%	68.00%
ビーエルビー・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	ビーエルビー・エナジー・プライ ベート・リミテッド	100.00%	68.00%
ビーエルビー・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	ビーエルビー・エナジー・プライ ベート・リミテッド	100.00%	68.00%
ビーエルビー・ウィンド・プロジェ クト (アンベリ) プライベート・リ ミテッド (BLP Wind Project (Amberi) Private Limited)	ニューデリ	インド	5,000,000.00	インド ルピー	再生可能資源か らの発電	ビーエルビー・エナジー・プライ ベート・リミテッド	100.00%	68.00%
ブルー・エナジー・エスアールエル (Blue Energy Srl)	トゥルチャ	ルーマニア	1,000.00	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 エネル・グリーン・パワー・ルー マニア・エスアールエル	1.00% 99.00%	100.00%
ボイロ・エネルギー・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%
ブート・フィールド・エルエルシー (Boott Field LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
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)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	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 %
ビービー・ハイドロ・アソシエーツ (Bp Hydro Associates)	ボイジー (アイダホ)	アメリカ		- 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 シーエイチアイ・アイダホ・エルエルシー	32.00% 68.00%	100.00%
ビービー・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(ユタ)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	ビービー・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%
ブライラ・パワー・エスエー (Braila Power SA)	キスカニ、 コムナ・ キスカニ	ルーマニア	1,900,000.00	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・ビーヴィ	29.93%	29.93%
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)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・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%
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%
バイパス・リミテッド・エルエルシー (Bypass Limited LLC)	ボイジー (アイダホ)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
バイパス・パワー・カンパニー・エル エルシー (Bypass Power Company LLC)	ロサンゼルス (カリフォル ニア)	アメリカ		- 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%
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)	アメリカ		- 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)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	ロッキー・ケニー・ウィンド・エ ルエルシー	100.00%	100.00%
カーボペゴ・アバステシメントス・ 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・エス エー エンデサ・ジェネラシオン・ポル トガル・エスエー	49.99% 0.01%	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%

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%
セフェイダス・デサロージョ・ソー ラール・エスエル (Cefeidas Desarrollo Solar SL)	プエルト・デル ・ロザリオ	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電	エンデサ・インジェニエリア・エ スエルユー	50.00%	35.05%
セントラル・コスタネラ・エスエー (Central Costanera SA)	プエノス・ アイレス	アルゼンチ ン	701,988,378.00	アルゼンチ ンペソ	発電及び電力販 売	エンデサ・アルジェンチーナ・エ スエー エネル・アメリカス・エスエー サザン・コーン・パワー・アル ジェンチーナ・エスエー	49.68% 24.85% 1.15%	39.16%
セントラル・ドック・スード・エス エー (Central Dock Sud SA)	プエノス・ 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	インヴェルソラ・ドック・スー ド・エスエー	69.99%	20.85%
セントラル・エオリカ・カネラ・エ スエー (Central Eólica Canela SA)	サンティアゴ	チリ	12,284,740,000.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	ガス・アタカマ・チリ・エスエー	75.00%	27.75%
セントラル・グラドロー・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%	51.46%
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	水力発電所の運 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)	マドリッド	スペイン	595,000.00	ユーロ	火力発電所の運 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・プエルタ・デ・オブリ ガド・エスエー (Central Vuelta de Obligado SA)	プエノス・ 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・コスタネラ・エス エー セントラル・ドック・スード・エ スエー ハイドロエレクトリカ・エル・ チョコン・エスエー	1.30% 6.40% 33.20%	13.07%
セントラレス・ハイドロエレクトリ カス・デ・アイセン・エスエー (Centrales Hidroeléctricas De Aysén SA)	サンティアゴ	チリ	158,975,665,182.00	チリペソ	設計	エネル・ジェネラシオン・チリ・ エスエー	51.00%	18.54%
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)	マドリッド	スペイン		- ユーロ	原子力発電所の 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・ブレ・ヴェドゥア・ ヴィスクム・エスアールオー (Centrum Pre Vedula Vyskum Sro)	カルナ・ナッド・ フロノム	スロバキア	6,639.00	ユーロ	科学及びエンジ ニアリングの研 究及び開発	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	100.00%	33.00%
シーイーエスアイ・チェントロ・エ レットロテクニコ・スベリメンター 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	研究及びテスト サービス並びに 分析、コンサル ティング、エン 지니어リング、 設計及び認証	エネル・エスピーエー	42.70%	42.70%
チェペイ・デサロージョ・ソー ラー・エル (Chepei Desarrollo Solar L)	ラ・バルマ・ デ・グラン・ カナリア	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電	エンデサ・インジェニエリア・エ スエルユー	50.00%	35.05%

[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 %
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	アメリカ		- 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)	アメリカ		- 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)	アメリカ		- 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)	アメリカ		- 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・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)	アメリカ	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)	アメリカ	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)	アメリカ	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)	アメリカ	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%
チレクトラ・インヴェルスード・エ スエー (Chilectra Inversud SA)	サンティアゴ	チリ	569,020,000.00	米ドル	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー	100.00%	51.80%
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%	34.64%
チサゴ・ソーラー・エルエルシー (Chisago Solar LLC)	デラウェア	アメリカ		- 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%	100.00%
チショルム・ビュー・ウィンド・ブ ロジェクト エルエルシー (Chisholm View Wind Project II LLC)	デラウェア	アメリカ		- 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%	51.00%
チショルム・ビュー・ウィンド・ブ ロジェクト・エルエルシー (Chisholm View Wind Project LLC)	オクラホマ ・シティー (オクラホマ)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ウィンド・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
クラディアーチェ・ヴェーゼ・ボフ ニチェ・スボル・エスアールオー (Chladiace Veze Bohunice Społ Sro)	ボフニチェ	スロバキア	16,598.00	ユーロ	エンジニアリン グ及び建設	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	35.00%	11.55%
シマロン・バンド・アセット・エル エルシー (Cimarron Bend Assets LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 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 シマロン・バンド・ウィンド・ブ ロジェクト エルエルシー シマロン・バンド・ウィンド・ブ ロジェクト エルエルシー シマロン・バンド・ウィンド・ブ ロジェクト エルエルシー	1.00% 49.00% 49.00% 1.00%	51.00%
シマロン・バンド・ウィンド・ホー ルディングス エルエルシー (Cimarron Bend Wind Holdings I LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	シマロン・バンド・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・バンド・ウィンド・ホー ルディングス・エルエルシー (Cimarron Bend Wind Holdings LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール ビーイー・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・バンド・ウィンド・プロ ジェクト エルエルシー (Cimarron Bend Wind Project I LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	シマロン・バンド・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・バンド・ウィンド・プロ ジェクト エルエルシー (Cimarron Bend Wind Project II LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	シマロン・バンド・ウィンド・ブ ロジェクト エルエルシー	100.00%	50.00%
シマロン・バンド・ウィンド・プロ ジェクト エルエルシー (Cimarron Bend Wind Project III LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・バンド・ウィンド・プロ ジェクト・エルエルシー (Cimarron Bend Wind Project LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	50.00%	50.00%

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%	25.08%
コジェイン・ルカーニア・エスアール エル (Cogein Lucania Srl)	ナポリ	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%
コジェイン・サンニオ・エスアール エル (Cogein Sannio Srl)	ナポリ	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%
コジェネラシオン・エル・サルト・ エスエル (Cogeneración El Salto SL) (清算中)	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・デ・エネルギー ア・エスエー (Comercializadora de Energía SA)	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	電力販売	エネル・アメリカス・エスエー エンデサ・アルジェンチーナ・エ スエー	55.00% 45.00%	51.78%
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)	ローマ	イタリア	22,372,000.00	ユーロ	港湾インフラ建 設	エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	25.00%	25.00%
コンパニア・エネルギーティカ・ ド・セアラ・エスエー (Companhia Energética Do Ceará SA)	フォルタレサ	ブラジル	442,950,000.00	ブラジル レアル	発電、送電及び 配電	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ブラジル・エスエー	15.18% 58.87%	38.16%
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 (Compañia De Transmisión Del Mercosur Ltda)	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	エンデサ・アルジェンチーナ・エ スエー エネル・アメリカス・エスエー	45.00% 55.00%	51.46%
コンパニア・エネルギーティカ・ ヴェラクルス・エスエーシー (Compañia 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	ジェネラルリマ・エスエー	100.00%	51.80%
コンパニア・エオリカ・ティエラ ス・アルタス・エスエー (Compañia 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・インジェグネリア・エ・ リチエルカ・エスピーエー エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	49.00% 51.00%	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)	アメリカ	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%
コンソリディティッド・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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
コンソリディティッド・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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
コンソリディティッド・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)	アメリカ	-	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%
コンソリディティッド・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)	アメリカ	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%
コンソルシオ・エオリコ・マリノ・ カボ・デ・トラファルガー・エスエ ル (Consorcio Eólico Marino Cabo De Trafalgar SL)	カディス	スペイン	200,000.00	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	50.00%	35.05%
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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
コーボラシオン・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	1,021,600.00	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	25.00%	17.53%
クルセロ・オエステ・シンコ・エス ピーエー (Crucero Oeste Cinco SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	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・デ ル・スール・エスピーエー (旧名 称：バルケ・エオリコ・レナイ コ・エスピーエー)	100.00%	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 %
クルセロ・オエステ・クアトロ・エスピーエー (Crucero Oeste Cuatro SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	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・デル・スール・エスピーエー (旧名称: バルケ・エオリコ・レナイコ・エスピーエー)	100.00%	99.91%
クルセロ・オエステ・ドス・エスピーエー (Crucero Oeste Dos SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	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・デル・スール・エスピーエー (旧名称: バルケ・エオリコ・レナイコ・エスピーエー)	100.00%	99.91%
クルセロ・オエステ・トレス・エスピーエー (Crucero Oeste Tres SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	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・デル・スール・エスピーエー (旧名称: バルケ・エオリコ・レナイコ・エスピーエー)	100.00%	99.91%
クルセロ・オエステ・ウノ・エスピーエー (Crucero Oeste Uno SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	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・デル・スール・エスピーエー (旧名称: バルケ・エオリコ・レナイコ・エスピーエー)	100.00%	99.91%
ダナックス・エナジー (ピーティエーワイ) エルティエーディー (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 エルエスエー (ピーティエーワイ) エ ルティエーディー	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・エス ピーエー エネル・グリーン・パワー・ルー マニア・エスアールエル	0.00% 100.00%	100.00%
デビュラシオン・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 バーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
デサロージョ・フォトソーラー・エスエル (Desarollo Photosolar SL)	ラ・バルマ・ デ・グラン・ カナリア	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電	エンデサ・インジェニエリア・エ スエルユー	50.00%	35.05%
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・シーヴィ (Desarollo de Fuerzas Renovables, S de RL de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	13,564,350.00	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・シーヴィ 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・シーヴィ	99.99% 0.01%	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)	サンチャゴ	チリ	351,604,338.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エンブレサ・エレクトリカ・パン ギブジ・エスエー	100.00%	99.91%
ディトリッヒ・ドロップ・エルエルシー (Dietrich Drop LLC)	デラウエア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ディセーニョ・デ・システマス・エン・シリシオ・エスエー (Diseño de Sistemas en silicio SA) (清算中)	バレンシア	スペイン	578,000.00	ユーロ	太陽光発電システム	エンデサ・セルヴィシオス・エス エル	14.39%	10.09%
ディストリビュードラ・デ・エネルギア・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	ハイドロエレクトリカ・デ・カタ ルーニャ・エスエル エンデサ・レッド・エスエー	45.00% 55.00%	70.10%
ディストリビュードラ・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	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%	26.68%
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)	デラウエア	アメリカ	-	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%	100.00%
ドミニカ・エネルギア・リンピア・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ (Dominica Energía Limpia S de RL de Cv)	コロニア・ グアダルーブ ・イン	メキシコ	279,282.23	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 デマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	0.04% 99.96%	100.00%
ドリフト・サンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー (Drift Sand Wind Holdings LLC)	デラウエア	アメリカ	-	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%	35.00%
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)	デラウエア	アメリカ	-	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%	35.00%

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・ディストリビューティ・バナ ト・エスエー (e-distributie 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・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	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-distributie 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・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	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	アメリカ	-	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%	100.00%
イー・ディストリビューティ・ムン テニア・エスエー (E-Distributie 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・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	64.43%	64.43%
イー・ディストリブツツィオー 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%
イージービー・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%
イージービー・エナジー・ストレ ージ・ホールディングス・エルエル シー (EGP Energy Storage Holdings LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・ジェロニモ・ホル 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)	アメリカ	1,000.00	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・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	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・サン・レアンドロ・ マイクログリッド エルエルシー (EGP San Leandro Microgrid I LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・ソーラー１・エルエ ルシー (Egp Solar1 LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ソーラー・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
イージービー・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)	アメリカ	-	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%
イージービー・スティルウォー ター・ソーラー・ビーヴィ エルエ ルシー(EGP Stillwater Solar PV II LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	バドマ・ウィンド・パワー・エル エルシー	100.00%	100.00%
イージービー・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 (EGP NA Development Holdings, LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ ス・アメリカ・ディベロップメン ト・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージービー・エヌエー・ハイド ロ・ホールディングス・エルエル シー (EGP NA Hydro Holdings LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・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 (EGP NA Preferred Wind Holdings LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源 持株会社	イージービー・エヌエー・アール イービー・ウィンド・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
イージービー・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 (EGP NA Renewable Energy Partners LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	持株会社	イージービー・エヌエー・アール イービー・ホールディングス・エ ルエルシー	50.00%	50.00%
イージービー・エヌエー・アール イービー・ホールディングス・エル エルシー (EGP NA REP Holdings LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー (EGP NA REP Hydro Holdings LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	持株会社	イージービー・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%

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・アール イービー・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	アメリカ		- 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 ナース・エルエルシー	100.00%	50.00%
イージーピー・エヌエー・アール イービー・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	アメリカ		- 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 ナース・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)	アメリカ		- 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 イービー・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)	アメリカ		- 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 イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
エルコガス・エスエー (Elecogas SA)	ブエルトリャノ	スペイン	809,690.40	ユーロ	発電	エネル・エスピーエー エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	4.32% 40.99%	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・エス ピーエー	0.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・ルー マニア・エスアールエル	100.00%	
エレクガス・エスエー (Elecogas SA)	サンタレン (ペゴ)	ボルト ガル	50,000.00	ユーロ	複合サイクル配 電	エンデサ・ジェネラシオン・ボル 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%
エレクトリカ・カボ・ブランコ・エ スエー (Eléctrica Cabo Blanco SA)	リマ	ペルー	46,508,170.00	ヌエボソル	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー ジェネラリマ・エスエー	80.00% 20.00%	51.80%
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	165,880.00	ユーロ	配電及び電力販 売	ハイドロエレクトリカ・デ・カタ ルーニャ・エスエル	47.46%	33.27%
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	50.00%	35.05%
エレクトリカ・デル・エプロ・エス エー(ソシエダッド・ウニベルソナ ル)(Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal))	タラゴナ	スペイン	500,000.00	ユーロ	配電及び電力供 給	エンデサ・レッド・エスエー	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	配電及び電力供 給	エンデサ・レッド・エスエー	50.00%	35.05%
エレクトロガス・エスエー (Electrogas SA)	サンティアゴ	チリ	61,832,327.00	米ドル	持株会社	エネル・ジェネラシオン・チリ・ エスエー	42.50%	15.45%
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	アメリカ		- 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%
エムゲサ・パナマ・エスエー (Emgesa Panama SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	電力取引	エムゲサ・エスエー・イーエス ビー	100.00%	25.11%
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%	25.11%

[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 %
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー (Emittenti Titoli SpA)	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%
エンブレサ・カルボニフェラ・デル・スール・エスエー (Empresa Carbonífera Del Sur SA)	マドリッド	スペイン	18,030,000.00	ユーロ	採鉱	エンデサ・ジェネラシオン・エスピーエー	100.00%	70.10%
エンブレサ・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	エネル・ディストリビューション・チリ・エスピーエー エンブレサ・エレクトリカ・デ・コリナ・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	60.07%
エンブレサ・ディストリビュードラ・スール・エスエー (Empresa Distribuidora Sur SA)	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・エスピーエー エネル・アメリカス・エスピーエー	56.36% 43.10%	37.34%
エンブレサ・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	ルズ・アンデス・エルティーディーエー エネル・ディストリビューション・チリ・エスピーエー	0.00% 100.00%	60.07%
エンブレサ・エレクトリカ・パンギブジ・エスピーエー (Empresa Eléctrica 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・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エルティーディーエー	99.99% 0.01%	99.91%
エンブレサ・エレクトリカ・ペウェンチェ・エスピーエー (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・エスピーエー	92.65%	33.69%
エンブレサ・ナショナル・デ・ジェオテルミア・エスピーエー (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%	50.95%
エンブレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスピーエー (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・イベロアメリカ・エスアールエル	11.11%	11.11%
イーエヌ・ブラジル・コメルシオ・エ・セルヴィソス・エスピーエー (En-Brazil Comercio E Serviços SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	1,000,000.00	ブラジルレアル	電気に関する業務	エネル・ブラジル・エスピーエー セントラル・グラドーラ・テルメレトリカ・フォルタレザ・エスピーエー	99.99% 0.01%	51.46%
エンデサ・アルジェンティーナ・エスピーエー (Endesa 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・エスピーエー ガス・アタカマ・チリ・エスピーエー	99.66% 0.34%	51.72%
エンデサ・キャピタル・エスピーエー (Endesa Capital SA)	マドリッド	スペイン	60,200.00	ユーロ	金融会社	エンデサ・エスピーエー	100.00%	70.10%
エンデサ・コメルシアライザサオ・デ・エネルギア・エスピーエー (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・エネルギア・エスピーエー	100.00%	70.10%
エンデサ・ディストリビューション・エレクトリカ・エスピーエー (Endesa Distribución Eléctrica SL)	バルセロナ	スペイン	1,204,540,060.00	ユーロ	配電	エンデサ・レッド・エスピーエー	100.00%	70.10%
エンデサ・エネルギア・エスピーエー (Endesa Energía SA)	マドリッド	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・エスピーエー	100.00%	70.10%
エンデサ・エネルギア・XXI・エスピーエー (Endesa Energía XXI SL)	マドリッド	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・エネルギア・エスピーエー	100.00%	70.10%
エンデサ・ファイナシエシオン・フィラーレ・エスピーエー (Endesa Financiación Filiales SA)	マドリッド	スペイン	4,621,003,006.00	ユーロ	金融会社	エンデサ・エスピーエー	100.00%	70.10%
エンデサ・ジェネラシオン・II・エスピーエー (Endesa Generación II SA)	セビリア	スペイン	63,107.00	ユーロ	発電	エンデサ・エスピーエー	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 %
エンデサ・ジェネラシオン・ニュー クリア・エスエー (Endesa Generacion 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・ジェネラシオン・エス エー エンデサ・エネルジア・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	99.20% 0.20% 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iria・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 及びエネルギー アリングサービ ス	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・オペラシオネス・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)	バルセロナ	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	イギリス	2.00	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)	バルセロナ	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)	マドリッド	スペイン	1,270,502,540.40	ユーロ	持株会社	エネル・イベロアメリカ・エス アールエル	70.10%	70.10%
エンデサ・セルヴィシオス・エスエ ル (Endesa Servicios SL)	マドリッド	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	発電及び配電	エネル・イベロアメリカ・エス アールエル	51.80%	51.80%
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・アトランティック・カナ ダ・リミテッド・パートナーシッ プ (Enel Atlantic Canada Limited Partnership)	ニューファンド ランド	カナダ	-	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 ニューウィンド・グループ・イン ク	99.90% 0.10%	100.00%
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	1,320,049,091.42	ブラジル レアル	持株会社	エデジェル・ジェネラシオン・ベ ルー・エスエーエー チレクトラ・インヴェルスード・ エスエー エネル・アメリカス・エスエー	4.00% 5.94% 90.06%	51.46%
エネル・チリ・エスエー (Enel Chile SA)	サンティアゴ	チリ	2,229,108,974,538.00	チリペソ	発電及び配電	エネル・イベロアメリカ・エス アールエル	60.62%	60.62%
エネル・Cien・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%	51.46%
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)	アメリカ	-	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 %
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)	アメリカ		- 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・ディストリビューション・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	ガス・アタカマ・チリ・エスエー エネル・チリ・エスエー	0.00% 99.09%	60.07%
エネル・ディストリビューション・ペルー・エスエーエー (Enel Distribución Perú SAA)	リマ	ペルー	638,560,000.00	ヌエボソル	配電及び電力の 販売	インヴェルシオンス・ディストリ リマ・エスエー エネル・アメリカス・エスエー	51.68% 24.00%	39.21%
エネル・エネルギア・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・エネルギア・エスエー・ デ・シーヴィ (Enel Energia 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	エネルギア・エヌヴァ・デ・イ グ・エス・デ・アールエル・デ・ シーヴィ エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	1.00% 99.00%	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・インベストメント・ホー ルディング・ピーヴィ	64.43%	64.43%
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・インベストメント・ホー ルディング・ピーヴィ	51.00%	51.00%
エネル・エナジー・サウスアフリ カ (Enel Energy South Africa)	ハウテン	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・エス ピーエー	100.00%	100.00%
エネル・F2i ソラーレ・イタリア・ エスピーエー (Enel F2i Solare Italia SpA)	ローマ	イタリア	5,100,000.00	ユーロ	発電	マルテ・エスアールエル	50.00%	50.00%
エネル・ファイナンス・インターナ ショナル・エヌヴィ (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・エスピーエー	100.00%	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	59.98%	36.36%
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	2,302,143,514.88	ヌエボソル	発電、配電及び 販売	エネル・アメリカス・エスエー ジェネランデス・ペルー・エス エー	29.40% 54.20%	43.31%
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	エレクトリカ・カボ・ブランコ・ エスエー ジェネラリマ・エスエー	60.00% 36.50%	49.99%
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)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・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・ジービー・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	イージービー・エヌエー・アール イービー・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・アフリ カ・エスアールエル (Enel Green Power Africa Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	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・アル ジェンチーナ・エスエー (Enel Green Power Argentina SA)	ブエノス・ アイレス	アルゼンチ ン	100,000.00	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・ラテ ンアメリカ・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	5.00% 95.00%	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 SA)	ニテロイ (リオ・デ・ ジャネイロ)	ブラジル	1,000,000.00	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・バルティチバソエス・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・ボン・ ジーザス・ド・ラバ・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		- 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・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ブラジ ル・バルティチバソエス・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	4,024,724,678.00	ブラジル レアル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・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・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・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	76,000,000.00	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・バルティチパソエス・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	289,340,000.00	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%	51.34%
エネル・グリーン・パワー・シー エーアイ・アグロエネルギー・エ スアールエル (Enel Green Power CAI Agroenergy 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%
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	15,649,360,000.00	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・ラテ ンアメリカ・エルティーディー エー ハイドロマック・エネルギー・エ スアールエル	99.99% 0.01%	99.91%
エネル・グリーン・パワー・コロ ンビア (Enel Green Power Colombia)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	300,000,000.00	コロンビア ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・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 Lica)	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・クリ スタル・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Cristal Eólica SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティー ディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クリ タランドー・I・エオリカ・エ スエー (Enel Green Power Cristalândia I Eólica SA)	ブラジル	ブラジル	1,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電及び販 売	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
エネル・グリーン・パワー・クリ タランドー・II・エオリカ・エ スエー (Enel Green Power Cristalândia II Eólica SA)	ブラジル	ブラジル	1,000,000.00	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・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
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	70,000,000.00	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティー ディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	1.00% 99.00%	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 (già Parque Eólico Renaiico SpA))	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・チ リ・エルティーディーエー	100.00%	99.91%
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	70,379,344.85	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・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
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)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	23,054,973.26	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・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
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	7,298,322.77	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・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
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	24,624,368.53	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・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%

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・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	24,623,467.93	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・パルティチパソエス・エル ディーディーエー	99.90%	99.90%
エネル・グリーン・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・ラテ ンアメリカ・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 ディーディーエー	0.01% 99.99%	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 ビーエー	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	135,000,000.00	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 ディーディーエー	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 ビーエー エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・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・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	各種発電所並び にその販売ネッ トワークの管 理、運営及び維 持	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エルサ ルバドル・エスエー・デ・シー ヴィ (Enel Green Power El Salvador SA de Cv)	サンサルバドル	エルサル バドル	3,071,090.00	エルサルバ ドルコロン	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エルティーディー エー エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	0.00% 99.00%	99.00%

[前へ](#)[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・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	177,500,000.00	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティー ディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エスパニャ・エスエル (Enel Green Power España SL)	マドリッド	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	135,000,000.00	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・バルティチパソエス・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・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	62,000,000.00	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・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・フィナーレ・エミリア・エスアールエル (Enel Green Power Finale Emilia Srl)	ローマ	イタリア	10,000,000.00	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 ビーエー	70.00%	70.00%
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 バーニャ・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 ゲツァル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エルティーディー エー エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	2.00% 98.00%	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	7,737,850.00	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 ビーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ホリゾン ト・エムビー・ソーラー・エス エー (Enel Green Power Horizonte MP Solar SA)	ブラジル	ブラジル	-	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・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	99.99%	99.99%
エネル・グリーン・パワー・イチュ ヴェラヴァ・ノルタ・ソーラー・エ スエー (Enel Green Power Ituverava Norta Solar SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	1,639,346.69	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・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
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	1,639,346.69	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・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
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	8,513,128.89	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・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
エネル・グリーン・パワー・ジョアナ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Joana Eólica SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	165,000,000.00	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティー ディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	1.00% 99.00%	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、流 通販売及び購入	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー エネル・グリーン・パワー・アー ルエスエー（ビーティーワイ）エ ルティーディー	99.00% 1.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラテン アメリカ・エルティーディーエー (Enel Green Power Latin America Ltda)	サンティアゴ	チリ	30,728,470.00	チリペソ	持株会社	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー ハイドロマック・エネルギー・エ スアールエル	0.01% 99.90%	99.91%
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	70,000,000.00	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティー ディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	1.00% 99.00%	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・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ (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・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・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・モデル・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	175,000,000.00	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・バルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	99.00% 1.00%	99.51%
エネル・グリーン・パワー・モデル・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Modelo II Eolica SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	150,000,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー	1.00% 99.00%	99.51%
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 SARL AU)	モロッコ	モロッコ	1,000,000.00	モロッコディルハム	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・モロ・ド・シャポー・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Morro do Chapéau I Eólica SA)	ニテロイ (リオ・デ・ジャネイロ)	ブラジル	1,000,000.00	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・バルティチパソエス・エルティーディーエー	99.00%	99.00%
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 (Enel Green Power Morro do Chapéau II Eólica SA)	ニテロイ (リオ・デ・ジャネイロ)	ブラジル	1,000,000.00	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・バルティチパソエス・エルティーディーエー	99.00%	99.00%
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	8,513,128.89	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・バルティチパソエス・エルティーディーエー	99.90%	99.90%
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)	アメリカ	-	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)	アメリカ	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	-	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・バルティチパソエス・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・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	-	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・バルティチパソエス・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・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	-	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・バルティチパソエス・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)	ブラジル	ブラジル	-	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・バルティチパソエス・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)	ブラジル	ブラジル	-	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・バルティチパソエス・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 Parapanema SA)	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・バルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・バルティチパツィオーニ・スペシャル・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	178,670,000.00	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・デゼンヴォルヴィメント・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー	1.00% 99.00%	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・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	230,000,000.00	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティ ーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	1.00% 99.00%	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	93,855,088.00	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 ビーエー エンブレサ・エレクトリカ・パン ギブジ・エスエー	99.90% 0.01%	99.91%
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 Eólica 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・デセ ンヴォルビメント・エルティ ーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・プーリ ア・エスアールエル (Enel Green Power Puglia Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	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)	カイロ	エジプト	15,000,000.00	エジプト ポンド	全てのエネル ギー生産工場及 び分配ネット ワークの運用管 理及びメンテナ ンス	エネル・グリーン・パワー・エジ プト・エスエーイー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ルーマ ニア・エスアールエル (Enel Green Power Romania Srl)	ルース・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 ビーエー	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・サル ト・アピアカス・エスエー (Enel Green Power Salto Apiacás SA)	ニテロイ (リオ・デ・ ジャネイロ)	ブラジル	14,412,120.00	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・バルティチパソエス・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・サン・ ジリオ・エスアールエル (Enel Green Power San Gillio 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	アルトモンテ・エフヴィ・エス アールエル	80.00%	40.00%
エネル・グリーン・パワー・サオ・ アブラオ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power São Abraao Eólica SA)	ニテロイ (リオ・デ・ ジャネイロ)	ブラジル	1,000,000.00	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・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	99.00%	99.00%
エネル・グリーン・パワー・サオ・ ジュダス・エオリカ・エスエー (Enel Green Power São Judas Eólica 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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティ ーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	1.00% 99.00%	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)	カイロ	エジプト	15,000,000.00	エジプト ポンド	全てのエネル ギー生産工場及 び分配ネット ワークの運用管 理及びメンテナ ンス	エネル・グリーン・パワー・エジ プト・エスエーイー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・シンガ ポール・ピーティーイー・エル ティーディー (Enel Green Power Singapore Pte Ltd.)	シンガポール	シンガポ ール	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 ビーエー	100.00%	100.00%
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 (Enel Green Power Solar Energy Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	太陽光発電所の 設計、開発、建 設及び運営 (持株会社)	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー (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・ストラ ンビーノ・ソーラー・エスアールエ ル (Enel Green Power Strambino Solar Srl)	トリノ	イタリア	250,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	アルトモンテ・エフヴィ・エス アールエル	60.00%	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 %
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	125,765,000.00	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティ ーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・パルティチパソエス・エル ティーディーエー	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・テフナ ト・エスエーイー (Enel Green Power Tefnut SAE)	カイロ	エジプト	15,000,000.00	エジプト ポンド	全てのエネル ギー生産工場及 び分配ネット ワークの運用管 理及びメンテナ ンス	エネル・グリーン・パワー・エジ プト・エスエーイー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ター キー・エネルジー・ハティルムラ 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	61,654,658.00	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・ウルグ アイ・エスエー (Enel Green Power Uruguay SA)	オフィチナ1508	ウルグアイ	400,000.00	ウルグアイ 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・ヴィロ レシ・エスアールエル (Enel Green Power Villorresi 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・イベロアメリカ・エスアー ルエル (Enel Iberoamérica Srl)	マドリード	スペイン	500,000,000.00	ユーロ	持株会社	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・インジェグネリア・エ・リ チェルカ・エスピーエー (Enel Ingegneria e Ricerca SpA)	ローマ	イタリア	30,000,000.00	ユーロ	エンジニアリン グ作業の分析、 計画、構成及び 維持	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・インシュランス・エヌヴィ (Enel Insurance NV)	アムステルダム	オランダ	60,000.00	ユーロ	保険持株会社	エネル・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	100.00%	100.00%
エネル・インベストメント・ホール ディング・ビーヴィ (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	50,000,000.00	ユーロ	労務管理活動、 情報テクノロ ジー及びビジネ 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)	アメリカ	-	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・ラテンアメリカ・エス エー (Enel Latinoamérica SA)	マドリード	スペイン	796,683,058.00	ユーロ	持株会社	エネル・イベロアメリカ・エス アールエル	100.00%	100.00%
エネル・エム・アット・ビー・エス アールエル (Enel M&P Srl)	ローマ	イタリア	100,000.00	ユーロ	電力線搬送通信 による計量、遠 隔操作及び接続 サービス	イー・ディストリブツィオー ネ・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ミネソタ・ホールディング ス・エルエルシー (Enel Minnesota Holdings LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・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)	アメリカ	-	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・オイル・アンド・ガス・エ スパナ・エスエル (Enel Oil & Gas España SL)	マドリード	スペイン	33,000.00	ユーロ	ハイドロカーボ ンの資源の探査 及び開発	エネル・オイル・アンド・ガス・ エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・オイル・アンド・ガス・エ スピーエー (Enel Oil & Gas 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・トレード・エスピーエー	100.00%	100.00%
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・ビーヴィ	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・ルーマニア・エスアールエ ル (Enel Romania Srl)	ジュデトゥル ・イルフォヴ	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・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	100.00%	100.00%
エネル・ラス・ウィンド・ジェネ レーション・エルエルシー (Enel Rus Wind Generation LLC)	モスクワ	ロシア 連邦	350,000.00	ロシア ルーブル	エネルギーサー ビス	エネル・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	100.00%	100.00%
エネル・ロシア・ピージェーエス シー (Enel Russia PJSC)	エカテリン ブルグ	ロシア 連邦	35,371,898,370.00	ロシア ルーブル	発電	エネル・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	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)	アメリカ	-	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%

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・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自動化の開発のため、証券取引委員会が企画する入札の参加に関する活動の運営	イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	60.00%	60.00%
エネル・セルヴィッシ・コムニオン・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・パナト・エスエー イー・ディストリビューティ・ド プロジャ・エスエー	50.00% 50.00%	51.00%
セルヴィツィオ・エレットトリコ・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%
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・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ソリュソエス・エネルジェティカス・エルティーディーエー (Enel Soluções Energéticas Ltda)	ニテロイ (リオ・ デ・ジャネイロ)	ブラジル	5,000,000.00	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティー ディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	0.01% 99.99%	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)	アメリカ	-	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)	アメリカ	-	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)	アメリカ	-	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 (Enal 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・トレード・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	電力取引	エネル・トレード・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 (Enal 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・トレード・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・トレード・エスピーエー (Enel Trade SpA)	ローマ	イタリア	90,885,000.00	ユーロ	燃料の売買及び 物流・電力販売	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
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)	アメリカ	アメリカ	10,000,000.00	米ドル	電力取引	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・ファクター・エスピーエー (Enel.Factor SpA)	ローマ	イタリア	12,500,000.00	ユーロ	ファクタリング	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ニューハイドロ・エスアール エル (Enel.NewHydro Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	エンジニアリング及び用水設備	エネル・エスピーエー	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関連サービス	エネル・エネルジア・エスピー エー	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	プラントの建設、 運転及び管理	エネル・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィー	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、 運転及び維持管理	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	1,242,000.00	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・バルティチバソエス・エル ティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エルティーディー 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	発電、電力販売 及び送電	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 バーニャ・エスエル	27.00%	18.93%

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 %
エネルジェティカ・モンゾン・エス エーシー (Energética Monzón SAC)	リマ	ペルー	6,462,000.00	ヌエボソル	再生可能資源か らの発電	エンブレサ・エレクトリカ・パン ギブジ・エスエー エネル・グリーン・パワー・ペ ルー・エスエー	0.00% 99.99%	99.90%
エネルジア・エレクトリカ・デル・ エプロ・エスエー (ソシエタッド・ ウニベルソナル) (Energía Eléctrica Del Ebro SA (Sociedad Unipersonal))	タラゴナ	スペイン	96,160.00	ユーロ	発電及び電力供 給	エレクトリカ・デル・エプロ・エ スエー (ソシエタッド・ウニベル ソナル)	100.00%	70.10%
エネルジア・エオリカ・エスアール エル (Energía Eólica 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 ビーエー	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・シーヴィ (Energía 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 ビーエー	99.00%	99.00%

[前へ](#)

[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 タット・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ (Energía Limpia de Amistad S de RL de CV)	メキシコ シティ	メキシコ	296,822.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	ハイドロエレクトリシダッド・デ ル・パシフィコ・エス・デ・ア ールエル・デ・シーヴィ エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	0.01% 99.99%	100.00%
エネルジア・リンピア・デ・パロ・ アルト・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ (Energía Limpia de Palo Alto S de RL de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	650,863,671.00	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・シーヴィ ハイドロエレクトリシダッド・デ ル・パシフィコ・エス・デ・ア ールエル・デ・シーヴィ	99.99% 0.01%	100.00%
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・エルティエディーエー	25.00%	24.98%
エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグ ウ・エス・デ・アールエル・デ・ シーヴィ (Energia Nueva de Iguu S de RL de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	31,397,375.00	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・シーヴィ 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・シーヴィ	99.99% 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・シーヴィ (Energía Nueva Energía 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・エス ビーエー エネル・グリーン・パワー・グア テマラ・エスエー	99.96% 0.04%	100.00%
エネルジマス・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・パルマ・ デ・グラン・ カナリア	スペイン	5,589,393.00	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 バーニャ・エスエル	54.95%	38.52%
エネルジマス・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	100.00%	70.10%
エネルジマス・デ・アラゴン・ 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 バーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
エネルジマス・デ・グラウス・エス エル (Energias 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 バーニャ・エスエル	66.67%	46.74%
エネルジマス・エスベシアレス・ デ・カレオン・エスエー (Energías 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 バーニャ・エスエル	77.00%	53.98%
エネルジマス・エスベシアレス・ デ・ペナ・アルマダ・エスエー (Energías Especiales De Pena Armada SA)	マドリッド	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 バーニャ・エスエル	80.00%	56.08%
エネルジマス・エスベシアレス・デ ル・アルト・ウリャ・エスエー (Energías Especiales Del Alto Ulla SA)	マドリッド	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 バーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
エネルジマス・エスベシアレス・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 バーニャ・エスエル	50.00%	35.05%
エネルジマス・レノバブルズ・ラ・ マタ・エスエービーアイ・デ・シー ヴィ (Energías 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・シーヴィ エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグ ウ・エス・デ・アールエル・デ・ シーヴィ	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%
エネルゴスルズビー・エーエス (Energosluzby AS) (清算中)	トルナヴァ	スロバキア	33,194.00	ユーロ	ビジネスサービ ス	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	100.00%	33.00%

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 %
エネルゴテル・エーエス (Energotel AS)	ブラチスラヴァ	スロバキア	2,191,200.00	ユーロ	光ファイバー ネットワークの 管理	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%
エネルラサ・エスエー (Enerlasa SA) (清算中)	マドリッド	スペイン	1,021,700.00	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 バーニャ・エスエル	45.00%	31.55%
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%
エオリカ・デル・ノロエステ・エス エル (Eólica Del Noroeste SL)	ラ・コルニャ	スペイン	36,100.00	ユーロ	風力発電所の開 発	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・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)	オビエド	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 バーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
エオリカ・ファゼンダ・ノヴァ ジェネラサオ・エ・コムルシアリザ サオ・デ・エネルジア・エスエー (Eólica Fazenda Nova - Geração E Comercialização De Energia SA)	リオ・グランデ・ ド・ノルテ	ブラジル	1,839,000.00	ブラジル レアル	風力発電所	エネル・ブラジル・エスエー	99.95%	51.44%
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	5,559,340.00	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 バーニャ・エスエル	50.50%	35.40%
エオリカ・ソピロアパン・エスエー ピーアイ・デ・シーヴィ (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・シーヴィ エネル・グリーン・パワー・バル デシパツィオーネ・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・バルマ・ 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 バーニャ・エスエル	80.00%	56.08%
エオリカス・デ・フエンカリエン テ・エスエー (Eólicas De Fuencaliente SA)	ラ・バルマ・ 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 バーニャ・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・バルマ)	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 バーニャ・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) (清算中)	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 バーニャ・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・バルマ・ デ・グラン・ カナリア	スペイン	1,758,000.00	ユーロ	電力発電及び配 電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・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・クルズ・ 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 バーニャ・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・バルマ・ 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 バーニャ・エスエル	60.00%	42.06%
エルドワルム・オベルランド・ゲー ムベーハー(Erdwärme Oberland GmbH)	ミュンヘン	ドイツ	116,667.00	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 ビーエー	78.57%	78.57%
エレコサルス・エスエル (Ereco Salz 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 バーニャ・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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
エストレラダ・エスエー (Estrellada SA)	モンテビデオ	ウルグアイ	448,000.00	ウルグアイ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ウル グアイ・エスエー	100.00%	100.00%
エクスプロタシオンズ・エオリカ ス・デ・エスクーチャ・エスエー (Explotaciones Eólicas De Escucha SA)	サラゴサ	スペイン	3,505,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・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)	テルヴェル	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 バーニャ・エスエル	73.60%	51.59%

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%
フローレンス・ヒルズ・エルエル シー (Florence Hills LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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%
フォトボルテイカ・インシュラー・ エスエル (Fotovoltaica Insular SL)	ラ・バルマ・ デ・グラン・ カナリア	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電所	エンデサ・インジェニエリア・エ スエルユー	50.00%	35.05%
フォウラー・ハイドロ・エルエル シー (Fowler Hydro LLC)	デラウェア	アメリカ	-	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%
フエンテス・レノバブルズ・デ・グ アテマラ・エスエー (Fuentes Renovables de Guatemala SA)	グアテマラ	グアテマラ	5,000.00	グアテマラ ゲツアル	再生可能資源か らの発電	レノバブルズ・デ・グアテマラ・ エスエー エネル・グリーン・パワー・グア テマラ・エスエー	40.00% 60.00%	100.00%
フルクラム・エルエルシー (Fulcrum LLC)	ボイジー (アイダホ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ガロブ・ウィンド・ファーム (ブー ティーワイ) エルティーディー (Garob Wind Farm (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%
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・ジェネラシオン・チリ・ エスエー エネル・チリ・エスエー	97.37% 2.63%	37.00%
ガス・イ・エレクトリシダッド・ ジェネラシオン・エスエーユー (Gas Y Electricidad Generación SAU)	バルマ・ディ・ 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%
ガソデクト・アタカマ・アルジェ ンチーナ・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	ガス・アタカマ・チリ・エスエー エネル・チリ・エスエー	99.97% 0.03%	37.00%
ガソデクト・アタカマ・アルジェ ンチーナ・エスエー・スクルサル・ アルジェンチーナ (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	ガソデクト・アタカマ・アル ジェンチーナ・エスエー	100.00%	29.70%
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)	アメリカ	-	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・マネージメン ト・コーポレーション (Gauley River Management Corporation)	ウィリソン (バーモント)	アメリカ	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 ナース・エルエルシー (Gauley River Power Partners LLC)	ウィリソン (バーモント)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・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 ゲツアル	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・グリーン・パワー・グア テマラ・エスエー	99.00% 1.00%	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 ゲツアル	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・グリーン・パワー・グア テマラ・エスエー	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 %
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%
ジェネラリマ・エスエー (Generalima SA)	リマ	ペルー	146,534,335.00	ヌエボソル	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー	100.00%	51.80%
ジェネランデス・ペルー・エスエー (Generandes Perú SA)	リマ	ペルー	853,429,020.00	ヌエボソル	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー	100.00%	51.80%
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	274,945,519,702.00	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	81.70%	81.70%
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%	12.12%
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)	アメリカ	-	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	アメリカ	-	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・ビエント・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%
ガダランケ・ソーラー・4・エスエ ル・ウニベルソナル (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・ エスエー	100.00%	70.10%
ジーヴィ・エネルジー・リジェネラ ビリ・イタルロ・エスアールエル (GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl)	ブカレスト	ルーマニア	1,145,400.00	ルーマニア レイ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー エネル・グリーン・パワー・ルー マニア・エスアールエル	0.00% 100.00%	100.00%
ハドレー・リッジ・エルエルシー (Hadley Ridge LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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	アメリカ	-	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%	100.00%
ヘリオ・アタカマ・ヌーヴ・エス ピーエー (Helio Atacama Nueve SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・チ リ・エルティーディーエー	100.00%	99.91%
ハイドロエレクトリカ・デ・カタ ルニャ・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	100.00%	70.10%
ハイドロエレクトリカ・デ・オウ ロール・エスエル (Hidroeléctrica De Oroul 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 バーニャ・エスエル	30.00%	21.03%

[前へ](#)[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 %
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カ・エル・チョコン・エスエー (Hidroeléctrica 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	発電及び電力の販売	ハイドロインヴェスト・エスエー エンデサ・アルゼンチン・エスエー エネル・アメリカス・エスエー	59.00% 6.19% 2.48%	33.84%
ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ (Hidroelectricidad del Pacifico 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・シーヴィ	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 エンデサ・アルゼンチン・エスエー	41.94% 54.15%	49.75%
ハイドロモンドゴ・ハイドロエレクトリカ・ド・モンドゴ・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%
ハイ・ショラス・エルエルシー (High Shoals LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アールイービー・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)	アメリカ	-	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%
ヒスパノ・ジェネラシオン・デ・エネルギア・ソーラー・エスエル (Hispano Gneración 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)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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・アクイジション・エルエルシー (Hydro Development Group Acquisition LLC)	アルバニー (ニューヨーク)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アールイービー・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・コーポレーション (Hydro Energies Corporation)	ウィリソン (バーモント)	アメリカ	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%
ハイドロゲン・パーク・マルゲラ・ペル・リドロジェノ・エスシーアールエル (Hydrogen Park - Marghera Per L'idrogeno Srl)	ベネチア	イタリア	245,000.00	ユーロ	水素利用の研究及びプロジェクト開発	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	60.00%	60.00%
ハイドロマック・エネルギー・エスアールエル (HydRomac Energy Srl)	ローマ	イタリア	18,000.00	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%

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・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・イタリア・エスアールエル	30.00%	30.00%
インジェンデサ・ド・ブラジル・エ ルティエーディーエー (Ingendesa Do Brasil Ltda)	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%	29.77%
インコラン・インフォルマシオン・ イ・コーディネシオン・デ・オブラ ス・エーアイイー (Inkolan Información y Coordinación de obras AIE)	ビルバオ	スペイン	84,140.00	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・ディストリビューショ 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・ ビーヴィー (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%

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)(in fallimento) (清算中)	ローマ	イタリア	24,000.00	ユーロ	通信教育	エネル・イタリア・エスアールエル	13.04%	13.04%
インヴェルシオンズ・ディストリリマ・エスエー (Inversiones Distringa SA)	リマ	ペルー	714,233,174.00	ヌエボソル	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー	100.00%	51.80%
インヴェルソラ・コデンサ・エスエー (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 ビー	100.00%	25.08%
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%	29.60%
イサム・イケダ・エネルギー・エスエー (Isamu Ikeda Energia SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	61,474,475.77	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・パルティチバソエス・エル ディーディーエー	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)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィ ンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
ジェシカ・ミルズ・エルエルシー (Jessica Mills LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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%
ジュリア・ヒルズ・エルエルシー (Julia Hills LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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)	マレーシ	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 Eolico Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi)	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・エネルギー・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	アメリカ	-	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)	アメリカ	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)	アメリカ	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・デシカレット・アノニ ム・シルケティ (Kirklareli Eoliko Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi)	イスタンブール	トルコ	5,250,000.00	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%
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 Enerji Sanayi ve Ticaret Anonim Sirketi)	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・レッド・エスエー	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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・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	アメリカ	-	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%	100.00%
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	アメリカ	-	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%	100.00%
ローレンス・クリーク・ソーラー・ エルエルシー (Lawrence Creek Solar LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	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%	100.00%
リンダル・ウィンド・ホールディン グス・エルエルシー (Lindahl Wind Holdings LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・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	アメリカ	-	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	アメリカ	-	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)	アメリカ	-	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)	アメリカ	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%
ルアノ・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%
ルアノ・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%
ルアノ・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%
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	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・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	アメリカ	-	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	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ロウライン・ラピッツ・エルエル シー (Lowline Rapids LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・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・ディストリビューション・ チリ・エヌエー エネル・チリ・エスエー	99.90% 0.10%	60.07%
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 ビーエー	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 %
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%
マスコマ・ハイドロ・コーポレーション (Mascoma Hydro Corporation)	コンコード (ニューハンプシャー)	アメリカ	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%
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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	バドマ・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 (プロプライエタリー) 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) エルディーディー	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 %
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・ボマル (ブルゴス)	スペイン	60,100.00	ユーロ	環境研究	スクレノール・エスエー	50.00%	17.53%
メトロ・ウィンド・エルエルシー (Metro Wind LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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・シーヴィ (Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de CV)	メキシコシティ	メキシコ	181,728,701.00	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・シーヴィ	99.99%	99.99%
ミブガス・エスエー (Mibgas SA)	マドリッド	スペイン	3,000,000.00	ユーロ	ガスの販売	エンデサ・エスエー	1.35%	0.95%
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 I LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	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%
ミナス・デ・エステルキューエル・エスエー (Minas De Esteruel SA) (清算中)	マドリッド	スペイン	93,160.00	ユーロ	鉱床	ミナス・ガルガリオ・エスエル(清算中)	99.65%	69.79%
ミナス・ガルガリオ・エスエル (Minas Gargallo SL) (清算中)	マドリッド	スペイン	150,000.00	ユーロ	鉱床	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	99.91%	70.04%
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 Bardenas 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・エスバーニャ・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・ガリユール・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・エスバーニャ・エスエル	36.50%	25.59%
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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディングス・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	アメリカ	-	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ト・ソーラー・エルエルシー	100.00%	100.00%
ネヴカン・リニューアブルズ・エルエルシー (Nevkan Renewables LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	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	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ニューウィンド・グループ・インク (Newind Group Inc.)	セントジョン (ニューファンドランド)	カナダ	578,192.00	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%
ンゴニエ・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	ソーラーパネルの販売	エネル・グリーン・パワー・アフリカ・エスアールエル	80.00%	80.00%
ノジョリ・ウィンド・ファーム (アールエフ) ピーティーワイ・エルティーディー (Nojoli Wind Farm (RF) Pty Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000.00	南アフリカランド	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)	アメリカ	-	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)	アメリカ	-	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%

[前へ](#)[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 %
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)	アメリカ	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%
ヌクレノール・エスエー (Nucenor 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%
ヌエヴァ・マリナ・リアル・エステート・エスエル (Nueva Marina Real Estate SL)	マドリッド	スペイン	3,200.00	ユーロ	不動産	エンデサ・セルヴィシオ・エスエル	60.00%	42.06%
ヌオーヴェ・エネルギー・エスアルエル (Nuove Energie Srl)	ボルト・エンペドクレ	イタリア	54,410,000.00	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・トレード・エスピーエー	100.00%	100.00%
ヌバ・ウィンド・ファーム (ビーティーワイ) エルティーディー (Nxuba Wind Farm (Pty) Ltd)	ハウテン	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2 (ビーティーワイ) エルティーディー	100.00%	100.00%
オクラナ・ア・ベツベクノスト・エスイー・エーエス (Ochraňa A Bezpečnost Se AS)	モホフチェ	スロバキア	33,193.92	ユーロ	セキュリティサービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
OGK5・ファイナンス・エルエルシー (OGK-5 Finance LLC)	モスクワ	ロシア 連邦	10,000,000.00	ロシア ルーブル	金融会社	エネル・ロシア・ピージェーエスシー	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	電子工場の導入 (メンテナンス及び修繕を含む)	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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イーージービー・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)	アメリカ	-	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	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	50.00%	50.00%
オセージ・ウィンド・エルエルシー (Osage Wind LLC)	デラウェア	アメリカ	-	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 (Ottawaquechee Hydro Company Inc)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	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・エネルギー・エレクトリック・ユーレチム・ヴ・チカレット・アノニム・シルケティ (Ovacik Eoliko Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi)	イスタンブール	トルコ	11,250,000.00	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・エネルギー・ハティールムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
オクサゲサ・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・エスパニーヤ・エスエル	33.33%	23.36%
オイスター・ベイ・ウィンド・ファーム (ビーティーワイ) エルティーディー (Oyster Bay Wind Farm (Pty) Ltd)	ケープタウン	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 (ビーティーワイ) エルティーディー	100.00%	100.00%
ピーイー・コート・エスエー (P.E. Cote 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%
ピーヴィー・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%
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)	アメリカ	-	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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
パンパ・ソーラー・ノルト・クアトロ・エスピーエー (Pampa Solar Norte Cuatro SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エリオ・アタカマ・ヌエベ・エスピーエー	100.00%	99.91%
パンパ・ソーラー・ノルト・ドス・エスピーエー (Pampa Solar Norte Dos SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エリオ・アタカマ・ヌエベ・エスピーエー	100.00%	99.91%
パンパ・ソーラー・ノルト・ウノ・エスピーエー (Pampa Solar Norte Uno SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エリオ・アタカマ・ヌエベ・エスピーエー	100.00%	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 %
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%
バルク・エオリック・エルス・アリ ガルス・エスエル (Parc Eolic Els Aligars SL)	バルセロナ	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%
バルク・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)	バルセロナ	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%
バルケ・エオリコ・ア・カベラダ・ エスエル (ソシエダッド・ウニベル ソナル) (Parque Eólico A Capelada SL (Sociedad Unipersonal))	サンティアゴ・ デ・コンボステー 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%
バルケ・エオリコ・デ・アラゴン・ エスエル (Parque Eólico de Aragón SL)	サラゴサ	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	100.00%	70.10%
バルケ・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・バルマ・ 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%
バルケ・エオリコ・クルヴァ・ド ス・ヴェントス・エルティーディー エー (Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda)	バイーア	ブラジル	420,000.00	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティー ディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	1.00% 99.00%	100.00%
バルケ・エオリコ・デ・バルバン ザ・エスエー (Parque Eólico De Barbanza SA)	ラ・コルニーヤ	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%
バルケ・エオリコ・デ・ベルモン テ・エスエー (Parque Eolico De Belmonte SA)	マドリッド	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%
バルケ・エオリコ・デ・サン・アン ドレス・エスエー (Parque Eólico De San Andrés SA)	ラ・コルニーヤ	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%
バルケ・エオリコ・デ・サンタ・ル チア・エスエー (Parque Eólico De Santa Lucía SA)	ラ・バルマ・ 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%
バルケ・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	6,963,977.00	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティー ディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	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 %
バルケ・エオリコ・フィンカ・デ・ モーガン・エスエー (Parque Eólico Finca De Mogán SA)	ラ・バルマ・ デ・グラン ・カナリア	スペイン	3,810,340.00	ユーロ	風力発電所の建 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%
バルケ・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)	マドリッド	スペイン	6,540,000.00	ユーロ	風力発電所の建 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%
バルケ・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%
バルケ・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%
バルケ・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・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エルティーディー 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%	99.91%
バルケ・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・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エルティーディー 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%	99.91%
バルケ・サリトリリョス・エス エー・デ・シーヴィ (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	ハイドロエレクトリシタッド・デ ル・パシフィコ・エス・デ・ア ールエル・デ・シーヴィ エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	1.00% 99.00%	100.00%
バルケ・ソーラー・カレラ・ピン ト・エスエー (Parque Solar Carrera Pinto SA)	サンティアゴ	チリ	10,000,000.00	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	99.00%	98.91%
バルケ・タリナー・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・エス ピーエー エネル・グリーン・パワー・チ リ・エルティーディーエー	34.57% 60.92%	95.43%
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	アメリカ	-	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%	100.00%
ペゴブ・エネルギー・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)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・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・ エヌエー	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・エス ピーエー エネル・グリーン・パワー・コス タリカ	22.17% 40.31%	62.48%
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%
パイン・アイランド・ディストリ ビュティッド・ソーラー・エルエ ルシー (Pine Island Distributed Solar LLC)	デラウェア	アメリカ		- 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%	100.00%
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 バーニャ・エスエル	56.12%	39.34%
パワークロップ・マチアレデッド・ 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・エスアールエル	100.00%	50.00%
パワークロップ・エスアールエル (Powercrop Srl)	ボローニャ	イタリア	4,000,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	50.00%	50.00%
プレーリー・ローズ・トランスミッ ション・エルエルシー (Prairie Rose Transmission LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ		- 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	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・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・エネルギア・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・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	100.00%	100.00%
プロダクトール・リージョナル・ デ・エネルギア・レノバブル・ エスエー (Productor Regional De Energía Renovable III SA)	バリャドリッド	スペイン	88,398.00	ユーロ	風力発電所の建 設及び運営	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	82.89%	58.11%
プロダクトール・リージョナル・ デ・エネルギア・レノバブル・エス エー (Productor Regional De Energía Renovable SA)	バリャドリッド	スペイン	710,500.00	ユーロ	風力発電所の建 設及び運営	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	85.00%	59.59%
プロドクトラ・デ・エネルギア 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 バーニャ・エスエル	30.00%	21.03%
プロフ・エネルゴ・エルエルシー (Prof-Energó LLC)	スレドネ ウラリスク	ロシア 連邦	10,000.00	ロシア ルーブル	エネルギーサー ビス	サナトリウム・ブレベントリウ ム・エネルジェティック・エルエ ルシー	100.00%	56.43%

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・ビエルソ・エスエル (Promociones Energéticas Del Bierzo SL)	ボンフェラダ	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・シーヴィ (Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	89,708,735.00	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・シーヴィ	99.99%	99.99%
プロジェクト・アルメリア・メディ テラネオ・エスエー (Proyecto Almería Mediterraneo SA)	マドリッド	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%
プロジェクト・エオリコ・エル・ペ ドレガル・エスエー (Proyecto Eólico El Pedregal 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%
プロジェクト・ソーラー・ドン・ホ セ・エスエー・デ・シーヴィ (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	エネル・グリーン・パワー・グア デマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	1.00% 99.00%	100.00%
プロジェクト・ソーラー・ピジャヌ エバ・トレ・エスエー・デ・シー ヴィ (Proyecto Solar Villanueva Tres 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・グア デマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	1.00% 99.00%	100.00%
プロジェクトス・ユニヴェルシタリ オス・デ・エネルギアス・レノバ ブルズ・エスエル (Proyectos Universitarios De Energías Renovables SL)	アリカンテ	スペイン	180,000.00	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%
プロジェクトス・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・バル デシバツィオーニ・スペシャリ・ エスアールエル エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エルティーディー エー	99.90% 0.10%	100.00%
ビーティー・バヤン・リソーシー ズ・ティービーケー (PT Bayan Resources Tbk)	ジャカルタ	インド ネシア	333,333,350,000.00	インドネシ アルピア	エネルギー	エネル・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	10.00%	10.00%
ビーティー・エネル・グリーン・パ ワー・オブティマ・ウェイ・ラタイ (PT Enel Green Power Optima Way Ratai)	ジャカルタ	インド ネシア	10,000,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	90.00%	90.00%
ピュリダ・エナジー (アールエフ) プロプライタリー・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 (ビーティーワイ) 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	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・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・エネルギア・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・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	100.00%	100.00%
ラットレンスネイク・クリーク・ ウィンド・プロジェクト・エルエル シー (Rattlesnake Creek Wind Project, LLC)	リンカーン (ネブラスカ)	アメリカ	-	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%
リークトルテスト・エスアールオー (Reaktortest Sro)	トルナヴァ	スロバキア	66,389.00	ユーロ	原子力の研究	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	49.00%	16.17%
レッド・セントロアメリカーナ・ デ・テレコミュニケーションス・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・イペロアメリカ・エス アールエル	11.11%	11.11%
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 グツアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・グア デマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	0.01% 99.99%	100.00%
レス・ホールディングス・ビーヴィ (Res Holdings BV)	アムステルダム	オランダ	18,000.00	ユーロ	持株会社	エネル・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	49.50%	49.50%

[前へ](#)[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 %
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	アメリカ		- 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・ウインド・プロジェクト・エルエルシー (Rock Creek Wind Project LLC)	クレイトン	アメリカ		- 米ドル	持株会社	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	アメリカ		- 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%
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)	アメリカ		- 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	100.00%	100.00%
ルスエネルゴスビット・エルエルシー (Rusenergosbyt LLC)	モスクワ	ロシア連邦	2,760,000.00	ロシアルーブル	電力取引	レス・ホールディングス・ビーヴィ	100.00%	49.50%
ルスエネルゴスビット・シベリア・エルエルシー (Rusenergosbyt Siberia LLC)	クラスノヤルスク・クレイ	ロシア連邦	4,600,000.00	ロシアルーブル	電力販売	ルスエネルゴスビット・エルエルシー	50.00%	24.75%
ルスエネルゴスビット・ヤロスラヴリ (Rusenergosbyt Yaroslavl)	ヤロスラヴリ	ロシア連邦	100,000.00	ロシアルーブル	電力販売	ルスエネルゴスビット・エルエルシー	50.00%	24.75%
ルストン・リッジ・エルエルシー (Ruthton Ridge LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ		- 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	エンブレサ・ディストリビュードラ・スール・エスエー	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	アメリカ		- 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%
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・エスパニーヤ・エスエル	50.00%	35.05%
サン・ファン・メサ・ウインド・プロジェクト・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)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	バドマ・ウインド・パワー・エルエルシー	100.00%	100.00%
サナトリウム・プレベントリウム・エネルジェティック・エルエルシー (Sanatorium-Preventorium Energetik LLC)	ネヴィンノムイスク	ロシア連邦	10,571,300.00	ロシアルーブル	エネルギーサービス	エネル・ロシア・ピージェーエス OGK5・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) (清算中)	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供給	エネル・グリーン・パワー・エスパニーヤ・エスエル	45.00%	31.55%
エスイー・ヘーゼルトン・エー・エルエルシー (Se Hazelton A LLC)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アーリービー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
エスイー・ブレダ・エスアールオー (Se Predaj Sro)	ブラチスラヴァ	スロバキア	4,505,000.00	ユーロ	電力供給	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
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 Sro)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	200,000.00	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%

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 %
セラ・ド・モンコソ・カンバス・エ スエル (Serra Do Moncoso Cambas SL)	ラ・ コルーニャ	スペイン	3,125.00	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 バーニャ・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・バラ・エネ ルジマス・レノバブルス・エス・ デ・アールエル・デ・シーヴィ (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・シーヴィ エネル・グリーン・パワー・グア デマラ・エスエー	0.01% 0.01%	0.02%
セルヴィシオス・インフォルマティ コス・インモビリアリオス・エル ティーディーエー (Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda)	サンティアゴ	チリ	61,948,673,981.00	チリペソ	ICTサービス	エネル・ディストリビューション・ チリ・エスエー エネル・チリ・エスエー	0.10% 99.90%	60.62%
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	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エナジー・ストー レージ・ホールディングス・エル エルシー	100.00%	100.00%
エスアイイーティー・ソシエタ・イン フォルマツィオーニ・エスペリエ ンツェ・テルモイドラウリケ・エス ピーエー (SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA)	ピアチェンツァ	イタリア	697,820.00	ユーロ	熱技術の研究、 設計及び調査	エネル・ニューハイドロ・エス アールエル	41.55%	41.55%
システマ・エレクトリコ・デ・コネ クション・モンテ・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 バーニャ・エスエル	16.70%	11.71%
システマ・エレクトリコ・デ・コネ クション・ヴァルケール・エスエ ル (Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire, SL)	マドリッド	スペイン	175,200.00	ユーロ	発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	28.13%	19.72%
システマス・エネルジェティコス・ マニョン・オルチゲイラ・エスエー (Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	2,007,750.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	96.00%	67.30%
スレイト・クリーク・ハイドロ・ア ソシエーツ・エルビー (Slate Creek Hydro Associates LP)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	アメリカ		- 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)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・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・ビーヴィ (Slovak Power Holding BV)	アムステルダム	オランダ	25,010,000.00	ユーロ	金融持株会社	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・セ スカ・リパブリカ・エスアール オー (Slovenské elektrárne eslá republika Sro)	ブラハ	チェコ	3,000.00	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%
スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス (Slovenské Elektrárne AS)	ブラチスラヴァ	スロバキア	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・ビーヴィ	66.00%	33.00%

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 %
スマート・ビー・アット・ビーイー 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・エレクトリコ・ ナツィオナーレ・エスピーエー	10.00%	10.00%
スモークー・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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	テキスカン・ウィンド・エルエル シー	100.00%	100.00%
スモークー・ヒルズ・ウィンド・ブ ロジェクト・エルエルシー (Smoky Hills Wind Project II LLC)	トピカ (カンザス)	アメリカ	-	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・ウィンド・ファーム・ エルエルシー (Snyder Wind Farm LLC)	ダラス (テキサス)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	テキスカン・ウィンド・エルエル シー	100.00%	100.00%
ソシーベ・エネルギア・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・バルティチバソエス・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	セルヴィシオス・インフォルマ ティコス・インモビリアリオス・ エルティーディーエー	57.50%	34.86%
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 バーニャ・エスエル	64.74%	45.38%
ソシエダッド・エオリカ・エル・ブ 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 バーニャ・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)	カディス	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 バーニャ・エスエル	60.00%	42.06%
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	5,800,000.00	コロンビア ペソ	港湾建設及び運 営	エムゲサ・エスエー・イーエス ビー インヴェルソラ・コデンサ・エス エーエス	94.95% 4.90%	25.08%

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 %
ソル・デ・メディア・ノッチェ・ フォトヴォルタイカ・エスエル (Sol de Media Noche Fotovoltaica SL)	ラ・バルマ・ デ・グラン・ カナリア	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電所	エンデサ・インジェニエリア・エ スエルユー	50.00%	35.05%
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%
エスオーエル・リアル・ウノ・エス エー (Sol Real Uno 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)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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)	アメリカ	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・エネルギー・ユレティム・ア ノニム・シルケティ (Sona Enerji Üretim Anonim Şirketi)	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・エネルギー・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 バーニャ・エスエル	36.00%	25.24%
サザン・コーン・パワー・アルジェ ンチーナ・エスエー (Southern Cone Power Argentina SA)	ブエノス・ アイレス	アルゼンチ ン	19,874,798.00	アルゼンチ ンペソ	持株会社	ガス・アタカマ・チリ・エスエー エネル・アメリカス・エスエー	1.97% 98.03%	36.38%
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)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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%
スティバ・ナヤア・エスエー・デ・ シーヴィ (Stipa Nayaá, SA de Cv)	コロニア・ クアウテモック	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・バル デシバツィオーニ・スベシアリ・ エスアールエル エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	40.16% 55.21%	95.37%
サブリユナリー・トレーディング (アールエフ) プロプライタリー・ 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 供給	エンデサ・レッド・エスエー	33.50%	23.48%
スミニストロ・デルズ・イ・フエ 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・ストーレー ジ・インク (Summit Energy Storage Inc)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	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)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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%

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 %
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)	アメリカ		- 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%
タラント・ソーラー・エスアールエル (Taranto Solar 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・F2i ソラーレ・イタリア・エスピーエー	100.00%	50.00%
テクナトム・エスエー (Tecnatom SA)	マドリッド	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 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・エスピーエー	75.00%	75.00%
テホ・エネルギー・プロドゥサオ・エ・ディストリビューサオ・デ・エネルギー・エレクトリカ・エスエー (Tejo Energia Produção E Distribuição De Energia Elétrica SA)	バルコ・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%
テプロブレグレス・オーシェーエス シー (Teploprogress OJSC)	スレドネ ウラリスク	ロシア 連邦	128,000,000.00	ロシア ルーブル	電力の販売	OGK5・ファイナンス・エルエルシー	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	複合サイクル発電の建設及び運営	セントラル・ドック・スード・エスエー セントラル・コスタネラ・エスエー ハイドロ・エレクトリカ・エル・チョコン・エスピーエー	5.32% 5.51% 18.85%	9.64%
テルモエレクトリカ・マヌエル・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	複合サイクル発電の建設及び運営	ハイドロ・エレクトリカ・エル・チョコン・エスピーエー セントラル・コスタネラ・エスエー セントラル・ドック・スード・エスピーエー	18.85% 5.51% 5.32%	9.64%
テルモテック・エネルギー・エア イー (Termotec Energía AIE) (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供給	エネル・グリーン・パワー・エスパニーヤ・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)	アメリカ		- 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%
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)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピー・エヌエー・アールイービー・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・アールエスピーエー (ピーティーワイ) エルティーディー	60.00%	60.00%
トレド・ビーヴィー・エーイーアイ イー (Toledo Pv AEIE)	マドリッド	スペイン	26,890.00	ユーロ	太陽光発電所	エネル・グリーン・パワー・エスパニーヤ・エスエル	33.33%	23.36%

[前へ](#)[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 %
トレードwind・エナジー・インク (Tradewind EnergyInc.)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	200,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	19.90%	19.90%
トランスミソラ・デ・エネルギア・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 グツアル	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%	18.50%
トランスボルタドラ・デ・エネルギア・エスエー (Transportadora De Energia SA)	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・CIEN・エスエー	100.00%	51.46%
トランスボルテス・イ・ディストリビューシオネス・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・ディストリビューション・エレクトリカ・エスエル	73.33%	51.41%
トリトン・パワー・カンパニー (Triton Power Company)	ニューヨーク	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	ハイフォールズ・ハイドロ・カンパニー・インク エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	98.00% 2.00%	100.00%
ツァー・ニコラス・エルエルシー (Tsar Nicholas LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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)	アメリカ	-	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)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ツイン・レーク・ヒルズ・エルエルシー (Twin Lake Hills LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	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)	アメリカ	-	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・エスピーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
ウカラ・ソーラー・プロプライエタリー・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・パルマ・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・エスピーエー	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 %
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 (Uppington 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	524,139,000.00	チェココ ルナ	原子力研究及び 開発	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	27.77%	9.17%
ヴェクター・エネルギー・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・グリーン・パワー・エ スピーエー	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・シーヴィ (Vientos del Altiplano S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	751,626,078.00	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・ シーヴィ ハイドロエレクトリシタッド・デル・ パシフィコ・エス・デ・アールエ ル・デ・シーヴィ	99.99% 0.01%	100.00%
ビジャヌエバ・ソーラー・エス エー・デ・シーヴィ (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	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・メキシ コ・エス・デ・アールエル・デ・ シーヴィ	1.00% 99.00%	100.00%
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 スピーエー	67.00%	46.97%
ウォールデン・エルエルシー (Walden LLC)	デラウェア	アメリカ	-	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	アメリカ	-	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%	100.00%
ウェバー・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	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・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%
ウェスト・ファー・ソーラー・エル エルシー (West Faribault Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	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%	100.00%
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	アメリカ	-	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	アメリカ	-	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%	100.00%
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)	アメリカ	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%
ホワイト・カレント・コーボレー ション (White Current Corporation)	バーモント	アメリカ	-	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)	アメリカ	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・オブ・コリファ オ・エスエー (Wind Park Of Koryfao SA)	マルーシ	ギリシャ	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・ヘラ ス・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・アナトリ・ブ リニアス・エスエー (WIND PARKS ANATOLIS - PRINIAS SA)	マルーシ	ギリシャ	1,158,188.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・ボリバ ス・エスエー (Wind Parks Of 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・オブ・ディス トモス・エスエー (Wind Parks Of 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・オブ・フォー リア・エスエー (Wind Parks Of 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・オブ・ガガ リ・エスエー (Wind Parks Of 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%

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・オブ・ゴラ キ・エスエー (Wind Parks Of 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・オブ・ゴー レ・エスエー (Wind Parks Of 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%
ウィンド・パークス・オブ・カフー チ・エスエー (Wind Parks Of 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・オブ・カサラ ス・エスエー (Wind Parks Of Katharas SA)	マルーシ	ギリシャ	718,648.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・ケラシ アス・エスエー (Wind Parks Of Kerasias SA)	マルーシ	ギリシャ	885,990.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・ミリ ア・エスエー (Wind Parks Of Milias SA)	マルーシ	ギリシャ	984,774.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・ミティ カス・エスエー (Wind Parks Of Mitikas SA)	マルーシ	ギリシャ	722,639.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・パリオ ビルゴス・エスエー (Wind Parks Of 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・オブ・ベタ ロ・エスエー (Wind Parks Of Petalos 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・オブ・プラタ ノス・エスエー (Wind Parks Of Platanos SA)	マルーシ	ギリシャ	575,467.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・スクー ビ・エスエー (Wind Parks Of 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・オブ・スピリ ア・エスエー (Wind Parks Of Spilias SA)	マルーシ	ギリシャ	797,490.00	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・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・ストロ ブーラス・エスエー (Wind Parks Of 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・オブ・トリコ ルフォ・エスエー (Wind Parks Of Trikorfo SA)	マルーシ	ギリシャ	260,000.00	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	29.25%	29.25%
ウィンド・パークス・オブ・ヴィタ リオ・エスエー (Wind Parks of 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・オブ・ヴーラ ス・エスエー (Wind Parks of 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・スポン・エルエル シー (Winter's Spawn LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィ ンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%
ダブリュービー・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%	11.51%

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
							%	%
イエデサ・コジェネレーション・エス エー (Yedesa-Cogeneración SA) (清算中)	アルメリア	スペイン	234,394.72	ユーロ	電力及び火力の 熱電供給	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	40.00%	28.04%

[前へ](#)

5【従業員の状況】

2016年12月31日現在、当グループの従業員は62,080人であり、そのうち1,284人が管理職であった。以下の表は、2016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。

2016年12月31日現在、エネルグループの従業員数は62,080人（2015年末から5,834人の減少）であった。かかる減少は、新規雇用と退職のネット・バランス（1,554人の減少）及び連結範囲の変更（全体で4,280人の減少）を反映しており、これはスロベンスケ・エレクトラーネ、エネル・フランス及びマルチネル・エネルギーの連結除外を含んでいる。

従業員数	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在 (修正済)
イタリア	29,321	30,374
イベリア半島	9,695	10,225
ラテンアメリカ	12,979	12,802
ヨーロッパ及び北アフリカ ⁽¹⁾	5,858	10,367
北米及び中米	891	810
サブサハラ・アフリカ及びアジア	185	120
その他	3,151	3,216
合計	62,080	67,914

(1) このうち4,301人が2015年12月31日現在「売却目的保有」に分類されるユニットに属する。

「第一部 - 第3 - 3 対処すべき課題」も参照のこと。

第3【事業の状況】

1【業績等の概要】

2016年度は、マクロ経済に大幅な、しばしば急激な変化があったことが特徴となる年となった。そのような状況のなかで、エネルは、自社の戦略を着実に実行していき、その結果、当グループは極めて複雑な環境のなかでも事業機会を捉えることに成功した。エネルは時価総額がヨーロッパの公益事業会社のなかで最高となり、当社の戦略的アプローチの有効性と優れた業務実施能力が鋭角に示された。

マクロ経済環境

2016年度は、英国のEU離脱の可否を問う国民投票や年末のアメリカ合衆国での新大統領の選出をはじめとして、様々な場所で重大な事象が発生し、国際環境の不安定さが目立つ一年であった。アメリカ合衆国では、景気の回復と労働市場に関するデータに改善傾向がみられたとともに、インフレが目標レベルである2%にまで進行し、2016年12月の連邦準備制度理事会（FED）による長く待ち望まれていた金利上げを促すこととなった。

景気の悪化が予想されていたにもかかわらず、一連の欧州内外での展開が続き回復の兆しを示したことに呼応して、ユーロ圏の経済はかなりの回復力を見せた。実際、ユーロ圏のGDPは、圏内の数か国における景気回復の遅れ、及び南北欧州間に引き続き成長力の格差が存在していることの影響による停滞があるものの、ここ数四半期にわたって、堅調に上昇してきた。

ユーロ圏でのインフレ圧力は欧州中央銀行（ECB）の目標水準を下回った。ECBは、新しいツールを用いて拡張的金融政策を実施してきたが、段階的に量的緩和を縮小すると発表した。

新興国の経済は、多くの国で、未だに「商品相場のスーパーサイクル」の終焉、政治的不安定さ、及び収入の減少や資本の流出に起因する財務的問題の影響を被っている。これらの要因はいずれも新興国の経済の平均成長率が2010年以来最低水準となったことの原因となっている。

世界的には、商品市場は2016年度を通じて極めて不安定であった。特に、石油価格は年度の早い時期には1バレル当たり約30ドルという低い水準であったが、年度後半には1バレル当たり50ドル超という最高値を記録した。石炭価格は、中国政府が当初国内生産を抑えその後増産する方策をとったことの影響を強く受けて大きな変動を記録し、年度前半は1メートルトン当たり約40ユーロであったものが2016年度末にはその2倍以上の水準に達した。

ヨーロッパでのガス市況は、年度の最初の9ヶ月間はファンダメンタルズの脆弱性からベンチマークとなるTTF価格は12～14ユーロ/MWhの水準にとどまり、その後第4四半期になると、冬の到来により、20ユーロ/MWhへと急上昇した。

商品価格が不安定であったにもかかわらず、世界の再生可能エネルギーへの投資は近年の増加傾向に沿って、当年度も引き続き拡大した。

主な業績

エネルにとって、2016年度は極めて良好な一年であった。グループ全体で、年度途中で上方修正した目標をさらに上回る業績を達成した。

より具体的には、当グループの2016年度の経常EBITDAは前年度の15十億ユーロから15.2十億ユーロに上昇し、市場に提示されていた指針を上回る数値を記録した。配当金の計算に使われる経常純利益は、前年度の2.9十億ユーロから12%増加して3.2十億ユーロとなった。2016年度の配当金は、昨年度の1株当たり16ユーロセントから12%増加して1株当たり18ユーロセントとなった。財務力の指標となる純債務に対するFF0の比率は、昨年度の25%に対し、今年度は26%に達し、当グループが自ら設定した目標値を上回る改善を見せた。キャッシュ・フローが改善したことにより、2016年度から中間配当の支払が再開し、2017年1月に1株当たり9ユーロセントの中間配当が支払われた。純債務は37.6十億ユーロで、事業拡大のための投資の増加（2015年度から1.5十億ユーロ増加）及び配当支払の増加があったにもかかわらず、概ね前年度と同じ水準であった。

これらの非常に良好な業績は、エネルの株価の動きにも反映された。エネルの株価は、2016年度中、約8%上昇した（年度中に支払われた配当金を含めれば、+12%）。エネル株式がこのよう良好な成績を記録したことは、同期間中、イタリアのベンチマーク指数（FTEX-MIB）が10%下落していること、及びヨーロッパの部門指数（Euro STOXX ユーティリティ EMU）が8%下落していることと比較すると、一層重要な意味をもつと言える。

当グループはまた、国連の持続可能な開発目標（Sustainable Development Goals（SDG））に関するコミットメントを達成することを戦略計画の中核においているが、この点についても、大幅な前進を達成した。2020年までに達成するように設定された目標との関係でみると、当グループはSDG目標4（質の高い教育）の下での400,000人の受益者を確保するという目標のうち既に75%を達成した。また、SDG目標7（手ごろなエネルギー）の下での受益者を3百万人とするという目標については約50%、新たに設定されたSDG目標8（ディーセント・ワーク（働きがいのある人間らしい仕事）及び経済成長）の下での受益者を1.5百万人とする目標については70%を達成した。当グループはまた、2016年度末までにSDG目標13（気候変動への立ち向かい）についても大幅に前進し、また、2050年までに全ての電源構成の完全脱炭素化の実現に向けた努力に関しても、2020年までのCO₂排出量の達成目標が350グラム-CO₂/kWh_{eq}未満である中で、約395グラム-CO₂/kWh_{eq}を達成した。

主な事業展開

産業としての成長に関しては、2016年度中、エネルは、1年間における再生可能エネルギーによる発電能力の新規建設量について、2,000MWという閾値を超えて、過去最高を記録した。当グループはまた、「BSO」（Build, Sell and Operate）（建設、売却及び運営）という新しいビジネス・モデルを発表した。これは、資本節約型のアプローチで、これによって再生可能エネルギー分野におけるエネルの大規模な世界的パイプライン・プロジェクトの発展が加速することが期待されている。

イタリアでは、エネルは、新世代のスマートメーターの導入計画を発表した。このメーターは、一般家庭用及び業務用として32百万個が設置される予定で、当グループのイノベーション・プロセスの中心的要素のひとつとされている。この新しいデジタル式メーターによって、ユーザーは一層オープンで、アクセスしやすく、技術的に進歩した持続可能な電力を利用することが可能となる。

イタリアではこの他にも、2016年度中に、特定のタイミングで、競争力に優れた形で現代的な、将来のニーズにも対応した相互接続型のインフラストラクチャを提供できる企業として新たな価値創出の機会を捉えることを目標としたウルトラ・ブロードバンドのネットワークのインフラストラクチャを構築するプロジェクトが開始された。イタリアでは、循環経済のアプローチから、全ての利害関係者及び地元のコミュニティが直接的に参加することを求めながら、耐用年限が到来したエネルの23か所の火力発電所を再開発することを目指したフューチャーE計画も継続されている。現在までに既に4件が再開発されており、その他5件についても、2016年中に設計コンテストが行われた。

スペインでは、「セルバンテス（Cervantes）」型のデジタル式メーターの設置が昨年も継続して進められた。計画されていた期限を前倒しする形で、2017年には大部分の設置が完了する予定である。

スペインとポルトガルでは、エネルは、電力をエンドユーザーに配電及び販売している会社を買収することで成長する計画に着手した。この計画は、既に成果を上げはじめており、それが今後数年にわたり継続する予定である。

2016年度中、スペイン（アルメリア）のリトラル石炭火力発電所の環境的アップグレード作業が継続しており、2016年11月に第2号基がサービスを開始した一方で、12月には第1号基の作業も開始された。これらの措置は、発電所をヨーロッパで最も環境効率の優れた発電所に変えることを目指している。

その他の国での活動としては、2016年12月に当グループはブラジルの大手配電会社であるセルグ・ディストリビューサオ・エスエー（Celg Distribuição SA）の買収を落札した。この会社は約3百万の顧客と200,000キロメートルを超えるネットワークを有している。さらに、エネルはインドネシア、モロッコ、メキシコ、ペルー及びザンビアでも、再生可能エネルギーによる発電設備を建設する大規模な案件の入札を落札した。

エネルのポートフォリオを積極的に管理するプログラムでの大規模な取引としては、スロベンスケ・エレクトラーネ（Slovenské elektrárne）の持分の売却の第1フェーズの完了及びマルシネル・エネルギー（Marcinelle Energie）の売却契約の調印とその結果としてのエネルのベルギー市場からの撤退が挙げられる。イタリアでのアップストリームガス分野の資産も売却した。

エネルの電気自動車に関する取組みとしては、当社は世界で最初のヴィークル・トゥ・グリッド（V2G）のハブをデンマークに設置した。電気自動車は、V2G技術を使用することによりグリッドの安定性が改善するとともに、エネルの世界的エネルギー戦略である再生可能エネルギーの電源構成への統合をさらに促進することが可能となる。さらに、エネルの「オープン・イノベーション（Open Innovation）」の理念に従って、イスラエルのエコシステムの参加者間の協調体制を育てることを目的として、イスラエルにもイノベーション・ハブが開設された。

これらの活動及び成果には、組織がより合理化かつ効率化されたことも貢献している。2016年度に、エネル・グリーン・パワー（Enel Green Power）のエネルへの吸収合併が完了し、「グローバル再生可能エネルギー」というビジネスラインの中の全ての水力発電分野が同社に集約された。エネルはまた、ラテンアメリカでの法人組織の再編プロセスの第2フェーズも完了させた。この再編は、チリでの業務をラテンアメリカ地域の他の国の事業から切り離すことを目的としたものである。これにより、2016年12月にはエネル・アメリカス（Enel Américas）の株式がニューヨーク証券取引所に上場されることとなった。

最後に、2016年度中、新しいエネルのロゴ及びブランドが発表された。これは、様々な国における最も目に見える物理的資産の再ブランド化並びに新たなウェブサイト、新しいイントラネット及び社会との関わりの新たなチャンネルの導入がかわる、重要な決定であった。

これは、エネルの企業文化の進化に沿った変革であり、革新的かつ持続可能なビジョンの下、「オープン・パワー」の価値を十分に実践し、株主及び全ての利害関係者のための価値の創出を通じてエネルギー産業界の将来に日々貢献したいと希求するリーダーとして、全世界のエネルギー関連シナリオの中でますます重要な役割を果たしている。

戦略及び2017年度の見通し

2016年度中に、エネルギー産業においては、近い将来にこの産業の性格に決定的な影響を及ぼすであろう重大な変革が突然現れた。

技術的發展の前進とデジタル化の広範な普及によって、従来は化石資源によって対応されていた分野に電気が参入していくようになった。

このように社会生活及び経済活動への電気の参入が拡大していくことは、世界的な温室効果ガスの排出削減につながる可能性があり、また、エネル・グループの業務にとっては、成長と多角化を実現する大きな事業機会となる。

この事業機会を生かすためには、エネルが業務を行っている全ての社会的構造を持続可能かつ包括的な発展に向けて確固たる決意をもって取り組んでいくこと、また、資産及び業務プロセスのデジタル化とともに引き続き当グループの発電資源の効率性の向上を追求し低炭素化の進展を模索していくことが必要である。

近年力強い回復をみせている成長プロセスは、技術とデジタル化がもたらす新しい事業機会を追求することで、今後も継続し、なお一層加速すると期待される。その実現のために、この新しい分野において価値の創出につながる活動を全て特定し開発することを担当する新しい世界的な組織ユニットが創出される予定である。

2016年11月に、2017年度から2019年度の戦略計画が発表され、当グループの戦略の内容がアップデートされた。エネル戦略計画は年度ベースで、経営陣と取締役会が協力して策定するもので、取締役会が最終的に戦略を承認しその実施を定期的に監視している。

エネル戦略計画では、持続可能性については、イノベーションとの間で切り離すことのできない関係性があることを認識した上で、環境への影響を抑制し地元コミュニティとの関係を強化するための新たなソリューションを確定することを通じて当社及びその全ての利害関係者にとって永続的な価値を創出するための必須の要素であると捉えている。当社は、当社の事業による貢献は、財務的側面のみで測られるものではなく、全ての利害関係者にとって優れた効果を生み出す能力を有しているかどうかという基準で考えることが従来にも増して重要となっていると認識している。この点から、既に述べたとおり、国連の持続可能開発目標で掲げられている4つの目標が当グループの戦略計画に組み入れられており、エネルは、戦略計画の中で、手ごろなエネルギー、質の高い教育、ディーセント・ワーク（働きがいのある人間らしい仕事）及び経済成長、並びに気候変動への対策に関して正式にコミットしている。

後者に関して、戦略計画では、当グループの再生可能発電能力は、新たなBS0（建設、販売及び運営）というビジネスモデルの導入による発電能力も含めて、2019年度までに約46GWに達する予定である。現在、エネルの発電量の46%がゼロ・エミッションであり、この割合を2019年度には56%に上昇させ、2050年度には当グループのエネルギーミックス（電源構成）を全面的に脱炭素化することを目標としている。

このような結果を達成するうえで、今後のネットワークのインフラストラクチャの開発が本質的に重要であり、再生可能エネルギー源を発電システムに組み入れて、分散発電の割合の上昇と関連した双方向の電力の流れを管理する作業を行っていく予定である。そのため、ネットワークが担う中核的役割に鑑み、新しい戦略計画では、2017年度から2019年度にかけて、イタリア内外でのネットワークのインフラストラクチャを拡大する投資を、総額5.8十億ユーロ増加させる計画である。

現在、エネルは、効率的に戦略を実行し予定されている利益を上げることができる、よりシンプルで、より焦点を絞った、効率的な組織を有している。これは、エネルが従来のグループ戦略計画に組み入れていた目標が計画より前倒しで達成されていることから明らかに示されており、これによって、将来に向けてより大胆な目標を設定することが可能となっている。

2017年度から2019年度にかけての戦略計画においては、既に実施されている戦略の基本的な支柱（すなわち、業務効率、産業としての成長、当グループの組織の簡素化及び当社ポートフォリオの積極的管理）を拡張して、デジタル化及び顧客重視という二つの主要な点が含まれることとなった。これらは当社の戦略に既に以前から組み入れられているものの、より明確に打ち出すことを決定した。

進展するマクロ経済環境の中で、エネルは、エネルギー産業部門の将来を、デジタル化というイノベーションによってエネルギー産業部門の将来を拓いていく意向であり、発電、配電及び売電の全ての段階で事業の効率性を向上させることのみならず、顧客に対して一層革新的な高品質のサービスを提供することを目指している。こうしたことから、戦略計画は、将来を見据えて、効率性と事業拡大を通じて価値を創出するために、当グループの資産、業務及びプロセスのデジタル化及び接続性の強化に4.7十億ユーロの投資を行うことを求めている。

エネルは、世界的なエネルギー産業の根本的変革の先駆者であり、想定していたシナリオがしばしば突然変更されても、それによって生じる困難や課題に立ち向かっていく態勢が備えられている。当社は、過去3年間に取得したあらゆる手段と柔軟性を生かして、現在エネルギー産業で起こっている変化によって可能となる成長と新たな価値創出の機会を捉えていく用意がある。

業績の概要

業績に係る情報

収益

2016年度の収益は、2015年度から5,066百万ユーロ（-6.7%）減少し、70,592百万ユーロとなった。収益が減少した背景には、ユーロの価値が他通貨に対して上昇したことからのマイナスの影響があったこと（特にラテンアメリカを中心に1,286百万ユーロ）、電力の取引量が減少したこと（1,062百万ユーロ）、2016年7月末のスロベンスケ・エレクトラーネの売却に伴って同社が非連結会社となったこと（767百万ユーロ）、成熟市場でのエンドユーザーに対する電力の販売量が減少したこと、及び発電した電力の販売量が減少したことがある。その他の要因としては、2015年度にはアルゼンチンで決議第32/2015号の規定の下で受け取った補助金が計上されたことが挙げられる。

非経常的な取引からの収益に関しては、2016年度においてはGNLキンテロ（GNL Quintero）及びハイドロ・ドロミティ・エネル（Hydro Dolomiti Enel）をそれぞれ173百万ユーロ及び124百万ユーロで売却した際の収益が計上されている。2015年度は、SEハイドロパワー（SE Hydropower）の売却益141百万ユーロ、3サン（3 Sun）を買収した後の負ののれんとそれに付随して行った当グループが従前から保有していた持分の公正価格での再評価から生じた合計116百万ユーロが含まれていた。

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	変動	
イタリア	36,957	40,727	(3,770)	-9.3%
イベリア	18,953	20,484	(1,531)	-7.5%
ラテンアメリカ	10,768	10,828	(60)	-0.6%
ヨーロッパ及び北アフリカ	3,798	4,990	(1,192)	-23.9%
北米及び中米	1,125	882	243	27.6%
サブサハラ・アフリカ及びアジア	29	18	11	61.1%
その他、除去及び調整	(1,038)	(2,271)	1,233	54.3%
合計	70,592	75,658	(5,066)	-6.7%

売上総利益

2016年度の売上総利益は、為替変動からの差損372百万ユーロ、及び2015年度にスロバキアで新しい規制が導入されたことを受けて使用済み核燃料の廃棄費用の引当金を一部繰り戻したこと（550百万ユーロ）を反映して、2015年度から21百万ユーロ%減少（-0.1%）して15,276百万ユーロとなった。これらの影響は、ラテンアメリカ（発電及び配売電の両方）及び成熟したエンドユーザー市場（イタリア及びスペイン）を筆頭にほぼ全ての地域で全般的に利ざやが拡大したこと、並びに2015年度にこれらの国において多数の従業員早期退職契約を締結したことに関する費用を計上したことで一部相殺された。

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	変動	
イタリア	6,679	6,916	(237)	-3.4%
イベリア	3,562	3,353	209	6.2%
ラテンアメリカ	3,556	3,306	250	7.6%
ヨーロッパ及び北アフリカ	762	1,451	(689)	-47.5%
北米及び中米	833	575	258	44.9%
サブサハラ・アフリカ及びアジア	14	7	7	-
その他	(130)	(311)	181	58.2%
合計	15,276	15,297	(21)	-0.1%

経常売上総利益は2015年度から134百万ユーロ(0.9%)増加して15,174百万ユーロとなった。2016年度中、経常売上総利益に含まれない非経常的項目が102百万ユーロあり、それには以下が含まれていた。

- ・ GNLキンテロ及びハイドロ・ドロミティ・エネルの売却益としてそれぞれ173百万ユーロ及び124百万ユーロ
- ・ チリ及びペルーでいくつかの水力発電プロジェクトの開発を最終的に中止したことを受けて計上した損失（約195百万ユーロ）

さらに、2015年度の非経常的項目は、SEハイドロパワーの売却益141百万ユーロ、及び3サンの支配権を得た後の同社の負ののれんの計上と公正価格での再評価から生じた合計116百万ユーロを反映して、257百万ユーロとなった。

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	変動	
イタリア	6,555	6,659	(104)	-1.6%
イベリア	3,562	3,353	209	6.2%
ラテンアメリカ	3,578	3,306	272	8.2%
ヨーロッパ及び北アフリカ	762	1,451	(689)	-47.5%
北米及び中米	833	575	258	44.9%
サブサハラ・アフリカ及びアジア	14	7	7	-
その他	(130)	(311)	181	58.2%
合計	15,174	15,040	134	0.9%

営業利益

2016年度の営業利益は8,921百万ユーロで、2015年度（7,685百万ユーロ）から1,236百万ユーロ増加した。これは、減価償却、アモチゼーション及び減損損失が1,257百万ユーロ減少したことによる。減損損失は、そのほぼ全てが減損によるもので、2016年度においては、主に手続上の問題が発生したチリのネルトゥメ（Neltume）川及びチョシュエンコ（Choshuenko）川での水力発電プロジェクト水資源の使用権の価値とアップストリームガス資産の簿価引下げ（それぞれ273百万ユーロ及び55百万ユーロ）、並びにエネル・グリーン・パワー・ルーマニアCGU（Enel Green Power Rumania CGU）及びヌオーヴェ・エネルギーCGU（Nuove Energie CGU）の減損試験をうけての簿価引下げ（それぞれ130百万ユーロ及び92百万ユーロ）によるものである。2015年度は、この項目でエネル・ロシアCGU（Enel Russia CGU）（899百万ユーロ）、エネル・グリーン・パワー・ルーマニアCGU（Enel Green Power Romania CGU）（155百万ユーロ）、アップストリームガス開発資産（159百万ユーロ）及びスロベンスケ・エレクトラーネ（574百万ユーロ）を認識していた。スロベンスケ・エレクトラーネに関しては、資産の帳簿価格を推定実現可能価値に合わせる調整を反映している。

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	変動	
イタリア	4,387	4,588	(201)	-4.4%
イベリア	1,766	1,473	293	19.9%
ラテンアメリカ	2,163	2,320	(157)	-6.8%
ヨーロッパ及び北アフリカ	286	(569)	855	-
北米及び中米	565	338	227	67.2%
サブサハラ・アフリカ及びアジア	(5)	4	(9)	-
その他	(241)	(469)	228	-48.6%
合計	8,921	7,685	1,236	16.1%

経常営業利益は、経常売上総利益に含められていない項目は含まないのみならず、上述の減損の影響を考慮しない。2016年度は9,436百万ユーロで、2015年度より221百万ユーロ（2.4%）増加した。この変化は、経常売上総利益の増加に加え、主に受取債権の正味帳簿価格の減少を反映している。

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	変動	
イタリア	4,356	4,331	25	0.6%
イベリア	1,766	1,473	293	19.9%
ラテンアメリカ	2,458	2,320	138	5.9%
ヨーロッパ及び北アフリカ	486	1,059	(573)	-54.1%
北米及び中米	565	338	227	67.2%
サブサハラ・アフリカ及びアジア	(5)	4	(9)	-
その他	(190)	(310)	120	-38.7%
合計	9,436	9,215	221	2.4%

純利益

親会社の株主に帰属する純利益は、2015年度の2,196百万ユーロに対して、2016年度は2,570百万ユーロであった。より具体的には、営業利益の増加が純財務費用（借入れよりも、主に為替変動による差益を除外したデリバティブに関する純費用に関連するものである）の上昇、当グループが保有するスロバク・パワー・ホールディング（Slovak Power Holding）の残存持分の公正価値の調整及び同社の50%の売上からの受取債権（合計439百万ユーロ）並びに増税の影響によって部分的に相殺されたものである。増税に関しては、税引前利益の増加及び繰延税制の調整をもたらした何件もの税率の変更（2015年度においてはイタリア、及び2016年度においてはペルー）に加えて、比較対象の兩年度間でいくつかの免税ルール（参加免除システム）の対象となる非経常的取引からの利益要素のウェイトが変更されたこと反映している。

2016年度の親会社の株主に帰属する経常純利益は3,243百万ユーロ（2015年度は2,877百万ユーロ）で、2015年度から536百万ユーロ増加した。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)

	2016年
親会社の株主に帰属する純利益	2,570
ハイドロ・ドロミティ・エネルの売却益	(122)
GNLキンテロの売却益	(45)
チリ及びペルーでの水力発電プロジェクトの中止及びその減損	130
EGPルーマニアの減損	109
マルシネル・エネルギーの減損	34
アップストリームガス資産の減損	41
ヌオーヴェ・エナジーの減損	74
スロベンスケ・エレクトラーネの減損及び資産の公正価値の調整	452
合計	3,243

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11百万ユーロを含む。）は、2016年12月31日現在、90,128百万ユーロであり、これは、親会社株主に帰属する持分及び非支配持分52,575百万ユーロ並びに純金融債務37,553百万ユーロから資金拠出された。2016年12月31日現在における負債／資本の比率は、0.71（2015年12月31日現在は0.73）であった。

純金融債務は、2015年12月31日から8百万ユーロ増加して37,553百万ユーロとなった。

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2016年度は9,847百万ユーロを計上し、前年度と比較して275百万ユーロの増加であった。

資本支出

資本支出は、2016年度においては、主に北米及びメキシコでの再生可能エネルギーのプラントを中心に、2015年度から1,439百万ユーロ増加して、8,552百万ユーロとなった。このうち、7,637百万ユーロは有形固定資産であった。

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	変動	
イタリア	1,883	1,843 ⁽³⁾	40	2.2%
イベリア	1,147	1,001	146	14.6%
ラテンアメリカ	3,069	2,937	132	4.5%
ヨーロッパ及び北アフリカ	265 ⁽¹⁾	249 ⁽⁴⁾	16	6.4%
北米及び中米	1,832	720	1,112	-
サブサハラ・アフリカ及びアジア	304	311	(7)	-2.3%
その他、除去及び調整	52 ⁽²⁾	52	-	-
合計	8,552	7,113	1,439	20.2%

(1) 「売却目的」に分類されるユニットに属する283百万ユーロは含まれていない。

(2) 「売却目的」として分類されるユニットに属する7百万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1百万ユーロは含まれていない。

(4) 「売却目的」として分類されるユニットに属する648百万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
	2016年			2015年		
エネルによる純発電量 (TWh)	60.9	200.9	261.8	68.5	215.5	284.0
エネル配電網による送電量 (TWh) ⁽¹⁾	223.5	202.5	426.0	227.1	200.3	427.4
エネルの電力販売量 (TWh) ⁽²⁾	94.1	168.9	263.0	88.0	172.1	260.1
エンドユーザーに対するガス販売量 (十億立方メートル) ⁽³⁾	4.6	6.0	10.6	4.1	5.3	9.4
年期末従業員数 (人) ⁽⁴⁾	31,956	30,124	62,080	33,040	34,874	67,914

(1) 2015年度の数値は送電量をより正確に測定した数値である。

(2) 再販売業者への販売を除く。

(3) 2015年度の数値は販売量をより正確に測定した数値である。

(4) このうち、4,301人は2015年12月31日現在「売却目的」に分類されるユニットに属する従業員である。

2016年度のエネルによる純発電量は、イタリア及び海外での発電量が減少したこと（イタリアで-7.6TWh、海外で-14.6TWh）により、2015年度と比べて22.2TWh（-7.8%）減少した。イタリアでの発電量の減少は、主に、需要の減少、利用できる水資源の減少及びメンテナンスのための火力発電所の稼働停止の増加に起因したものである。海外での減少は、7月末のスロベンスカ・エレクトラーネの非連結化（-8.6TWh）、「エル・ニーニョ」現象の影響によるラテンアメリカでの干ばつ、及びスペインでの電力輸入の増加によるイベリア半島での発電業務の不振に起因している。

発電の技術的側面からみると、前年度からの変化は、主に、石炭火力発電（-13.3TWh）、原子力発電（-6.4TWh）及び水力発電（-5.9TWh）の減少に起因しているが、これらの影響は、部分的にはあるが、風力発電（+2.1TWh）及びソーラー発電（+0.5TWh）によって相殺された。

なお、エネルの2016年度の発電量の33%は再生可能資源によるものであった（2015年度は31%であった。）。

エネル配電網による送電量は、2016年度は、その影響はスペイン及びルーマニアへの送電量の増加により一部相殺されたものの、主にイタリアでの需要の減少を反映して、前年度から1.4TWh減少し（-0.3%）、426.0TWhとなった。

エネルの電力販売量は、2016年度は、前年度と比べて2.9TWh増加し（+1.1%）、263.0TWhとなった。これは、イタリア及びスペインの市場での販売量の増加（イタリアでは+6.1TWh（最も増加が多かったのは、ビジネス顧客向けセグメントであった。））、スペインでは（+0.6TWh）がフランス及びスロバキア（合計で3.5TWh。非連結化によりこれらの市場から当グループが撤退したことによる。）並びにラテンアメリカ（-0.3TWh）での販売量の減少で一部相殺された状況を反映している。

環境、社会及びガバナンスに関する指標

	2016年	2015年	変動	
「ゼロ・エミッション」発電（全体に対する割合(%)）	45.6	45.5	0.1	0.2%
純発電量からの二酸化炭素実質排出量合計（gCO ₂ /kWh _{eq} ） ⁽²⁾	395	409	(14)	-3.4%
火力発電所の平均効率性（%） ⁽¹⁾	40.0	39.7	0.3	0.7%
二酸化硫黄実質排出量（g/kWh） ⁽²⁾	0.82	1.07	(0.2)	-23.4%
窒素酸化物実質排出量（g/kWh） ⁽²⁾	0.75	0.78	(0.03)	-3.8%
微粒子実質排出量（g/kWh） ⁽²⁾	0.22	0.26	(0.04)	-15.4%
ISO14001認定の純効率限度容量（全体に対する割合(%)）	97.9	97.6	0.3	0.3%
エネルギー負傷事故発生率 ⁽³⁾	1.26	1.27	(0.01)	-0.8%
エネルギー重傷・重症事故率 ⁽⁴⁾	0.051	0.047	0.004	8.5%
エネルギーにおける重傷・重症及び重体事故(件数)	6	7	(1)	-14.3%
請負業者における重傷・重症及び重体事故（件数）	12	33	(21)	-63.6%
倫理規定侵害の立証（件数） ⁽⁵⁾	18	34	(16)	-47.1%

- (1) メルキュール(Mercure)以外のイタリアの石油及びガスの火力発電所を含まない（重要性が低いか処分されているため。）新しいアプローチにより計算されたパーセント値。稼働時間が短かく発電量が少なかった（純設備容量約は2.7GW、イタリアの発電量の1%未満。）ことから、石油及びガスの火力発電所による寄与は真発熱量には含まれなかった。メルキュール発電所は石油及びガス・ユニットに分類されるものの、主たる燃料としてバイオマスを使っていること、及びベースロード・ユニットであることから、この項目に算入された。ロシアでの熱電併給工場の熱コンポーネントは、計算上算入されていない。平均効率性は、工場について、生産価値に基づいて荷重して計算されている。
- (2) 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。
- (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（INAIL基準）。
- (4) この指標は、労働時間（千単位）に対する損害による逸失日数の割合として計算されている（INAIL基準）。2015年に受領した報告の分析は、2016年度に完了した。かかる理由により、2015年の侵害の立証数は32件から34件に修正された。
- (5) 2016年度の侵害は、2016年に報告され同年中に立証された件数を示している。

2016年度中、エネルの総発電量の約46%がゼロ・エミッション資源から発電されたものであった。2050年度に向けての低炭素化目標に沿って、合計約2Wの再生可能エネルギーによる発電能力が設置され、二酸化炭素実質排出量は約3%減少した。

この減少は、石炭火力発電所の利用の減少に起因する。

火力発電所の平均効率性は2015年度から実質的变化はなかった。

2016年度、実質大気排出量は全面的に減少した。2015年度と比べて、二酸化硫黄の排出量は約23%、窒素酸化物の排出量は約4%、微粒子の排出量は約15%、それぞれ減少した。これは、2020年に達成するよう設定された当グループの目標値に沿ったものである。

エネル・グループは、全ての活動（発電所、配電網、サービス、財産、販売その他）をほぼ100%カバーする環境マネジメント・システムを設けている。証明に一定の時間を要する新しい発電所又は新たに取得若しくは建設された設備を除き、業務全体について証明を受けている。

エネル・グループの従業員の負傷頻度及び重症率はそれぞれ1.26（2015年度は1.27）及び約0.05（2015年度から変化なし）であった。

2016年度中、エネルの職員の重傷事故は6件発生した（命にかかわる事故は発生しなかった。）。エネルの請負業者の重傷事故は12件発生し、そのうち5件は命にかかわる事故だった（合計で2015年度の発生件数から21件減少した。）。

倫理規定の侵害の報告件数は2016年度は85件であったが、2016年度中に行われた分析により、18件が侵害に分類された。

「第一部 - 第3 - 7 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 - 1 業績等の概要」及び「第一部 - 第3 - 7 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【対処すべき課題】

エネルグループは、イタリア、スペイン及びラテンアメリカにおいて主軸の総合公益事業会社として、また電力及びガスの生成（従来型の生成に加えて、エネル・グリーン・パワーを通じた再生可能エネルギー資源からの生成）、配送並びに販売の分野において第一線の国際事業会社の1つとして、主導的地位を維持している。事業上の、そして地理的な多様化は、課題の多いマクロ経済状況に向けた当グループの戦略の弾力性を裏付けるとともに、将来の成長に向けて前進する道を開いている。

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、62百万超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い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。2015年度において、EBITDAの70%超は、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50%はCO₂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。

その上で、当グループは、戦略計画の領域における活動を推進する以下の5つの戦略目標を定めた。

1. 事業の効率性：かかる目標の追求によって、燃料開発のために資源を発掘し放出することができ、また革新及び新たな事業目的を追求するための創造性を解放することもできる。
2. 産業の成長：これは、技術的には集中し、地理的には多様化していく。成長は徐々に緩やかとなり、そのため、数年間にわたる調整及び実際の展開の双方においてより柔軟かつ管理可能となる。
3. グループのシンプル化：これは、グループの複雑化の軽減を促進し、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。経営陣は、適切な成長基盤を創設するため、2014年にイベリア地域とラテンアメリカ地域とを分け、2015年にはラテンアメリカ事業の複雑な再構築に着手したが、それにより、エネルシス・アメリカとエネルシス・チリが設立され、エネル・グリーン・パワーが統合され、また水力発電事業の資産が再生可能エネルギー事業ラインに移転した。さらに、現在では国レベルでラテンアメリカ事業のシンプル化が続けられている。
4. ポートフォリオ管理：ユニットの事業に健全な緊張を与えるために、資産循環の戦略を導入する。また、当グループがシナリオの展開に順応することをより容易にする。
5. 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報酬を保証することを目指した新たな配当方針：前者については、2017年に65%、2018年及び2019年に70%の配当性向に改善することを目指している。

さらに、新戦略計画2017-2019は、当グループの株主のための価値創造の加速を実現する戦略として（ ）デジタル化（効率及び成長を持続させるため）並びに（ ）顧客重視（長期顧客ポジションへのシフト並びにエネルギー市場の進展及び規制変更からの機会を利用することで、当グループの顧客提案を実質的に高めるため）といった、2つの追加的方策を導入した。

より具体的には、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は、成長の予測可能性を確保するために長期価格シグナルに焦点を当てて、成熟市場におけるプレゼンスを再形成し、新興市場における容量を増やすこと
- ・ 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すこと
- ・ 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、居住用顧客、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に重点を置いた新たな国際事業ラインを創設した。2017年5月、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。

- ・国際事業ライン（国際インフラストラクチャ及びネットワーク、国際火力発電、国際取引、国際再生可能エネルギー及び国際イソリューション）：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発展、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。その主な重要業績評価指数（KPI）は、ベストプラクティスを追求するために絶えず基準に従って評価される維持活動とともに多様な地域にわたる、維持及び成長の間での資本支出の効率的な配分並びに運営費用の効率性である。
- ・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）：当グループが業務を展開している各国々において、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、独自の責任及び個別戦略を掲げている。詳細は以下のとおりである。

国際インフラストラクチャ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。

- ・発電フリート事業及び維持を管理し、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
- ・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
- ・発電所フリートの地域分散、ガス及びその他燃料（例えば石炭、石油コークス、石油製品、バイオマス）の供給並びに関連物流及び運営（在庫管理含む。）を通じて、生産を最適化すること
- ・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の取引、並びに関連する組成活動
- ・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。

- ・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すること
- ・再生可能エネルギー発電フリート事業の管理及び維持
- ・必要なエンジニアリング及び建設活動を実行すること

国際イソリューション事業ラインは、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並びに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、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により、適切なビジネス環境及び顧客との親和を確保し、また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を持ち、関係ポートフォリオの商業化を通じて、地域の顧客基盤を開発すること

- ・費用に対する責任を持ち、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

4【事業等のリスク】

事業の性質上、当グループは特に、市場リスク、信用リスク、流動性リスク、産業及び環境リスク並びに規制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、当グループでは、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。

市場の自由化及び規制の動向に関連するリスク

当グループが事業を展開しているエネルギー市場は、現在、段階的に自由化が進められている。この自由化は、国ごとに異なるアプローチ及びタイムテーブルで実施されている。

こうした経緯により、当グループは、新規参入者及び組織的市場の発展から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（CO₂）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。CO₂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。

市場リスク

業務の一環としてエネルは、多様な市場リスク、とりわけ、金利、為替相場及び商品価格の変動に伴うリスクにさらされている。

当グループ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、並びに運用に責任を負う部署及びリスク管理を担当する部署の組織的分離の遵守を確保する、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／国際事業ラインレベルでの特別な方針に責任を負う特別な内部委員会を設置している。

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／国際事業ラインレベルでの様々な種類のリスクの制限の運用システムを定めている。

市場リスクを当グループのリスク管理方針に定められた限度内に留めるために、エネルは、市場において取得されるデリバティブを使用している。

商品価格及び供給の継続性に関連するリスク

事業の性質により、エネルは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。当グループはまた、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ている形式的な手続を実施している。商品リスクの管理及び残存するデリバティブポートフォリオの詳細な検証については、連結財務書類の注記41を参照のこと。燃料供給障害のリスクを制限するために、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並びに債券発行及び商品取引と関係した国際市場の利用を考慮すると、当グループは、ユーロとその他の主要通貨の為替相場の変動により、外貨で表示される業績及び財務全体をユーロに換算した際の価値が悪化するリスクにさらされている。したがって、為替リスク（主に米ドル建て）に対するエクスポージャーは、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
- ・外貨建ての投資、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
- ・負債を有する会社の勘定通貨又は機能通貨以外の通貨で表示される親会社又は個々の子会社の金融負債
- ・公正価値で測定される金融資産又は金融負債

連結財務書類もまた、ユーロ以外の通貨で表示される株式投資の連結価値に関連した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、適切なヘッジ戦略の実施を確保する運用プロセス（店頭市場における金融デリバティブの利用を一般的に伴う。）を通して、換算リスクを除き、エクスポージャーの組織的なヘッジを確保するために設定されている。

詳細については、連結財務書類の注記41を参照のこと。

金利リスク

当グループは、金利の変動により純財務費用の増加又は公正価値で測定される資産若しくは負債の価値の悪化が生じる可能性を有する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の主な発生源は、新たな債務の際の財務条件の変更可能性又は変動利付債券に関連した利回りの変動である。

リスク管理方針は、正式なリスク・ガバナンスの手続の枠組み内で設けられたリスク・プロファイルの維持を追求しており、長期的な調達コストの抑制及び業績変動の制限を行っている。かかる目標はまた、店頭取引市場における金融商品の利用を通じて追求される。

詳細については、連結財務書類の注記41を参照のこと。

信用リスク

当グループは、商業上、また商品及び金融事業により、信用リスクにさらされる。信用リスクとはすなわち、破産（不履行リスク）又は市場価値の変動（スプレッド・リスク）に関して、相手方の信用力に関する予測不能な変化が債権者としての状況に影響を及ぼすという可能性である。

数年前から、金融市場の不安定性及び不確実性並びに世界的経済危機により、契約相手による売掛金の平均的支払回数は増加している。こうした環境において、信用リスクを最小限に抑えるため、信用リスク管理方針は、主要なポートフォリオにおける相手方の信用力の事前評価、並びに担保付若しくは無担保の保証の取得といったリスク最小化手法や、金融取引及び商品取引については特に、標準的な契約枠組みの利用を要求している。

また、当グループの基本方針は、信用の質の低下を迅速に察知し、また実施する緩和措置を定めるために、信用リスクの監視及び統制について全ての主要な地域／国／国際事業ラインの統一基準の適用を定めている。

商品取引に係る信用リスクに関しては、関与する地域／国／国際事業ラインの管轄ユニットにより指定される信用リスク限度が適用されている。

デリバティブ取引を含む金融取引に関する信用リスクについては、主要なイタリアの銀行及び国際金融機関からの高い信用格付を有する相手方を選択することによって、また、ポートフォリオの多様化、現金担保の換金のための信用取引契約の締結、又は相殺契約の適用によってリスクが最小化される。2016年において、当グループのリスク委員会が承認した信用リスクに関する運用限度額は、内部評価システムを用いて、各地域／国／国際事業ラインレベルと連結レベルの両方で、再び適用及び監視された。

信用リスクのさらに効率的な管理の一環として、これまで何年にもわたって当グループは、商業ポートフォリオの特定のセグメントにおいて、債権のノンリコース譲渡を実行してきた。部分的にはマクロ経済環境を考慮して、2011年度から、当該譲渡の利用は、地理的にも、小売販売以外の電力業界のその他のセグメントにおいて業務を行っている会社が請求し又は請求すべき受取債権（例えば、発電事業、エネルギー管理業務の一環としての電力の販売、グリーン証書の販売又は電力輸送サービスからの債権等）にも、拡張された。

上記の取引は全て会計目的でノンリコース取引としてみなされ、そのため、当該譲渡資産に関するリスク及び利益は移転されたものとして、対応する譲渡資産は貸借対照表において全く認識されない。

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。

当グループのリスク管理方針は、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。

格付リスク

格付機関により付与された信用格付は、会社の多様な資金調達源へのアクセスの可能性やかかる資金調達の関連コストに影響を与える。格付の引下げは資本市場へのアクセスを制限し、資金調達コストを増加させ、会社の業績及び財務状態に悪影響を及ぼす可能性がある。

2016年度、スタンダード・アンド・プアーズ、ムーディーズ及びフィッチがエネルに付与した格付けは前年度と同じであった。その結果、当年度末現在、エネルは、（ ）スタンダード・アンド・プアーズより「安定的」な見通しの「BBB」、（ ）フィッチより「安定的」な見通しの「BBB+」、そして（ ）ムーディーズより「安定的」な見通しの「Baa2」を付与されている。

カントリーリスク

現在、エネル・グループの収入のうちの50%を超える部分を海外の事業からの得る収入が占めるようになっている。当グループは、ラテンアメリカ、北米、アフリカ及びロシア等で業務を行っており、こういっ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。この種類のリスクを軽減するために、エネルは、事業を行っているそれぞれの国におけるリスクの水準を注意深く監視することを可能とするような、カントリーリスクの算出モデルを採用している。

開発途上国の見通しは改善しているものの、新興国の経済の脆弱さは、世界的取引の成長の足かせとなり（2016年度の世界的取引に関する諸指標は過去最低の数値を示した。）、また、原材料の価格を圧迫している。石油価格は2008年から2009年にかけての危機の時の暴落時以下の低水準に落ち込んだ。今年から来年にかけての世界経済の見通しは2016年に比べ穏やかな回復基調を示している。

労働市場及び主要成長指標の改善によって促されて12月にFEDが金利を引き上げたことで、ヨーロッパでの状況とは対照的に米国の金融緩和方針が徐々に終息に向かいはいはじめたことが示された。

ユーロ圏では、経済成長が続いてはいるものの、力強さに欠けている。ユーロシステムの資産買取制度が経済全体に対する支援策として有効であることが明らかになってきており、これまでのところ、この制度は、当初の期待に沿った効果を発揮している。外部需要の減少、消費の停滞及び銀行制度の脆弱性が成長及びインフレーションに新たな下振れリスクを発生させる要因となったが、第3四半期には回復の兆しも見られた。12月にはECB運営理事会は、2017年3月まで緩和措置を継続し、引き続きひと月当たり80十億ユーロの有価証券の買取りを続け、その後の今年度中はひと月当たり60十億ユーロに縮小することを確認した。

政治面からは、英国のEU脱退の国民投票及び移民やテロリズムへの対応に諸国政府が苦悩していることを一因とした反ヨーロッパの動きによって、2017年にはフランス、ドイツ、スペイン及びオランダで選挙や国民投票が予定されている中で、欧州大陸諸国の不安定リスクが増加した。

国際環境におけるその他の不確定要因としては、ここ10年の商品価格が下落する状況のなかでの新興国の経済の成長力、アメリカのトランプ新政権の対外政策、及び中国の政策担当者の今後のサービス経済への移行のかじ取りの能力等に関する懸念が存在している。

産業及び環境リスク

産業及び環境リスクは、統計的モデリング技法を使用するグローバル発電事業ラインにより管理されており、かかる技法は、プラント/送電網/プロジェクトそれぞれの確率及び金銭の面においてリスクを評価する。典型的な産業リスク・モデル（事業中断、運営及び維持）に加えて、エネルは、地震に関連する災害リスクを測定する開発モデル、火災リスクを評価するモデル並びに空気、水、土地及び地表下といった環境のあらゆるセグメントを含むリスクに対する各プラントのエクスポージャーを評価する環境モデルを有している。この全てが、最も危機的な地域を特定してプラントの産業的価値を保護するための適切な措置を準備する目的をもって、行われる。

エネルのプラントにおいて業務を一時的に中断させる故障や事故は、当グループの事業に関連する追加的なリスクを表している。

さらに、当社は、インフラストラクチャ及びネットワーク事業ラインが管理する配電網の運営に関するリスクを評価する訓練も実施した。かかるリスクを最小限に抑えるため、当グループは、リスクの特定及び管理を目的とした予防的・予測的なメンテナンス手法及び技術調査を含む、優れた予防・保護戦略を採用している。環境分野においては、プラントは、国際基準（ISO 14001及びEMAS）に基づく認証を受け、また危険な兆候を速やかに特定するためにリスクの潜在的な発生源を監視する環境管理システムを利用する。

残りの産業及び環境リスクは、会社の資産を保全し、電力及びガスの生産及び販売の際に生じる可能性のある事故（汚染を含む。）により第三者に損害が及んだ場合の賠償責任補償を提供する特定の保険契約により管理している。

原子力発電に関しては、エネルは、エンデサを通じてスペインにおいて事業を行っている。原子力業務に関して、当グループは事業リスクにさらされており、とりわけ、事故、安全性の問題、テロ行為、自然災害、設備の機能不全、蓄電の機能不全、並びに原子力原材料の移送、運搬及び取扱いに関して追加的なコストに直面する可能性がある。原子力事業者は、国際協定に基づく特別な法律により、エネルが原子力事業を行っている国において、核燃料の使用及び輸送に関するリスクについての責任を補償するための保険に加入することを義務付けられている（当該補償には上限があり、また、法律で規定されるその他の条件に従う。）。その他の緩和措置については、国際的なベストプラクティスに従っている。

5【経営上の重要な契約等】

エネル・グリーン・パワーとの統合及び再生可能エネルギー事業の再編成

2016年1月11日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（Enel Green Power SpA）（以下「EGP」という。）の臨時株主総会でEGPのエネル・エスピーエーへの部分的非比例的会社分割（以下「本会社分割」という。）が承認されたのを受けて、直ちに、エネルの臨時株主総会も本会社分割を承認した。より具体的には、エネルの臨時株主総会は、修正や追加をすることなく、以下の事項を規定する本会社分割計画を承認した。

- ・ 実質的に（i）北米及び中南米、ヨーロッパ、南アフリカ及びインドにおいて再生可能エネルギー部門で業務を行う企業への投資を行うオランダの持株会社であるエネル・グリーン・パワー・インターナショナル（Ener Green Power International）についてEGPが有する100%持分、並びに（ ）これらの投資に関連した資産、債務、契約及びその他の法的関係から成る分割対象資産を、EGPがエネルに譲渡する。
- ・ 分割対象資産以外の全ての残りの資産及び債務（すなわち、実質的には、全てのイタリアでの事業及びわずかに残存する外国での投資）は、EGPが保持する。

この取引は非比例的な会社分割を行うものであるため、以下の事項が規定されている。

- ・ エネル以外のEGPの株主は、保有するEGPの株式全てをエネルの株式と交換することができる。
- ・ エネルが分割対象資産のうち自身の持分に相当する株式をエネルの株式と交換し、当該株式をイタリア民法第2504条の3第2項及び第2506条の3第5項に従って直ちに消却すること。

会社分割証書は、2016年3月25日に調印され、2016年3月31日末をもって有効となった。

本会社分割を承認しなかったEGPの株主は、イタリア民法第2437条第1項a)号に従って脱退する権利（以下「脱退権」という。）又はイタリア民法第2506条の2第4項に従ってそのEGP株式をエネルに買い取らせる権利（以下「売却権」という。）を行使することができる。脱退権及び売却権は、イタリア民法第2437条の3第3項に従って決定された、EGP株式1株当たり1.780ユーロの単位決済価額で行使することができる。申出期間の終了時点で、EGPの普通株式16,428,393株（EGPの株式資本の約0.33%に相当する。）に関してこれらの権利が有効に行使され、総額はおよそ29.2百万ユーロであった（このうち14,951,772株は26.6百万ユーロでエネルに取得された。）。したがって、関連する株式の総額は、本会社分割の完了の条件として定められた閾値である300百万ユーロを下回った。

本会社分割が完了した時点で、エネル以外のEGPの株主が保有する1,570,621,711株のEGP普通株式は全て消却され、それと引き換えに、EGP株式1株当たり0.486株の交換比率に基づき、新規発行されるエネルの普通株式と交換された。現金による調整は行われなかった。分割対象資産と関連してエネルが保有する合計2,069,378,289株のEGP普通株式については、その交換時に、それらを消却するのと引き換えに、合計1,005,717,849株のエネルの普通株式がエネルに割り当てられ、当該株式はイタリア民法第2506条の3第5項で引用されるイタリア民法第2504条の3第2項の禁止規定に従い、即時に消却された。よって、エネル以外のEGP株主に割り当てられるべきエネルの普通新株763,322,151株が発行されると、エネルの株式資本は、額面価額で総額763,322,151ユーロ増加して10,166,679,946ユーロとなり、これは完全に引受済みかつ支払い済みで、1株当たりの価額が1.00ユーロである普通株式10,166,679,946株で構成される。

EGP株式は、2016年3月31日の取引終了までイタリア市場で、そして2016年3月30日の取引終了までスペイン市場で取引され、新規発行されたエネル株式の取引は2016年4月1日にイタリア市場で始まった。

その後、再生可能エネルギー事業を当グループ全体に沿った形で再編するために、以下の会社としての取引を完了させた。

- ・ 2016年10月25日をもって、エネル・グリーン・パワー・インターナショナル（Enel Finance International）（EGPI）の財務業務の一部をエネル・ファイナンス・インターナショナル（Enel Finance International）に会社分割した。このスピノフの結果、EGPIは再生可能エネルギー部門で業務を行う外国会社の持分を主に保持した。
- ・ 2016年10月26日をもって、EGPIのエネル・グリーン・パワーへの国際的吸収合併を行った。

これらの取引を実施したことにより、（i）企業構造の合理化により再生可能事業の大部分をEGPという、エネルが完全に所有するひとつの会社の下に集中させることが可能となり、（ ）さまざまな現地の法律及び規則に従って、エネル・グループとしてのレベルと世界的再生可能エネルギーのレベルとの両方で、意思決定過程を当該事業の発展に対応する能力のあるEGPに集中させてガバナンスを合理化し、また（ ）その結果として戦略管理及び業務・技術統制を再生可能部門の中の一つの会社で行うことを通じて、再生可能エネルギー事業を統合的に管理することが可能となった。

社債の買戻し

2016年1月14日、エネルは、資金調達の満期及び費用を積極的に管理することを通じて負債構造を最適化するためのプログラムの枠組みの中で、かつてエネル自身が発行した2つのシリーズの社債を、額面500百万ユーロに至るまで現金で買い戻すための拘束力のない任意の買付けを開始した。買付け期間の終わり（2016年1月20日）の時点で、エネルは、買戻しに係る当初の額面額を増加させるため、買付け文書で想定されていたオプションを行使することを決定し、そして以下の社債を購入することを決定した。

- ・ 92.5715%の割当率が適用された後、2017年6月20日に満期となる額面591,088,000ユーロの社債
 - ・ 100%の割当率が適用された後、2018年6月12日に満期となる額面158,919,000ユーロの社債
- 買付けの決済日は2016年1月25日であった。

中国銀行及びSINOSUREとの枠組み合意

2016年1月20日、エネル、中国銀行（中国の銀行部門のリーダーであり、中国で最も国際化し多角化された銀行でもある。）及び中国輸出信用保険公司（以下「SINOSURE」という。）は、エネル・グループの各社、特にエネル・グリーン・パワーによる世界規模でのプロジェクト開発を、エンジニアリング、調達及び建設に係る請負人並びに／又は供給業者として活動する中国企業の参加を得て促進するため、拘束力のない枠組み合意に署名した。この合意のもとで、中国銀行は、エネル及びその子会社に対し、SINOSUREにより保証された1十億ドルを上限とする与信枠を提供することになる。付与され得るファシリティの主要な条件を規定するこの枠組み合意は、5年間効力を有し、当事者が相互に同意した場合には延長することも可能性である。

エネルの新たな企業アイデンティティ

2016年1月26日、当グループの新たな企業アイデンティティが、子会社であるエンデサのマドリッドにある本社で公表された。その折に、エネル・グリーン・パワー及びエンデサの新たなロゴも、新たなアイデンティティという文脈の中で公表された。

新たなアイデンティティは、昨年11月にロンドンにおけるエネル資本市場デーの場で発表された「オープン・パワー」戦略の追求を表している。それは、当グループの戦略上及び事業上のアプローチの要としてオープンであることを基礎としている。より具体的には、「オープン・パワー」は以下の項目を目指している。

- ・ より多くの人々にとっての電力アクセスの開放
- ・ 新たなテクノロジーへのエネルギー世界の開放
- ・ 個人へのエネルギー管理の開放
- ・ 新たな用途への電力の開放
- ・ 新たなパートナーシップへの門戸開放

新たなブランド戦略は、エネルのイメージを、エネルギー移行を先導する能力を備えた現代の、開放的で、柔軟性に富み、かつ責任感のある公益事業者として伝える。当グループは、「オープン・パワー」の柔軟でダイナミックな原則を反映した、色鮮やかな新しいビジュアル・システム（ロゴを含む。）を導入した。新たなビジュアル・アイデンティティ及び新たなロゴは、エネルギー・スペクトルの多様性、30ヶ国超に展開している当グループの多面的性格及び当グループがグローバルなエネルギー・システムの中で提供するサービスのさらなる多角化を反映するため、豊富なカラー・パレットにより構成されている。

ブランドのリニューアルには、ユーザー及びモバイル・アプリケーションによるアクセスに焦点を当てた新たなウェブサイト「Enel.com」の公開も含まれていた。2016年度中に、当グループのオンラインのプレゼンス全体についてアップデートが完了した。

イスラエルでの新興企業プログラム

2016年2月10日、エネルは、イスラエルにおける新興企業のための技術的支援プログラムの立上げを発表した。同国では、革新的なテクノロジー企業が高度に密集しており、シリコン・ワディと呼ばれる同国版のシリコン・バレーが存在する。このプログラムの一環として、エネルは、新興企業を支援する会社を設立し、その会社はテルアビブに本社を置いて事業育成主体として活動する予定である。同社は5月に開業することが予定されている。毎年、新興企業は主要な現地企業の中から8つまで選出され、エネルと連携して、カスタマイズされた支援プログラムから利益を享受することができる予定である。

プログラムの目的の1つは、個々の新興企業を成長させるに加えて、ベンチャー・キャピタル・ファンド、大学、そしてイスラエル経済省の「首席科学官」室との連携を活用しながら、世界で最も先進的なエコシステムの1つであるイスラエルの革新的エコシステムにおけるプレゼンスを確立することである。

支援会社は、エネルの幅広い技術的優先事項に基づくプロジェクトの公開入札を用いて新興企業を選出する。一度選出されると、新興企業は、エネルの技術者及び技術専門家にアクセスすることができる。これらの技術者及び技術専門家は、会社の試験施設を用いて、また、当グループの商業上及び技術上の経験を活用して、当該新興企業の事業及び技術を発展させるための支援を行う。各プロジェクトに少なくとも6ヶ月間の支援が提供される。

2016年7月11日、エネルはイスラエルのテルアビブでイノベーション・ハブを開設した。エネルは、同国で最も成功したイノベーション・コミュニティの一つであるSOSAアンド・ザ・ジャンクション（SOSA & The Junction）と協力していくことを選択した。これは、今後経済的にも社会的にも影響力のある先進的な製品やサービスを開発し市場に提供することができるイスラエルの新興企業に対してソリューションを提供する一つのハブを作り出すことを目指したものである。エネルのイノベーション・ハブ（Innovation Hub）が、毎年、高い潜在能力を有するイスラエルの新興企業を最高で20社まで選定して専用のサポート・プログラムを提供する予定である。

建築士とエネル・エネルギーとの間の覚書

2016年2月17日、エネル・エネルギーは、建築士・プランナー・景観設計家・保存管理者の全国協議会との覚書に署名した。この覚書は、建築物のエネルギー性能向上及びソリューションの建築学的な質を促進することを目的としている。また、効率的技術を備えた設備の質を高め、環境上の便益及び尊厳を確保し、同時に、公共のための節約をもたらすべく、共同方針及び行動を促進し、立法を提案することも目的としている。覚書には、統合及び協力へのアプローチを奨励し発展させるための協力的なプログラムが定められている。エネル・エネルギーは、効率的な住宅技術における革新、その特徴、利点、並びに主要な設置及び許可の問題について最新情報をイタリアの建築士が常に得られるようにするために、彼らに常設の継続的研修イニシアチブ（建築士全国協議会の生涯研修を管理する規則に準拠している。）を提供する予定である。合意の基礎にある原則は、研修及び研究が成長及び進歩にとって優先的な戦略要因であり、したがって、地元コミュニティの社会及び経済のニーズに適合した方法でこのセクターに投資することが必要だということである。

エネル・グリーン・パワーがペルーの再生可能エネルギーの落札に成功

2016年2月18日、子会社であるエネル・グリーン・パワー・ペルーを通じて活動したエネル・グリーン・パワー（以下「EGP」という。）は、ペルー政府がエネルギー規制当局であるOSINERGMINを通じて開始した再生可能エネルギーの入札の後、126MWの風力発電、180MWの太陽光発電及び20MWの水力発電容量に関する20年間のエネルギー供給契約に署名する権利を獲得した。入札で326MWを受注したことにより、EGPは、2018年までに、ペルーの再生可能エネルギー分野の中心的事業者となり、そして同国内で3種の異なる再生可能エネルギー技術を備えた発電所を運営する唯一の会社となる。

EGPは、同社の現在の戦略的計画において概要が説明されている投資に沿って、再生可能エネルギー施設の建設に約400百万ドルを投資していく予定であり、当該施設は2018年までに運転を開始することが見込まれている。EGPが受注した20年間の供給契約は、発電所が生み出すエネルギーのうち指定の量の販売について規定している。合計126MWの設備容量を有するナスカ風力プロジェクトが、ペルー南の海岸地域で、高水準の風力資源に恵まれた地域であるマルコナ地区で建設される予定である。このプロジェクトは稼動すると年間約600GWhを発電する一方、およそ370,000メートルトンのCO₂が大気へ排出されることを回避する。180MWのルピ太陽光発電プロジェクトは、ペルー南部の地域で、高水準の太陽放射を享受する地域であるモケグア地区に建設される予定である。この太陽光施設は、稼動すると年間約440GWhを発電するとともに、およそ270,000メートルトンのCO₂が大気へ排出されることを回避する。ペルーの中央地域に所在するモンソン地区には設備容量が約20MWにのぼる水力プロジェクトであるアヤヌンガ（Ayanunga）が建設される予定である。この水力発電所は、稼動すると年間約140GWhを発電する一方、およそ109,000メートルトンのCO₂が大気へ排出されることを回避する。

ハイドロ・ドロミティ・エネルの売却

2016年2月29日、子会社であるエネル・プロデュツィオーネ(Enel Produzione)は、ハイドロ・ドロミティ・エネル・エスアールエル(Hydro Dolomiti Enel Srl)(以下「HDE」という。)に対する持分49%の全てを、マッコーリー・ヨーロピアン・インフラストラクチャ・ファンド4(以下「MEIF4」という。)のルクセンブルクを拠点とする子会社であるフェダイア・ホールディングスに対して売却し、当該売却が完了した。売却価格は、エネル・プロデュツィオーネとフェダイア・ホールディングスとの間で2015年11月13日に署名された契約に従い、335.4百万ユーロで最終決定された。エネル・プロデュツィオーネのHDEに対する持分は、フェダイア・ホールディングスにより買主として指定され、同様にMEIF4の支配下にあるイタリアのフェダイア・インベストメンツ・エスアールエルに売却された。この取引の完了は、売却契約に規定された最後の未充足の前提条件であったEU独占禁止当局からの許可が得られたことによって実現した。

エネル・グリーン・パワーがモロッコにおける優先入札者の地位を獲得

2016年3月10日、モロッコのエネルギー企業であるナレバ・ホールディング(Nareva Holding)(以下「ナレバ」という。)及びドイツの風力タービン製造業者であるシーメンス・ウィンド・パワー(Siemens Wind Power)との合併企業であるエネル・グリーン・パワー(以下「EGP」という。)は、モロッコの公益事業体であるONEE(Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable)(国家電力セクター機関)が実施した「風力統合プロジェクトの第2フェーズ」に係る入札で、優先入札者の地位を与えられた。したがって、合併企業は、合計容量が850MWとなるモロッコの5つの風力プロジェクトについて発展、設計、融資、構築、運営及び保持する権利を事前に与えられた。かかる付与は、発電所で生み出される電力に関する購入契約の調印に引き続いて確認される予定である。5つのプロジェクトのうち、ミデル(Midelt)(150MW)、タンジェ(Tanger)(100MW)及びジュベル・ラーディド(Jbel Lahdid)(200MW)は、モロッコの北部に位置し、ティスクラッド(Tiskrad)(300MW)及びブジュール(Boujdour)(100MW)は、同国の南部に位置している。

EGP及びナレバは、プロジェクトを保有する5つの会社を設立し所有する予定であり、その一方でシーメンス・ウィンド・パワーは、現地で製造されたいくつかの部品とともに風力タービンを提供する予定である。

5つの発電所を建設するには、合計でおよそ10億ユーロの投資が必要となる。EGPは、エクイティとデットを組み合わせることにより、50%の株式保有に相当するプロジェクト費用に対して資金提供する予定であり、後者(デット)に関しては、国際金融機関により提供されるプロジェクト・ファイナンス・ファシリティを通じて資金調達する。これらの風力ファームは、2017年から2020年の間に完成し、稼働を開始する予定である。入札規則に従い、5つの風力ファームで生み出された電力は、20年間の電力購入契約に基づきONEEに対して売却される。

オープン・ファイバー事業及びその後のメトロウェブの買収

2016年3月23日、エネルの取締役会は、イタリア全域にわたってウルトラ・ブロードバンド光ファイバーのインフラストラクチャを建設し運営するためにエネルが2015年12月に設立した会社であるエネル・オープン・ファイバー・エスピーエー(Enel Open Fiber SpA)(以下「EOF」という。)の戦略的計画を検討し議論した。

EOFは、卸売専門業者(すなわち、卸売市場にのみ参加する業者)として事業を行い、許可を受けた他の事業者による使用のためにインフラストラクチャを建設する予定である。

EOFプランでは、ヨーロッパ・デジタル・アジェンダ(European Digital Agenda)及びウルトラ・ブロードバンドに向けたイタリアの戦略に沿って、順に公表されるいくつかの段階を通じ、成功を収めた市場地域(クラスターA及びBとして知られる。)における224のイタリアの地方自治体にEOFが光ファイバー電気通信ネットワークを組み込むことが定められている。このネットワークは、FTTHモード(ファイバー・トゥ・ザ・ホーム)で、全て顧客の住居へ直接つながる光ファイバーから構築される予定である。

プランの初期においては、超高速通信がおおよそ7.5百万戸に達することが見込まれており、イタリアの情報格差が克服される手助けとなる。

かかるプランは、これらの局面を通して、他の投資家の支援を得ながら約2.5十億ユーロの投資が段階的に承認され、ネットワークの発展が目指されることを想定している。

エネルの取締役会でも、EOF、ボーダフォン及びウィンドとの基本合意書について議論されたが、これは、一連の段階の中で、イタリア全域にわたるウルトラ・ブロードバンド電気通信ネットワークの発展のため、戦略上及び商業上のパートナーシップを明確化しようと模索したものである。

2016年10月10日、エネルの子会社であるEOFとメトロウェブ・イタリー・エスピーエー(Metroweb Italy SpA)(以下「メトロウェブ」という。)を統合する取引に関する拘束力のある契約が調印された。

この取引は、次のような段階を踏んで行われる。

- ・エネル及びCDPエクイティ・エスピーエー（CDP Equity SpA）（以下「CDPE」という。）がEOFに出資し、EOFに対してメトロウェブの全株資本を買収するために必要な資源を提供する。この出資の結果、エネルとCDPEはEOFに同等の持分を有することとなる。
- ・EOFが現在F2i SGRエスピーエー（F2i SGR SpA）（以下「F2i」という。）とFSIインベスティメンティ・エスピーエー（FSI Investimenti S.p.A）が保有しているメトロウェブの全株式資本を約714百万ユーロで買収する。
- ・メトロウェブ及びその完全子会社をメトロウェブ・エスピーエー（Metroweb S.p.A.）に吸収合併させる。
- ・その後メトロウェブ・エスピーエーをEOFに吸収合併させる。

以上に加えて、エネル及びCDPEはF2iに対し、エネル及びCDPEから存続会社の株式資本の最高30%の持分を取得する方法で、存続会社に再投資するオプションを付与した。オプションの行使価格は、EOFがメトロウェブの買収に際して支払った金額に基づいて決定される。

この取引の仕組みにより、EOFは、（F2iが同社に再投資したとしても）エネルとCDPEが共同で支配するものとなり、したがって、エネルは同社を持分法で計上することとなる。

この取引を実施することにより、EOFにとっては以下の事項が可能となる。

- ・ネットワーク建設プロジェクトの開発を加速化する。
- ・ケーブル敷設業務の範囲を拡大し、イタリアの重要都市を対象範囲に含み、それによってプロジェクトが全国規模で実施されることを望む他の業者が注目するような商業的サービスを展開する（メトロウェブは既にミラノでケーブルを敷設しており、ボローニャ及びトリノでも敷設を進めている。）。
- ・メトロウェブ・グループの開発した業務上のスキルとノウハウを活用する。
- ・プロジェクトの財務面を改善し、及びそれを通じて資金調達機会を改善する。

2016年12月20日、EOFから名称変更したOpEnファイバー（OpEn Fiber）（以下「OF」という。）が約714百万ユーロでメトロウェブの買収を完了した。

カラブリアにおける多数の風力ファームのうち40%を取得

2016年5月3日、既にマイコール・ウィンドの60%を所有していたエネル・グリーン・パワーは、同社の残りの40%をPLTエネルジアから取得し、その結果、カラブリアで総設備容量が64MWの2つの風力ファームを所有する会社の唯一の株主となった。この2つの発電所は、2011年から稼働しており、カタンザーロ県のマイダ、コルターレ（56MW）及びサン・フローロ（8MW）に位置している。

エネルが公開入札で34MWの太陽光発電容量を落札し、ザンビアに進出

2016年6月14日、エネル・グリーン・パワーを通じて活動したエネルは、国営投資持株会社であるインダストリアル・ディベロップメント・コーポレーション・リミテッド（Industrial Development Corporation Limited（IDC））が開始したスケーリング・ソーラー・プログラム（Scaling Solar program）に係る第1回入札の後、ザンビアの34MW PV太陽光プロジェクトについて発展、融資、構築及び運営する権利を付与された。ザンビア南部のルサカ南部複合的経済特区に位置するモシ・オワ・トゥーニャ（Mosi-oa-Tunya）は、同国の再生可能エネルギー市場にエネルが進出することを記念する場所となる。

エネルは、新しいPVプラントの建設におよそ40百万ドルを投資していく予定である。このプロジェクトは、発電所で生み出された電力全てを国営公益事業体であるZESCOへ売却することに関する25年間の電力購入契約（PPA）によって支えられる。このプロジェクトは、入札規則に従ってIDCが20%の少数持分を保持する特別目的ヴィークルによって所有される予定であり、2017年度第2四半期に稼働を開始すると見込まれ、1年につきおよそ70GWhを発電する予定である。

エネル及びDCNSがチリで海洋エネルギー研究及びイノベーション・センターを開始

2016年6月17日、子会社であるエネル・グリーン・パワー・チリを通じて活動するエネルと、フランスの産業グループであるDCNSは、チリのエネルギー大臣による監督の下で、海洋エネルギー研究及びイノベーション・センター（MERIC）を開始した。MERICは、チリ政府の経済開発機構であるCORFO（Corporación de Fomento de la Producción）に支援され、チリで海洋エネルギーの優れた研究開発を行う革新的なグローバル・センターである。

このことは、MERICの最前線の活動が開始されたことを示すものであり、生物付着の分析及び海洋エネルギーの環境影響に焦点を当てて活動する予定である。この研究活動は、バルパライソ（Valparaíso）地域のラス・クルセス（Las Cruces）に位置するポンティフィシア・ウニベルシダー・カトリカ・デ・チリ（Pontificia Universidad Católica de Chile）のECIM（Estación Costera de Investigaciones Marinas）にある海洋エネルギー研究所で実施される。

エネルが新しい電力計であるエネル・オープン・メーターを発表

2016年6月27日、エネルは、ミラノ・トリエンナーレ（Triennale di Milano）でエネル・オープン・メーター（Enel Open Meter）を発表した。第二世代（2.0）のスマートメーターは、エネル・オープン・パワー戦略（電力への概念を、開放され、アクセスしやすく、技術的に進歩していて、持続可能なものへと刷新するプロセス）の重要な要素の1つとなっている。

今度の秋から、新しいメーターが32百万の世帯及び事業所に設置され、第一世代の電子メーター（2001年に始まった古い電気機械装置と順に取って代わったもの）と取り替えられる予定である。

第二世代のメーターは、近年の市場並びにメーター及び遠隔管理の分野における技術の発展を反映したプロセスの成果である。エネル・オープン・メーターは、電力、ガス及び水道システム庁の決議第87/2016号で定められた新しいメーターの仕様に準拠している。当該決議により、新しいメーターの一連のパフォーマンス指標も定められた。

新しいスマートメーターの画期的な特徴には、より迅速な供給状況の変更、固定された時間帯の廃止、電力をより多く節約するために電力使用のデータを利用できることが含まれる。例えば、15分ごとに顧客データが測定されることによって、当該顧客の日常の電力使用と消費傾向に関する断然タイムリーな状況を提供することができ、当該顧客は自分がどのように電力を使用しているのかをよりよく意識して、より大きなエネルギー効率を達成するための機会に注意するようになる。

エネルと中国BYDが電気バス及びエネルギー貯蔵において提携

2016年6月28日、エネルは、電気による移動手段及びエネルギー貯蔵に係る共同プロジェクトの世界規模での展開のために、中国の電気自動車及びリチウム電池の大手製造業者であるBYD社と、世界的な枠組みの協力協定を結んだ。

かかる協定は、中国の深圳市（Shenzhen）で締結されたが、BYDのリチウム電池に基づく住宅、商業及び産業への応用だけでなく、電気バス及びその他の輸送サービスを対象とした協力プロジェクトへとつながる可能性がある。

電気による移動手段に関して、エネルとBYDは、両社によって開発された技術的ソリューションを車両充電及び電氣的による移動手段に利用し、加えて、エネル又はBYDが関わる地域で、関心のある地方自治体に可能な限り共同提供するための統合的ソリューション及び相乗効果を探求することに合意した。さらに、エネルとBYDは、BYDの電気バス並びにエネルの充電インフラ停留所及び電力供給から構成されるターンキー・ソリューションを売却するために、融資の機会を共同で検討する予定である。

エネルギー貯蔵の分野では、エネルとBYDは、BYDの技術及びソリューションを住宅、商業及び産業目的の申請に対して使用することで、金利市場における事業機会を評価することに合意した。

エネル・ロンガネシ・デベロップメンツの処分

2016年7月13日、エネルは子会社であるエネル・ロンガネシ・デベロップメンツ（Enel Longanesi Developments）を通じて保有していたイタリアのアップストリームガス分野の（沿岸及び海上の許可申請及び開発許可21件からなる）全資産を、炭化水素の開発及び生産を行っている米国企業アレアンナ・リソース（AleAnna Resources）の子会社であるアレアンナ・ヨーロッパ・エスアールエル（AleAnna Europe Srl）へ売却する取引を完了した。売却対価は最高で30百万ユーロで、そのうちの一部（約7百万ユーロ）は即時に支払われており、残金は、2018年に予定されているエミリア・ロマーニャのロンガネシ・ガス田での生産が開始された後は、ガス価格に応じて、何回かの分割払いで支払われる。

EGPがインドネシアの再生可能エネルギー事業を落札

2016年7月14日、エネル・グリーン・パワー（Enel Green Power）（以下「EGP」という。）は、インドネシアの地熱開発業者であるPTオプティマ・ヌサンタラ・エネルギ（PT Optima Nusantara Energi）（以下「PT ONE」という。）とともに、地熱発電資源を調査する権利とインドネシアのランブング県のウェイ・ラタイ地域の55MWウェイ・ラタイ・プロジェクトを開発する権利を落札した。このプロジェクトはインドネシアのエネルギー及び鉱物資源大臣が昨年12月に行った入札を落札したもので、エネルがインドネシアで行う初めてのプロジェクトであり、インドネシアの再生可能エネルギー市場への参入を果たした。エネルは、このプロジェクトの調査段階で、当グループの現行の戦略計画に記載された投資プログラムにあるように、最高30百万ドルの投資を行う予定である。地熱発電所の建設は、調査段階での結果にもよるが、2022年に完了し稼働が始まる予定である。EGP及びPT ONEは、共同でこのプロジェクトのための特別目的事業体（SPV）を設立し、EGPがSPVの過半数持分を保有する予定である。入札の規則に従って、年間430GWh程度と予測される地熱発電所で発電する電力は、期間30年の電力購入契約の下で国有電力会社であるPLNに売却される。

イタリア数都市でのブロードバンド契約

2016年度下半期に、エネルOpEnファイバー（Enel OpEn Fiber）は、イタリアで初めて光ファイバーの敷設を検討している数都市との間で契約を締結した。より具体的には以下のとおりである。

- ・2016年7月19日、カタニア市とエネルOpEnファイバーは2016年9月から作業を開始する計画についての契約を締結した。合計ワイヤー敷設ユニット115,000基、地下敷設ケーブル200km及び架空電線360kmのうち、2017年6月までには建物ユニットの50%、2018年9月末までには80%がカバーされる予定である。
- ・2016年8月16日、ベネチア市とエネルOpEnファイバーは、同市全体を対象として光ファイバーケーブルを敷設することを許可する初期契約を締結した。エネルOpEnファイバーのベネチア市のための計画では2016年9月に作業が開始され、合計ワイヤー敷設ユニット約120,000基、地下敷設ケーブル約600km及び架空電線約500kmのうち、2017年9月までには建物ユニットの50%、2018年半ばまでには80%がカバーされる予定である。
- ・2016年10月12日、パドバ市とエネルOpEnファイバーは、合計ワイヤー敷設ユニット約116,000基、地下敷設ケーブル約560km及び架空電線約210kmのうち、2017年6月までには建物ユニットの50%、2018年5月までには80%をカバーする計画についての同様の契約を締結した。
- ・2016年10月24日、カリアリ市とエネルOpEnファイバーは、合計ワイヤー敷設ユニット約66,000基、地下敷設ケーブル約440km及び架空電線約60kmのうち、2017年7月までには建物ユニットの50%、2018年3月までには80%をカバーする計画についての契約を締結した。
- ・2016年11月15日、バーリ市とエネルOpEnファイバーは、合計ワイヤー敷設ユニット約120,000基、ケーブル約600km（うち地下敷設ケーブル400km）のうち、2017年9月までには建物ユニットの50%、2018年9月までには80%をカバーする計画についての契約を締結した。

光ファイバーケーブルは、ダウンロード及びアップロードで1Gbpsの通信速度をサポートすることが可能なFTTH（ファイバー・トゥ・ザ・ホーム）アプローチで顧客の家庭に敷設される。ケーブル敷設作業に当たっては、速やかに作業を完了することを確実にするためには、関連する都市からのサポートが必要となる。

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・エスパーニャをエンデサ・ジェネラシオンに売却

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（Enel Green Power International）（以下「EGPI」という。）とエンデサの完全子会社であるエンデサ・ジェネラシオン（EndesaGeneración）は、EGPIがエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（Enel Green Power España）（以下「EGPE」という。）の60%をエンデサ・ジェネラシオンに売却する契約を締結した。エンデサ・ジェネラシオンは既にEGPEの残りの40%を保有しているため、この取引の後には同社の株式資本の100%を支配することとなる。エンデサ・ジェネラシオンはこの持分の取得のために1,207百万ユーロを支払った。

この取引の価格を決定する際に、EGPI及びエンデサのそれぞれの取締役会は、国際的取引で一般的に用いられる評価方法を採用し、著名な財務アドバイザーの専門的見識に依拠した。これらの財務アドバイザーは、本取引について公正意見書を発行している。適用あるスペインの規制に従って、エンデサの取締役会は、監査遵守委員会（Comité de Auditoría y Cumplimiento）の賛成意見が得られることを条件に、独立の取締役のみによる投票をもってこの取引を承認した。

スロベンスケ・エレクトラーネの50%をEPHに売却

2016年7月28日、エネル・プロデュツィオーネは、エネルグティツキー・ア・ブルミスロヴィ・ホールディング（Energetický a průmyslový holding）（以下「EPH」という。）の子会社であるEPスロバキア・ビービー（EP Slovakia BV（以下「EPスロバキア」という。））との間で、スロバク・パワー・ホールディング（Slovak Power Holding）（SPH）（同社は、スロベンスケ・エレクトラーネの66%を保有する。）の50%の売却を完了した。

この売却は、2015年12月18日にエネル・プロデュツィオーネとEPスロバキアとの間で締結した契約により実施されもので、契約に規定されているように、当グループがエネル・プロデュツィオーネによって保有しているスロベンスカ・エレクトラーネの持分の全部を売却する取引の第1フェーズとなる。より具体的には、この売却は、従前エネル・プロデュツィオーネが直接保有していたスロベンスケ・エレクトラーネの66%の持分の全部をSPHに移転し、取引について欧州連合の独禁当局からの許可が得てから行われたものである。

取引価格は375百万ユーロに設定され、そのうち150百万ユーロは売却時に、225百万ユーロはこの取引の第2フェーズのクロージング後に支払われる。対価の金額は、調整メカニズムを適用して変更される可能性がある。

日産、エネル及びヌーヴがデンマークで世界初の完全商用V2Gハブを設置

2016年8月29日、世界的な自動車メーカーである日産、多国籍エネルギー会社でスマートグリッド技術のパイオニアであるエネル、及びカリフォルニアに本拠を置く大手ヴィークル・トゥ・グリッド（V2G）サービス会社であるヌーヴ（Nuvve）の協力により、世界初の完全商用V2Gハブの運用がデンマークで開始された。エネルは、デンマークの公益事業会社であり、日産のゼロ・エミッション車「e-NV200」を10台購入したフレデリクスベルグ・フォルシニング（Frederiksberg Forsyning）の本部にもV2Gユニット10基を設置した。V2Gハブは配電網のオペレーターであるエネルギネット.dk（Energinet.dk）に蓄電能力を提供するものとなり、デンマークの全国的な送電網の安定化に貢献すると期待されている。V2G技術を利用すれば、電気自動車は電力管理システムの中心的役割を担うことができようになり、送電網の安定性を向上させるとともに、エネルの世界的エネルギー戦略上の主要目標である再生可能エネルギーの電源構成への統合をさらに促進するものとなる。

エネルは今年もダウジョーンズ・サステナビリティ・ワールド・インデックスの構成銘柄とされた

2016年9月9日、エネル・グループは13年連続してダウジョーンズ・サステナビリティ・ワールド・インデックス（Dow Jones Sustainability World Index（DJSIワールド））の構成銘柄に選出された。当グループのスペインの子会社であるエンデサも、この構成銘柄に含まれている。世界レベルでこのインデックスの構成銘柄として認められた公益事業会社は9社で、そのうちの2社がエネルとエンデサであった。またこのインデックスの構成銘柄として選ばれた316社のうちイタリアに本拠を置く会社はエネルを含めて6社のみであった。

エンデサ・アメリカスの株式の公開買付け及びラテンアメリカの会社再編

2016年9月13日、前日に開催された子会社であるエンデサ・アメリカス（Endesa Américas）の取締役会での承認を経て、同社の株式の任意の公開買付けが開始された。より具体的には、この公開買付けは、エンデサ・アメリカスの株式及び米国預託株式のうちエネルシス・アメリカス（Enersis Américas）が保有している分以外を対象としたもので、これらはエンデサ・アメリカスの株式資本の約40.02%に相当する。1株当たりの買付価格は300チリペソで、合計支払金額は最高で984.7十億チリペソであった。買付期間は2016年9月14日から10月28日であった。

この任意的公開買付けは、ラテンアメリカのエネル・グループの会社再編の一環として2015年11月に最初に発表されたものであり、エンデサ・アメリカス及び別の子会社であるチレクトラ・アメリカス（Chilectra Américas）をエネルシス・アメリカスに吸収合併させることを容易にし、これをサポートすることを意図したもので、この取引の承認及び有効性が公開買付けの条件とされていた。より具体的には、この公開買付けは、少数株主に対し、吸収合併が完了した際に、それぞれの持分を市場価格に沿った価格で清算する機会を与えることを意図したものであった。

2016年9月28日、チリの子会社であるエネルシス・アメリカス、エンデサ・アメリカス及びチレクトラ・アメリカスの臨時株主総会でエンデサ・アメリカとチレクトラ・アメリカスのエネルシス・アメリカスへの吸収合併並びにその後のエネルシス・アメリカスの株式資本の増加及び「エネル・アメリカス(Enel Américas)」への社名変更が承認された。より具体的には、この取引に係る会社の臨時株主総会において承認された合併計画では、以下のように定められた。

- ・エンデサ・アメリカスの株主は各自が保有するエンデサ・アメリカス株式1株につきエネルシス・アメリカスの株式を2.8株受け取る。
- ・チレクトラ・アメリカスの株主は各自が保有するチレクトラ・アメリカス株式1株につきエネルシス・アメリカスの株式を4株受け取る。

2016年10月31日、子会社であるエネルシス・アメリカス、エンデサ・アメリカ及びチレクトラ・アメリカスは、エンデサ・アメリカ及びチレクトラ・アメリカスのエネルシス・アメリカスへの吸収合併を承認しない株主が有していた脱退権の行使期限が到来したため、この吸収合併の条件が充足されたことを発表した。より具体的には、

- ・エネルシス・アメリカスの株主のうち権利を有する者は、同社の合併後の株式資本の最高10%を上限としてそれぞれの脱退権を行使した。さらに、脱退後、実際にエネルシス・アメリカスの株式資本の65%という法律の下で許容される持分を上回る持分を有する株主はいなかった。
- ・エンデサ・アメリカスの株主のうち権利を有する者は、同社の株式資本の最高10%を上限としてそれぞれの脱退権を行使した。
- ・チレクトラ・アメリカスの株主のうち権利を有する者は、同社の株式資本の最高0.91%を上限としてそれぞれの脱退権を行使した。

2016年9月28日に開催されたエネルシス・アメリカス、エンデサ・アメリカス及びチレクトラ・アメリカスの臨時株主総会での決議に従って、合併は2016年12月1日をもって発効し、同日からエネルシス・アメリカスは社名を「エネル・アメリカス・エシアー(Enel Américas SA)」に変更した。合併を承認しなかったエネルシス・アメリカス、エンデサ・アメリカス及びチレクトラ・アメリカスの株主が行使した脱退権、並びにエネルシス・アメリカスがエンデサ・アメリカの株式の公開買付けで申し込まれた株式を考慮すれば、合併の結果、12月1日からエネルは子会社を通じてエネル・アメリカスの51.8%を間接的に支配することとなった。

米国のシマロン・ベンド風力ファームプロジェクトのためのタックス・エクイティ契約

2016年9月16日、エネル・グループのアメリカの再生可能エネルギー会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ(Enel Green Power North America)(以下「EGPNA」という。)は、その子会社であるシマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス(Cimarron Bend Wind Holdings)を通じて、投資家3社、すなわち、バンク・オブ・アメリカ・メリル・リンチ(Bank of America Merrill Lynch)、JPモルガン(J.P.Morgan)及びメットライフ(MetLife)との間で、カンザスで計画された400MW規模のシマロン・ベンド風力発電プロジェクトの建設のための約500百万ドル相当のタックス・エクイティ契約を締結した。

この契約では、投資家側は上記の金額を風力発電施設の所有者であるシマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングスに出資し、その見返りとして、プロジェクトの「クラスB」メンバーシップ持分の100%を取得する。この持分によって、投資家3社は米国税法に規定される一定の条件の下、シマロン・ベンド・プロジェクトに起因する一定割合の税制上の優遇措置を受けることができるようになる。これと引き換えに、EGPNA側は、シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングスを通じて、「クラスA」持分の100%の所有権と、それに伴うプロジェクトの運営の支配権を保持する。

出資のコミットメントは、契約締結と同時に発効した。資金は2つのフェーズに分けて投入され、最初の分割分は400MWのプロジェクトの建設の中間の時点で、また、第2回目の分割分は、プロジェクトの完成時に支払われる。タックス・エクイティのパートナーシップには、エネル・エスピーエーの親会社保証が付される。

シマロン・ベンド風力ファームは、2016年4月に建設が開始され、2017年に操業を開始する予定である。このプロジェクトには約610百万ドルの投資が必要となる見込みであるが、これはエネル・グループの現在の戦略計画に沿ったものである。

エネルは今年もSTOXXグローバルEGSリーダーズ・インデックスの構成銘柄に選定された

2016年9月20日、エネルは3年連続で、企業の環境、社会及びガバナンス（ESG）に関するパフォーマンスを測定するSTOXXグローバルESGリーダーズ・インデックスの構成銘柄に選出された。エネルは、「社会」については90.72 / 100、「ガバナンス」については88.93 / 100、「環境」については53.32 / 100のスコアを獲得した。

エネルがトムソンロイターのダイバーシティ&インクルージョン・インデックスの構成銘柄上位100社に選定された

2016年9月26日、エネルは新しいトムソンロイターのダイバーシティ&インクルージョン・インデックスの上位100社に選出された。このインデックスは、5,000社を超える企業について、アニュアルレポート、会社のウェブサイト、証券取引所への提出書類、CSRレポート及びニュース等の情報源から得られた環境、社会及びガバナンス（ESG）のデータをもとに多様化及び社会的包摂に関するパフォーマンスを順位付けするものである。国際的なビジネス情報会社であるトムソンロイターが作成するこのインデックスで、エネルは74.75のスコアを得て、25位にランクされ、同業及び同国内の他社と比べて優れた結果となった。当グループは上位100社に選定されたイタリア企業5社の中でも、最高位にランクされた。また、上位50社に選定された電気事業者及び独立発電事業者（IPP）（トムソンロイターの定義による。）は当社を含めて2社のみであった。

マルシネル・エネルギーの売却契約

2016年9月28日、エネルはエネル・インベストメント・ホールディング（Enel Investment Holding）の100%子会社であるマルシネル・エネルギー（Marcinelle Energie）をフランスの電気供給会社であるディレクト・エネルギー（Direct Energie）に売却する契約に調印した。取引の完了後、数ヶ月の間にエネルはベルギー市場から撤退する予定である。マルシネル・エネルギーは、発電容量約400MWのコンバインドサイクルガスタービン（CCGT）発電所をベルギーに有している。この売却は2016年12月30日に行われ、売却価格約36.5百万ユーロの全額が支払われた。売却価格については、アーンアウト制の支払を含め、通例の最終的な価格修正が行われる。

エネルはメキシコでの再生可能エネルギーの入札を落札する

2016年9月29日、エネルは、子会社であるエネル・グリーン・パワー・メキシコ（Enel Green Power México）を通じて、メキシコのエネルギー省が行った第2回目の再生可能エネルギーの入札でサリトリヨス風力発電プロジェクトにおけるエネルギー及びグリーン電力証書提供契約を締結した。

エネルは、現在の戦略計画で予定されている投資の一環として、風力ファームの建設に約120百万ドルを投資する。メキシコ北東部のタマウリパス州に位置するこの発電施設は、総設備容量93MWで、2019年までには操業を開始する予定である。このプロジェクトのために、メキシコの連邦電力委員会（Comisión Federal de Electricidad（CFE））に対して15年間にわたる特定量のエネルギーの売却と20年間にわたる関連するグリーン証書の売却についての契約を締結している。

2017年度中間配当

2016年11月10日、取締役会は、株主の収益を最善化することを目標とした、2016年度から適用される中間配当方針を採用することを決定した。取締役会は、次の理由からこの方針を採用することとした。

- ・エネルの配当方針を投資家が比較対象とする大手公益事業会社が採用するものと揃える必要があること。事実上、ユーロSTOXXユーティリティ・インデックスの構成銘柄であって配当金を現に支払っている会社の多くは、中間配当を支払う方針を採用している。
- ・エネルの株主構成。エネルの株式資本の多くは、「ロングオンリー」の投資アプローチをとる機関投資家が保有しており、その大部分は実質的に配当分配（頻度を含む。）の評価に基づいて投資行動を決定している。中間配当を一回又は複数回支払うという慣行は米国では通常のことであり、エネルの株式資本の大部分はアメリカの投資家によって保有されている。
- ・エネルの安定したキャッシュ・フローを生み出す能力に対する投資家の高評価。

株主総会が承認した中間配当方針では、配当金は、株主に対して毎年2回に分けて支払うこととしている。ユーロSTOXXユーティリティ・インデックスの構成銘柄となっている中で中間配当方針を採用している企業の多くに見られる慣行に沿って、エネルは今後、1月に中間配当を支払い、残りの分を7月に支払う計画である。この計画及び親会社が2016年度の最初の9ヶ月間に純利益として2,259百万ユーロを計上したことに鑑み、取締役会は、本年度第4四半期の見通しを考慮に入れた上で、1株当たり0.09ユーロの中間配当を支払うことを承認した。中間配当は、源泉徴収税を含めて2017年1月25日以降に支払われた。クーポン番号25の配当落ち日は2017年1月23日、基準日は2017年1月24日であった。

EFソーラー・イタリアがイタリアで他の発電施設を取得

2016年11月14日、エネル・グリーン・パワー（以下「EGP」という。）とF2iのインフラストラクチャ・ファンドが50%ずつ出資して太陽光発電市場の開発及び統合のために設立した合併会社であるEFソーラー・イタリア（EF Solare Italy）が、トロント及びストックホルム証券取引所に上場されているソーラー発電会社であるエトリオン（Etrion）が保有していた60MWの太陽光発電所を取得した。

この取引は2016年12月15日に完了し、ラツィオ及びプグリアにある17か所の発電所（それぞれ40.6MW及び19.3MW）がその対象となった。これらは、2015年度には合計で100百万kWhを超える電力を供給した。この後、新たに10か所の発電所を対象とする取引が実施されることとなっており、それにより、EFソーラー・イタリアはイタリアのPVの最大手会社となる。

EFソーラー・イタリアが保有する施設は92か所に増加し、設置発電容量は約341MWとなる。従来は、12地域の65か所の発電所（EGPからの電力が約102MW、F2iからの電力が約163MWで、そのうち58MWが現在移転対象となっている。）で構成されていた。

AISCAT及びAPIが電気自動車の利用拡大に向けて働きかけることで合意

2016年11月21日、エネルとイタリア高速道路・トンネル所有者協会であるAISCATは、イタリアの有料自動車道路網での電気自動車に関する共同作業グループを発足させる覚書を取り交わした。この合意書は、サービスエリアでの高速充電ステーションのネットワークのための戦略的、技術的かつロジスティカルなテストプログラムの構築について定めたものである。試行期間は約3年で、研究及び分析の段階と、実地での試験実施段階の両方が設けられている。充電施設が設けられるサービスエリアは個々の高速道路所有者がエネル及びAISCATとの協力の下、最初はEUがEVA+（電気自動車幹線）プロジェクトの一環として承認したステーションのリストから選定し、設置は2017年から開始される。

2016年12月15日、エネル・エネルギーとAPIグループは電気自動車のIPサービス・ステーションに高速再充電ポイントを設けることに関する覚書を交わした。この合意書は、2つの実施段階を設けている。最初の段階ではローマで3か所、ミラノで3か所の計6か所のIPサービス・ステーションに、ガソリン及びディーゼル給油機と並べて高速再充電ポイント（E-コーナー）を設置する。このプロジェクトは試験的なイニシアチブが既に始まっており、2017年春には操業を開始する予定である。第2段階では、同都市の2件のIPガソリン・ステーションを100%電気再充電ステーションであるエネルE-ステーションに転換する。E-ステーションはエネルが運営し、現在使用されていないサービス・ステーションに設置される。

ジェネラル・エレクトリックとのパートナーシップの変更

2016年11月21日、エネルのアメリカに本拠を置く再生可能エネルギーの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）は、GE（NYSE:GE）のユニットであるGEエナジー・フィナンシャル・サービス（GE Energy Financial Services）との間で、EGPNAが今後決定される価格でエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー（EGPNA Renewable Energy Partners LLC）（以下「EGPNA REP」という。）の1%の持分をGEエナジー・フィナンシャル・サービスに売却する取引を行う意図があることについて二社間で書簡契約を交わした。その後12月15日に契約が締結された。この取引の後、EGPNAはEGPNA REPにおける持分を51%から50%に引き下げ、GEエナジー・フィナンシャル・サービスの持分は49%から50%に引き上げられた。これら2社はまた、LLC（リミテッド・パートナーシップ）契約を改訂し、EGPNA REPを同等保有の合併事業に変換した。新しい合併事業により、米国は、エネルが資本集中度の低い「設置、販売及び操業」のアプローチに基づき、エネルの広範な世界的プロジェクトのパイプラインの開発を加速化するように設計された新しい産業成長戦略を実施する最初の国となる。

エネル・エネルジアは9つの地域でセーフガード・サービスを落札

2016年11月25日、エネル・エネルジアは2017年 - 2018年に、イタリアの9地域（リグーリア、ピエモンテ、ヴァッレ・ダオスタ、トレンティーノ・アルト・アディジェ、ロンバルディア、ラツィオ、プッリャ、モリーセ及びバジリカータ）でセーフガード・サービスを提供する業務を落札した。これは、シングル・バイヤーが行う全国的入札の4ロットに相当する。

セルグの落札

2016年12月23日、ブラジル国立開発銀行（以下「BNDES」という。）は、子会社であるエネル・ブラジル・エシアー（Enel Brazil SA）（以下「エネル・ブラジル」という。）がブラジルのゴイアス州で業務を行っているエネルギー配電会社であるセルグ・ディストリビューサオ・エスエー（Celg Distribuição SA）（以下「セルグ」という。）の株式資本の約94.8%の取得を落札したことを確認した。

エネル・ブラジルが提示した金額は2,187十億ブラジル・レアル（約637百万ドル）であった。1956年に設立されゴイアニアに本拠を置くセルグ（現在は、国有の電力会社であるブラジル電力（Eletrobras）の子会社）は、2045年まで有効な土地所有権に基づいて337千平方キロメートルを超える地域で業務を行っている。セルグの売却は、ブラジル政府が行った国有資産の民有化の一環として実施されたものである。セルグの市場には合計で人口約6.2百万人の237の地方自治体が含まれる。セルグの顧客基盤は2.9百万件で、これらに対しては200,800キロメートルを超えるネットワークにより提供されている。

買収契約の調印及びクロージングはいずれも、独占禁止当局であるCADE及び電力規制機関であるANEELからの承認が得られた後、2017年度第1四半期に行われる。この会社の株式資本の約94.8%の買収がクロージングした後、残存する約5.1%の持分は、同社の現在の従業員及び退職者に売り出される。なお、このプロセスで、同人らが購入しなかった株式はエネル・ブラジルが買い取ることができるが、その詳細は、後日発表される。

6【研究開発活動】

イノベーション、デジタル化及び業務効率

エネルギーの新たな用途及びそれを管理し、より多くの人々に持続可能な方法で提供する新たな方法を開拓するためには、エネルギー産業のイノベーションを加速していく必要がある。

事業をとりまく状況が急速に変化する中で、高い安全、事業の継続性及び業務効率を確保しながらこれらの大きな成長の機会を捉えていくために、エネルは、デジタル化とイノベーションを業務戦略の支柱としている。

当グループ内では、業務を行っている様々な地理的エリアのバリューチェーン全体で約300の革新的プロジェクトがある。それらの大部分では、それぞれの分野で主導的立場にある他の企業とのパートナーシップや、これまで市場になかったソリューションを開発するという形での新興企業の貢献が必要となる。このような協力体制は、当グループがこれまで2年以上業務を行ってきた「オープン・イノベーション」というエコシステムから生み出されてきた。2016年度は、約350の新興企業がビジネスラインに加わり、28件のパートナーシップ契約が締結され、イノベーション分野での地域レベル及び世界的レベルでのパートナーシップは114件となった。また、当社が世界で最も先進的なエコシステムの一翼を担うことができるよう、当社として最も高速なイノベーションの実現を目指している地域において、3つのイノベーション・ハブが運用されている。

エネルは、自社の生産活動及びサービスの自動化、相互接続化及びコンピュータ制御化（Enel4.0の一種）への転換プロセスを開始している。エネルは実際に、当社の有する事業力をデータ管理ネットワークへの拡張し、電気自動車、ミニ・グリッド、e-ホーム、接続性、貯蔵その他の技術的イノベーションに結びつけた事業の実施を促進することで新たな社会基盤モデルを実施することが可能な電力グリッドを有する社会基盤提供会社である。

電気自動車の分野では、ヨーロッパ及びラテンアメリカで、例えば再充電のインフラストラクチャを拡張する等の様々なプロジェクトが実施されている。イタリアでは、EVA+プロジェクトの一環として、2019年までに欧州委員会が定義する高速道路回廊（motorway corridors）に沿って180か所の高速充電ポイントが設置される。スペインでは、e-バス用の高速充電ポイントの設置が始まっている。2016年現在で、エネルの再充電ステーションは（公的なものと個人所有のものを合わせると）3,200か所に達していた。電気自動車はまた、付随サービスの事業機会をもたらすものともなっている。その一例が自動車を「モバイル・バッテリー」として利用する革新的な方法でヴィークル・トゥ・グリッドのサービスを提供することがあるが、これは既にデンマーク、イギリス及びドイツで実験段階に入っている。カーシェアリングのプロジェクトも進められている。

エネルはまた、いくつかの生産設備で「モノのインターネット（Internet of Things（IoT）」）、すなわちインターネットを通じて機器を相互接続するソリューションを開発しており、2016年には、これによってプリンディジ（イタリア）のトレバルダリガ・ノルドとバズス（スペイン）の火力発電所のデジタル化が実現し、これらの発電所の管理及び監視のプロセスが改善された。

スマートホームの分野では、エネルは、エネルギーの監視及び効率に関連した革新的ソリューションと個人セキュリティ及びホームマネジメントを顧客に提供できる新しいソリューションをテストするために、新興企業との間で6件のパートナーシップ関係を構築している。エネルは、これらの全てのケースにおいて、顧客に様々な付加価値サービスを提供することのできるソリューションの収集会社として活動している。

エネルはまた、オヤグエ（チリ）での200人のコミュニティに電気を提供することを目指した太陽電池、エネルギー貯蔵及びディーゼル発電を含むハイブリッド型のシステムを備えたもののように、特にラテンアメリカにおいて、マイクログリッドの開発を進めていくことを確認した。

再生可能エネルギー及び電源構成の低炭素化

2016年度、国連気候変動枠組条約第22回締約国会議（COP22）がマラケシュで開催された。

2020年以降のパリ協定の実施のための手続を定めることを目標に、監視、報告及び確認のための手続の透明性並びに当事者が約束した目標の定期的評価及び潜在的アップデートのための基準、また財務的コミットメントの進捗、能力形成のための措置及び国際的な技術移転に関する議題を中心に、話し合いが行われた。

この会議で、エネルは、再生可能エネルギー、エネルギー効率、スマートグリッド及び地方の電化に関し、積極的な貢献を行うためのいくつかの提案を行い、また当社の持続可能な戦略及び炭素排出量を抑えた事業展開について説明した。2050年までに完全脱炭素化を達成し、またそれを通じて国連の持続可能な開発目標13（SDG13）に貢献することを目指す中で、気候変動への対策は、エネルをはじめとした世界的エネルギー関係組織が担うべき責任のひとつである。

現在、エネルの発電量の約46%がゼロ・エミッション資源によるものである。2016年度は、米国、ラテンアメリカ及び南アメリカを中心に、約2GWの再生可能エネルギーによる発電容量を設置し、再生可能エネルギーによる設置発電容量は36GWに達した。これは当社の発電資産の総発電容量（83GW）の43%に相当する。

このことは、当社が昨年11月に発表した当社の戦略計画に掲げているように、ゼロ・エミッションの発電に対して継続的にコミットしていくという当グループの意向を確認するもので、戦略計画では、この比率を2019年までに段階的に56%まで引き上げることが必要とされている。

CO₂の排出量の削減に関して、当グループは、昨年の計画に盛り込まれていた2020年に向けての中期目標を改訂し、実質CO₂排出量を2007年と比べて25%削減させる（350g/kWheq未満）こととした。

2016年度に、この数値は2015年度と比べて約3%減少した。この減少は、火力発電において石炭火力発電所よりガス燃料発電所の使用が上回ったことに起因している。

2016年度中、実質大気廃棄物の数値が全般的に下落した。二酸化硫黄の排出量は2015年には業務上の理由から一時的に減少していたが、同年と比べてもさらに約23%減少した。窒素酸化物は前年と比べて約4%、微粒子は前年と比べて約15%減少した。これらの数値は当グループが2020年に向けて掲げた目標に沿ったものであり、スロバキアの資産の処分に伴い連結対象の範囲が変更されたことが主な要因である。

当社の環境方針の主要素のひとつに、国際的に認識されている環境マネジメント・システムをエネル・グループの全ての業務に順次適用していくことがある。

エネル・グループは、全ての活動（発電所、配電網、サービス、財産、販売その他）をほぼ100%カバーする環境マネジメント・システムを設けており、証明に一定の時間を要する新しい工場又は新たに建設若しくは取得された設備を除き、業務全体について証明を受けている。当グループは全ての業務を対象とした証明を受けており、全ての資産を恒常的に監視、確認、改訂及び証明することで、当グループの環境方針及びプログラムが証明されることを確実にしている。

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る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、安全で確かな方法で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。

水資源の管理

水は、発電にとって必須の資源であり、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られることを十分に認識している。エネルは長年、使用する水の管理の効率性を向上させる努力を続けており、水資源の不足に瀕している地域の全ての発電所について、以下の分析レベルに基づいて、継続的に監視している。

- ・水資源の利用可能性に関する潜在的リスクを特定するために、定期的に全ての生産地をマッピングする。
- ・真水（再利用水ではない水）の消費量の評価を行う。
- ・海水及び排水の利用を最適化するために測定を行う。
- ・様々な場所の気候や植生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%及びエネル・グループが「水源確保が困難」な地域において真水を使用又は消費して行った発電量の約8%を還元している。

2016年度は、全体として水消費量は合計150百万立方メートルとなり、火力発電所の減少により、2015年度より14%減少した。

この合計消費量のうち、4%は再利用水であった。2016年の実質需要は0.55l/kWhとなり、2015年より8%減少した。これは、2020年までに水の消費を2010年より30%減少させるというエネルのコミットメントに沿った数値である。

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プロジェクトを推進している。これらのプロジェクトは、監視、特定種を保護するためのプログラム及びプロジェクト、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、配電線に沿って人工的な巣を設営する等）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。エネルはまた、企業がその業務の中でいかにして生物多様性の保護に関して責任を果たしていくかについて話し合うために、持続可能な開発のための経済人会議が設けた生物多様性の測定、評価及び報告についてのワーキンググループの活動のコーディネートも行っている。

7【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。係る通信により、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2003/71/EC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年度第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。

グループ経常純収益

エネルの中核事業により生み出される「グループ純収益」と定義され、「グループ純収益」から、上記「通常営業利益」の注記において言及された項目が純収益に与える影響（税額控除及び非支配持分による影響を含む。）を差し引いた額に等しい。

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」
- ・「満期保有目的有価証券」、「損益を通じ公正価額で評価された、ファンド又はポートフォリオマネジメントプロダクツにおける金融投資資産」及び「その他固定金融資産」に含まれる「その他の固定金融債権」の下に記載されるその他の項目
- ・「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」、「満期保有目的有価証券」、「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「その他固定金融資産」に含まれる「その他の金融債権」、並びに
- ・「満期保有目的有価証券」、「売却可能有価証券」、「損益を通じ公正価額で評価された、ファンド又はポートフォリオマネジメントプロダクツにおける金融投資資産」及び「その他固定金融資産」に含まれる「その他の固定金融債権」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5を参照のこと。

当グループの成績

	(単位：百万ユーロ)			
	2016年	2015年	年度間の増減	
総収益	70,592	75,658	(5,066)	-6.7%
総費用	55,183	60,529	(5,346)	-8.8%
公正価値で評価された商品取引からの純利益/(費用)	(133)	168	(301)	-
売上総利益	15,276	15,297	(21)	-0.1%
減価償却費、償却費及び減損損失	6,355	7,612	(1,257)	-16.5%
営業利益	8,921	7,685	1,236	16%
財務利益	4,173	4,018	155	3.9%
財務費用	7,160	6,474	686	10.6%
財務利益/(費用)合計	(2,987)	(2,456)	(531)	-21.6%
持分法を利用した投資持分利益(費用)	(154)	52	(206)	-
法人税控除前利益	5,780	5,281	499	9.4%
法人税	1,993	1,909	84	4.4%
継続事業からの純利益	3,787	3,372	415	12%
廃止事業からの純利益	-	-	-	-
純利益(グループ及び少数株主持分)	3,787	3,372	415	12%
親会社の株主に起因する純利益	2,570	2,196	374	17%
少数株主持分に起因する純利益	1,217	1,176	41	3%

収益

	(単位：百万ユーロ)			
	2016年	2015年	年度間の増減	
電力販売からの収益	42,337	46,638	(4,301)	-9.2%
送電からの収益	9,587	9,911	(324)	-3.3%
ネットワーク事業者からの接続料	557	826	(269)	-32.6%
機関市場オペレーターからの繰入金	1,462	1,152	310	26.9%
ガス販売からの収益	3,876	4,045	(169)	-4.2%
ガス輸送からの収益	563	509	54	10.6%
子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャー、共同支配事業及び売却目的保有に分類される固定資産の処分利益及び負ののれん	399	313	86	27.5%
支配の変更後の公正価値での再評価	99	80	19	23.8%
有形固定資産及び無形固定資産の処分利益	65	52	13	25.0%
その他の販売、サービス及び収益	11,647	12,132	(485)	-4.0%
合計	70,592	75,658	(5,066)	-6.7%

2016年度の**電力販売からの収益**は、前年度と比較して4,301百万ユーロ(9.2%)減少し、42,337百万ユーロとなった。係る減少は、主に以下の要因を反映したものである。

- 電力卸売事業からの収益2,346百万ユーロの減少。係る減少は主に、基本的に販売量の減少及び平均価格の下落を反映して電力取引所からの収益が減少したこと(1,121百万ユーロ)、双務契約に基づく販売の減少(684百万ユーロ)並びに2016年7月以降のスロベンスケ・エレクトラーネの連結除外による影響(577百万ユーロ)に起因する。
- エンドユーザー向けの電力販売からの収益893百万ユーロの減少。係る減少は、基本的に、主として平均ユニット価格の下落を主因とするイタリア及びスペインの成熟市場における販売の縮小を反映した。より具体的には、
「タリファ・デ・アルティモ・レクルソ(Tarifa de Último Recurso)」の適用対象であるユーザー市場からの収益が2015年度比で472百万ユーロ減少した。
スロベンスケ・エレクトラーネの連結除外は、293百万ユーロのマイナス影響をもたらした。
基本的にイタリアにおいて、自由市場における販売からの収益が136百万ユーロ減少した。
- 取引量の減少及び平均価格の下落の複合的影響を反映した、電力取引からの収益1,062百万ユーロの減少。

送電からの収益は、2016年度に324百万ユーロ減少し、9,587百万ユーロであった。係る減少は主にイタリアにおける減少であり、同国では販売量増加の影響が配電料金の引下げ（エネルギー、ガス及び水当局決議第654/15号 - 「2016年-2023年の規制対象期間における送電及び配電並びに計測サービス」）により十二分に相殺された。係る変化は、当局決議第654/2015号により導入された規制上タイムラグの改定に伴って2015年度に認識された追加収益によるさらなるマイナス影響をも反映している。

機関市場オペレーターからの繰入金による収益は、2016年度において前年度比で310百万ユーロ増の1,462百万ユーロであった。より具体的には、係る増加は、2012年7月6日付けの省令を以ってグリーン証書インセンティブ制度が置き換わったことに伴い、イタリアの再生可能エネルギー発電会社が固定プレミアム（旧グリーン証書）の形で受け取るインセンティブが増加したことを反映している。

2016年度の**ガス販売からの収益**は、前年度比で169百万ユーロ（4.2%）減少し、3,876百万ユーロであった。係る変化は、2015年度と比較して平均ユニット価格が下落した結果としてイベリアからの収益が減少したことを反映している。

2016年度中、**ガス輸送からの収益**は、イタリアにおける輸送量の増加を主因として、54百万ユーロ（10.6%）増の563百万ユーロとなった。

処分利益及び負ののれんの項目は、2016年度中、2015年度比で86百万ユーロ（27.5%）増加し、399百万ユーロとなった。2016年度の数値は、以下の主要取引を含む。

- ・ ジーエヌエル・クインテロ（当グループが持分の20%を保有していた関連会社）の売却からの利益173百万ユーロ
- ・ ハイドロ・ドロミティ・エネルの売却からの利益124百万ユーロ
- ・ イージーピー・カンザスが子会社のシマロン及びリンダールを売却したことにより認識された利益35百万ユーロ
- ・ 2015年に売却されたポルトガル資産について認識された価格調整分30百万ユーロ

2015年度中、同項目は主に以下により構成されていた。

- ・ SEハイドロパワーの売却からの利益およそ141百万ユーロ
- ・ SFエナジーの売却からの利益およそ15百万ユーロ
- ・ 3サンの支配権取得に伴う負ののれん76百万ユーロ

支配の変更後における公正価値での再評価による利益は、2016年度は99百万ユーロ（2015年度は80百万ユーロ）となった。より具体的には、2016年度の利益は、ガバナンスの取決め変更に伴う当グループの資産及び負債の公正価値への調整、並びにその後のエネル・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）の支配権喪失に伴う同社に対する当グループの持分の公正価値への調整に関連する95百万ユーロを含む。2015年度の利益には、3サン（40百万ユーロ）及びエネオブ（29百万ユーロ）の完全支配権取得以前からエネルが保有していた当グループに帰属する資産及び負債の公正価値への調整が含まれていた。

有形固定資産及び無形固定資産の処分利益は、2016年度は合計65百万ユーロ（2015年度は52百万ユーロ）となり、主に当期中になされた通常の処分に関連していた。

その他の販売、サービス、利益からの収益は、2016年度は合計11,647百万ユーロ（2015年度は12,132百万ユーロ）となり、前年度比で485百万ユーロ（4.0%）減少した。

係る減少は主に以下に起因する。

- ・ 理論的枠組み及びメカニスム・デ・モニトレオ・デ・コストス（Mecanismo de Monitoreo de Costos）に基づく収益の認識に関する決議第32/2015号の導入に伴い、2015年にアルゼンチンにおいて認識されたいくつかの規制項目の影響（354百万ユーロ）。

- ・ 適用規制の変更及び取引量の変動による環境証明書からの収益（受領した譲渡分、及び証明書の販売からの収益）の121百万ユーロの減少。

費用

	(単位：百万ユーロ)			
	2016年	2015年	年度間の増減	
電力購入	18,514	22,218	(3,704)	-16.7%
発電のための燃料消費	4,738	5,570	(832)	-14.9%
取引用燃料及びエンドユーザー向け販売のためのガス	9,061	10,087	(1,026)	-10.2%
原料	1,708	1,078	630	58.4%
人件費	4,637	5,313	(676)	-12.7%
サービス、リース及びレンタル費	15,411	15,148	263	1.7%
その他の営業費用	2,783	2,654	129	4.9%
資本化費用	(1,669)	(1,539)	(130)	-8.4%
合計	55,183	60,529	(5,346)	-8.8%

電力購入費用は、2016年度中、2015年度と比べて3,704百万ユーロ減少し、16.7%の縮小となった。係る減少は、平均供給価格の下落及び購入量の減少を反映していた。より具体的には、2016年度中、国内外市場、とりわけイタリア及びスペインにおける双務契約による購入の減少（2015年度比で756百万ユーロ減）及び電力取引所における電力購入に係る費用の減少（416百万ユーロ減）が見られ、さらに、主に国内市場におけるその他の購入の減少（およそ2,353百万ユーロ）及びスロベンスケ・エレクトラーネの連結除外に関連する減少（313百万ユーロ）が見られた。

発電のための燃料消費費用は、2016年度中、前年度から832百万ユーロ（14.9%）減少し、4,738百万ユーロとなった。この減少は、2015年度と比較して燃料の平均ユニット価格が下落し、及び従来型発電が減少したことを反映している。

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、2016年度中、2015年度比で1,026百万ユーロ減少し9,061百万ユーロとなった。この変化は商品の平均価格の下落、エンドユーザー向けガスの購入量の減少、及び価格見直しの完了によるプラス影響（333百万ユーロ）を反映している。これらの要因は、トレーディング業務に関連するガスの購入量の増加により部分的にのみ相殺された。

2016年度の**原料費**は、1,708百万ユーロとなり、前年度から630百万ユーロ増加した。この増加は主に、市場全般における二酸化炭素排出枠及び環境証明書の供給の増加に起因した。これに対し、2015年度は当グループ内での購入がこれを上回っていた。

2016年度の**人件費**は、2015年度と比較して676百万ユーロ（12.7%）減少し、合計4,637百万ユーロとなった。係る減少は基本的に以下を反映している。

- ・ 主に、法令第92/2012号第4条に従って2015年に署名された早期退職に関する契約（1,128百万ユーロ）に基づく早期退職インセンティブに係る費用の減少（1,373百万ユーロ）。これは、当該2年間に於いてスペインで導入された早期退職インセンティブ（プラン・デ・サリーダ）に関する費用の増加（159百万ユーロ）により一部相殺された。
- ・ 2015年度において元従業員に対する電力料金割引が一時的に廃止されたことによる、当該割引に係る引当金の戻入れ（902百万ユーロ）による影響。
- ・ イタリア及びスペインにおける平均従業員数の減少。その一部は過年度に導入され、現在も実施中の早期退職インセンティブに起因する。
- ・ スロベンスケ・エレクトラーネの連結除外による費用の減少（52百万ユーロ）。

2016年12月31日におけるエネル・グループの従業員数は合計62,080人であり、うち30,124人は海外で雇用されている。当グループの従業員数は、上記早期退職インセンティブ（退職の44%がイタリアで発生した）に起因して新規雇用と退職のバランスがマイナスであったこと（1,554人の減少）及び主としてスロバキア企業の連結除外に起因する連結範囲の変更（4,280人の減少）を反映して、2016年度において5,834人減少した。

2015年12月31日からの全体的な変化の内訳は、以下のとおりである。

2015年12月31日現在の従業員数	67,914
雇用	3,360
雇用の終了	(4,914)
連結範囲の変更	(4,280)
2016年12月31日現在の従業員数	62,080

2016年度の**サービス、リース及びレンタル費**は、2015年度と比べて263百万ユーロ増加し、15,411百万ユーロとなった。当期における変化は基本的に託送費用（330百万ユーロ）の増加を反映しており、これはネットワーク・アクセス費用の減少により部分的にのみ相殺された。

2016年度の**その他の営業費用**は、2015年度に比べて129百万ユーロ増加し、2,783百万ユーロとなった。これは、基本的にいくつかの多額な経常外取引を反映しており、以下を含む。

- ・ 2015年に行われ、独立した専門家による分析を受けてなされた、スロバキアにおける核廃棄物処分に対する引当金550百万ユーロの戻入れ。当該分析は、使用済み核燃料の「再処理」に関する新たな戦略を承認したスロバキア政府が2015年7月に導入した規制変更を考慮してなされた。
- ・ 2015年12月31日付けでイタリアの元従業員に対する電力料金割引が一方的に廃止されたことを受けて2015年に認識された、係る従業員に対する補償に対する引当金（327百万ユーロ）。係る引当金のうち、2016年12月31日の最終期限時における不参加者数を反映する56百万ユーロが戻し入れられた。
- ・ 2016年度中、ラテンアメリカにおいて、複数の開発プロジェクトに係る水利権が収益性及び社会経済的影響の分析後に放棄されたことにより認識された損失。当該プロジェクトには、チリのプエロ、フタルフ、バルドン、チラン1及び2及びウエチュン（Huechún）イニシアティブ（166百万ユーロ）、並びにペルーのクリバンバ及びマラニョン・プロジェクト（30百万ユーロ）が含まれる。
- ・ ポルトガルのギラボルホス水力発電所の建設及び開発に係る債務に対する引当金の2016年度における戻入れ（28百万ユーロ）。同額の引当が2015年度に認識されている。
- ・ 2016年度におけるSAPEとの仲裁手続の完了に伴い、当該争議について認識された訴訟引当金80百万ユーロの戻入れ。

これらの項目を除き、その他の営業費用は98百万ユーロ減少した。これは基本的に以下を反映している。

- ・ 基本的に以下に起因する、租税公課211百万ユーロの減少。
 発電量の減少に関連し、法令第15/2012号の規定に基づきスペインにおける発電に係る税金が76百万ユーロ減少したこと
 スペインのカタルーニャ地方において違憲として排除された原子力発電に係る税金89百万ユーロ
 イタリアにおける工場への課税に関する法規制の改正を一部反映し、現地の固定資産税の減少に伴い環境税が減少（およそ60百万ユーロ）したこと
- ・ 環境コンプライアンスに係る費用の129百万ユーロの増加

2016年度の**資本化費用**は、資本支出の増加を反映して前年度と比較して130百万ユーロ増加し、1,669百万ユーロとなった。

2016年度の**公正価値により評価された商品取引からの純利益/(費用)**については、純費用が133百万ユーロ（前年度は純利益が168百万ユーロ）となった。より具体的には、2016年度の純利益は主に、当期中の未実現純利益合計74百万ユーロ（2015年度は304百万ユーロの純費用）及び実現費用207百万ユーロ（2015年度は472百万ユーロの純利益）に起因した。

減価償却費、償却費及び減損損失は、2016年度に1,257百万ユーロ減少して6,355百万ユーロとなった。係る減少は、ほぼ全て減損損失に起因する。より具体的には、2015年度に認識された減損損失は、主に同社の帳簿価額を見積実現可能価額と合致させる再調整に係るものであり、エネル・ロシアCGU（899百万ユーロ）、エネル・グリーン・パワー・ルーマニアCGU（155百万ユーロ）、アップストリーム・ガス探鉱資産（159百万ユーロ）及びスロベンスケ・エレクトラーネ（574百万ユーロ）に関連した。2016年度における同項目は、手続上の困難が認められたチリのネルトゥメ川及びチョシュエンコ川に関するプロジェクトに係る水利権の評価減（273百万ユーロ）、並びにエネル・グリーン・パワー・ルーマニアCGU（130百万ユーロ）及びヌオーヴェ・エネルギーCGU（92百万ユーロ）の減損テストに伴い認識された評価減を含む。

2016年度の**営業利益**は、8,921百万ユーロとなり、1,236百万ユーロ増加した。

純財務費用は、2016年度中、531百万ユーロ増の合計2,987百万ユーロとなり、主に以下を反映している。

- ・（金利及び為替レートをヘッジするための）金融デリバティブからの純費用1,887百万ユーロの増加。
- ・ その他の純財務費用380百万ユーロの増加。これは主に以下を反映している。
EPHとの契約における価格調整計算式の更新に鑑み、スロバキ・パワー・ホールディングの50%を売却したことにより発生した金融債権の公正価値への調整（マイナス220百万ユーロ）、並びにいくつかのシナリオ変数が当該価値に与えた悪影響
決議第476/15号及び第1208/15号の規定に基づき、2015年にアルゼンチンにおいて認識されたプラスの規制上の項目分合計86百万ユーロ
- ・ リスクの引当金（早期退職給付の引当金を含む）及び従業員給付の引当金の増加に係る利息費用54百万ユーロの増加。これは基本的に、ENREがアルゼンチンにおいてサービス品質について科された罰金61百万ユーロに起因する。
これらの要因は、以下により部分的にのみ相殺された。
- ・ 為替変動による純為替差益1,684百万ユーロの増加。
- ・ 借入れに係る純利息費用110百万ユーロの減少。これは基本的に、金利の引下げに関連する総金融負債の減少を反映している。

2016年度の**持分法を利用した株式投資持分利益(損失)**は、2015年度の52百万ユーロの純利益から154百万ユーロの純損失となった。係る206百万ユーロの変化は、基本的に、EPHとの契約に含まれるいくつかの基準パラメータの変化に伴い認識された、スロバキ・パワー・ホールディングの持分50%の評価減（219百万ユーロ）に起因している。

2016年度の**法人税**は、2015年度は課税所得の36.1%に相当する1,909百万ユーロであったのに対し、課税所得の34.5%に相当する1,993百万ユーロとなった。法人税の前年比からの増加分は84百万ユーロとなり、これは税引前利益の増加に加えて、基本的に以下を反映している。

- ・ ペルーにおける法人税率が引下げ税率（2017年-2018年は27%、以降26%）から29.5%の一定税率に改定された結果もたらされた、繰延税金の調整額60百万ユーロに伴う税金の増加。
- ・ 法人税（IRES）の税率を27.5%から24%に引き下げた安定法に対する引当金を原因として2015年度に認識された、純繰延税金資産197百万ユーロの減少による影響。
- ・ 理論上の税率以外の税率の課税対象である取引間における重要性の差異（2016年度においては、HDE及びジーエヌエル・クインテロに係るキャピタル・ゲイン、並びにスロバキ・パワー・ホールディングの資産の価値調整。2015年度においては、SEハイドロパワーの売却に係るキャピタル・ゲイン及び3サンの公正価値での再評価及び負ののれん。）。

当グループの財務状況の分析

(単位：百万ユーロ)

	2016年 12月31日	2015年 12月31日	年度間の増減	
固定純資産				
有形固定資産及び無形固定資産	92,318	88,686	3,632	4.1%
のれん	13,556	13,824	(268)	-1.9%
持分法の使用による株式投資	1,558	607	951	-
その他の固定純資産/(負債)	(802)	1,092	(1,894)	-
合計	106,630	104,209	2,421	2.3%
流動純資産				
売掛金	13,506	12,797	709	5.5%
棚卸資産	2,564	2,904	(340)	-11.7%
機関市場オペレーターからの純売掛金	(3,592)	(4,114)	522	-12.7%
その他の流動純資産/(負債)	(5,201)	(5,518)	317	-5.7%
買掛金	(12,688)	(11,775)	(913)	-7.8%
流動純資産合計	(5,411)	(5,706)	295	5.2%
総投下資本	101,219	98,503	2,716	2.8%
引当金				
従業員給付	(2,585)	(2,284)	(301)	-13.2%
リスク及び費用に対する引当金並びに繰延税金	(8,517)	(8,413)	(104)	-1.2%
引当金合計	(11,102)	(10,697)	(405)	-3.8%
売却目的の純資産	11	1,490	(1,479)	-99.3%
純投下資本	90,128	89,296	832	0.9%
株主持分合計	52,575	51,751	824	1.6%
純金融負債	37,553	37,545	8	-

有形固定資産及び無形固定資産（投資用財産を含む。）は、3,632百万ユーロ増加して2016年12月31日には92,318百万ユーロになった。この増加は主に、当期間中の投資（8,552百万ユーロ）及び外国通貨建ての財務書類の換算によるプラス影響（2,735百万ユーロ）（係るプラス影響は、特に米ドル、コロンビアペソ及びロシアルーブルにおいて顕著であった。）を反映した。これらの影響は、減価償却費、償却費及び減損損失合計5,359百万ユーロ並びに連結範囲の変更（マイナス2,268百万ユーロ）により部分的にのみ相殺された。連結範囲の変更は、基本的に、ジェネラル・エレクトリック社とのジョイント・ベンチャー契約に伴い米国において12月に実行された売却（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、シマロン及びリンダール）に関連した。

のれんは、2015年12月31日から268百万ユーロ減少し、13,556百万ユーロとなった。この減少は基本的に、エネル・ディストリビューティ・ムンテニア及びエネル・エネルギー・ムンテニアの株式13.6%のプット・オプションに関する仲裁手続が完了したこと、及びこれに付随してさらに当該株式10%の売却参加権が消滅したことに伴い認識された、ルーマニアCGUののれんの減少（237百万ユーロ）、並びにヌオーヴェ・エネルギーののれんについて認識された減損損失26百万ユーロを反映した。

持分法の使用による株式投資は、2015年12月31日と比較して951百万ユーロ増加し、1,558百万ユーロであった。係る増加は主に、売却後のオープン・ファイバーの残存持分（2016年12月末のカッサ・デポジティー・エ・プレスティティー（Cassa Depositi e Prestiti）の売却後の残存分50%）、米国で稼働中の発電所を保有するピークルであり、ジェネラル・エレクトリック社との間でパートナーシップ契約が締結されたエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ（EGPNA REP）の残存持分、及びスロバキ・パワー・ホールディングの残存持分（スロベンスケ・エレクトラーネの持分66%を保有し、そのうち50%が2016年7月末に売却された）に関する連結範囲の変更を反映した。

これらの影響は、配当金の支払（当グループに係る持分について損益項目において認識された額を控除したもの）により部分的に相殺された。

その他の固定純資産／負債については、1,092百万ユーロの純資産を計上した2015年12月31日と比較して1,894百万ユーロの変動を示し、2016年12月31日現在802百万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。

- ・ キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ（とりわけ為替リスクのヘッジ）に係る純資産1,749百万ユーロの減少
- ・ IRES上の課税収入の算出にあたってIRAPを部分的に控除しなかったために納付された超過税額の還付に係る、2004年-2010年分の債権の返済（元金及び利息合わせて229百万ユーロ）
- ・ アルゼンチン及びブラジルにおける規制上債務の増加に伴うその他の固定負債113百万ユーロの増加、並びに法令第92/2012号第4条による、退職した従業員への支払額に関する早期退職奨励引当金（支払済分を控除後、87百万ユーロ）の再分類
- ・ 為替変動及び当年度中に認識された投資を一因とするサービス委譲契約に係る金融資産390百万ユーロの増加

流動純資産は、2016年12月31日においてマイナス5,411百万ユーロとなり、2015年12月31日と比較して295百万ユーロの減少となった。この変化は、以下の要因を反映している。

- ・ 2016年1月1日付けで発効した当局決議第268/2015号（「グリッド法」）に伴い、送電サービスに係る請求に適用される支払条件が変更されたことにより、主にイタリアにおいて**売掛金**が709百万ユーロ増加したこと。
- ・ ほぼ全て環境証明書に起因し、**棚卸資産**が340百万ユーロ減少したこと。
- ・ **機関市場オペレーターからの純売掛金**が、A率及びUC料率の決定方法を変更した当局決議第268/2015号の発効を受け、主にイタリアにおいて522百万ユーロ増加したこと。係る要因は、継続利用に対するボーナスに係る純売掛金の減少を伴った。
- ・ **関連負債を差引いたその他の流動資産**が317百万ユーロ減少したこと。この変化は以下を反映している。
当年度中に支払われた法人税額1,959百万ユーロにかかわらず、法人税の純負債（469百万ユーロ）が増加したこと。
主に配当金の分配に関する負債1,070百万ユーロに関連し、その他の純流動負債が1,173百万ユーロ増加したこと。
係る変化は、エネル・エスピーエーにおいて再導入された1株当たり0.09ユーロの中間配当金の分配合計915百万ユーロ（2017年1月25日以降支払予定）、及び顧客に対し支払われる罰金に係る負債の増加に大きく起因した。これらの要因は、エネル・ディストリビューティ・ムンテニア及びエネル・エネルギー・ムンテニアの株式13.6%のプット・オプションに関する仲裁手続が完了したこと、及びこれに付随してさらに当該持分10%の売却参加権が消滅したことに伴い株式投資の購入に係る負債が減少したこと（合計377百万ユーロ）により部分的に相殺された。
流動金融純利益が1,142百万ユーロ増加したこと。この増加は、基本的にデリバティブ（主に為替及び商品価格のキャッシュ・フロー・ヘッジ）のプラス公正価値の上昇に起因する。
法人税以外の純未払税金が122百万ユーロ増加したこと。これは基本的に電力及びガスの消費に係る税金及び付加税に関するものであった。
- ・ 基本的に為替変動の影響及びイタリアにおいて配電に関する複数の料金項目の支払期限の延長が認められたことによる影響に起因し、**買掛金**が913百万ユーロ増加したこと。

引当金は、前年度と比較して405百万ユーロ増加し、11,102百万ユーロとなった。この変化は基本的に以下の要因を反映している。

- ・ 主に割引率の引下げ及び為替変動に起因して従業員給付に対する引当金が300百万ユーロ増加したこと。
- ・ リスク及び費用に対する引当金431百万ユーロの減少。この減少は主に、（イタリア及びスペインを中心とした）早期退職インセンティブ引当金310百万ユーロの取崩し及びSAPEとの争議に関連する訴訟引当金の戻入れ（80百万ユーロ）に起因する。
- ・ 繰延税金の511百万ユーロの増加。この増加は主に、ユーロ以外の通貨を用いる事業体の純繰延税金負債に係る為替差額と、ペルーの税改革（係る改革により税率は上昇した。）に伴い同国に関する繰延税金が調整されたことによる。

「売却目的保有」の純資産は、2016年12月31日において11百万ユーロ（2015年12月31日において1,490百万ユーロ）となった。これらは主に軽微な項目から構成されるが、2015年12月31日においては主にスロベンスケ・エレクトラーネ及びハイドロ・ドロミティ・エネルの資産及び負債から構成されていた。

純投下資本は、2016年12月31日において90,128百万ユーロとなった。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52,575百万ユーロ並びに純金融負債37,553百万ユーロにより調達されたものである。2016年12月31日現在の負債資本比率は0.71（2015年12月31日は0.73）となった。

グループの財務構造の分析

純金融負債

純金融負債及び各期間の変化は以下の表のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)			
	2016年 12月31日	2015年 12月31日	年度間の増減	
長期債務				
-銀行借入れ	7,446	6,863	583	8.5%
-社債	32,401	35,987	(3,586)	-10.0%
-その他借入れ	1,489	2,022	(533)	-26.4%
長期債務	41,336	44,872	(3,536)	-7.9%
長期金融債権及び有価証券	(2,621)	(2,335)	(286)	12.2%
純長期債務	38,715	42,537	(3,822)	-9.0%
短期債務				
銀行借入れ				
-長期銀行借入れの短期部分	749	844	(95)	-11.3%
-その他短期銀行借入れ	909	180	729	-
短期銀行借入れ	1,658	1,024	634	61.9%
社債(短期部分)	3,446	4,570	(1,124)	-24.6%
その他借入れ(短期部分)	189	319	(130)	-40.8%
コマーシャル・ペーパー	3,059	213	2,846	-
デリバティブに対する現金担保及びその他資金調達	1,286	1,698	(412)	-24.3%
その他短期金融債務 ⁽¹⁾	414	64	350	-
その他短期債務	8,394	6,864	1,530	22.3%
長期金融債権(短期部分)	(767)	(769)	2	0.3%
ファクタリング売掛債権	(128)	(147)	19	12.9%
金融債権 - 現金担保	(1,082)	(1,020)	(62)	-6.1%
その他短期金融債権	(911)	(304)	(607)	-
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	(8,326)	(10,640)	2,314	21.7%
現金及び現金同等物並びに短期金融債権	(11,214)	(12,880)	1,666	12.9%
純短期負債	(1,162)	(4,992)	3,830	76.7%
純金融負債	37,553	37,545	8	-
「売却目的の純資産」の金融負債	-	841	(841)	-

(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。

2016年12月31日の純金融負債は、2015年12月31日と比較して8百万ユーロ増加し、37,553百万ユーロとなった。

より具体的には、純長期債務は、長期金融債権の286百万ユーロの増加及び総債務の3,536百万ユーロの減少の複合的影響により、3,822百万ユーロ減少した。

総長期債務は以下の合計である。

- 銀行借入れは7,446百万ユーロとなり、583百万ユーロの増加となった。これは主にラテンアメリカの企業及びエネル・ロシアによる銀行融資の引出し並びにイタリアの企業によるEIBローンの引出しに起因し、12ヶ月以内に支払期限が到来する借入れの短期への組替えにより部分的に相殺された。
- 社債は、2015年度末と比較して3,586百万ユーロ減少し、32,401百万ユーロとなった。これは主に以下を反映している。

拡張された負債管理の一環であった、エネル・エスピーエーによる自社債合計750百万ユーロの再購入

翌12ヶ月以内に満期が到来する社債（うち909百万ユーロはエネル・エスピーエーにより発行された2017年6月満期の固定利付社債、637百万ユーロはエネル・ファイナンス・インターナショナルにより発行された2017年7月満期の固定利付社債、エネル・ファイナンス・インターナショナルにより発行された2017年9月満期の米ドル建て固定利付社債1,423百万ユーロ相当、及び378百万ユーロはラテンアメリカの企業による現地通貨建て社債に関連する。）の短期への組替え。

2016年5月に行われた、エネル・ファイナンス・インターナショナルによる非拘束のエクステンジオファー。これに伴い、合計1,074百万ユーロの社債が再購入され、また同時に、2016年6月満期の額面金額1,257百万ユーロの優先固定利付社債が発行された。

エネル・アメリカスにより発行された2026年10月満期の米ドル建て固定利付社債（2016年12月31日時点の価値は569百万ユーロ）を含む、2016年におけるラテンアメリカ企業による新規発行。

社債（現在の持ち高を含む。）に関する当期中の為替差益約307百万ユーロ。

2016年12月31日の純短期負債は、2015年度末から3,830百万ユーロ減少し、1,162百万ユーロの債権ポジションとなった。これは、その他短期借入れ1,530百万ユーロの増加、短期銀行借入れ634百万ユーロの増加並びに現金及び現金同等物並びに短期金融債権1,666百万ユーロの減少によるものであった。

その他の短期債務合計8,394百万ユーロには、エネル・ファイナンス・インターナショナル及びインターナショナル・エンデサBVにより発行されたコマーシャル・ペーパー合計3,059百万ユーロ並びに12ヶ月以内に満期到来する社債合計3,446百万ユーロが含まれる。

最後に、店頭デリバティブ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の現金担保は1,082百万ユーロであった一方、係る取引相手方より受領した現金担保は1,286百万ユーロであった。

現金及び現金同等物並びに短期金融債権は、2015年度末と比較して1,666百万ユーロ減少し、11,214百万ユーロとなった。これは主に、銀行に預託された現金及び短期有価証券の2,314百万ユーロの減少を反映しており、その他短期金融債権の607百万ユーロの増加に加えて、金利、為替相場及び商品に係る店頭デリバティブ取引において取引相手方に支払われた現金担保62百万ユーロの増加により部分的に相殺された。

2016年の主要な取引には、以下が含まれる。

- ・ 2016年7月15日にエネル・エスピーエー及びユニクレジット・エスピーエーにより締結された、4年満期の信用枠500百万ユーロに関する契約。2016年12月31日時点で係る信用枠から50百万ユーロが引き出されている。
- ・ エネル・アメリカスが2016年10月25日に発行した10年の米ドル建て固定利付社債（2016年12月31日時点の価値は588百万ユーロであった。）
- ・ 以下の社債の返済。
 - エネル・エスピーエーが2010年に発行した2016年2月満期の変動利付社債1,000百万ユーロの返済
 - エネル・エスピーエーが2010年に発行した2016年2月満期の固定利付社債2,000百万ユーロの返済
 - エネル・ファイナンス・インターナショナルが2009年に発行した2016年9月満期の固定利付社債1,080百万ユーロの返済

キャッシュ・フロー

	(単位：百万ユーロ)		
	2016年	2015年	年度間の増減
期首における現金及び現金同等物 ⁽¹⁾	10,790	13,255	(2,465)
営業活動によるキャッシュ・フロー	9,847	9,572	275
投資/ディスインベストメントによるキャッシュ・フロー	(8,087)	(6,421)	(1,666)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(4,474)	(5,382)	908
為替レートの変化による現金及び現金同等物への影響	250	(234)	484
期末における現金及び現金同等物 ⁽²⁾	8,326	10,790	(2,464)

- (1) うち2016年1月1日時点の現金及び現金同等物10,639百万ユーロ(2015年1月1日時点で13,088百万ユーロ。)、2016年1月1日時点の短期有価証券1百万ユーロ(2015年1月1日時点で140百万ユーロ。)並びに2016年1月1日時点の「売却目的保有」資産に関する現金及び現金同等物150百万ユーロ(2015年1月1日時点で27百万ユーロ。)
- (2) うち2016年12月31日時点の現金及び現金同等物8,290百万ユーロ(2015年12月31日時点で10,639百万ユーロ。)、2016年12月31日時点の短期有価証券36百万ユーロ(2015年12月31日時点で1百万ユーロ。)並びに2015年12月31日時点の「売却目的保有」資産に関する現金及び現金同等物150百万ユーロ。

2016年度の営業活動によるキャッシュ・フローは、2015年度と比較して275百万ユーロ増加し、9,847百万ユーロの黒字であった。この増加は主に、流動純資産の最適化を反映し、支出資金及び支払税金の増加を十二分に相殺した。

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、2015年度は合計6,421百万ユーロの流動性を吸収したのに対し、2016年度は8,087百万ユーロの資金を使用した。

より具体的には、有形固定資産及び無形固定資産への投資に関する現金需要は2016年度に合計8,842百万ユーロとなり、前年度から1,080百万ユーロ増加した。これは、主に海外及び再生可能エネルギー技術への投資の増加に起因する。

事業体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)は2016年度中、382百万ユーロとなった。これは主に、オープン・ファイバー(旧エネル・オープン・ファイバー)における増資(これにより同社の持分は50%に増加した。)に加えて、複数の軽微な取引(エレクトリカ・デル・エプロ及びエネルギア・リンピア・デ・アミスタッド)に関連する。

2016年度の事業体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)は、1,032百万ユーロのキャッシュ・フローを生み出した。これは以下に関連していた。

- ・ イタリアの水力発電セクターで事業を行うハイドロ・ドロミティ・エネルの313百万ユーロでの売却。
- ・ 2016年12月に実行されたシマロン及びリンダール風力ファームのエネル・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)への(216百万ユーロでの)売却。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)は、ジェネラル・エレクトリック社との間で締結されたパートナーシップ契約の対象である米国で稼働中の発電所が譲渡された(今後も継続して譲渡される)ピークルである。
- ・ 当グループが持分の20%を保有していた関連会社のジーエヌエル・クインテロの177百万ユーロでの売却。
- ・ スロベンスケ・エレクトラーネの持分66%を保有するスロバキ・パワー・ホールディングの持分50%の139百万ユーロでの売却。
- ・ 2016年5月に実行された、米国の風力発電セクターにおいて事業を行うドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクトの持分65%の98百万ユーロでの売却。
- ・ ベルギーの地熱発電セクターで事業を行うマルシネル・エネルギーの36百万ユーロでの売却。
- ・ 過年度に実行された売却に係る価格調整合計60百万ユーロ。

財務活動によるキャッシュ・フローは、2015年度は5,382百万ユーロの現金を生み出したのに対し、4,474百万ユーロの流動性を吸収した。2016年度のフローは、基本的に、純金融負債（再支払い及び新たな借入れの正味収支）の減少1,710百万ユーロ及び配当金の支払い合計2,507百万ユーロ（うち1,627百万ユーロはエネル・エスピーエーの株主に支払われた。）に関連するものであった。これらの要因は、非支配持分に関する取引に係る費用の増加257百万ユーロを伴った。これは、より具体的には基本的に以下を含む。

- ・ 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・アメリカスとの吸収合併に関連する費用合計329百万ユーロ（うち141百万ユーロは、エネルシス・アメリカスがエンデサ・アメリカスの証券発行について実行した株式公開買付けに、188百万ユーロは当該取引に伴い発生し、主にペルーの税務当局に支払われた税金に関連していた。）。
- ・ 米国の再生可能エネルギーセクターにおけるいくつかの企業（チショム・ビュー・ウィンド・プロジェクト及びアローラ・ディストリビューティッド・ソーラー）の少数持分の第三者への売却に係る受領分132百万ユーロ。係る売却は、当該企業に対する支配権を喪失することなく実行された。

したがって、2016年度中、営業活動によるキャッシュ・フローは9,847百万ユーロにより、財務活動に係る4,474百万ユーロの現金需要及び投資活動に係る合計8,087百万ユーロの現金需要は部分的にのみ賄われた。この差異は、現金及び現金同等物の減少に反映されており、2015年度末は10,790百万ユーロであったのに対し、2016年12月31日は8,326百万ユーロとなった。また、この差異は様々な現地通貨の対ユーロ為替レートが不利に変動したことによる影響（250百万ユーロ相当）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、新たな組織体制は、2016年9月30日から、当グループの業績及び財務状況の報告、発表及び分析体制を改定した。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も考慮され、その結果、「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・エスピーエー及びアップストリームガス部門についての数値も含んでいる。

組織体制（係る組織体制は依然として各部門から構成される基盤構造に基づく。）への主な変更は、諸部門におけるエネル・グリーン・パワー・グループに属する企業（機能の面で、正式には火力発電企業の運営下にある大規模な水力事業も含む。）の地域別の統合及び地域の新たな定義方法（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、中枢／親会社）を含む。新しい事業構造はまた、火力発電及びトレーディング、インフラストラクチャー及びネットワーク、再生可能エネルギー、小売、サービス及び親会社に分けられる。

新組織に照らし、本書の作成にあたっては下記注記5で報告する「IFRS第8号 事業セグメント」に基づく開示の見直しも必要となり、当該開示は、完全な比較可能性を確保するために適切に修正再表示された2015年度の比較対象数値を伴う。

2016年及び2015年の事業分野別の業績

2016年の業績⁽¹⁾

(単位: 百万ユーロ)	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	その他、 部門間消去 及び調整	合計
第三者からの収益	36,081	18,831	10,739	3,618	1,122	29	172	70,592
その他の部門との取引 からの収益	876	122	29	180	3	-	(1,210)	-
収益合計	36,957	18,953	10,768	3,798	1,125	29	(1,038)	70,592
公正価値で評価された 商品取引からの純利益/ (費用)	(266)	131	9	(6)	(1)	-	-	(133)
売上総利益	6,679	3,562	3,556	762	833	14	(130)	15,276
減価償却費、償却費及 び減損損失	2,292	1,796	1,393	476	268	19	111	6,355
営業利益	4,387	1,766	2,163	286	565	(5)	(241)	8,921
資本支出	1,883	1,147	3,069	265 ⁽²⁾	1,832	304	52 ⁽³⁾	8,552

(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) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての283百万ユーロを含まない。

(3) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての7百万ユーロを含まない。

2015年の業績(修正済)⁽¹⁾

(単位: 百万ユーロ)	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	その他、 部門間消去 及び調整	合計
第三者からの収益	39,252	20,021	10,818	4,645	879	18	25	75,658
その他の部門との取引 からの収益	1,475	463	10	345	3	-	(2,296)	-
収益合計	40,727	20,484	10,828	4,990	882	18	(2,271)	75,658
公正価値で評価された 商品取引からの純利益/ (費用)	185	1	(4)	(17)	(2)	-	5	168
売上総利益	6,916	3,353	3,306	1,451	575	7	(311)	15,297
減価償却費、償却費及 び減損損失	2,328	1,880	986	2,020	237	3	158	7,612
営業利益	4,588	1,473	2,320	(569)	338	4	(469)	7,685
資本支出	1,843 ⁽²⁾	1,001	2,937	249 ⁽³⁾	720	311	52	7,113

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

(3) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての648百万ユーロを含まない。

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部門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期間についての総売上利益を示しており、地域／国観点だけでなく部門／事業ライン別での業績の見通しを示している。

(単位： 百万ユーロ)	ローカル・ビジネス						グローバル部門														
	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			再生可能 エネルギー			その他			合計		
	2016年	2015年 修正済	変動	2016年	2015年 修正済	変動	2016年	2015年 修正済	変動	2016年	2015年 修正済	変動	2016年	2015年 修正済	変動	2016年	2015年 修正済	変動	2016年	2015年 修正済	変動
イタリア	1,932	1,336	596	105	32	73	(18)	184	(202)	3,620	3,933	(313)	1,040	1,431	(391)	-	-	-	6,679	6,916	(237)
イベリア半島	677	557	120	(93)	(46)	(47)	812	780	32	1,815	1,643	172	351	419	(68)	-	-	-	3,562	3,353	209
ラテンアメリカ	-	-	-	(118)	(75)	(43)	748	341	407	1,429	1,400	29	1,497	1,640	(143)	-	-	-	3,556	3,306	250
アルゼンチン	-	-	-	-	-	-	98	76	22	155	165	(10)	23	38	(15)	-	-	-	276	279	(3)
ブラジル	-	-	-	(36)	(29)	(7)	73	56	17	433	372	61	199	137	62	-	-	-	669	536	133
チリ	-	-	-	(82)	(46)	(36)	400	53	347	252	266	(14)	634	762	(128)	-	-	-	1,204	1,035	169
コロンビア	-	-	-	-	-	-	51	17	34	398	406	(8)	531	547	(16)	-	-	-	980	970	10
ペルー	-	-	-	-	-	-	126	139	(13)	191	191	-	102	154	(52)	-	-	-	419	484	(65)
その他の国	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	2	6	-	-	-	8	2	6
ヨーロッパ及び 北アフリカ	25	12	13	1	3	(2)	373	1,040	(667)	225	260	(35)	138	136	2	-	-	-	762	1,451	(689)
ルーマニア	30	19	11	1	3	(2)	(1)	(1)	-	225	260	(35)	84	83	1	-	-	-	339	364	(25)
ロシア	-	-	-	-	-	-	186	164	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	186	164	22
スロバキア	-	-	-	-	-	-	191	871	(680)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	191	871	(680)
その他の国	(5)	(7)	2	-	-	-	(3)	6	(9)	-	-	-	54	53	1	-	-	-	46	52	(6)
北米及び中米	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	833	575	258	-	-	-	833	575	258
米国及びカナダ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	587	351	236	-	-	-	587	351	236
メキシコ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95	54	41	-	-	-	95	54	41
パナマ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93	116	(23)	-	-	-	93	116	(23)
その他の国	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58	54	4	-	-	-	58	54	4
サブサハラ・ア フリカ及びアジア	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	7	7	-	-	-	14	7	7
南アフリカ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	6	(2)	-	-	-	4	6	(2)
インド	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	1	9	-	-	-	10	1	9
その他	-	-	-	(1)	1	(2)	(54)	(42)	(12)	(13)	6	(19)	(59)	(97)	38	(3)	(179)	176	(130)	(311)	181
合計	2,634	1,905	742	(106)	(85)	(66)	1,861	2,303	(702)	7,076	7,242	(172)	3,814	4,111	(173)	(3)	(179)	176	15,276	15,297	(21)

イタリア

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2016年	2015年 修正済	増減	
火力発電	37,609	43,495	(5,886)	-13.5%
水力発電	16,052	17,913	(1,861)	-10.4%
地熱発電	5,832	5,809	23	0.4%
風力発電	1,298	1,118	180	16.1%
その他の資源	122	184	(62)	-33.7%
合計	60,913	68,519	(7,606)	-11.1%

2016年、純発電量は、2015年から11.1%又は7,606百万kWh減少して、合計60,913百万kWhとなった。需要の低下が発電量に悪影響を及ぼし、特に、主に前年と比べて水利用条件が悪化したことに起因して水力発電（1,861百万kWh減）、また、多くのメンテナンス作業（ブリンディジ・スド（Brindisi Sud）のメンテナンスは特に重大であった。）を一因として火力発電（5,886百万kWh減）に影響を及ぼした。

火力発電総量への寄与率

(単位：百万kWh)

	2016年		2015年 修正済		増減	
燃料油合計量	88	0.2%	274	0.6%	(186)	-67.9%
天然ガス	9,601	23.6%	8,126	17.3%	1,475	18.2%
石炭	30,286	74.7%	38,177	81.3%	(7,891)	-20.7%
その他の燃料	592	1.5%	391	0.8%	201	51.4%
合計	40,567	100.0%	46,968	100.0%	(6,401)	-13.6%

2016年の火力発電総量は、2015年と比較して6,401百万kWh減少（13.6%減）して、合計40,567百万kWhとなった。利用された燃料の種類でいえば、かかる減少は主に石炭を燃料とする発電所の利用が減少したことに起因する。かかる発電所の利用は、2015年は特に競争性を有したが、2016年には上記メンテナンスにより伸び悩んだ。逆に、年の後半にフランスの市場で生じた重大な問題からの恩恵を受け、大陸ではコンバインドサイクル発電所の利用が増加した。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2016年 12月31日	2015年 12月31日 修正済	増減	
火力発電所 ⁽¹⁾	13,752	16,743	(2,991)	-17.9%
水力発電所	12,423	12,407	16	0.1%
地熱発電所	761	761	-	-
風力ファーム	728	720	8	1.1%
その他	97	84	13	15.5%
合計	27,761	30,715	(2,954)	-9.6%

(1) うち1,225MW（2015年12月31日の時点では2,564MW）は、長期の技術的問題により利用できなかった。

2016年の純有効発電容量は、2003年10月27日付けの法律第290号の規定に従って環境及び経済開発省に閉鎖要請を提出された一部の火力発電所が段階的に閉鎖したことに伴い、前年から2,954MW減少して、27,761MWとなった。中でも特筆すべきは、モンタルト・ディ・カストロ（1,272MW）、ロッサーノ・カラプロ（570MW）、アウグスタ（195MW）及びポルトスーズ（264MW）の発電所に係るMWの減少に起因する石油／ガス部門の容量減少、並びにラ・スペツィア（664MW）及びアセミニ（26MW）の発電所に係るコンバインドサイクル／ガスタービン部門の容量減少であった。また、これらの発電所の一部は、23の閉鎖された火力発電所（合計13GWの設備容量）をよみがえらせるために立ち上げられた計画であるプロジェクト・フューチャー（Project Futur-e）の対象に含まれている。

電力の配電及び送電ネットワーク

	2016年	2015年 修正済	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）	352,607	351,493	1,114	0.3%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	792,367	788,709	3,658	0.5%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	1,144,987	1,140,215	4,772	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⁾	223,469	227,125	(3,657)	-1.6%

(1) 2015年の数値は、より正確な送電量の測定値を反映している。

イタリアにおけるエネルネットワークによる2016年の送電は3,657百万kWh減少（1.6%減）し、2015年の227,125百万kWhから2016年は223,469百万kWhとなった。かかる変化は、主にイタリアの電力需要の減少と一致している。

電力販売

（単位：百万kWh）

	2016年	2015年 修正済	増減	
自由市場				
- 大衆市場の顧客	26,542	25,933	609	2.3%
- 事業者顧客 ⁽¹⁾	19,739	10,904	8,835	81.0%
- セーフガード市場の顧客	2,021	1,819	202	11.1%
自由市場合計	48,302	38,656	9,646	25.0%
規制市場				
- 保護強化市場の顧客	45,837	49,369	(3,532)	-7.2%
合計	94,139	88,025	6,114	6.9%

(1) 大規模な顧客及びエネルギー大量消費顧客（年間消費量が1GWhを超える。）への供給。

2016年の電力販売は、前年比で合計6,114百万kWh増加し、合計94,139百万kWhとなった。これらの動向は、規制市場から自由市場へと徐々に顧客が移動したことに伴う近年の動向と一致している。

平均顧客数

	2016年	2015年 修正済	増減	
自由市場				
- 大衆市場の顧客	6,608,388	6,012,183	596,205	9.9%
- 事業者顧客 ⁽¹⁾	78,487	52,625	25,862	49.1%
- セーフガード市場の顧客	45,695	40,733	4,962	12.2%
自由市場合計	6,732,570	6,105,541	627,029	10.3%
規制市場				
- 保護強化市場	20,044,065	20,966,542	(922,477)	-4.4%
合計	26,776,635	27,072,083	(295,448)	-1.1%

(1) 大規模な顧客及びエネルギー大量消費顧客（年間消費量が1GWhを超える。）への供給。

天然ガス販売

（単位：百万立方メートル）

	2016年	2015年 修正済	増減	
大衆市場の顧客 ⁽¹⁾	2,815	3,394	(579)	-17.1%
事業者顧客	1,776	677	1,099	-
合計	4,591	4,071	520	12.8%
平均顧客数	3,876,191	3,711,422	164,769	4.4%

(1) 住居用顧客及び小規模事業を含む。

2016年におけるガス販売は、前年と比べて520百万立方メートル増加して、合計4,591百万立方メートルとなった。かかる増加は、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)

	2016年	2015年 修正済	増減	
収益	36,957	40,727	(3,770)	-9.3%
売上総利益	6,679	6,916	(237)	-3.4%
営業利益	4,387	4,588	(201)	-4.4%
資本支出	1,883	1,843 ⁽¹⁾	40	2.2%

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

以下の表は、2016年の事業別の業績の内訳を示している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
発電及びトレーディング	19,397	22,186	(2,789)	-12.6%
インフラストラクチャー及びネットワーク	7,237	7,905	(668)	-8.5%
再生可能エネルギー	1,755	2,308	(553)	-24.0%
エンドユーザー市場	15,323	15,138	185	1.2%
サービス	1,207	1,191	16	1.3%
部門間消去及び調整	(7,962)	(8,001)	39	-0.5%
合計	36,957	40,727	(3,770)	-9.3%

2016年の収益は、2015年同期と比べて3,770百万ユーロ減少（9.3%減）し、36,957百万ユーロとなった。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2015年と比べて2,789百万ユーロ減少したこと（12.6%減）。この減少は主に以下に起因する。
 - 主に発電量の減少に関連して電力販売からの収益が1,074百万ユーロ減少したこと。より具体的には、かかる変化は主にその他の国内再販売業者との二当事者間契約を介したエネルギー販売からの収益の減少（887百万ユーロ）及び電力交換所における販売からの収益の減少（372百万ユーロ）に起因し、付帯サービス市場における事業の拡大（127百万ユーロ）により部分的にのみ相殺された。
 - 国際エネルギー市場における取引からの収益が1,064百万ユーロ減少したこと。かかる減少は基本的に、価格の下落を背景に欧州（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の減少（30.2TWh減）に起因する。
 - 二酸化炭素排出枠及び及びグリーン証書の販売収益が289百万ユーロ減少したこと。これは、取引量の減少及び2012年7月6日の省令で定められたグリーン証書のインセンティブに係る仕組みへの置換えに起因する。
 - 市場オペレーターからの繰入金金が252百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に、イタリアの電力システムの安全性に関連して繰入金金が減少したことに起因する。
 - 国内及び海外の卸売市場における燃料の販売収益が113百万ユーロ減少したこと。これは主に、仲介業の減少（0.7Mtoe減）に起因する。
 - 経常外取引からの収益が32百万ユーロ減少したこと。2016年において、これにはハイドロ・ドロミティ・エネルに対する株式投資の売却からの利益（124百万ユーロ）が含まれる。2015年の同項目には、SFエナジー及びSEハイドロパワーの売却からの利益（156百万ユーロ）が含まれていた。
- ・**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668百万ユーロ減少したこと（8.5%減）。この減少は、主に以下を反映している。
 - 電気・ガス・水道庁（「当局」）の決議第654/2015号により導入された規制変更（同決議により、2015年、「規制上の遅れ」が解消された。）に関連して、収益が418百万ユーロ減少したこと。
 - 主に送電料金の引下げに起因して料金収益が331百万ユーロ減少したこと。
 - 当局決議第268/2015号により導入された規制変更（同決議により、システム料金の回収について配電会社が負う回収不能リスクに対する補助金が撤廃され、送電契約に要する保証システムの強化が求められた。）に伴い、収益が62百万ユーロ減少したこと。

- ホワイト証書のためのエネルギー及び環境サービス基金（旧電力平衡基金）からの補助金が増加したこと（132百万ユーロ）。これは、購入量及びユニット補助金の増加に起因する。
- ・再生可能エネルギー発電からの収益が553百万ユーロ減少したこと（24.0%減）。これは主に、水力発電の減少によるエネルギー販売からの収益の減少に加えて、2015年に認識された、3サンの買収に関連する負ののれん及び公正価値の再測定（合計120百万ユーロ）並びにSTMとの契約に基づき要求される補償（12百万ユーロ）に関連した。
- ・電力の**エンドユーザー市場**からの収益が185百万ユーロ増加したこと（1.2%増）。これは基本的に以下を反映している。
 - 規制電力市場の収益が715百万ユーロ減少したこと。これは、販売量の減少（3.5TWhの減少）及び顧客数の減少に起因する。
 - 自由電力市場の収益が813百万ユーロ増加したこと。これは、販売量の増加（10.2TWhの増加）に関連し、価格効果により部分的にのみ相殺された。
 - 天然ガス市場のエンドユーザーへの販売からの収益が90百万ユーロ増加したこと。これは主に、過年度に係る支払は正のプラスの変動及び販売量の増加を反映している。

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2016年	2015年 修正済	増減	
発電及びトレーディング	(18)	184	(202)	-
インフラストラクチャー及びネットワーク	3,620	3,933	(313)	-8.0%
再生可能エネルギー	1,040	1,431	(391)	-27.3%
エンドユーザー市場	1,932	1,336	596	44.6%
サービス	105	32	73	-
合計	6,679	6,916	(237)	-3.4%

2016年の**売上総利益**は、2015年と比べて237百万ユーロ減少（3.4%減）し、6,679百万ユーロとなった。かかる変化は基本的に以下の要因による。

- ・**発電及びトレーディング**からの利益が202百万ユーロ増加したこと。上記の2つの期間における売却益の純粋な差であれば、175百万ユーロの減少となるが、これは基本的に以下に起因する。
 - 発電利益が減少したこと。これは、卸売価格が落ち込む状況で、水質状態が悪化した結果、発電ミックスが不利になったことを反映している。
 - フューチャープロジェクトに含まれる閉鎖発電所に係る敷地の開発工事に関する引当て（160百万ユーロ）。
 - 多数の二酸化炭素排出枠の供給取引に係る解除手数料の支払（163百万ユーロ）及び多数のガス供給契約に係る物流費用のための引当て（31百万ユーロ）。
 - 多数のガス供給契約に関する価格改定契約の締結による利益を反映した、取引マージンの増加（343百万ユーロ）。
 - 法律第92/2012号第4条に基づき従業員の自主退職インセンティブに関する新契約を労働組合との間で締結したこと、及びエネルギー料金割引の廃止を受けて当該割引により恩恵を受けてきたかつての従業員に対し支払われた一時金が計上されたこと（関連する引当金の繰入れも伴った。）から、2015年度に認識された正味の影響112百万ユーロ。
- ・**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313百万ユーロ減少したこと（8.0%減）。これは主に以下に起因する。
 - 送電利益が757百万ユーロ減少したこと。この減少は主に、上述の当局決議第655/2014号による規制変化及び料金の下落から生じた収益への悪影響を反映している。
 - イタリアの競争当局により主導された手続の終結へとつながった反トラスト決議の影響及び（イタリア法律第92/2012号第4条に基づく）エネルギー料金割引の廃止を受けて当該割引により恩恵を受けてきたかつての従業員に対し支払われた一時金の2015年における計上のゆえに見直されていた、当該2期間におけるリスク及び費用に対する引当金が減少したこと。
 - ホワイト証書からの利益が18百万ユーロ減少したこと。

- ・再生可能エネルギーを利用した発電からの収益が391百万ユーロ減少したこと。この減少は主に、上記の収益の項目で述べた影響に起因する。
- ・エンドユーザー市場からの収益が596百万ユーロ増加したこと（44.6%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434百万ユーロ増加したこと（うち277百万ユーロは電力からの利益である。）。これは、両商品（電力及びガス）の販売量の増加に起因する。
 - 規制電力市場からの利益が155百万ユーロ増加したこと。これは基本的に取引顧客数の減少及び価格下落の結果として電力購入に係る費用が減少したことによる。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2016年	2015年 修正済	増減	
発電及びトレーディング	(354)	(93)	(261)	-
インフラストラクチャー及びネットワーク	2,597	2,914	(317)	-10.9%
再生可能エネルギー	761	1,095	(334)	-30.5%
エンドユーザー市場	1,333	690	643	93.2%
サービス	50	(18)	68	-
合計	4,387	4,588	(201)	-4.4%

営業利益は、2015年度に計上された営業利益4,588百万ユーロと比べて201百万ユーロ減少し（償却費、減価償却費及び減損損失の36百万ユーロの減少を含む。）、4,387百万ユーロとなった。

より具体的には、規制市場における電力販売において特に顕著であった売掛金の純評価損の減少は、ミッドストリーム・ガス事業における多くの測定パラメータの変更により2016年に計上されたヌオーヴェ・エネルギーののれん及び資産に係る減損損失により部分的に相殺された。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2016年	2015年 修正済	増減	
発電及びトレーディング	109	178 ⁽¹⁾	(69)	-38.8%
インフラストラクチャー及びネットワーク	1,278	1,134	144	12.7%
再生可能エネルギー	304	341	(37)	-10.9%
エンドユーザー市場	133	124	9	7.3%
サービス	59	66	(7)	-10.6%
合計	1,883	1,843	40	2.2%

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

2016年の資本支出は1,883百万ユーロとなり、前年と比べて40百万ユーロ増加した。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144百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主にサービス品質基準を向上し維持するための取組みに起因する。
- ・エンドユーザー市場に係る資本支出が9百万ユーロ増加したこと。
- ・発電及びトレーディングに係る資本支出が69百万ユーロ減少したこと。
- ・再生可能エネルギー事業に係る資本支出が37百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に地熱発電所及びバイオマス発電所に起因する。

イベリア

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2016年	2015年 修正済	増減	
火力発電	35,525	40,129	(4,604)	-11.5%
原子力発電	25,921	25,756	165	0.6%
水力発電	7,288	7,250	38	0.5%
風力発電	3,422	4,094	(672)	-16.4%
その他の資源	167	215	(48)	-22.3%
合計	72,323	77,444	(5,121)	-6.6%

2016年の純発電量は、2015年から5,121百万kWh減少し、合計72,323百万kWhとなった。かかる減少は主に、フランスからのより安価な大量の輸入によりスペインにおける地熱発電量が減少したことに起因するが、それは原子力発電量の増加及び当期中における水利用条件の改善による水力発電量の増加により部分的にのみ相殺された。もうひとつの要因は風力発電量の減少であり、これは、2015年11月のポルトガルにおけるENEOP共同企業体の資産の売却を一部反映している。

火力発電総量への寄与率

(単位：百万kWh)

	2016年		2015年 修正済		増減	
燃料油	6,254	9.7%	5,632	8.1%	622	11.0%
天然ガス	5,008	7.8%	5,167	7.5%	(159)	-3.1%
石炭	22,413	34.7%	27,441	39.7%	(5,028)	-18.3%
核燃料	26,993	41.9%	26,806	38.8%	187	0.7%
その他の燃料	3,810	5.9%	4,116	5.9%	(306)	-7.4%
合計	64,478	100.0%	69,162	100.0%	(4,684)	-6.8%

2016年の火力発電総量は、前年と比べて4,684百万kWh減少し、合計64,478百万kWhとなった。利用された燃料の種類に関しては、多くの規制上の変化により不利となった石炭の利用が減少した。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2016年12月31日	2015年12月31日 修正済	増減	
火力発電	13,030	13,168	(138)	-1.0%
原子力発電	3,318	3,318	-	-
水力発電	4,764	4,764	-	-
風力ファーム	1,618	1,616	2	0.1%
その他	14	46	(32)	-69.6%
合計	22,744	22,912	(168)	-0.7%

2016年の純有効発電容量は、主にコンポスティーリャ発電所ユニット2の閉鎖に関連して前年から170MW減少し、合計22,744MWとなった。

配電及び送電ネットワーク

	2016年	2015年 修正済	増減	
期末現在の高圧送電線（キロメートル）	19,539	19,479	60	0.3%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	117,632	118,436	(804)	-0.7%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	179,391	179,760	(369)	-0.2%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	316,562	317,675	(1,113)	-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⁾	109,109	107,139	1,970	1.8%

(1)2015年の数値は、より正確な送電量の測定値を反映している。

2016年に送られた電力量は1,970百万kWh増加し、合計109,109百万kWhとなった。これは基本的に需要の増加と一致している。

電力販売

（単位：百万kWh）

	2016年	2015年 修正済	増減	
エネルの電力販売量	93,490	92,899	591	0.6%

2016年のエンドユーザー向け電力販売は、2015年同期から591百万kWh増加し、合計93,490百万kWhとなった。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2016年	2015年 修正済	増減	
収益	18,953	20,484	(1,531)	-7.5%
売上総利益	3,562	3,353	209	6.2%
営業利益	1,766	1,473	293	19.9%
資本支出	1,147	1,001	146	14.6%

以下の表は、2016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）

	2016年	2015年 修正済	増減	
発電及びトレーディング	4,893	5,800	(907)	-15.6%
インフラストラクチャー及びネット ワーク	2,566	2,667	(101)	-3.8%
再生可能エネルギー	665	808	(143)	-17.7%
エンドユーザー市場	14,132	15,677	(1,545)	-9.9%
サービス	252	251	1	0.4%
部門間削除及び調整	(3,555)	(4,719)	1,164	-24.7%
合計	18,953	20,484	(1,531)	-7.5%

2016年の収益は、1,531百万ユーロ減少した。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1,545百万ユーロ減少したこと。これは基本的に平均販売価格の下落による。
- ・ **発電及びトレーディング事業**からの収益が907百万ユーロ減少したこと。これは主に、以下に関連している。
 - 発電会社による電力販売からの収益が659百万ユーロ減少したこと。かかる収益の大部分は電力を販売する部門の企業に関連し、そのため部門間削除における類似の増加にも反映されている。
 - 基本的に2015年に実行された多くの取引に関連して、環境証書の売却及びその公正価値の評価からの収益が200百万ユーロ減少したこと。
- ・ **再生可能エネルギー**発電からの収益が143百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に発電エネルギー量の減少に起因するが、主として2015年末にポルトガルの資産を売却したことに伴って当期において連結範囲が変化したことを反映しており、そのためにENEOP共同企業体の分割後に公正価値が29百万ユーロ調整された。
- ・ **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101百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に、送電量が増加したにもかかわらず接続手数料からの収益が減少したことを反映している。

売上総利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2016年	2015年 修正済	増減	
発電及びトレーディング	812	780	32	4.1%
インフラストラクチャー及びネットワーク	1,815	1,643	172	10.5%
再生可能エネルギー	351	419	(68)	-16.2%
エンドユーザー市場	677	557	120	21.5%
サービス	(93)	(46)	(47)	-
合計	3,562	3,353	209	6.2%

売上総利益は、2015年と比べて209百万ユーロ増加し、3,562百万ユーロとなった。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172百万ユーロ増加したこと。かかる増加は営業費用の減少（同項目は2015年において、早期退職制度の導入により影響を受けた。）を反映しており、接続手数料の減少を十二分に相殺した。
- ・ **エンドユーザー市場**の利益が増加したこと。かかる増加は基本的に、電力及びガスともに調達費用が減少したことに関因しており、販売価格の下落を十二分に相殺した。
- ・ **発電及びトレーディング**事業の売上総利益が32百万ユーロ増加したこと。これは主として以下に関連している。
 - 基本的に調達費用が減少したことに関連して、発電利益が改善したこと。
 - （発電量の減少に伴う）法律第15/2012号及びカタロニアにおける原子力発電への課税を違憲とする判決に基づく減税を含めて、多くの規制上の変更がプラスに影響したこと（165百万ユーロ）。
 - 環境証書からの利益が200百万ユーロ減少したこと。
- ・ **再生可能エネルギー**発電の利益が68百万ユーロ減少したこと。同項目においては、上述の連結範囲の変更に関連する収益の減少は、多くの効率性向上措置、並びにポルトガルのギラボルホス水力発電所の建設及び開発のための債務に関して2015年に計上された引当金及びそれに続く2016年の繰入れという複合的影響（28百万ユーロ）により部分的に相殺された。

営業利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2016年	2015年 修正済	増減	
発電及びトレーディング	187	127	60	47.2%
インフラストラクチャー及びネットワーク	1,044	868	176	20.3%
再生可能エネルギー	89	139	(50)	-36.0%
エンドユーザー市場	537	399	138	34.6%
サービス	(91)	(60)	(31)	-51.7%
合計	1,766	1,473	293	19.9%

2016年の**営業利益**は、減価償却費、償却費及び減損損失1,796百万ユーロ（2015年は1,880百万ユーロ）の影響を含めて、2015年から293百万ユーロ増加し、合計1,766百万ユーロとなった。減価償却費、償却費及び減損損失の減少は基本的に、2015年と比べて多くの有形固定資産、無形固定資産及び売掛金に関する減損損失が減少したことに関因している。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
発電及びトレーディング	355	273	82	30.0%
インフラストラクチャー及びネット ワーク	644	615	29	4.7%
再生可能エネルギー	78	64	14	21.9%
エンドユーザー市場	53	49	4	8.2%
サービス	17	-	17	-
合計	1,147	1,001	146	14.6%

資本支出は、前年比で146百万ユーロ増加し、1,147百万ユーロとなった。特に2016年の資本支出は、主として発電所（355百万ユーロ）、及び配電ネットワークに係る取組み（237百万ユーロ）、特にサービス品質の向上に関連するプロジェクトに関連した。

ラテンアメリカ

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2016年	2015年 修正済	増減	
火力発電	26,268	26,252	16	0.1%
水力発電	32,619	34,909	(2,290)	-6.6%
風力発電	2,451	1,842	609	33.1%
その他の資源	827	268	559	-
合計	62,165	63,271	(1,106)	-1.7%
- うちアルゼンチン	13,124	15,204	(2,080)	-13.7%
- うちブラジル	5,474	5,690	(216)	-3.8%
- うちチリ	19,728	19,822	(94)	-0.5%
- うちコロンビア	14,952	13,705	1,247	9.1%
- うちペルー	8,698	8,801	(103)	-1.2%
- うちその他諸国	189	49	140	-

2016年、純発電量は、2015年から1,106百万kWh減少し、合計62,165百万kWhとなった。アルゼンチンにおける、主にコンバインドサイクル発電所の発電量に関連した大幅な減少は、2015年下半年におけるエル・キンボ水力発電所の運転開始が大きく貢献してコロンビアの発電量が増加したことにより、部分的に相殺された。技術の種類という観点では、主にエルニーニョ現象によりもたらされた干ばつによって水力発電量が急落したが、とりわけチリ及びブラジルにおける容量の拡張が功を奏し、その他の再生可能エネルギーによる発電量が増加したことにより部分的に相殺された。

火力発電総量への寄与率

(単位：百万kWh)

	2016年		2015年 修正済		増減	
燃料油	1,723	6.3%	1,643	6.0%	80	4.9%
天然ガス	18,933	69.5%	20,367	74.1%	(1,434)	-7.0%
石炭	3,970	14.6%	3,156	11.5%	814	25.8%
その他の燃料	2,628	9.6%	2,308	8.4%	320	13.9%
合計	27,254	100.0%	27,474	100.0%	(220)	-0.8%

2016年の火力発電総量は、前年と比べて220百万kWh減少し、合計27,254百万kWhとなった。これは、基本的に天然ガスの利用が減少したことに関連しており、他の種類の燃料の利用が増加したことを十二分に相殺した。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2016年12月31日	2015年12月31日 修正済	増減	
火力発電	7,729	7,716	13	0.2%
水力発電	9,590	9,402	188	2.0%
風力発電	1,092	868	224	25.8%
その他	504	187	317	-
合計	18,915	18,173	742	4.1%
- うちアルゼンチン	4,419	4,384	35	0.8%
- うちブラジル	1,621	1,481	140	9.5%
- うちチリ	7,434	6,892	542	7.9%
- うちコロンビア	3,457	3,407	50	1.5%
- うちペルー	1,934	1,959	(25)	-1.3%
- うちその他諸国	50	50	-	-

2016年末時点の純有効発電容量は、前年から742MW増加して、18,915MWとなった。これは基本的に、ブラジル及びチリの発電設備容量の拡張（後者は太陽光発電所に関連する。）に起因している。

配電及び送電ネットワーク

	2016年	2015年 修正済	増減	
期末現在の高圧送電線（キロメートル）	12,339	12,173	166	1.4%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	159,961	157,077	2,884	1.8%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	149,846	147,246	2,600	1.8%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	322,146	316,496	5,650	1.8%
エネルの配電ネットワークで送られた 電力（百万kWh） ⁽¹⁾	78,525	78,530	(5)	-
- うちアルゼンチン	18,493	18,492	1	-
- うちブラジル	22,809	22,776	33	0.1%
- うちチリ	15,809	15,657	152	1.0%
- うちコロンビア	13,632	13,946	(314)	-2.3%
- うちペルー	7,782	7,659	123	1.6%

(1) 2015年の数値は、より正確な送電量の測定値を反映している。

2016年に送電されたエネルギー量は、2015年と比べて5百万kWh減少し、78,525百万kWhとなった。

電力販売

(単位：百万kWh)

	2016年	2015年 修正済	増減	
自由市場	6,124	6,062	62	1.0%
規制市場	56,966	57,370	(404)	-0.7%
合計	63,090	63,432	(342)	-0.5%
- うちアルゼンチン	15,654	15,450	204	1.3%
- うちブラジル	19,128	19,506	(378)	-1.9%
- うちチリ	13,067	13,203	(136)	-1.0%
- うちコロンビア	8,505	8,463	42	0.5%
- うちペルー	6,736	6,810	(74)	-1.1%

2016年の電力販売は、前年と比べて342百万kWh減少し、合計63,090百万kWhとなった。かかる変化は主に、ブラジル及びチリにおける販売の減少に起因する。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
収益	10,768	10,828	(60)	-0.6%
売上総利益	3,556	3,306	250	7.6%
営業利益	2,163	2,320	(157)	-6.8%
資本支出	3,069	2,937	132	4.5%

以下の表は、2016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)

	2016年	2015年 修正済	増減	
アルゼンチン	1,163	1,127	36	3.2%
ブラジル	2,601	2,868	(267)	-9.3%
チリ	3,703	3,429	274	8.0%
コロンビア	2,054	2,157	(103)	-4.8%
ペルー	1,236	1,243	(7)	-0.6%
その他諸国	11	4	7	-
合計	10,768	10,828	(60)	-0.6%

2016年の収益は、60百万ユーロの減少を計上した。これは主に以下に起因する。

- ・チリにおける収益が274百万ユーロ増加したこと。これは主に以下に起因する。
 - ジーエヌエル・クインテロの20%の持分を売却したことによる利益（171百万ユーロ）
 - 配電料金及び販売料金の上昇並びに送電量の増加
 - ユーロ及びチリ・ペソ間の為替レートの不利益な変動（100百万ユーロ）
- ・アルゼンチンにおける収益が36百万ユーロ増加したこと。かかる増加は基本的に、アルゼンチン政府が決議ENRE第1/2016号により導入した料金改定の影響に起因しており、かかる料金改定により販売料金が大きく上昇した。この影響は、決議第32/2015号に伴い料金が上昇しなかったことによる補助金を2015年に計上したこと（236百万ユーロ）及びアルゼンチン・ペソの対ユーロでの下落に起因する著しく不利な為替レートの展開による影響（690百万ユーロ）によって、その大部分が相殺された。
- ・ブラジルにおける収益が267百万ユーロ減少したこと。これは現地通貨の対ユーロでの下落（108百万ユーロ）並びにそれに続くセクターの収益及び費用項目の計上に関する規制上の変化（Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da ‘Parcela A’）（CVA）に起因する。これらの影響は、2015年12月及び2016年3月における料金の改定に伴い価格が平均的に上昇したことにより一部相殺された。
- ・コロンビアにおける収益が103百万ユーロ減少したこと。これは主にコロンビア・ペソの為替レートの変動（221百万ユーロ）に起因しており、発電量及び販売量の増加によって部分的にのみ相殺された。
- ・ペルーにおける収益が7百万ユーロ減少したこと。これは主に為替レートの不利益な変動に起因しており、送電量の増加及びユニット販売価格の上昇を十二分に相殺した。

売上総利益

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
アルゼンチン	276	279	(3)	-1.1%
ブラジル	669	536	133	24.8%
チリ	1,204	1,035	169	16.3%
コロンビア	980	970	10	1.0%
ペルー	419	484	(65)	-13.4%
その他諸国	8	2	6	-
合計	3,556	3,306	250	7.6%

売上総利益は、2015年と比べて250百万ユーロ増加（7.6%増）し、3,556百万ユーロとなった。これは、以下を反映している。

- ・チリにおける売上総利益が169百万ユーロ増加したこと。これは前述のキャピタル・ゲイン及び販売利益の改善を反映しているが、その影響は、同国における5つの水力発電プロジェクト（プエロ及びフタレウフを含む。）の廃止に関連する損失が合計166百万ユーロ計上されたことにより、部分的に軽減した。
- ・ブラジルにおける利益が133百万ユーロ増加したこと。これは、とりわけ当年における規制上の変化に起因しており、為替レートの影響（マイナス28百万ユーロ）を十二分に相殺した。
- ・コロンビアにおける売上総利益が10百万ユーロ増加したこと。同国においては、発電量及び販売量の増加によるプラスの影響が、ほぼ全て為替レートの影響（マイナス106百万ユーロ）により相殺された。
- ・アルゼンチンにおける売上総利益が3百万ユーロ減少したこと。これは主に、見直し対象の2つの期間に関連する規制メカニズム上の変化に起因しており、為替レートの不利な変動（164百万ユーロ相当）によりその大部分が相殺された。
- ・ペルーにおける売上総利益が65百万ユーロ減少したこと。これは主に、クリバンバ及びマラニョンの水力発電プロジェクトの廃止に関連する損失30百万ユーロ並びにエレクトロペルーとの電力供給契約の条件を満たさなかったために充当された引当金37百万ユーロに起因する。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2016年	2015年 修正済	増減	
アルゼンチン	208	210	(2)	-1.0%
ブラジル	250	170	80	47.1%
チリ	610	778	(168)	-21.6%
コロンビア	801	813	(12)	-1.5%
ペルー	290	347	(57)	-16.4%
その他諸国	4	2	2	-
合計	2,163	2,320	(157)	-6.8%

2016年の**営業利益**は、減価償却費、償却費及び減損損失1,393百万ユーロ（2015年は986百万ユーロ）を含めて、前年と比べて157百万ユーロ減少し、合計2,163百万ユーロとなった。かかる変化は、減価償却費、償却費及び減損損失が406百万ユーロ増加したことに反映されており、基本的には以下に関連した。

- ・一定の法律上及び手続上の制約を一因としてプロジェクトの継続が不確実になったことにより、ネルトウメ川及びチョシュエンコ川の水資源の利用権に係る減損損失が合計311百万ユーロ計上されたこと。
- ・主にブラジル及びコロンビアにおいて、売掛金の評価減が95百万ユーロ増加したこと。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2016年	2015年 修正済	増減	
アルゼンチン	232	350	(118)	-33.7%
ブラジル	1,434	791	643	81.3%
チリ	878	1,018	(140)	-13.8%
コロンビア	266	540	(274)	-50.7%
ペルー	258	185	73	39.5%
その他諸国	1	53	(52)	-98.1%
合計	3,069	2,937	132	4.5%

資本支出は、前年比で132百万ユーロ増加し、3,069百万ユーロとなった。特に、2016年の資本支出は以下に関連した。

- ・ブラジルの配電ネットワークを改善する工事。
- ・チリのガス・アタカマ及びアルゼンチンの及びコスタネラの火力発電所。
- ・ペルーの配電ネットワークの拡張及び改善。

ヨーロッパ及び北アフリカ

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2016年	2015年 修正済	増減	
火力発電	42,993	45,024	(2,031)	-4.5%
原子力発電	7,523	14,081	(6,558)	-46.6%
水力発電	1,235	2,410	(1,175)	-48.8%
風力発電	1,715	1,798	(83)	-4.6%
その他の資源	147	188	(41)	-21.8%
合計	53,613	63,501	(9,888)	-15.6%
- うちロシア	41,062	42,090	(1,028)	-2.4%
- うちスロバキア	9,684	18,292	(8,608)	-47.1%
- うちベルギー	977	1,150	(173)	-15.0%
- うちその他諸国	1,890	1,969	(79)	-4.0%

2016年、純発電量は、2015年同期から9,888百万kWh減少し、53,613百万kWhとなった。

この変化は主に、2016年7月末以降のスロベンスケ・エレクトラーネの連結除外を主な要因としてスロバキアの原子力部門及び水力発電部門における発電量が減少したことに起因する。この要因に加えて、ネビノミスカヤ・コンバインドサイクル発電所における故障（967百万kWh減）及び石炭を燃料とする発電所の発電量の減少（641百万kWh減）に起因してロシアにおける発電量が減少したことも挙げることができ、その影響は、他の技術が一時利用不能となったことにより利用され石油及びガスを燃料とする従来型発電所の発電量の増加によって部分的にのみ相殺された。

火力発電総量への寄与率

(単位：百万kWh)

	2016年		2015年 修正済		増減	
天然ガス	25,000	46.7%	25,552	40.7%	(552)	-2.2%
石炭	20,483	38.2%	22,098	35.2%	(1,615)	-7.3%
核燃料	8,102	15.1%	15,146	24.1%	(7,044)	-46.5%
合計	53,585	100.0%	62,796	100.0%	(9,211)	-14.7%

2016年の火力発電総量は、9,211百万kWh減少して53,585百万kWhとなった。かかる変化は主に連結除外に伴うスロバキアの核燃料部門に関連しているが、その他の資源も減少を計上した。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2016年12月31日	2015年12月31日 修正済	増減	
火力発電所	8,944	9,950	(1,006)	-10.1%
原子力発電所	-	1,814	(1,814)	-100.0%
水力発電所	19	1,609	(1,590)	-98.8%
風力ファーム	741	741	-	-
その他	106	133	(27)	-
合計	9,810	14,247	(4,437)	-31.1%
- うちロシア	8,944	8,944	-	-
- うちスロバキア	-	4,032	(4,032)	-100.0%
- うちベルギー	-	406	(406)	-100.0%
- うちその他諸国	866	865	1	0.1%

2016年の純有効容量は、前年から4,434MW減少し、合計9,810MWとなった。2015年12月31日と比べたこの変化は、もっぱらスロベンスケ・エレクトラーネ及びマルチネル・エネルギーが2016年7月及び12月にそれぞれ売却されたことに伴い連結除外となったことに起因する。

配電及び送電ネットワーク

	2016年	2015年 修正済	増減	
期末現在の高圧送電線（キロメートル）	6,505	6,584	(79)	-1.2%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	35,015	35,043	(28)	-0.1%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	49,938	49,658	280	0.6%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	91,458	91,285	173	0.2%
エネルの配電ネットワークで送られた電力 （百万kWh）	14,890	14,582	308	2.1%

送電量（もっぱらルーマニアに集中した。）は、2016年、308百万kWhの増加（2.1%増）を計上し、14,582百万kWhから14,890百万kWhとなった。かかる増加は、主に新たな送電網の接続の結果であり、同国の電力網の発達を反映している。

電力販売

（単位：百万kWh）

	2016年	2015年 修正済	増減	
自由市場	7,471	10,407	(2,936)	-28.2%
規制市場	4,864	5,353	(489)	-9.1%
合計	12,335	15,760	(3,425)	-21.7%
- うちルーマニア	7,719	7,691	28	0.4%
- うちフランス	2,218	3,966	(1,748)	-44.1%
- うちスロバキア	2,398	4,103	(1,705)	-41.6%

2016年における電力販売は、3,425百万kWh減少し、15,760百万kWhから12,335百万kWhとなった。かかる減少は、以下に起因する。

- ・フランスにおける販売量が1,748百万kWh減少したこと。これは、2016年12月のエネル・フランスの売却を一因として同国において当グループにより採用された商業戦略の結果である。
- ・スロバキアにおける販売量が1,705百万kWh減少したこと。これはほぼ全て連結除外に関連している。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2016年	2015年 修正済	増減	
収益	3,798	4,990	(1,192)	-23.9%
売上総利益	762	1,451	(689)	-47.5%
営業利益	286	(569)	855	-
資本支出	265 ⁽¹⁾	249 ⁽²⁾	16	6.4%

(1) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての283百万ユーロを含まない。

(2) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての648百万ユーロを含まない。

以下の表は、2016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）

	2016年	2015年 修正済	増減	
ルーマニア	1,058	1,090	(32)	-2.9%
ロシア	985	1,062	(77)	-7.3%
スロバキア	1,360	2,401	(1,041)	-43.4%
その他諸国	395	437	(42)	-9.6%
合計	3,798	4,990	(1,192)	-23.9%

2016年の**収益**は、前年から1,192百万ユーロ減少（23.9%減）し、3,798百万ユーロとなった。かかる業績は、以下の要因に関連している。

- ・スロバキアにおける収益が1,041百万ユーロ減少したこと。これは2016年7月末の売却に伴う連結除外に起因する。
- ・ロシアにおける収益が77百万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（88百万ユーロ）に起因しており、発電量の減少と併せて、ユニット販売価格の上昇により部分的にのみ相殺された。
- ・ルーマニアにおける収益が32百万ユーロ減少したこと。かかる減少は基本的に、市場の進歩的な自由化に伴って小売市場における販売量が減少したことに起因しており、その影響は送電量及び新たな接続の増加により部分的にのみ相殺された。
- ・フランスにおける収益が124百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、ガスの販売量が増加したことに起因して主にベルギーにおける収益が増加したことにより、部分的にのみ相殺された。

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2016年	2015年 修正済	増減	
ルーマニア	339	364	(25)	-6.9%
ロシア	186	164	22	13.4%
スロバキア	191	871	(680)	-78.1%
その他諸国	46	52	(6)	-11.5%
合計	762	1,451	(689)	-47.5%

売上総利益は、2015年と比べて689百万ユーロ減少し、762百万ユーロとなった。かかる業績は主に以下に起因する。

- ・スロバキアにおける売上総利益が680百万ユーロ減少したこと。これは主に、独立した専門家による分析の完了、及び使用済み核燃料の処理に関してスロバキア政府が2015年7月に導入した新たな法令の考慮に基づき、2015年度第3四半期に、核燃料の廃棄のために550百万ユーロについて引当金の一部戻入れがなされたことに起因する。これに2016年7月末の連結除外の影響が加わった。
- ・ルーマニアにおける利益が25百万ユーロ減少したこと。かかる減少のほとんど全ては、送電の利益に起因する。
- ・ベルギーにおける売上総利益が減少したこと。これは、費用の増加及び発電量の減少の結果である。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2016年	2015年 修正済	増減	
ルーマニア	71	58	13	22.4%
ロシア	136	(839)	975	-
スロバキア	114	184	(70)	-38.0%
その他諸国	(35)	28	(63)	-
合計	286	(569)	855	-

2016年の**営業利益**は、855百万ユーロ増加し、合計286百万ユーロとなった。かかる業績は、減価償却費、償却費及び減損損失が1,544百万ユーロ減少したことを反映している。より具体的には、かかる変化は主に以下の結果である。

- ・主にスロベンスケ・エレクトラーネの連結除外に関連して、減価償却費及び償却費が86百万ユーロ減少したこと。
- ・CGUエネル・グリーン・パワー・ルーマニアに係る減損損失が増加したこと。
- ・IFRS第5号に従ってスロベンスケ・エレクトラーネの資産の価額を見積正味実現可能価額に調整するために2015年に減損損失574百万ユーロが計上されたこと（類似の減損損失19百万ユーロが2016年に計上された。）。
- ・市場及び規制景観が現在進行形で好ましくない状況であったために、エネル・ロシアが保有する発電資産について2015年に減損損失899百万ユーロが計上されたこと。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
ルーマニア	136	121	15	12.4%
ロシア	105	112	(7)	-6.2%
その他諸国	24	16	8	50.0%
合計	265⁽¹⁾	249⁽²⁾	16	6.4%

(1)「売却目的保有」に分類されるユニットについての283百万ユーロを含まない。

(2)「売却目的保有」に分類されるユニットについての648百万ユーロを含まない。

資本支出は、前年比で16百万ユーロ増加し、265百万ユーロとなった。

北米及び中米

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2016年	2015年 修正済	増減	
水力発電	2,837	3,456	(619)	-17.9%
地熱発電	362	396	(34)	-8.6%
風力発電	9,007	7,303	1,704	23.3%
その他の資源	62	54	8	14.8%
合計	12,268	11,209	1,059	9.4%
- うち米国及びカナダ	8,628	7,368	1,260	17.1%
- うちメキシコ	1,781	1,372	409	29.8%
- うちパナマ	1,367	1,661	(294)	-17.7%
- うちその他諸国	492	808	(316)	-39.1%

2016年、純発電量は、2015年から1,059百万kWh増加し、合計12,268百万kWhとなった。かかる増加は、主に、オクラホマ州のドリフト・サンド及びチショルム・ビュー、ノース・ダコタ州のリンダール並びにカンザス州のシマロン・ベンドのように多くの風力発電所が運転を開始したことに関連して、米国及びカナダにおける風力発電が増加したこと（1,260百万kWh増）に加え、メキシコのパロアルト及びビエントス・デル・アルティブラノにおける風力ファームの運転が開始したこと（409百万kWh増）に起因している。これは、当期中に利用可能水量が減少した結果としてパナマ（305百万kWh減）及びグアテマラ（210百万kWh減）の水力発電が減少したことにより、部分的に相殺された。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2016年12月31日	2015年12月31日 修正済	増減	
水力発電所	630	864	(234)	-27.1%
地熱発電所	-	72	(72)	-100.0%
風力ファーム	2,018	2,536	(518)	-20.4%
その他	144	41	103	-
合計	2,792	3,513	(721)	-20.5%
- うち米国及びカナダ	1,495	2,507	(1,012)	-40.4%
- うちメキシコ	728	499	229	45.9%
- うちパナマ	325	312	13	4.2%
- うちその他諸国	244	195	49	25.1%

2016年の純有効発電容量は、前年と比べて721MW減少し、合計2,792MWとなった。かかる減少は基本的に、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）の持分1%の売却に伴い多くの発電所が連結除外となったことに関連して、米国及びカナダの風力ファームにおける純有効発電容量が減少したこと（1,012MW減）に起因しており、上述のパロアルト（129MW増）及びビエントス・デル・アルティブラノ（100MW増）の風力ファームの運転が開始したことに伴いメキシコの純有効発電容量が増加したこと（229MW増）によって部分的に相殺された。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
収益	1,125	882	243	27.6%
売上総利益	833	575	258	44.9%
営業利益	565	338	227	67.2%
資本支出	1,832	720	1,112	-

以下の表は、2016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)

	2016年	2015年 修正済	増減	
米国及びカナダ	774	534	240	44.9%
メキシコ	125	95	30	31.6%
パナマ	143	172	(29)	-16.9%
その他諸国	83	81	2	2.5%
合計	1,125	882	243	27.6%

2016年の**収益**は、前年比で243百万ユーロ増加（27.6%増）し、1,125百万ユーロとなった。かかる業績は、以下の要因に関連している。

- ・米国及びカナダにおける収益が240百万ユーロ増加したこと。これは基本的に、とりわけオーロラ・ソーラーに関するタックス・パートナーシップの収益が108百万ユーロ増加したこと、ガバナンス構造の変更の結果としてEGPNA REPの支配権を喪失したことに伴い、同社に係る当グループ持分を公正価値で再測定したこと（95百万ユーロ）、シマロン及びリンダールの売却に関して合計35百万ユーロの利益が計上されたこと、並びにとりわけ風力発電所による発電量が増加したことにより収益が増加したことに起因する。
- ・メキシコにおける収益が30百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、上述の風力発電量の増加（12百万ユーロ）及びVAT還付手続の成果による収益の増加（14百万ユーロ）に関連している。
- ・パナマにおける収益が29百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、利用可能水量の減少の結果として電力販売からの収益が減少したことに起因する。

売上総利益

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
米国及びカナダ	587	351	236	67.2%
メキシコ	95	54	41	75.9%
パナマ	93	116	(23)	-19.8%
その他諸国	58	54	4	7.4%
合計	833	575	258	44.9%

2016年の**売上総利益**は、2015年と比べて258百万ユーロ増加（44.9%増）し、833百万ユーロとなった。この増加は、以下の要因による。

- ・米国及びカナダにおける利益が236百万ユーロ増加したこと。かかる増加は上述の収益の増加に起因しており、営業費用及び人件費の増加により部分的にのみ相殺された。
- ・メキシコにおける利益が41百万ユーロ増加したこと。これは、発電量の増加及びVAT還付からの収益によってもたらされた。
- ・パナマにおける利益が23百万ユーロ減少したこと。これは、収益が減少したこと、及び利用可能水量の減少による発電量の減少を補填するための電力購入費用が増加したことに起因する。

営業利益

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
米国及びカナダ	398	168	230	-
メキシコ	42	23	19	82.6%
パナマ	80	104	(24)	-23.1%
その他諸国	45	43	2	4.7%
合計	565	338	227	67.2%

2016年の営業利益は、主に新しい発電所の運転開始により基本的にメキシコ、アメリカ及びカナダにおける減価償却費、償却費及び減損損失が31百万ユーロ増加したことを反映して、227百万ユーロ増加し、565百万ユーロとなった。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
米国及びカナダ	1,466	289	1,177	-
メキシコ	248	286	(38)	-13.3%
パナマ	42	19	23	-
その他諸国	76	126	(50)	-39.7%
合計	1,832	720	1,112	0.0%

2016年の資本支出は、前年から1,112百万ユーロ増加し、合計1,832百万ユーロとなった。かかる増加は、とりわけシマロン・ベンド（255百万ユーロ）、シマロン・ベンド（179百万ユーロ）、オーロラ（231百万ユーロ）、チショルム・ビュー（82百万ユーロ）、ドリフト・サンド（76百万ユーロ）及びリンダール（189百万ユーロ）といった、米国及びカナダにおける風力ファームのための資本支出が増加したことに起因する。

サブサハラ・アフリカ及びアジア

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2016年	2015年 修正済	増減	
風力発電	401	48	353	-
その他の資源	129	18	111	-
合計	530	66	464	-
- うち南アフリカ	203	18	185	-
- うちインド	327	48	279	-

2016年の純発電量は、2015年と比べて464百万kWh増加し、合計530百万kWhとなった。かかる増加は主に、2015年9月末以降のインド企業の連結、並びに後述する南アフリカの多くの風力ファーム及び太陽光発電所の運転開始に起因する。

純有効発電容量

(単位：MW)				
	2016年12月31日	2015年12月31日 修正済	増減	
風力ファーム	335	172	163	94.8%
その他	323	10	313	-
合計	658	182	476	-
- うち南アフリカ	486	10	476	-
- うちインド	172	172	-	-

2016年の純有効発電容量は、前年と比べて476MW増加し、合計658MWとなった。かかる増加は、もっぱら、パレイシェウエル（82.5MW）及びトム・バーク（66MW）の太陽光発電所並びにノジョリ風力ファーム（88MW）の運転開始に起因する。

業績

(単位：百万ユーロ)				
	2016年	2015年 修正済	増減	
収益	29	18	11	61.1%
売上総利益	14	7	7	-
営業利益	(5)	4	(9)	-
資本支出	304	311	(7)	-2.3%

以下の表は、2016年の地理的地域別の業績を示している。

収益

(単位：百万ユーロ)				
	2016年	2015年 修正済	増減	
南アフリカ	12	15	(3)	-20.0%
インド	17	3	14	-
合計	29	18	11	61.1%

2016年の**収益**は、前年比で11百万ユーロ増加し、29百万ユーロとなった。かかる増加は主にインド企業に係る連結の時期が異なったことに起因する。

売上総利益

(単位：百万ユーロ)				
	2016年	2015年 修正済	増減	
南アフリカ	4	6	(2)	-33.3%
インド	10	1	9	-
その他諸国	-	-	-	-
合計	14	7	7	-

2016年の**売上総利益**は、2015年から7百万ユーロ増加し、14百万ユーロとなった。かかる変化は、上述したインド企業に係る連結時期の違い、並びに南アフリカの発電所の運転開始及び発電量の増加による影響を反映している。

営業利益

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
南アフリカ	(10)	4	(14)	-
インド	5	-	5	-
合計	(5)	4	(9)	-

2016年における5百万ユーロの**営業損失**は、9百万ユーロの業績悪化である。これは、南アフリカの発電所の運転開始及びそれに続く減価償却の開始に起因して、減価償却費、償却費及び減損損失が16百万ユーロ増加したことを反映している。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
南アフリカ	301	311	(10)	-3.2%
インド	3	-	3	-
合計	304	311	(7)	-2.3%

2016年の**資本支出**は、前年から7百万ユーロ減少し、304百万ユーロとなった。かかる数値は主に南アフリカの太陽光発電所に関連しており、その一方で、インドにおける新プロジェクトは未だ実行前の段階にある。

その他、部門間消去及び調整

業績

(単位：百万ユーロ)

	2016年	2015年 修正済	増減	
収益(消去後)	861	831	30	3.6%
売上総利益	(130)	(311)	181	-58.2%
営業利益	(241)	(469)	228	-48.6%
資本支出	52 ⁽¹⁾	52	-	-

(1)「売却目的保有」に分類されるユニットについての7百万ユーロを含まない。

2016年の消去後の**収益**は、前年から30百万ユーロ増加(3.6%増)し、861百万ユーロとなった。かかる変化は基本的に、再保険会社のコンポスティーリャ・アールイーの売却に伴い2016年度第1四半期に計上された利益(19百万ユーロ)に起因する。

2016年の**売上総利益**はマイナス130百万ユーロとなったが、これは前年の数値と比べて181百万ユーロの改善を示している。かかる傾向は、上述した利益、並びにフォルネロ法第4条に基づき自主退職インセンティブに関する新契約を労働組合との間で締結したこと及び電力割引の廃止に伴い当該割引の恩恵を受けてきたかつての従業員に対して支払われた一時金の計上に伴って2015年に計上された人件費の増加を反映しており、この目的のために引き当てられた引当金の戻入れによって部分的に相殺された。もうひとつの要因は、SAPE争議に係る引当金80百万ユーロの戻入れであった。

2016年における241百万ユーロの**営業損失**は、前年と比べて228百万ユーロ改善している。これは、主にプロジェクト実行に当たっての多くの困難及び世界的燃料市場における価格状況の変動に伴い、アップストリーム・ガス開発資産に対する価値調整の異なる貢献(2015年の122百万ユーロと比べて2016年は55百万ユーロ)に関連して、減価償却費、償却費及び減損損失が47百万ユーロ減少したことを反映したものである。

資本支出

2016年の資本支出は52百万ユーロとなった。

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2015年及び2016年の業績の概要を示している。

	(単位：百万ユーロ)		
	2016年	2015年	増減
収益			
サービスからの収益	197	237	(40)
その他の収益及び利益	10	8	2
合計	207	245	(38)
費用			
消耗部品	1	1	-
サービス、リース及びレンタル費	152	199	(47)
人件費	166	176	(10)
その他の営業費用	17	24	(7)
合計	336	400	(64)
売上総利益	(129)	(155)	26
減価償却費、償却費及び減損損失	448	327	121
営業利益	(577)	(482)	(95)
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	2,882	2,024	858
財務利益	3,343	3,535	(192)
財務費用	4,106	4,267	(161)
合計	2,119	1,292	827
法人税控除前利益	1,542	810	732
法人税	(178)	(201)	23
当期純利益	1,720	1,011	709

サービスからの収益は197百万ユーロ（2015年は237百万ユーロ）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40百万ユーロの減少は、当グループにより採用された新たな組織構造（通信活動の一部が親会社から各国に移転したことを含む。）の結果として通信活動に関連する費用の自動請求が減少したことによる複合的影響に起因しており、当グループの多くの外国会社に係る管理手数料及び技術手数料からの収益が増加したことによって部分的にのみ相殺された。

その他の収益及び利益は、前年と比べて2百万ユーロ増加し、10百万ユーロとなった。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から構成されている。

2016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。同項目は、第三者たる供給者からの消耗部品の購入に係る費用を反映している。

サービス、リース及びレンタル費は、2016年に152百万ユーロ（2015年は199百万ユーロ）となり、このうち第三者からの請求は75百万ユーロ、当グループ会社からの請求は77百万ユーロであった。前者は主に、通信費用、技術的及び専門的サービスに加え、戦略、経営及び組織再編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・エスアルエルから受領した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。

2015年と比べた当該費用の減少は47百万ユーロであり、基本的に、広告、販促活動及び印刷に係る費用が減少したこと、並びに通信活動の一部が親会社から各国へ移転したことを含め、当グループの新たな組織構造の結果としてイベント組織費用が減少したことに起因する。

2016年の**人件費**は、前年と比べて10百万ユーロ減少し、合計166百万ユーロとなった。かかる変化は、主に、2015年と比べて従業員の早期退職に関する新契約への参加がなくなったことに関連して費用が減少したこと（36百万ユーロ）に起因する。かかる改善は、かつての従業員に対する給付金の一方的な廃止に伴い電力割引に係る引当金の戻入れがなされたこと（10百万ユーロ）、並びにもっぱら従業員数の拡大に関連して賃金・給与及び関連する社会保障費が全体で16百万ユーロ増加したことによって、部分的に相殺された。

2016年の**その他の営業費用**は、2015年と比べて7百万ユーロ減少し、17百万ユーロとなった。かかる減少は主に、当期中に支払われた協会費が減少したこと、並びに社内及び外部の法律顧問から提供された情報に基づいて行われる、過年度に発生した地位に係る訴訟のための引当金の見積額を更新したことによる結果である。

売上総利益は、マイナス129百万ユーロとなり、前年と比べて26百万ユーロ改善した。これは主に営業費用、とりわけサービスに係る費用及び人件費の減少に起因しており、グループ会社に提供されたサービスからの収益が減少したことによって部分的に相殺された。

減価償却費、償却費及び減損損失は、2016年に448百万ユーロとなった。これは基本的に、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーに係る持分の評価減（474百万ユーロ）及びエネル・トレード・エスピーエーに係る持分の戻入れ（42百万ユーロ）を反映しており、2015年と比べて121百万ユーロ増加した。かかる変化は、基本的に減損損失の価値の変化に起因しており、2015年においてはエネル・トレード・エスピーエー（250百万ユーロ）及びエネル・インジェグネリア・エ・リチェルカ・エスピーエー（65百万ユーロ）に対する投資を反映していた。

営業成績は、2015年と比べて95百万ユーロ悪化し、577百万ユーロの損失を示した。

株式投資からの利益は、2,882百万ユーロとなった（2015年は2,024百万ユーロ）。同項目は、2016年に承認された、子会社及び関連会社からの配当金2,876百万ユーロ並びにその他の会社からの配当金6百万ユーロに関するものであり、前年から858百万ユーロの増加を示した。

純財務費用は763百万ユーロとなった。これは金融負債の利息費用（926百万ユーロ）を反映しており、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収益（合計150百万ユーロ）によって部分的に相殺された。

純財務費用の前年からの増加分は31百万ユーロであったが、かかる増加は、基本的に、金融デリバティブ取引における正味マイナスの変動（674百万ユーロ）の結果であり、為替差額における正味プラスの変動（628百万ユーロ）によって部分的に相殺された。

法人税は、178百万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・エスピーエーの持分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。2015年（未収税は201百万ユーロ）と比べて、23百万ユーロの減少は、基本的に経常外項目に起因している。

当期純利益は、前年の1,011百万ユーロに対し、1,720百万ユーロとなった。

財務状況の分析

(単位：百万ユーロ)			
	2016年 12月31日	2015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	27	21	6
- 株式投資	42,793	38,984	3,809
- その他の純固定資産/(負債)	(440)	71	(511)
合計	42,380	39,076	3,304
純流動資産			
- 売掛金	255	283	(28)
- その他の純流動資産/(負債)	(1,500)	(627)	(873)
- 買掛金	(150)	(164)	14
合計	(1,395)	(508)	(887)
総投下資本	40,985	38,568	2,417
引当金			
- 退職金及びその他の従業員給付	(286)	(291)	5
- リスク及び費用に対する引当金並びに純繰延税金	56	28	28
合計	(230)	(263)	33
純投下資本	40,755	38,305	2,450
株主持分	26,916	24,880	2,036
純金融負債	13,839	13,425	414

純固定資産は、3,304百万ユーロ増加し、42,380百万ユーロとなった。これは主に以下に起因する。

- ・ 子会社及びジョイント・ベンチャーへの投資が3,809百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーからエネル・エスピーエーへの非比例的で部分的な会社分割、エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィーからエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーへの資産及び負債の分割、エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィーのエネル・グリーン・パワー・エスピーエーへの国境を越えた吸収合併、並びにオープン・ファイバー・エスピーエーの資本再構成及びその後の同社への出資（2016年12月31日時点において、同社はエネル・エスピーエー及びCDPエクイティ・エスピーエーの共同支配下にあった。）を反映している。もうひとつの要因は、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー及びエネル・トレード・エスピーエーへの投資の価値調整であった。
- ・ 「その他の純固定資産/(負債)」が511百万ユーロ変化したこと。同項目は、2016年12月31日時点で440百万ユーロの純負債を示した（2015年12月31日時点のその他の純固定資産は71百万ユーロ）。かかる推移は、基本的に、固定デリバティブ負債の価値の上昇（366百万ユーロ）及び固定デリバティブ資産の価値の下落（121百万ユーロ）に起因する。

純流動資産は、2015年12月31日から887百万ユーロ増加し、マイナス1,395百万ユーロとなった。この変化は、以下に起因する。

- ・ 「その他の純流動負債」が873百万ユーロ増加したこと。これは主に、2016年11月10日に取締役会により承認され、2017年1月25日以降に支払われる、2016年利益の中間配当に係る株主に対する支払債務（915百万ユーロ）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28百万ユーロ減少したこと。
- ・ 買掛金が14百万ユーロ減少したこと。

2016年12月31日時点の**純投下資本**は、40,755百万ユーロとなった。これは、株主持分26,916百万ユーロ及び純金融負債13,839百万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2,036百万ユーロ増加し、2016年12月31日時点で26,916百万ユーロとなった。より具体的には、かかる変化は、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーからエネル・エスピーエーへの非比例的で部分的な会社分割（これにより株式資本及び資本剰余金がそれぞれ764百万ユーロ及び2,204百万ユーロ増加した。）、2015年の配当金（合計1,627百万ユーロ）及び2016年の中間配当金（915百万ユーロ）の分配、並びに2016年の純利益の計上（1,610百万ユーロ）に起因する。

純金融負債は2016年末時点で13,839百万ユーロとなり、負債／資本の比率は51.4%（2015年末時点では53.9%）であった。

財務構造の分析

純金融負債及び期間中の変化は、以下の表のとおりである。

(単位：百万ユーロ)			
	2016年 12月31日	2015年 12月31日	増減
長期債務			
- 銀行借入れ	50	-	50
- 社債	12,414	14,503	(2,089)
- 引受債務及び子会社からの借入れ	1,200	-	1,200
長期債務	13,664	14,503	(839)
- 第三者からの金融債権	(5)	(5)	-
- 引受債務及び子会社への貸付け	(27)	(72)	45
純長期債務	13,632	14,426	(794)
短期債務 / (流動性資産)			
- 長期借入れの短期部分	973	3,062	(2,089)
- 短期銀行借入れ	810	2	808
- 現金担保の受入れ	1,107	1,669	(562)
短期債務	2,890	4,733	(1,843)
- 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	(45)	(46)	1
- その他短期金融債権	(6)	(8)	2
- 現金担保の差出し	(1,012)	(86)	(926)
- グループ会社との純短期財務状況	1,419	331	1,088
- 現金及び現金同等物並びに短期担保	(3,038)	(5,925)	2,887
純短期負債 / (流動性資産)	207	(1,001)	1,208
純金融負債	13,839	13,425	414

2016年12月31日時点の純金融負債は、414百万ユーロ増加して13,839百万ユーロとなった。これは、純短期ポジションが悪化（1,208百万ユーロ）した結果であり、純長期金融債務の減少（794百万ユーロ）により部分的に相殺された。

債務状況に影響をもたらした2016年の主な取引の概要は、以下のとおりである。

- ・ 一般投資家向けの汎欧州社債発行の一環として2010年に発行され、2016年2月26日に満期を迎えた2つの社債に係る3,000百万ユーロの償還（うち2,000百万ユーロは固定利率、うち1,000百万ユーロは変動利率）。
- ・ 2016年1月14日に発行され、2016年1月20日に完了した非拘束の任意募集。これはエネルにより発行された社債の現金750百万ユーロでの買戻しに関するものであり、償還期限の積極的な管理及び資金調達の費用を通じて当社の債務構造を最適化するためになされた。
- ・ イナ（INA）及びアニア（ANIA）債の4つのトランシェに係る64百万ユーロの返済。
- ・ エネル・グリーン・パワー・エスピーエーからエネル・エスピーエーへの非比例的で部分的な会社分割の一環として、1,200百万ユーロの譲渡。これは、当初は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・ビーヴィーに対してなされ、その後にエネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィーからエネル・フランス・インターナショナル・エヌヴィーへの資産及び負債の分割に対して後者の観点でなされた長期固定金利借入れに関するものである。
- ・ 500百万ユーロを上限とするユニクレジット・エスピーエーとの融資契約。かかる融資は、2017年3月15日まで3つのトランシェにおいて引出可能であり、2020年7月15日を返済期限とする。2016年12月31日の時点で50百万ユーロが引き出されている。

現金及び現金同等物は、2015年12月31日から2,887百万ユーロ減少して3,038百万ユーロとなった。これは主に、上記の社債の償還及び買戻し並びにエネル・エスピーエーにより実行される通常の中央金庫機能に起因する。

キャッシュ・フロー

	(単位：百万ユーロ)		
	2016年	2015年	増減
期首における現金及び現金同等物	5,925	6,972	(1,047)
営業活動によるキャッシュ・フロー	2,511	1,062	1,449
投資／資本回収活動によるキャッシュ・フロー	(409)	(560)	151
財務活動によるキャッシュ・フロー	(4,989)	(1,549)	(3,440)
期末における現金及び現金同等物	3,038	5,925	(2,887)

財務活動によるキャッシュ・フローは、マイナス4,989百万ユーロとなった（2015年はマイナス1,549百万ユーロ）。これは基本的に、社債の償還及び自己社債の買戻しに係る3,848百万ユーロ並びに2015年の配当金支払に係る合計1,627百万ユーロによって生み出された。

投資活動によるキャッシュ・フローは、マイナス409百万ユーロとなった（2015年はマイナス560百万ユーロ）。これには、オープン・ファイバー・エスピーエーの再資本化、同社に対する資本拠出及び同社への投資に係る取引費用の資本化に関連する360百万ユーロ、並びに、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーからエネル・エスピーエーへの非比例的で部分的な分割を承認しなかったエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの株主に対して付与された離脱権及び売却権のエネル・エスピーエーによる取得（26百万ユーロ）が含まれている。

2016年、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流動性資産（2015年が1,062百万ユーロであったのに対し、2,511百万ユーロ）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（2,882百万ユーロ）、並びに2016年12月31日の時点で結果的に3,038百万ユーロとなった（年当初には5,925百万ユーロであった。）現金及び現金同等物の利用を反映している。

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 - 7 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】

2016年12月31日現在、当グループは、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成る、1,032の再生可能エネルギー発電所及び366の熱電施設を保有している。当グループは、配電ネットワークを所有しており、このネットワークは2016年12月31日現在で合計1,875,107キロメートルの電圧線（そのほとんどが中電圧線及び低電圧線であり、イタリア、スペイン及びルーマニアに所在している。）から構成される。2016年12月31日現在、当グループは、純簿価約124百万ユーロの不動産を主にイタリアに所有しており、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】

【株式の総数】

(2017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。

【発行済株式】

(2017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】

(2017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、イタリア政府の組織以外は、いかなる者もエネルの株式資本の3%超を保有することができない。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。

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）	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	513,824,004株	5.054%
中国人民銀行	北京市 C/O セイフ 4/F ピンガンビルディング 23 ジンロン	173,191,230株	1.704%
パープル・プロテクティッド・アセット	ルクセンブルク、ジャン・ピエール・ブラスール通り 22	128,000,000株	1.259%
ノルウェー政府	オスロ、バンクブラッセン 2、私書箱 1179 セントラム	118,978,235株	1.170%
サンタ・ルチア・インベストメンツ・リミテッド	シレマ（マルタ）、レベル 7、7 ハイ・ビルディング・ビザーツァ	103,450,000株	1.018%

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いて該当する各年度につき非連結ベースで、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から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)
2014年度	1,222	0.13
2015年度	1,316	0.14
2016年度	1,627	0.16

2017年5月4日に開催された定時株主総会において、エネルの株主は、2016年12月31日に終了した事業年度について総額約1,830百万ユーロ（普通株式1株当たり0.18ユーロ）の配当（うち1株当たり0.09ユーロ、総額で915百万ユーロは、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0.09ユーロの配当は、2017年1月24日の営業終了時現在の登録株主に対して2017年1月25日付けで支払われた。普通株式1株当たり0.09ユーロの配当は、2017年7月25日の営業終了時現在の登録株主に対して2017年7月26日付けで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として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は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・ティート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。

新配当方針

短期の確実性及び中期の潜在的な大幅上昇を定める新たな配当方針が、2015年度から2019年度の期間について導入された。2015年度については配当性向が50%に増加し、2018年に65%の配当性向に到達するよう毎年5%ずつ引き上げられる予定である。2015年度又は2016年度のいずれかの正味経常利益が当グループのガイダンスを下回る場合には、2015年度及び2016年度のそれぞれにおいて、1株当たり0.16ユーロ及び0.18ユーロの最低DPS（1株当たり配当）が支払われる。

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・アツツィオナリー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年間の事業年度別最高・最低株価

(単位：ユーロ)

決算年月	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年
最 高	3.308 (412.31円)	3.384 (421.78円)	4.460 (555.89円)	4.464 (556.39円)	4.19 (522.24円)
最 低	2.034 (253.52円)	2.304 (287.17円)	3.134 (390.62円)	3.442 (429.01円)	3.40 (423.78円)

(2) 当該事業年度中最近6月間の月別最高・最低株価

(単位：ユーロ)

月別	2016年7月	2016年8月	2016年9月	2016年10月	2016年11月	2016年12月
最 高	4.12 (513.52円)	4.11 (512.27円)	4.13 (514.76円)	3.95 (492.33円)	3.92 (488.59円)	4.19 (522.24円)
最 低	3.86 (481.11円)	3.89 (484.85円)	3.88 (483.60円)	3.74 (466.15円)	3.61 (449.95円)	3.74 (466.15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日現在の財務書類を承認した時点で満了する。）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、2017年5月31日現在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）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）、アンプリフォン（Amplifon）及びCIRの取締役並びにボッコーニ大学及びイタリア国立21世紀美術館（MAXXI）ファンデーションの理事を務めている。また、アソニム（Assonime）の運営委員会委員も務めている。	なし
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・スタラッチェ氏（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・マネージャーに就任している。 2000年にエネルグループに入社し、ビジネス・パワーの責任者（2002年7月から2005年10月）、市場部門の業務執行取締役（2005年11月から2008年9月）を含めて、いくつかの最上位役員職を務めた。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、当該会社に係る新規株式公開を主導し、ミラノ及びマドリードの証券取引市場において時価総額80億ユーロの株式を発行した。 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）、その後に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）で働いた。 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確かな国際経験を有する。 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、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に指名され、同年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）の共同議長となった。 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。 彼はミラノのポリテクニク大学の原子力工学部を卒業した。妻と2人の息子を持つ。熱心なサイクリストでサッカークラブチームASローマのサポーターであり、また、詩を趣味としている。	313,320(1)

(1) このうち119,620株は彼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・ピアンチ氏（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。かかる分野において、初めはアルベルト・プレディエリ（Alberto Predieri）教授の法律事務所実務を開始し（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、ピアンチ・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、リグレスタ（Ligresta）（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役を務めている。2016年3月よりフィレンツェのカッサ・ディ・リスパルミオ・ファンデーシオン（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）	<p>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）高等国際関係論大学院の修士号を取得した。</p> <p>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、金融安定化フォーラム（Financial Stability Forum）の会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。</p> <p>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エンソン・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。</p> <p>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、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。</p> <p>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・ゼネラル保険会社（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。</p> <p>2017年5月より、エネルの取締役を務めている。</p>	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)、そして大学理事会のメンバー(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・エネルギア (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・マリネ (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) の会社であるダボロニア (D'Appolonia) (2011年より) で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、コミュン・ディ・ジェノヴァ (Comune 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)
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年にアルピソラ・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) 大学の法律学部を卒業し、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) にて通貨市場の首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の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 (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。) となり、競争産業政策について産業省の顧問 (1986年から1990年) も務めた (イタリアで最初の反トラスト法に携わった。)。当該期間において、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) の第一秘書役 (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年より2014年まで、ジアンニ・オリゴニ・グリッポ・キャプリー & 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月より同事務所のオブ・カウンセルである。現在はバンカプリア (Bancapulia) の取締役会長 (2016年9月より) 及び親会社であるヴェネトバンカ (Veneto Banca) の取締役 (2016年8月より) 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

(2) このうち392株は本人により、そして392株は彼女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（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月に弁護士となつた。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。その後、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、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。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月よりASTMの社外取締役及び報酬委員会の委員を務めている。2016年6月より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
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て優秀な成績で卒業した後、炭化水素の「エンリコ・マッティ（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。その後、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（Snampromgetti）の理事長代理を務め、2002年にはアギベトロリ（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・ SHIPPING（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）において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。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役員である3名の正規の法定監査役（2016年5月26日開催の株主総会において任命され、任期は3年間とし、2018年12月31日現在の財務書類を承認した時点で満了する。）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、2017年5月31日現在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 資家により提 示された候補 者名簿におい て指名）	セルジオ・デュカ氏 (1947年3月29日生)	ミラノの「ボッコーニ」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。資格を有する公認会計士であり、英国の貿易産業省公認の監査役も務めている。ブライスウォーターハウスクーパースのネットワークを通じて、フィアット、テレコムイタリア及びサンパオロIMI (Sanpaolo IMI) を含むイタリアの有力上場企業の外部監査役として幅広い経験を積んだ。1997年よりブライスウォーターハウスクーパース・エスピーエーの会長に就任し、2007年7月に定款に規定された年齢制限に達したため、同職及び当該会社の株主たる地位を退いた。とりわけ、エジソン・ファンデーション (Edison Foundation) の諮問委員会及びボッコーニ大学の開発委員会の委員、ボッコーニ・アルミニ・アソシエーションの監査役会会長及びANDAF (イタリア最高財務責任者協会) の監査役を務めた後、2016年1月までエクソール (Exor)、2015年4月までジーテック (GTech) の法定監査役会会長（その後、正規監査役）を務め、コンパニア・ディ・サンパオロ (Compagnia di San Paolo) 及びシルヴィオ・トロンチェッティ・プロヴェラ・ファンデーション (Silvio Tronchetti Provera Foundation) の監査役会会長を務めるとともに、トゼッティ・バリユーSIM (Tosetti Value SIM) の法定監査役会会長を務めた。2016年10月までオリゾンテSGR (Orizzonte SGR) の取締役会会長を務め、アウトストラデ・ミラノ-トリノ (Autostrade Milano-Torino) 及びセラ・ジェスティオーネSGR (Sella Gestione SGR) の社外取締役も務めた。イタリアの非業務執行取締役の協会であるネッド・コミュニティ (Ned Community) のメンバーであり、現在は、有力なイタリアや海外の企業、組合、財団の取締役会や法定監査役会において要職を担っている。コンパニア・ディ・サンパオロ (Compagnia di San Paolo) の学校のための財団及びISPI (国際政治研究機関 (Institute for the Study of International Politics)) の監査役会会長を務め、また、フェラーリ (Ferrari) の取締役、監査委員会の委員長及び財務専門家、ベーシック・ネット (Basic Net) の監査役並びにインテサ・サンパオロ・ファンデーション (Intesa San Paolo Foundation) の監査役を務めている。2010年4月より、エネルの法定監査役会会長を務めている。	なし

役名 及び職名	氏 名 (生年月日)	略 歴	所有 株式数
正規法定監査 役（MEFによ り提示された 候補者名簿に おいて指名）	ロベルト・マツェイ 氏（1962年8月16日 生）	<p>1962年にラメツィア・テルメ（Lamezia Terme）に生まれ、1986年にミラノの「ボッコーニ（Bocconi）」大学で経営学の学位を取得して卒業した。同大学で学術活動を続け、1988年から2006年にかけてボッコーニ経営大学院でコーポレート・ファイナンス及びプロジェクト・ファイナンスの学部教授を務め、次いで正教授に就任した。ミラノのカトリック大学では研究員であったが、現在は、サッサリ大学のコーポレート・ファイナンスの准教授である。コーポレート・ファイナンスの分野において科学記事を執筆しているが、1999年以降は公認会計士でもあり、かかる職務の一環としてとりわけ企業価値、無形資産、減損についてアドバイスを提供している。90年代には、東欧の特定の国々での財政再建策に関する世界銀行及び欧州復興開発銀行のためのコンサルティング・プロジェクトを手掛けた。1995年、メドインベスト（Medinvest）の設立パートナーの1人となり、同社はその後の数年間、上場企業も関与する複数の関連特殊金融取引について金融アドバイスを提供した。2000年に開始したメドインベストの事業は、マツェイ教授が現在も株主兼経営者を務めるメドインベスト・インターナショナル（Medinvest International）と提携し、「マーチャント・バンキング」の分野においても成長した。2009年末、メドインベストの金融アドバイス事業はセントロバンカ（Centrobanca）に譲渡された。</p> <p>さらに、2004年から2007年にかけては、ピレリ・リ（Pirelli Re）及びリーマン（Lehman）とともに、不動産ファンドであるディオミラ（Diomira）の設立及び続くエンパム（ENPAM）及びUBI銀行（UBI Banca）の不動産ポートフォリオの買収を監視した。2010年から2014年には、イタリア有数のベンチャー・キャピタルの1つであるプリンシピア・エス・ジー・アール（Principia SGR）のパートナー兼会長を務め、2015年初頭に退任した。これまでも現在も、民間団体又は公益団体に属する重要会社や上場会社の取締役会及び監査役会において複数の役職を歴任してきた。とりわけ、スナム（Snam）（2006年から2012年まで）及びエニ・パワー（Eni Power）（2006年から2009年まで）の監査役に加えて、国立印刷造幣局（Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato）の理事会会長（2009年から2011年まで）、アレーニア・アエロナウティカ（Alenia Aeronautica）の取締役（2003年から2012年まで）、バンザイ（Banzai）の創業株主兼取締役（2006年から2009年まで）、アンサルド・ブレダ（Ansaldo Breda）の取締役（2012年から2013年まで）を務めた。現在は、（イタリア証券取引所のMTAにおける上場企業である）ピアンカマーノ（Biancamano）の監査役会会長に加え、GWMキャピタル・マネジメント（GWM Capital Management）の取締役会会長、（AIMイタリア市場の上場企業である）ブリッジ・マネジメント（Bridge Management）及びケー・アイ・グループ（Ki Group）の取締役、フィナンツィアリア・トスインベスト（Finanziaria Tosinvest）、アイ・エム・スリー・ディー（Im3D）（医療画像診断のベンチャー技術）の取締役を務めている。2016年5月より、エネルの正統法定監査役を務めている。</p>	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）	1973年にピアセンツァで生まれ、法学部卒業後、弁護士となり、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）公証人事務所のオブ・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、上場会社のコーポレート・ガバナンス、具体的にはコントロールのあり方、ジェンダーの多様性及び承継プランを専門としている。ネッド・コミュニティ（Ned Community）（イタリアの非業務執行取締役の協会）及びPWA（女性専門職協会）の協会員である。ジェンダー割当についての法律第120/2011号の最初の適用により、2013年から2015年まで機会平等省の顧問を務めた。会社法及び銀行法の分野で、特にコーポレート・ガバナンス及びコントロールシステムに関する問題について、いくつかの会議のパネリストを務めたことがあり、今でも務めている。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）、エスペリア・バンク（Esperia Bank）、コンパス・バンク（Compass Bank）、エヌティーヴィ（ヌオヴォ・トラスポルト・ヴィアジアトリ）（NTV - Nuovo Trasporto Viaggiatori）、エムビーファクタ（MB Fatta）の取締役である（また、その多くの場合、同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。）。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】

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コーポレート・ガバナンス・コード⁽³⁾（以下「コーポレート・ガバナンス・コード」という。）に記載された原則に従っている。

（3）かかる規約の各版は、イタリア証券取引所（ボルサ・イタリアーナ）のホームページ（<http://www.borsaitaliana.it>）で閲覧可能である。

前述のコーポレート・ガバナンスの構造は、この点に関する証券取引委員会（CONSOB）の勧告、また、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、及びかかる活動の上で関係する全ての利害を十分に検討するという当然の必要性を考慮に入れて、株主のための中長期的な価値の創造を本質的に目的とする。

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を含む。

- ・当社の経営について責任を負う取締役会
- ・（ ）当社が、法律及び定款、並びに当社の業務を実施する上で適切な経営原則を遵守すること、（ ）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、（ ）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（ ）コーポレート・ガバナンス・コードにより規定されるコーポレート・ガバナンスの規則がどのように実際に実施されているか、を監視することにつき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）-（ ）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、（ ）財務書類の承認及び純利益の配分、（ ）自己株式の買入れ及び売却、（ ）株式型報酬制度、（ ）当社定款の変更、そして（ ）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記載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両方における議決権付の普通株式のみからなる。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ユーロの同数の普通株式から成り、これら株式はボルサ・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に対して行われた報告及び当社によって受け取られた報告並びにその他当社が入手できた情報に基づき、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	23.585%
ブラックロック	5.054%

当社の知る限り、エネルの株式に関し、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に十分な議決権を有する経済財務省の事実上の統制に服する。ただし、当社は法人に付与さ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。この点は、企業の運営及び調整についてのイタリアの民法上の規定はイタリア政府に適用されないことを明確にした法令第78/2009号（その後、法律第102/2009号に移行された。）第19条第6項の規定により確認される。

3.3 株式の所有制限及び議決権制限

民営化に関する法的枠組みの規定を充足するため、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、直接的であるか間接的であるかを問わず、エネルの株式資本の3%超に相当する株式を保有してはならないと規定している。

上述の3%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、株式の所有制限に係る各当事者が権利を有していた議決権は、関連株主からの事前の共同指示がない限り比例して削減される。本規定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した場合には、裁判所で株主総会決議について異議申立てが行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、取締役の選任及び解任に係る決議に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、買収者が保有することとなる株式公開買付けの結果、3%の制限を超過する場合、株式の所有制限及び議決権制限に係る定款の規定は無効となる。

エネル株式の譲渡に関して、会社又はその他担保権者の事前の承認を得ることが必要であるといった制限はない。

3.4 イタリア政府の特別権限

2014年3月25日付けイタリア共和国大統領令第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移行された。）に規定される。）は、エネル及びそのグループ会社は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所有していないため、エネルに適用されない。

そして2014年に、当社の定款第6.2条に規定された条項は効力が停止され（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の上で、経済財務大臣に、民営化に関する法的枠組みに基づき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

統一財務法は、従業員である株主の委任状による議決権の行使の簡素化を目的とした規定が上場会社の定款に定められることで、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を推奨している。

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（適用ある法律に基づき課せられた要件を遵守する株主の団体と関連する者）からの委任状の回収を簡素化するため、法定代理人と随時合意された条件及び方法に従い、かかる者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.D.I.G.E.）と呼ばれる従業員株主団体（エネルグループの従業員株主団体であるアソチアツィオーネ・アツィオニスティ・ディペンデンティ・グループ・エネル（Associazione Azionisti Dipendenti Gruppo Enel））の設立の通知を受けた。この従業員株主団体は、統一財務法に規定された要件を満たしており、上記の定款の規定に従う。

3.6 取締役の任命及び交替、並びに定款の変更

取締役の任命及び交替を規制する規則は、「コーポレート・ガバナンス・コード提言の実行及び追加情報」「取締役会」「任命及び交替」で検討される。

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。

ただし、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額
- ・定款を適用ある法律の規定と一致させること
- ・イタリア国内における別の場所への本店の移転

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

2016年における取締役会は、2014年5月22日付け株主総会（その後、2015年5月28日付け株主総会にて統合された。）において選任された以下の取締役から構成された。

- ・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
- ・アレッシンドロ・バンチ
- ・アルベルト・ピアンチ
- ・パオラ・ジルディニオ
- ・サルヴァトーレ・マンキュソ
- ・アルベルト・ペラ
- ・アンナ・チアラ・スヴェルト

上記取締役会は、2016年の年次財務書類の承認時に任期が満了した。2016年5月4日付けで開催された株主総会は、以下のメンバーから構成される新たな取締役会を任命した。

- ・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・ピアンチ
- ・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・ピアンチ、パオラ・ジルディニオ及びアルベルト・ペラは、経済財務省（当社株式資本23.585%を保有）により提示された候補者名簿において指名され、株主総会において過半数の議決権により投票され（当社の議決権付株式資本の約49.98%であった。）、一方、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（合計で当社株式資本の1.879%を保有）により提示された候補者名簿において指名され、株主総会において少数の議決権により投票された（当社の議決権付株式資本の約49.43%）。

現在の取締役会の任期は、2019年度の年次財務書類を承認した時点で満了する。

上記当社取締役の経歴の概要は上記に記載されている。

1.2 任命及び交替

当社の定款の規定に従って、取締役会は3名から9名の取締役から構成され、定時株主総会により3事業年度を超えない任期で任期満了する（かかる制限に従ってその人数が決定される。）が、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従い、全ての取締役は、上場会社の法定監査役及び金融仲介機関に持分を有するエンティティの会社代表者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。この点に関して、イタリア民法第2367条に従って経済財務省からの要求後、2014年5月22日付けの株主総会は、取締役に対してより厳格な誠実性要件（並びに役職の不適任及び欠格の関係理由）を定款に追加することに関する定款変更の提案を承認した。かかる要件は、2015年5月28日付けの株主総会によりさらに修正された。

民営化を規制する法的枠組みを遵守し、かつ統一財務法のその後の改正に従って、定款は、少数株主により任命された取締役が、選任される取締役の合計10分の3に相当することを確保するよう、取締役会全体の任命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、近い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。その規定に従い、議決権の過半数を取得した候補者名簿は、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）から指名されるものとする。

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ない、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、2012年8月12日の後の取締役会の最初の3回の更新において、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、異なる性別の候補者を含むものとする。取締役会の任命手順に関して、当社の定款は、投票後に適用ある法的枠組みに基づき要求されるジェンダー・バランスが達成されていない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。）につき規定している。

候補者名簿は、候補者を順番に掲載しなければならない、任期満了となる取締役会又は個人であれ他の株主と合同であれ規則でCONSOBによって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り提出されることができる（エネルの時価総額を考慮すると、本書提出日現在の必要とされる最低割合は株式資本の少なくとも0.5%である。）。候補者名簿は、かかる名簿を提出する者により、取締役の任命決議のために招集される株主総会の予定日の少なくとも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、取締役会の任命についての透明なプロセスを保証するため、株主総会の少なくとも21日前までにエネルの本店において閲覧に供される。

法律及び/又はコーポレート・ガバナンス・コードの適用ある規定に基づき独立性が認められるか否かに関する記載が添付された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、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ない、また速やかに当社のウェブサイト（www.enel.com）上で開示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%をいう。）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任されていない取締役の任命について、株主総会は、いかなる場合においても以下を具備して、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す取締役を必要な人数確保する（つまり、取締役が7名以下の場合は少なくとも1名の独立取締役、取締役が7名を超える場合には2名の独立取締役を必要とする。）。
- ・ジェンダー・バランスに係る適用ある法律を遵守する。
- ・取締役会が、少数株主を比例的に代表していることを原則とする。

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を含む候補者名簿から選ばれていた場合、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上の者を順番に指名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る独立性要件を満たす取締役を必要人数だけ確保しなければならず、また、ジェンダー・バランスに係る適用ある法律を遵守しなければならない。
- ・ 株主総会により任命された取締役の過半数が退任する場合は、取締役会全体が辞任するとみなされ、在任する取締役は新たに取締役会を選出するために直ち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ついて、取締役会は、エネルの所有構造により、業務執行取締役は、これまで常に、最大株主（経済財務省）の指示又は提案により任命されている事実を認識しているため、2014年のボード・レビューの結果による期待を考慮して2016年にその評価を完了した。より具体的には、2016年9月、取締役会は、指名・報酬委員会の提案を受けて、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に辞任した場合（いわゆる「危機管理」事例）に当社の業務が通常どおりに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。危機管理事例が発生した場合は、「非常事態計画」に基づき、以下が行われる。

- ・ 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に投票をした株主により、最高経営責任者の交替に関して、具体的な指示を事前に取得す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に投票をした株主が、辞任時から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任命するために、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で提出された候補者がいなかった場合、又は、株主により提出された候補者のいずれもが株主総会を代表でき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、かかる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、かかる人物を選任し、その者を最高経営責任者として任命し、そして、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する権限を有しており、したがって、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。かかる役割を考慮して、取締役会は定期的に会合し、任務の効率的な遂行を確保することに努める。

法的枠組み及び取締役会による特定の決議（特に、2014年5月に採択された決議）に従い、取締役会は、とりわけ、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。この観点から、2015年7月には、取締役会は、その株式が規制市場に上場されるエネルの子会社（現状13社の発行体）のコーポレート・ガバナンスを強化することを目的とし、かつかかる会社がベスト・プラクティスをもって遵守することを確約する、いくつかの提案を承認したことに留意されたい。
- ・ 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、かかる委員会の委員を選任し、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。2016年において、取締役会の内部委員会は、統制・リスク委員会、指名・報酬委員会、関係当事者委員会及びコーポレート・ガバナンス委員会であった。2016年2月、取締役会は、統制・リスク委員会、指名・報酬委員会及びコーポレート・ガバナンス委員会（当該時点でコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会に改称された。）に係る規則の改正を承認し、これは主に、上記規則と2015年7月のコーポレート・ガバナンス・コードの改正を確実に一致させることを目的としていた（かかる委員会の構造及び責任に関する分析並びに実行された活動については下記「2.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續（もしあれば）を規定し、権限の委任及び撤回を行う。有効な権限に従い、2017年5月、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取締役会に付与した。ただし、法令若しくは規制の条項若しくは当社の定款で別段の指定がされている権限、又は取締役会の決議により取締役会に留保される権限（以下に記載する。）を除く。
- ・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（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係当事者との取引を含む。）の全てに関し、最高経営責任者は取締役会に対して（ ）取引の特徴、（ ）関係当事者及び当グループ会社との関係、（ ）関連対価の決定手續、並びに（ ）損益計算書及び貸借対照表への関連効果について報告する。
- ・関係する委員会による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、かかる方針を実行する中で、当該委員会による提案に基づき、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並びに経営陣全般を対象とするインセンティブ・プランの採用を決議する。この点に関して、2017年2月から4月までの期間中に、取締役会は、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ついての報酬方針及びインセンティブ・プランを承認したことに留意されたい。
- ・受領した情報に基づき、当社及び当グループの組織、管理及び会計構造の妥当性を評価する。かかる評価は2016年3月、また直近では2017年3月に実行された。
- ・最高経営責任者により提案された一般的な組織構造の変更について決議する。2014年7月に、取締役会が新しい当グループの組織構造についての検討及び承認を行い、2016年3月には一定の修正につき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、事業及び財政計画の検討及び承認を行い、その実行を定期的に監視する。2017-2021事業計画の承認は2016年11月に行われたことに留意されたい。この点に関し、当社内の権限の現時点での分配では、特に取締役会が以下の事項の承認を決議すると規定している。
 - 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統合したものである。）
 - （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規定した戦略合意。
- ・戦略、貸借対照表、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、特に関連当事者との間で実施される場合、又は潜在的な利益相反の性質がある場合に、事前の検討及び承認を行う。

特に大規模な金融取引（（ ）当社による総額75百万ユーロ超の借入契約及び当社による社債の発行、（ ）子会社による社債の発行又は借入契約で、いずれについてもエネルの保証の供与を必要とする場合又は取引額が300百万ユーロ超の場合、及び（ ）エネルによる子会社又は第三者のための保証の供与で、いずれに関しても保証の対象金額が50百万ユーロ超の場合を意味する。）は、取締役会により事前に承認され（当社に關係する場合）、又は評価されなければならない（当社以外の当グループ会社に關係する場合）。

さらに、50百万ユーロを超える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（当社が直接実施している場合）、又は評価されなければならない（当社以外の当グループ会社に關係する場合）。
- ・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、コーポレート・ガバナンス・コードに規定された排他的権限に沿うよう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について定める。取締役会は第一に、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。さらに、取締役会は、統制・リスク管理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すること、さらに戦略目標に沿った企業経営とかかるリスクの適合性の水準を決定すること。この点に関しては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の決定及び成文化を行ったことに留意されたい（かかる文書は、その内容が2015年7月のコーポレート・ガバナンス・コードの改正と確実に一致させるため、直近で2016年2月に更新された。）。また、2016年11月には、取締役会は、2017-2021事業計画に規定された戦略目標と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かかる制度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回評価すること。2017年2月、取締役会が2016年度に関してこの点について肯定的な意見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の上で、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回承認すること。この点に関しては2016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の上、監査法人が発行した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に記載された結果を評価すること。監査法人は2015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いないこと、一方で、2016年5月に取締役会は、2015年に行われた法定監査により発覚した主要な課題に関する報告書の評価を行っ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の上で、監査部門の責任者の任命及び解任を行い、かかる責任者の報酬を当社の方針に従って決定し、さらに取締役会は当該人材がその職務の遂行に十分な能力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、フランチェスカ・ディ・カルロの代わりに、監査機能における責任者として、シルヴィア・フィオリを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を規定し、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・マネージャーを選任し、関連権限を付与する。2017年5月に取締役会は、当社のジェネラル・マネージャーにフランチェスコ・ストラーチェを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、設定された目標の達成を定期的に検証することにより、当社及び当グループの一般業績を評価する。
- ・ 株主総会に提出する提案を策定し、実行及び計画された活動について総会で報告し、株主が当該総会でなされる決定に参加できるようにするために必要な要素についての十分な情報を得られることを確保する。

取締役は、事実を熟知し、完全に自律してその任務を遂行し、中長期的な株主のための価値を創造するという第一の目的を追求する。取締役は、その役職に関連する義務及び責任を認識しており、法定監査役と同様、当社及び各取締役の義務の遂行に関する最も重要な法令及び自主規制の変更につき、企業の関連機能から常に情報を提供される。

とりわけ、2016年にも、当社は、取締役に当グループが業務を行う事業セクターについて、また当社の原動力及び関連する展開について、そして市場傾向及び関連する法的枠組みについての十分な知識を提供することを目指した特別な導入プログラムを組織し、法定監査役も、かかるプログラムに参加した。さらに具体的には、取締役会会議後に実施された2016年の誘導イニシアチブは、エネルと同等の企業の活動に関するもので、行われる事業の性質及び量、エネルの業務に厳密に近接している事業部門の分析、並びに国際事業ライン「インフラストラクチャー及びネットワーク」及び「発電」により実施された組織化及び活動が考慮された。2017年に導入されたプログラムについては、適正なリスク管理制度のための原則の分析並びに当社及び当グループ内の当該実施についての分析も構想される。かかるイニシアチブは、当初は2016年末に予定されていたが、リスク管理ユニットの責任者の交替のため2017年に延期された。2017年2月に、また当社は法令第231/2001号に従って企業責任の問題について意見を深めることを目的とした会議を開催した。当社内で開始された取り組みに加えて、また2016年に非執行取締役及び法定監査役は、上場会社の開示義務及び財務報告並びにリスク管理に特に焦点をあてた徹底的な分析を行う、イタリア資産管理協会（Assogestioni）及びイタリア上場企業協会（Assonime）の企画した上場会社の経営陣の義務及び責任並びに統制部門に関する研修コースに当社の費用負担で参加することについて打診を受けた。

また、最初のボード・レビュー（2004年に実施）後に導入されたイニシアチブを継続し、戦略委員会の年次会議が2016年に組織され、10月に開催され、取締役会及び監査役会による当グループの種々の事業部門において事業計画の草案を検討する、中長期戦略の分析及び徹底的な研究に注力した。

1.4 取締役会

以下の表は、2016年度に開催された取締役会の日程を示している。

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	1	1	1	2	0	1	1	1	1

合計 13回

平均開催時間 3時間10分

2017年度に予定される会議 15回

取締役は定期的に出席しており、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会議に出席していた。

2016年度中、議題に関連する各種事項を担当する企業の部門の責任者は、常に、取締役会の会議に出席するよう招集され、最高経営責任者の招請に応じて、その価値ある所見で議論に貢献した。

1.5 会長

2014年5月、株主総会は、エネルの取締役会会長にパトリツィア・グリエコを任命した。またグリエコ氏は、2017年5月に開催された株主総会により、エネルの取締役会会長に任命され、承認された。

取締役会の活動の調整役としての任務遂行及び取締役会の機能に関する積極的な指導提供において、会長は、取締役会の会議を招集し、議題を設定し、会議において議長を務め、各議題に関連した資料が各会議の開催日に先立ち、前もって取締役及び法定監査役に確実に回覧されるよう配慮する。この点に関して、取締役会は、原則として、しかるべき取締役会の資料を送付するには3日前の事前通知が適格的であるとの方針を確認し、かかる期間は、資料が格段に重要かつ／若しくは複雑である場合、又は緊急の取引若しくは進行中の取引がある場合には、それぞれ延長又は短縮されうることにも認識されたことに留意されたい。2016年、かかる期間は基本的に遵守され、臨時の業務が行われていることに関連しこれらが不可能な場合も常に、会長は取締役会会議において徹底した分析が行われたことを保証した。

会長はまた、取締役会決議が実行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。

法人の機能（株主総会及び取締役会）に関して法律及び定款に定める権限に加え、会長は、（ ）最高経営責任者と共同で、当社の監査部門の責任者（取締役会の直下の地位にあり、それに対して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取締役会への提案の策定に参加し、また（ ）取締役会の活動に関するコーポレート・ガバナンス・コードの適用において積極的かつ監督的役割を遂行する責務を委任されている。

また、最高経営責任者との合意及び調整により、会長は、機関及び当局との関係を維持する。

1.6 最高経営責任者

2014年5月、そして2017年5月に再び、取締役会によってフランチェスコ・ストラーチェが最高経営責任者に任命され、当社の経営のためのあらゆる権限が付与されているが、法律若しくは規制の規定、当社の定款又は権限構造（最終的に2017年5月に承認された。）に従い別途割り当てられているものを除く（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。）。

最高経営責任者はまた、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を規定している（かかる役割が必要とする任務の詳細な記載については、当社のウェブサイトにて閲覧可能である、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを参照のこと。）。

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、また取締役会会議中いつでも、業務、当社の業績の一般的な傾向及び予測可能な展開において、並びに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大半の関係取引、又はその規模又は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・コードの提言に従い、以下の取締役が業務執行取締役とみなされる。

- ・当社（又は戦略的に重要な当グループの子会社）の最高経営責任者（当該会長は、個別の経営権限が付与されているか、又は事業戦略の策定において特別な役割を担う。）
- ・当社（若しくは戦略的に重要な当グループの子会社）において業務執行役職を務める取締役、又はかかる役職が当社にも関係している場合、支配会社において業務執行役職を務める取締役。

上記のいずれの分類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。

現任取締役会が行った分析によると、2016年2月及び2017年1月に、最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーを除き、2016年に任期中の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・アントニオツィ、アレッサンドロ・パンチ、アルベルト・ピアンチ、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とみなされた。2017年5月に任命された取締役会に関しては、最高経営責任者／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・アントニオツィ、アルベルト・ピアンチ、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、専門家意識、権限及び繁閑の状況は、それゆえ、その判断が取締役会による決定に重大な影響を及ぼすことができ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、審議中の問題の異なる視点からの検討、及びその結果として合理的な理由に基づきかつ情報を得た上での企業の利益につながる決定の採択を促進する目的で、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

2016年2月及び2017年1月に、2016年に任期中の取締役会は、各当事者から提供された又はその他の方法で当社が得た情報に基づき、取締役であるアルフレド・アントニオツィ、アレッサンドロ・パンチ、アルベルト・ピアンチ、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・コードに従い独立した存在であったことを承認し、確約した。コーポレート・ガバナンス・コードは取締役会会長を独立とみなしておらず、当社の「最高峰レベルの主導者／幹部」であるため、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・コードに基づき構想された独立性要件は確認されていないことに留意されたい。2017年5月に任命された取締役会については、各当事者から提供された又はその他の方法で当社が得た情報に基づき、取締役会は、取締役であるアルフレド・アントニオツィ、アルベルト・ピアンチ、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・コードに従い独立した存在であったことを承認し、確約した。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・コードに基づき構想された独立性要件は、かかる規約が取締役会会長は、当社の「最高峰レベルの主導者／幹部」であり、独立していると考えていないため、確認されていない。

具体的には、取締役が当社又は当社と関連がある当事者と、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、最近有していたこともない場合、当該取締役は独立しているとみなされた。

通常どおりに、取締役会が採用した手続は、各当事者の独立性の判断に関連性があるとみなされうる、非業務執行取締役が勤める役職及び有している関係が記載される情報書類の検討から着手された。次の段階は、自身の役職に関する各非業務執行取締役による自己評価（当該取締役それぞれの個別のステートメントの実行にも基づく。）で、その後に、検討対象の役職に就いている構成員を順番に退席させながら取締役会が集団で行う最終評価が続いた。

非業務執行取締役の独立性を評価するにあたり、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、当該規約で推奨される実質優先主義を適用した。

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うる商業上、財務上又は専門的な関係に適用される特定の定量パラメーターについて引き続き言及した。かかるパラメーターを超えた場合は、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、原則として該当する非業務執行取締役は、前述の規約に規定される独立性要件を満たしていないこととなる。この点に関して、取締役会は、最後は2017年1月に行われた上記の非業務執行取締役の独立性の評価の際に、かかるパラメーターを超えたものはなかったと認識したことに留意された。

上記の評価中、取締役会は、非業務執行取締役全員（すなわち（ ）2016年に任期中の取締役に關しては、パトリツィア・グリエコ、アルフレド・アントニオツツィ、アレッサンドロ・パンチ、アルベルト・ピアンチ、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ベラ、アンナ・チアラ・スヴェルト及びアンジェロ・タラボレリ、（ ）2017年5月に任命された取締役に關しては、パトリツィア・グリエコ、アルフレド・アントニオツツィ、アルベルト・ピアンチ、チェザーレ・カラリ、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ベラ、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）に定められる独立性要件も満たしていることについても確認した。

2016年2月及び2017年3月の間、法定監査役会は、前述の評価を実施する中で、2016年に任期中の取締役会が、独立性を評価するために関連がありうる関係について取締役会が知ることを可能とする、透明な評価手順を適用し、それを受けてコーポレート・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、独立性を有する判断に基づくものではあるものの、上記の定義において独立した存在とみなされる取締役が、（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、全ての株主の利益が適切な均衡を保つことが保証される。

独立取締役は、2016年12月に他の取締役が出席しない特別会議を開催した。この機会に、独立取締役は、満場一致で、取締役会に築かれた平和かつ透明な環境（2016年中も持続した。）への満足感を表し、同独立取締役により過去に希望されたとおり、最も関連性の高い業務についての取締役会の文書化のより時宜にかなった送達に関して、当社の正確なフォローアップ（取締役会会長のコミットメントの寄与にもよる。）について評価した。同会議で、独立取締役はまた、取締役会がその判断において、長期的価値を創造する戦略の基本的な要素として考えられる主要なコーポレート・ガバナンス及び持続可能性に関する問題の展開を第一に考慮してきたことを確認した。

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限り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10億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、()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()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。）。

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2017年1月及び2017年5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

2016年度末に向けて、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コーポレート・ガバナンスの最も進歩的な慣行に従って、エネル又はエネルグループの他の会社との職務関係又は取引関係を一切持たない専門コンサルティング会社であるマネージメント・サーチ・エスアールエル（Management Search S.r.l.）の補佐を得て、取締役会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）を開始し、2017年3月に完了した。かかるボード・レビューは、2004年以降毎年、取締役会が実行してきた同様のイニシアチブを踏襲している。

ボード・レビューは、最も重要な問題の徹底的な分析を行うために、コンサルティング会社による個人面接後に、各取締役会の各メンバーが記入した質問表を用いて行われた。法定監査役会の構成員も、取締役会の評価過程を別の視点から質を高める監視役としてかかる活動に関与していた。

特に、質問表及び面接は、（ ）取締役会の構造及び構成、（ ）取締役会会議の組織及び運営（とりわけ関連する情報フロー並びに引き続き行われる意思決定プロセスの完全性及び敏捷性に関して）、（ ）誘導活動の頻度、内容及び実用性並びに戦略的な年次サミット、（ ）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、（ ）戦略的目標の決定における取締役会の関与、（ ）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認識、（ ）委員会の構成及び機能並びにその取締役会を補佐する業務の有効性に関するもの、（ ）取締役会の構成員による会社構造に関する知識、並びに（ ）当社及び当グループの事業プラクティス及び方針における持続可能性原則の実施に向けたレベル及び手順であった。

ボード・レビュー手続において、コンサルティング会社は、主に取締役会、取締役会委員会の議事録から構成され、かかる機関により行われた実務が当社に適用される法的枠組み及び当社により採用された内部規則を遵守していることを確認することを目的とする会社の書類を検討した。コンサルティング会社はまた、ボード・レビューが行われる際の手順及び市場への業績の開示における透明性のレベル並びに取締役会の構成及び機能の両方に関し、他の主要なイタリア及び海外の上場会社とエネルを比較する評価分析を行った。

2016年度のボード・レビューの結果は、コンサルティング会社によって確認されたとおり、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ベストプラクティスを厳しく遵守して効率かつ高い透明性をもって運営していることを実証することで、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を確約する。

ボード・レビューの結果は、当グループの全体的な業績の達成に向けた献身度の観点から、3年の任期にわたる取締役会の活動の質及び有効性も示す。とりわけ、かかる結果は、以下の強みを強調する。

- （ ）取締役会は、取締役の専門知識、在職期間及び性別の多様性といった点における適正な均衡を有することを確約し、明確な組織構造を有し、また同取締役間の有効な議論を確保するよう会議を運営すること。
- （ ）取締役会の文書の質、完全性及び速やかな送達が決定的にとって適切であること。
- （ ）会長が取締役会の業務を促進する基本的な役割を有効に実行し、注意深く取締役会内での議論を管理し、取締役全員による決議事項への理解に注意を払うこと。
- （ ）管理機能が最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーの役職に集中化され、彼らが非業務執行取締役が議論及び監視活動において積極的な役割を果たす状況において業務を行うこと。
- （ ）議事録からみてとれる議論の質が、取締役会の決議に対する多様な専門技能の寄与を示し、また取締役会内に広がる協力的な空気をよく表していること。
- （ ）当社及び当グループのトップ経営陣と取締役会の関係が、会議における主要マネージャーの現在の関与から推測されるように、適切であること。
- （ ）委員会活動の質並びに取締役会の業務に対する委員会の提案及び助言サポートが高水準となること。

()取締役会議事録及び委員会議事録のいずれも、会議の運営及び通過決議を的確かつ精密に記録していること。

ボード・レビューに含まれる事項のうち、取締役が完全に同意していないことに関連する問題又は特別な改善を必要とする問題は、検出されなかった。前年のボード・レビューで挙げられた提案を受けて、2016年に社内環境についての調査が実施され、それは当社及び当グループ全体の従業員を対象とされており、回答率は高かった(84%)。かかる調査は、当社の戦略のいくつかの本質的側面がどれほど従業員に共有されているか、そして、どのように労働条件の個別の関連指標を認識するか、という両方を測定することが目的とされた。全体的にみて、調査への回答は、社内環境調査の対象であったいくつかの側面においての社内の重要な同意を示している。

最終的には、2016年のボード・レビューの末に、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告を遵守して、2017年3月に取締役会は、指名・報酬委員会及びコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会から聴取した上で、エネルの株主に対して、取締役会の次期交替に関して取締役会の最適な人数及び構成についてのガイドラインを発表することを決定した(当社のウェブサイト(www.enel.com)に掲載された関連文書に要約されている。)。

かかるガイドラインは、取締役会内の個別の役割に最も適切であるとみなされた経営及び専門職務的性質を明確化している。特にこの文書は、一般的な観点から、取締役会の交替について、エネルの株主は、異なる性別、年齢及び経歴の取締役並びに十分な国際経験を有する取締役の存在によりもたらされるアドバンテージを考慮することを期待している。

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。

2016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(www.enel.com)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

2016年に任期中の取締役会は以下の4つの委員会を取締役会内に設置した。

- ・指名・報酬委員会
- ・統制・リスク委員会
- ・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会
- ・関係当事者委員会

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。
- ・コーポレート・ガバナンス・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。2016年2月にそれぞれの組織の規定に採用された改正によると、指名・報酬委員会、統制・リスク委員会及びコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会の各委員長は、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

2016年の指名・報酬委員会は、全員が独立性要件を満たしている取締役である、アレッシェンドロ・パンチ（委員長）、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラ、アンナ・チアラ・スヴェルトから構成されている。取締役会は、アレッシェンドロ・パンチが、十分な経験と財務事項における専門性を有していることを確認している。

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、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。

- ・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。
 - 独立取締役に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ことと予想される場合
 - 取締役会の更新が行われる場合で、任期を終了する取締役会が定款に定められている、自ら候補者名簿を提出する権利を行使することを決断した場合

- ・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会と協働し、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・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。
- ・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。
 指名・報酬委員会はまた、任務の一部として、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。

2016年度の当委員会の活動

以下の表は、2016年度に開催された指名・報酬委員会会議を月ごとに示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
0	2	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1
合計		10回									
平均開催時間		1時間30分									

これらの会議に、全ての委員（及び法定監査役会会長又は法定監査役会会長により指名されたその他の法定監査役）が出席し、また、指名・報酬委員会は、（当社の費用で）外部のコンサルタントの助力を得て、以下を行った。

- ・2015年度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
- ・2016年度の実行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）
- ・2016年度の（ ）最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに対する短期インセンティブ・プラン（MBO）、並びに（ ）最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する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
- ・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会と協働し、最高経営責任者が通常の任期が満了する前に早期退任した場合（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おける、取締役会へのサポート
- ・2016年度の報酬報告書並びに2016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喜ばしい結果の分析、及びその分析に基づく（ ）2017年度の実行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、（ ）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2017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

2.3 統制・リスク委員会

構成

2016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・ベラ及びアンナ・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2016年2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報告書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・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231/2001号に従い作成されたコンプライアンス・プログラム、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必要と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。

2016年度の当委員会の活動

以下の表は、2016年度に開催された統制・リスク委員会を月ごとに示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1	2	1	2	1	1	3	0	1	1	1	1
合計		15回									
平均開催時間		2時間									

上記の会議においては、全ての委員が出席し（法定監査役会会長も出席した。）、法定監査役会との共同会議もしばしば開催されたが、統制・リスク委員会は、とりわけ以下を担当した。

- ・2016年度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た。）、かかる計画の進行中の作業を監視した。
- ・2015年度中に実施された監査活動の結果を分析し、その結果に基づきその任務の範囲内において、2015年度の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。

- ・ 2017年から2021年までの事業計画の承認のために主な事業リスクの適合性に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2015年に実行された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。）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検討期間を参照して発表された評価を、SBに認識させた。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いくつかの提案、並びにエネルグループのイタリア国外の会社における「231ガイドライン」を置き換えること及び地域リスク防止モデル（もしあれば）を統合することを目的としたグローバル・コンプライアンス・プログラムの内容について、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、並びにエネルグループの2015年度連結財務書類及び2016年度半期報告書、2016年3月31日及び2016年9月30日現在の中間報告書に関する新たな国際会計基準の影響について分析し、また2015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。
- ・ 2015年持続可能性報告書を精査した（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報告書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、効率性を監視した。この観点から、委員会は、内部監査機関により発行された国際基準に従って、独立した適性ある会社により実施された外部品質評価の後に、2015年中に監査部門により取得された最も高い格付けに相当する「専門的な内部監査活動に関する国際基準への全般的な準拠」の認可を重視した。
- ・ 倫理規定に基づき前事業年度及び2016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。
- ・ ()国レベルの「イタリア」及び地域レベルの「東欧」、()国際事業ラインである「発電」、「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」、「取引及びアップストリーム・ガス」、並びに()「欧州問題」、「通信」、「革新及び持続可能性」並びに「人材及び組織」といったホールディング部門、並びにグローバルICT部門のマネージャーに、これらの分野で実行された業務、存在するリスク、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を実施させた。

2.4 関連当事者委員会

構成

2016年、関連当事者委員会は、アルベルト・ピアンチ（委員長）、アルフレド・アントニオッツィ、アレッサンドロ・パンチ及びアンジェロ・タラボレリ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。

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本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。

2016年度の当委員会の活動

以下の表は、2016年度に開催された当委員会を月ごとに示している。

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

合計 5回

平均開催時間 1時間20分

関連当事者委員会の会議には、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。）、以下が行われた。

- ・子会社であるエネル・オーピーイーエヌ・ファイバー（Enel OpEn Fiber）とメトロウェブ（Metroweb）との統合計画を検討し、かかる取引の完了後のエネルの利益並びに同取引の規約及び条件の便宜及び実質的な正確性について、具体的な肯定的意見を表明した。
- ・関連当事者取引の規制上で生じた経験の適用に基づきCONSOBにより発表された主なガイドラインを検討し、関連当事者取引に関する現行の会社手続の更新は必要でないと全員一致でみなされた。
- ・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。関連当事者取引に関しては、特定の会社手続の適用を除外した。市場平均条件又は標準条件で実施された。

2.5 コーポレート・ガバナンス委員会

構成

現在のコーポレート・ガバナンス委員会は、パトリツィア・グリエコボ（委員長）、アルフレド・アントニオツツィ及びアルベルト・ピアンチから構成されており、全委員が統一財務法に基づく独立性要件を満たしており、アルフレド・アントニオツツィ及びアルベルト・ピアンチはコーポレート・ガバナンス・コードに基づく独立性も満たしている。

任務

コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンスに係る評価及び決定並びに持続可能性の問題に関して、取締役会を補佐する。この点に関して、2016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・持続可能性委員会は、以下の特別な任務を担当している。

- ・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。

- ・ 持続可能性報告書の全体の構成及び内容の構成並びに報告書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、当該書類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。

2016年度の当委員会の活動

以下の表は、2016年度に開催されたコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会を月ごとに示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
0	2	1	1	0	0	2	0	1	0	1	1
合計		9回									
平均開催時間		1時間40分									

コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員（及び法定監査役会会長）が会議に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・持続可能性委員は以下を行った。

- ・ 取締役会及びその委員会が2016年度に関して行う自己評価手続をサポートするコンサルティング会社の選任を確認し、ボード・レビュー手続を準備した。
- ・ 2015年のコーポレート・ガバナンス報告書の構成及び内容並びに所有構造を検討した。
- ・ 2016-2020持続可能性計画のガイドライン及び2017-2021持続可能性計画のガイドライン（暫定案）を検討した。
- ・ 2015年持続可能性報告書を検討し、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。
- ・ 2016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。
- ・ エネルの監督機関が、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し、エネルグループのイタリア国外の会社に適用される「231ガイドライン」を置き換えること及び地域リスク防止モデル（もしあれば）を統合することを目的としたグローバル・コンプライアンス・プログラムにつき分析を行うことを遂行させた。
- ・ 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（特に参照したのは、（ ）EU市場濫用規制に採用された修正、そのイタリアにおける実施及び当社への関連する影響、（ ）「ベネフィット」カンパニーへのルール、（ ）法令第25/2016号により導入された会社の透明性に関する新たな規制、（ ）中間「追加」財務報告書に関するCONSOBにより規定された新たな規則（当事業年度の第1及び第3四半期の営業、経済及び財務成績の内容、承認及び開示に関する方針の採用を取締役に提案するもの）である。）。
- ・ 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（端数は切り捨てられる。）に達するために十分な数の候補者を揃えていない場合、株主総会の運営を円滑にするために、候補者名簿の議決権行使による取締役の選任に関して会社定款の条項に採用される修正の受け入れられる内容を検討した。その後、当委員会は、上述の定款修正案について獲得された株主総会の投票の喜ばしい結果を分析した。
- ・ 規制市場に株式が上場されているエネルの子会社のコーポレート・ガバナンスの強化を目的として取締役会により承認された勧告の実施についての状況を監視した。

3. 法定監査役会

3.1 構成及び任期

2016年5月26日付け株主総会において任命された本書提出日現在の法定監査役会は、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・マッツエイ

セルジオ・デュカは、法定監査役会会長（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・マッツエイは、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%）をもって投票される。

現在の法定監査役会の任期は、2018年の年次財務書類を承認した時点で満了する。

上記の当社法定監査役の専門的経歴の要約は上記に記載されている。

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、2012年8月12日後の最初の3回の法定監査役会の選任では、合計3名以上の候補者（正規の監査役及び補欠監査役両方）を含む候補者名簿においては、正規の監査役に関して最初に名簿に記載された2名の候補者及び補欠監査役に関して最初に名簿に記載された2名の候補者のそれぞれについて、両候補者の性別が同じであってはならない。

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.enei.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・バランスに係る、適用ある法律の遵守

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。

2016年2月、2016年6月（すなわち、2016年5月26日付けで開催された定時株主総会により任命されたメンバーの設立中に）、そして最終的には2017年3月に、法定監査役会は、正規監査役全ても、取締役についてコーポレート・ガバナンス・コードに基づき規定された独立性要件を満たしていることを確認した。いかなる場合も、法定監査役は自身を選出した株主に関する事項を含め、自発的に、かつ独立して行動する。

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、法定監査に関して実施された規則に従って「内部統制及び監査委員会」として行動する。2017年2月に、法定監査役会は、EU規則第537/2014号及び法令第135/2016号によるかかる規則により導入された重要な修正の完全最新版を受領した。

3.4 取締役会会議

以下の表は、2016年度に開催された法定監査役会議を月ごとに示している。

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

合計 18回

平均開催時間 2時間30分

会議には正規の監査役及びイタリア監査裁判所を代表する裁判官が適正に出席した。

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2016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「SCIGR」という。）は、当グループ内の主な会社リスクが特定され、測定され、管理され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切な作業を防ぐため、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障する。
- ・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が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2016年の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（www.ener.com）にて一般に公開されている。
- ・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に關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（www.ener.com）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2016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

2016年においては、管理、財務及び統制部門の代行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（www.ener.com）で閲覧可能である。）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統轄するものである。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、参照モデルを規制する手続及びICFR制度の運用プロセスを定めた手続を制定した。後者の手続は、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している。

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、開示制度、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ラテンアメリカの企業は、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単体財務書類、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。

6. 外部統制

6.1 監査法人

エネルの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nst・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年度から2019年度について、合計対価3.5百万ユーロで行われた。

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。かかる手続（EU内で法定監査に関して採用された修正を実施するために現在更新されているもの）に従い、統制・リスク委員会及び法定監査役会は、当グループに属する会社による追加任務（主たる任務である監査以外の任務で、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、事前に拘束力のある意見を表明する（又は、かかる任命により当該監査法人の独立性が損なわれることがまったくない状況においては、定期的な情報の更新を受け取る。）。かかる追加任務の委託は、法的、経済的又はサービスの品質の観点から必要性が立証されている一定の場合に限って許容されている。

6.2 イタリア監査裁判所の監督

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2016年中、受託裁判官であるフランチェスコ・パオロ・ロマネリ（Francesco Paolo Romanelli）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

株式市場への株式上場以来、当社は、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な対話を定着させ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。かかる対話は、いずれの場合においても、内部情報の流布を規制する規則及び手続に従って行われた。

この点に関し、当グループの規模をも考慮して、かかる対話は専用の企業部署を創設することで円滑に行うことができると判断された。

したがって当社は、（ ）「管理、財務及び統制」部門の一部である投資家関係部、及び（ ）株主一般との連絡を担当する「法務及び総務」部門内の部署を創設した。

また、当社のウェブサイト（www.enel.com、「投資家」欄及び「ガバナンス」欄）に特別な欄を設け、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（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その他の書類、並びに倫理規定をいう。）を提供することにより、投資家との連絡をより強化すると決定した。

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「所有構造 - 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、近年上場会社の株主のいくつかの権利の行使が実質的に緩和され、大きく変更及び修正された。

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（ ）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）、（ ）財務書類及び純利益の分配の承認、（ ）自己株式の購入及び売却、（ ）株式に基づく報酬制度、（ ）会社定款の変更、並びに（ ）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、特別規則により規定されており（それらは当社のウェブサイト（www.ener.com）にて閲覧可能である。）、これら規則は、複数の専門団体（アソニム及びABI）によって作成された上場会社に関するモデルに従う内容となっている。

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回で終わ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、協議される各事項についての発言権は1回に限られている。議長が別途期限を設けない限り、発言権の請求は、定足数が決定されたときから議長が議題に関する事項についての議論を締め切るまで行うことができる。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・ガバナンス手続

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（www.enel.com）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。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行う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。

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、機密情報の内部管理及び処理に関する特別規則を適用したが、かかる規則に基づき、当社の取締役及び法定監査役は、任務の遂行で取得した書類及び情報の秘密性を維持する義務を負う。

かかる規則（市場濫用に関して採用された修正を含めるために2017年3月に更新された。）は、機密情報の秘密性を維持すると同時に、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の保証を目的としている。

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（内部情報及び財務情報の開示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（www.enel.com）にて閲覧可能である。

2016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を定期的に更新してきた。

- 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、2016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係る限りにおいて）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関連規制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10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規制により2016年に採用された重要な修正につき認識し、内部取引について個別の会社規則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（www.enei.com）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。これは関連ガイドラインの適正かつ統一的な実施を促進することにつながり、同時にその内容が関係する単独の会社の組織及び管理構造を遵守していることを確保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。）（以前の「231ガイドライン」に代わるものであり、上述の法令第231/2001号に基づき、企業の法的責任に関するイタリア法から導き出されたものである。）を承認した。また別に、EGCPは、より一般的に、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。

エネルは、本モデルの機能及び遵守を監督し、更新する機関（以下「監督機関」又は単に「SB」という。）を指名した。具体的に、当該監督機関は取締役会が指名した3名乃至5名の構成員からなる。これらの構成員は、特定の専門性及び職業経験を有し、当社若しくは当グループの出身者又は外部者から選任される（いずれにせよ、当社の監査部門の責任者の参加が要求される。）。2016年中、SBは、企業組織事項に関する専門知識を有する外部からの構成員2名（マッテオ・グイリアーノ・カロリ（Matteo Giuliano Caroli）（委員長も務める。））及びニコラ・ニコレッティ（Nicola Nicoletti）、「監査」及び「イタリア国内法務及び総務」部門の各部門の責任者、並びにエネルの取締役会秘書役から構成されており、かかる構成員全員が本モデルの適用に関する職業的な専門知識を有しており、かついかなる営業活動にも直接関与していないことを理由としている。SBの構成員の任期は当社の取締役会と一致しているため、2016年の財務書類が承認された日において任期は終了する。

2016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の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「総論」並びに本モデルの特別パート「G」（盗品を受領する犯罪、マネーロンダリング及び出所が違法な現金、物品又はその他の特典の利用）、「H」（コンピューターに関連する犯罪及びデータの違法な処理）及び「L」（環境分野における犯罪）に関係するものである。
- ・ 受け手に応じて区別される、本モデルの内容についての従業員の持続的な更新を確保するために必要な、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は常時、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した。

9.5 「汚職ゼロ・トラレンス」計画

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・トラレンス計画 - 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。

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号のコンプライアンス・プログラム及び人権問題についてのZTC（「不正許容ゼロ（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】

【外国監査公認会計士等に対する報酬の内容】

区分	2015年		2016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	1.6	1.1	0.4	0.5
連結子会社	14.9	5.5	16.2	3.8
計	16.5	6.6	16.6	4.3

【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。

【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。

【監査報酬の決定方針】

監査報酬は監査役会の提案の上、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。）に基づき連結財務諸表及び個別財務諸表を作成している。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諸表及び個別財務諸表は、かかる年次報告書に掲載された原文の年次連結財務諸表及び個別財務諸表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、2016年12月31日現在および2015年12月31日現在並びに2016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諸表及び個別財務諸表の和文翻訳を掲載している。当該年次連結財務諸表及び個別財務諸表は、「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。

2015年12月31日現在および2014年12月31日現在並びに2015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諸表及び個別財務諸表は、独立登録会計事務所であるEY・エスピーエー（旧レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・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、当社の原文の財務諸類は「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。

当社の原文の財務諸類は、ユーロで表示されている。以下の連結財務諸表及び個別財務諸表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、2017年6月1日現在の株式会社三菱東京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＝124.64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諸類に含まれておらず、従って上記独立登録会計事務所の監査報告書の対象に含まれていない。

1【財務書類】

A．連結財務諸表

連結損益計算書（IFRS）

2016年および2015年12月31日に終了した年度

	注記	2016年				2015年			
		百万 ユーロ		うち関連当事者 取引 百万 ユーロ		百万 ユーロ		うち関連当事者 取引 百万 ユーロ	
収益									
販売およびサービスからの収益	7.a	68,604	85,508	4,550	5,671	73,076	91,082	5,583	6,959
その他の収益および利益	7.b	1,988	2,478	20	25	2,582	3,218	314	391
小計		70,592	87,986			75,658	94,300		
営業費用									
電力、ガスおよび燃料の購入	8.a	32,039	39,933	6,603	8,230	37,644	46,919	7,089	8,836
サービスおよびその他原材料	8.b	17,393	21,679	2,577	3,212	16,457	20,512	2,431	3,030
人件費	8.c	4,637	5,780			5,313	6,622		
減価償却費、償却費および減損損失	8.d	6,355	7,921			7,612	9,488		
その他の営業費用	8.e	2,783	3,469	312	389	2,654	3,308	54	67
資産計上された費用	8.f	(1,669)	(2,080)			(1,539)	(1,918)		
小計		61,538	76,701			68,141	84,931		
公正価値測定される商品契約からの 純利益 / (損失)	9	(133)	(166)	29	36	168	209	(24)	(30)
営業利益		8,921	11,119			7,685	9,579		
デリバティブから生じた金融収益	10	1,884	2,348			2,455	3,060		
その他の金融収益	11	2,289	2,853	21	26	1,563	1,948	15	19
デリバティブから生じた金融費用	10	2,821	3,516			1,505	1,876		
その他の金融費用	11	4,339	5,408	39	49	4,969	6,193	29	36
持分法による投資利益 / (損失)	12	(154)	(192)			52	65		
税引前利益		5,780	7,204			5,281	6,582		
法人税等	13	1,993	2,484			1,909	2,379		
継続事業からの当期純利益		3,787	4,720			3,372	4,203		
非継続事業からの当期純利益		-	-			-	-		
当期純利益（親会社の株主および 非支配持分に帰属する損益）		3,787	4,720			3,372	4,203		
親会社株主帰属分		2,570	3,203			2,196	2,737		
非支配持分帰属分		1,217	1,517			1,176	1,466		
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)	14	0.26	32.41			0.23	28.67		
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)	14	0.26	32.41			0.23	28.67		
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)	14	0.26	32.41			0.23	28.67		
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)	14	0.26	32.41			0.23	28.67		

連結包括利益計算書（IFRS）

	注記	2016年		2015年	
		百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円
当期純利益		3,787	4,720	3,372	4,203
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		(34)	(42)	359	447
持分法適用投資のその他の 包括利益の持分		(18)	(22)	29	36
売却可能金融資産の公正価値変動額		(24)	(30)	25	31
為替換算調整勘定変動額		1,952	2,433	(1,743)	(2,172)
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		(239)	(298)	184	229
当期その他の包括利益（損失）合計	32	1,637	2,040	(1,146)	(1,428)
当期包括利益（損失）合計		5,424	6,760	2,226	2,774
帰属先：					
- 親会社株主		3,237	4,035	2,191	2,731
- 非支配持分		2,187	2,726	35	44

連結財政状態計算書（IFRS）

		2016年12月31日				2015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	15	76,265	95,057			73,307	91,370		
投資不動産	18	124	155			144	179		
無形固定資産	19	15,929	19,854			15,235	18,989		
のれん	20	13,556	16,896			13,824	17,230		
繰延税金資産	21	6,665	8,307			7,386	9,206		
持分法適用投資	22	1,558	1,942			607	757		
デリバティブ	23	1,609	2,005			2,343	2,920		
その他の非流動金融資産	24	3,892	4,851			3,274	4,081		
その他の非流動資産	25	706	880			877	1,093		
合計		120,304	149,947			116,997	145,825		
流動資産									
棚卸資産	26	2,564	3,196			2,904	3,620		
売掛金	27	13,506	16,834	958	1,194	12,797	15,950	937	1,168
未収還付法人税等		879	1,096			636	793		
デリバティブ	23	3,945	4,917	18	22	5,073	6,323		
その他の流動金融資産	28	3,053	3,805	135	168	2,381	2,968	2	2
その他の流動資産	29	3,044	3,794	109	136	2,898	3,612	135	168
現金および現金同等物	30	8,290	10,333			10,639	13,260		
合計		35,281	43,974			37,328	46,526		
売却目的資産	31	11	14			6,854	8,543		
資産合計		155,596	193,935			161,179	200,894		

	注記	2016年12月31日				2015年12月31日			
		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	12,672			9,403	11,720		
その他の剰余金		5,152	6,421			3,352	4,178		
利益剰余金（繰越欠損金）		19,484	24,285			19,621	24,456		
合計		34,803	43,378			32,376	40,353		
非支配持分		17,772	22,151			19,375	24,149		
株主持分合計	32	52,575	65,529			51,751	64,502		
非流動負債									
長期借入金	33	41,336	51,521	1,072	1,336	44,872	55,928	1,161	1,447
従業員給付	34	2,585	3,222			2,284	2,847		
リスクおよび費用に対する引当金 - 非流動	35	4,981	6,208			5,192	6,471		
繰延税金負債	21	8,768	10,928			8,977	11,189		
デリバティブ	23	2,532	3,156			1,518	1,892		
その他の非流動負債	36	1,856	2,313	23	29	1,549	1,931	4	5
合計		62,058	77,349			64,392	80,258		
流動負債									
短期借入金	33	5,372	6,696			2,155	2,686		
1年以内返済予定の長期借入金	33	4,384	5,464	89	111	5,733	7,146	89	111
リスクおよび費用に対する引当金 - 流動	35	1,433	1,786			1,630	2,032		
買掛金	37	12,688	15,814	2,921	3,641	11,775	14,676	2,911	3,628
未払法人税等		359	447			585	729		
デリバティブ	23	3,322	4,141	11	14	5,509	6,866		
その他の短期金融負債	38	1,264	1,575			1,063	1,325		
その他の流動負債	40	12,141	15,133	28	35	11,222	13,987	14	17
合計		40,963	51,056			39,672	49,447		
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債	31	-	0			5,364	6,686		
負債合計		103,021	128,405			109,428	136,391		
負債および株主持分合計		155,596	193,935			161,179	200,894		

[次へ](#)

連結持分変動計算書（IFRS）（注記32）

親会社の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		その他の準備金		ユーロ以外の通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金		キャッシュ・フロー・ヘッジの金融商品の測定による剰余金		売却可能金融商品の評価による剰余金の差額金		持分法適用株式投資（資産）の再測定による剰余金		純制度債務/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		非支配持分の取引による剰余金		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
2015年1月1日現在																													
9,403	11,720	5,292	6,596	1,881	2,344	2,262	2,819	(1,321)	(1,646)	(1,806)	(2,251)	105	131	(74)	(92)	(671)	(836)	(2,113)	(2,634)	(193)	(241)	18,741	23,359	31,506	39,269	19,639	24,478	51,145	63,747
配当金および中間配当金の支払い																													
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,316)	(1,640)	(1,316)	(1,640)	(767)	(956)	(2,083)	(2,596)
非支配持分の取引																													
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(2)	(3)	(4)	-	-	(5)	(6)	469	585	464	578	
連結範囲の変更																													
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	(1)	(1)
当期包括利益																													
-	-	-	-	-	-	-	(635)	(791)	465	580	25	31	20	25	120	150	-	-	-	-	-	2,196	2,737	2,191	2,731	35	44	2,226	2,774
内訳																													
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
当期その他の包括利益（損失）																													
-	-	-	-	-	-	-	(635)	(791)	465	580	25	31	20	25	120	150	-	-	-	-	-	-	-	(5)	(6)	(1,141)	(1,422)	(1,146)	(1,428)
当期純利益/（損失）																													
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,196	2,737	2,196	2,737	1,176	1,466	3,372	4,203

親会社の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		その他の準備金		ユーロ以外の通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金		キャッシュ・フロー・ヘッジの金融商品の測定による剰余金		売却可能金融商品の評価差額金		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		非支配持分の取引による剰余金		利益剰余金（繰越欠損金）		親会社株主帰属持分		株主持分合計				
																								非支配持分		合計				
百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	
2015年12月31日																														
現在	9,403	11,720	5,292	6,596	1,881	2,344	2,262	2,819	(1,956)	(2,438)	(1,341)	(1,671)	130	162	(54)	(67)	(551)	(687)	(2,115)	(2,636)	(196)	(244)	19,621	24,456	32,376	40,353	19,375	24,149	51,751	64,500
配当金および中間配当金の支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,542)	(3,168)	(2,542)	(3,168)	(1,032)	(1,286)	(3,574)	(4,455)
前年の純利益の配分：	-	-	-	-	153	191	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(153)	(191)	-	-	-	-	-	-	
エネル・グリーン・パワーの比例配分によらない分割の資本増加分	764	952	2,197	2,738	-	-	-	-	119	148	(31)	(39)	-	-	-	-	1	1	-	-	(974)	(1,214)	(12)	(15)	2,064	2,573	(2,106)	(2,625)	(42)	(51)
非支配持分の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(283)	(353)	-	-	-	-	(283)	(353)	(266)	(332)	(549)	(684)
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	(136)	(170)	21	26	-	49	61	17	21	-	-	-	-	-	-	(49)	(61)	(386)	(481)	(435)	(542)	
当期包括利益	-	-	-	-	-	-	-	-	968	1,207	(97)	(121)	(24)	(30)	(7)	(9)	(173)	(216)	-	-	-	-	2,570	3,203	3,237	4,035	2,187	2,726	5,424	6,760
内訳																														
- 当期その他の包括利益（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	968	1,207	(97)	(121)	(24)	(30)	(7)	(9)	(173)	(216)	-	-	-	-	-	-	667	831	970	1,209	1,637	2,040
- 当期純利益/（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,570	3,203	2,570	3,203	1,217	1,517	3,787	4,720	
2016年12月31日																														
現在	10,167	12,672	7,489	9,334	2,034	2,535	2,262	2,819	(1,005)	(1,253)	(1,448)	(1,805)	106	132	(12)	(15)	(706)	(880)	(2,398)	(2,989)	(1,170)	(1,458)	19,484	24,285	34,803	43,378	17,772	22,151	52,575	65,525

[次へ](#)

連結キャッシュ・フロー計算書 (IFRS)

	注記	2016年				2015年			
		うち関連当事者取引				うち関連当事者取引			
		百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円
税引前当期純利益		5,780	7,204			5,281	6,582		
調整額：									
減価償却費、償却費および減損損失	8.d	6,355	7,921			7,612	9,488		
金融（収益）/費用	10-11	2,987	3,723			2,456	3,061		
持分法適用による株式投資の純利益	12	154	192			(52)	(65)		
正味運転資本の変動		662	825			(1,249)	(1,557)		
- 棚卸資産	26	413	515			274	342		
- 売掛金	27	(959)	(1,195)	(21)	(26)	(2,329)	(2,903)	283	353
- 買掛金	37	1,149	1,432	10	12	(581)	(724)	(248)	(309)
- その他の資産 / 負債		59	74	(81)	101	1,387	1,729	(6)	(7)
引当金の繰入		772	962			1,137	1,417		
引当金の取崩		(1,553)	(1,936)			(1,243)	(1,549)		
受取利息およびその他の金融収益受取額	10-11	1,544	1,924	21	26	1,715	2,138	15	19
支払利息およびその他の金融費用支払額	10-11	(4,343)	(5,413)	(39)	(49)	(4,326)	(5,392)	(29)	(36)
商品契約の測定による（利益）/費用		(278)	(346)			142	177		
支払い法人税等	13	(1,959)	(2,442)			(1,516)	(1,890)		
売却（益）/損		(274)	(342)			(385)	(480)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(A)		9,847	12,273			9,572	11,931		
有形固定資産への投資額	15	(7,927)	(9,880)			(7,000)	(8,725)		
無形固定資産への投資額	19	(915)	(1,140)			(762)	(950)		
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）	5	(382)	(476)			(78)	(97)		
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）	5	1,032	1,286			1,350	1,683		
その他の投資活動の（増加）/減少		105	131			69	86		
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー(B)		(8,087)	(10,080)			(6,421)	(8,003)		
金融負債（新規借入額）	33	2,339	2,915			1,474	1,837		
金融負債（返済額およびその他の変動額）	33	(4,049)	(5,047)	(89)	(111)	(5,015)	(6,251)	(89)	(111)
非支配持分の取引	32	(257)	(320)			456	568		
配当金支払額	32	(2,507)	(3,125)			(2,297)	(2,863)		
財務活動によるキャッシュ・フロー(C)		(4,474)	(5,576)			(5,382)	(6,708)		
為替変動による現金および現金同等物への影響(D)		250	312			(234)	(292)		
現金および現金同等物の増加/（減少）(A+B+C+D)		(2,464)	(3,071)			(2,465)	(3,072)		
現金および現金同等物期首残高 ⁽¹⁾		10,790	13,449			13,255	16,521		
現金および現金同等物期末残高 ⁽²⁾		8,326	10,378			10,790	13,449		

(1) うち、2016年1月1日現在の現金および現金同等物は10,639百万ユーロ（2015年1月1日現在は13,088百万ユーロ）、2016年1月1日現在の短期有価証券は1百万ユーロ（2015年1月1日現在は140百万ユーロ）、ならびに、2016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150百万ユーロ（2015年1月1日現在は27百万ユーロ）。

(2) うち、2016年12月31日現在の現金および現金同等物は8,290百万ユーロ（2015年12月31日現在は10,639百万ユーロ）、2016年12月31日現在の短期有価証券は36百万ユーロ（2015年12月31日現在は1百万ユーロ）、ならびに、2015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150百万ユーロ。

[前へ](#)[次へ](#)

連結財務諸表の注記

注記1 財務諸表の形式と内容

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ラテン・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。

2016年12月31日に終了した事業年度に関する連結財務諸表は、エネル・エスピーエーおよび子会社の財務諸表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。

当連結財務諸表の発表は、2017年3月16日の取締役会で承認された。

これらの財務諸表はアーンスト・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

2016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諸表は、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）、ならびに国際財務報告基準解釈指針委員会（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。

財務諸表は、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。

連結財務諸表は、連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結財政状態計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書、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/固定基準」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年以内に実現損益化、売却または消費する意向の資産であり、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、コストの性格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、貸し付けたローンおよび借り入れたローンの利息、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固定資産への投資および当該資産の売却によって構成され、当グループが会社の支配を取得しまたは喪失した企業結合の影響および、その他の重要でない投資が含まれる。
- > 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。

連結財務諸表は、個別の項目に適用されている測定基準で説明されているように、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ている非流動資産および処分グループを除き、原価法を使用して、継続企業を前提に作成されている。

連結財務諸表は、親会社エネル・エスピーエーの機能通貨であるユーロ建てで表示されている。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。

連結財務諸表は、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に基づく連結財務諸表の作成においては、経営者は、財政状態計算書日現在で、収入、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、ならびに偶発的資産および負債に影響を及ぼす可能性のある判断を行うことならびに見積りおよび仮定を設定することを要求される。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、その変更による影響額は、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。改訂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、当該変更は、改訂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、財務諸表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および経営者の判断が相当程度反映されている場合について、これらの科目をEU版IFRSに準拠して測定するのに当たり経営者が用いた主な仮定を明確にし、分析する。そのような評価の重要な要素とは、本質的に不確実である問題に関する仮定と専門的判断の使用である。

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

収益認識

顧客への販売による収益は、販売する商品または提供するサービスのリスクおよびリターンが実質的に移転した時点で認識され、受け取った／受け取る対価の公正価値に基づき測定される。

電力とガスの小売販売の収益は、電気とガスが供給されたときに認識されるが、定期的な検針に基づく（年間の）請求金額に加えて、まだ請求していないが期中に販売されたと見積もられる推定金額を含めて認識している。この推定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。メーター検針日後の収益は、消費記録をもとに計算され、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。

年金制度およびその他の退職給付

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、その他の退職給付制度に加入する資格も有している。

そ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、賃金増加率、物価上昇率、医療費趨勢率の変化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計量に重要な影響を与えうる。

非流動資産の回収可能性

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20にその詳細を記載するIAS第36号の規定に準拠して実行される。

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・フローの金額を算定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。ある非流動資産の価値が減損しているとみなされる場合、直近の承認済の計画に従って、資産の使用と起こり得る将来の処分に基づいて見積もられる回収可能価額まで、価値が減額される。

回収可能価額の算出に使用された要因は、「非金融資産の減損」の項で詳細に説明されている。しかしながら、回収可能価額の計算の基礎となった要因の見積りが変動すれば、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、特定の状況で賢明かつ妥当とみなされる見積りおよび仮定の使用を求められる。

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。

したがって、経営者は残存価額の見積りを試みないことを決定した。

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のまでの期間のうち、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によりも長ければ、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45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

2016年12月31日現在の連結財務諸表には、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より左右される。

認識可能な繰延税金資産の金額の算定には、期待できる将来の課税所得の時期および水準、ならびに、将来の税務対策戦略および取崩日に適用される税率に基づいた重要な経営者の判断が要求される。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、その結果としての修正が当該状況の発生した年度の損益計算書に計上される。

訴訟

エネル・グループは、発電、送電、配電に関する様々な訴訟に関わっている。そのような訴訟は、その性質上、結果を予測することは不可能であり、不利な結果となる可能性もある。

弁護士が不利な結果となる可能性があるかと判断し、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。

発電所に関連する義務（発電所の解体および原状回復を含む。）

発電業務には、発電所の運転期間終了後に実施しなければならない将来の介入に関連する運営事業者の義務が伴う場合がある。

この介入には、発電所の解体および原状回復、または、関係する発電技術の種類に結び付けられたその他の義務が含まれ得る。これらの義務の性質が、当該義務に関連して用いられる会計処理に強い影響を及ぼす可能性もある。原子力発電所の場合は、解体および廃燃料とその他の放射性物質の保管の両方が費用に関して考慮され、それらの費用がかなりの長期間（最大100年）にわたって発生することから、将来費用の見積りが重要なプロセスとなる。財政上および技術上の仮定に基づく支払債務は、当グループが負った義務を履行するために支払わなければならないと当グループが考える予測将来キャッシュ・フローの割引によって計算される。

負債の現在価値の決定に使用される割引率は、税引前リスクフリー・レートであり、原子力発電所が置かれている国の経済パラメーターに基づく。

その負債は、測定日に存在する技法をもとに経営者によって定量化される。当該負債は、健康および環境保護を規定する法規制の枠組みの継続的な変化とともに、保管、解体と原状回復に関する技術の進歩も考慮して毎年見直される。

その上で、時間の経過および見積りの変更を反映するために債務の価額を調整する。

その他

以上に記載した項目に加えて、見積りの使用は、企業結合において取得した資産および引き受けた負債の価額の公正価値測定にも関連している。これらの項目に関する見積りおよび仮定は、適用した会計方針に関する記述に含まれる。

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諸表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、所与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4および5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、連結財務諸表において認識されているのれんの配分を受けたものは、無形固定資産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、現存する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環境を分析する。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科目ごとに連結していた。このアプローチは、〔関係会社の状況〕の「2016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環境を検討する。

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・ヴァンデリヨス・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、事実および環境が、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行使しない会社である。一般的に、20%以上の所有持分を有する場合、当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、すべての事実と環境を検討しなければならない。当グループは、事実および環境が、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、「公共部門から民間部門」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。

- > 事業者がインフラストラクチャーを用いて提供しなければならないサービス、サービスを提供する対象者としなければならない者および提供価格を管理または規制すること。
- > 所有権またはその他を通じて、取決め期間終了時の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すること。

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、ラテン・アメリカ地域に属し、ブラジル国内で事業を行う多数の会社（基本的にはアンブラおよびコエルチェ）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。

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ベ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

当グループは、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。パワーとは、関連する活動を指図するための現在の能力を与える、投資家が持つ現存する権利と定義される。

子会社の財務諸表は、支配力を得た日から当該状況が中断するまで科目ごとに完全連結されている。

連結手続

連結財務諸表を作成するために使用する子会社の財務諸表は、親会社が適用する会計方針に基づき、2016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、連結財務諸表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、連結財務諸表に含められる。

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による合意を必要とする。

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業務上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。

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、持分法を使用して会計処理される。

持分法の下では、これらの投資は当初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。

取得日の後、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OCIの個別の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・ベンチャーの財務諸表は、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。

持分法適用後で、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出する。

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（SE）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。

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が、当グループが引き続き重要な影響力または共同支配を行使する場合、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、持分法を使用して会計処理される。

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。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財務諸表に認識されている。機能通貨以外の外貨建の貨幣性資産および負債は、後に財政状態計算書日の為替レートを用いて調整が加えられる。取得原価で評価された外貨建の非貨幣性資産および負債は、取引を最初に認識した日における実勢為替レートを用いて換算される。公正価値で評価された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。為替差損益は損益を通じて認識される。

外貨建財務諸表の換算

連結財務諸表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。

連結財務諸表を作成するに当たり、連結財務諸表で使用された表示通貨以外の機能通貨を用いている被連結会社の財務諸表は、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、それぞれの取引時の、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、株主持分の特定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

また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、ここでの取得原価は企業結合時点における被取得企業の資産や発生したまたは引き受けた負債の公正価値に当該企業結合にかかった直接経費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、配分された。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、各交換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、ここでの取得原価（移転された対価）は、企業結合時点における被取得企業の資産と、発生したまたは引き受けた負債ならびに取得企業が発行した持分商品の購入日現在における公正価値に等しい。移転された対価には、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。

当該取得に直接的に帰属される費用は損益を通して認識される。

この取得原価は、被取得企業の資産、負債および特定可能な偶発債務を取得日現在のそれぞれの公正価値で認識することにより、配分される。取得日現在の公正価値により測定された支払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、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を獲得した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。IAS第39号の適用範囲の金融商品である資産または負債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IAS第39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勘定の中で会計処理される。

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られている、あるいは認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だった取引において資産の売却で受け取る価格、または負債の移転で支払う価格（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上の最善の利益のために行動すると仮定して、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使用して測定される。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豊富で、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大限かつ最善に使用することによって、または当該資産を最大限かつ最善に使用する他の市場参加者に売却することによって、経済的便益を創生する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、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で適切であり、かつ十分なデータが入手可能な評価技法を、該当する観察可能なインプットの使用を最大化し、観察不能な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用途のために必要な位置および状態にするための、直接的に帰属される費用が含まれる。

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、時間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／または顧客に継続的な電力の供給の利用能力を提供するために、顧客から譲渡された有形固定資産は、当初、譲渡時の公正価値で認識される。

目的とする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、建設または製作に直接帰属する借入費用は、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費用は、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部分の個別の項目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費用に伴う将来の経済的な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費用が信頼性をもって測定可能な場合、当該取得後の発生費用は、資産の帳簿価額の増加として認識される。他のすべての費用は、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費用は、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値控除後の額は、見積耐用年数にわたり定額法で減価償却され、この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	20-70年
発電所に含まれる建物および土木工事	20-85年
水力発電所：	
- 導水路	20-75年
- 機構的および電氣的機械	24-40年
- その他の固定水圧工事	25-100年
火力発電所：	
- ボイラーおよび補助機器	19-46年
- ガス・タービン機器	10-40年
- 機構的および電氣的機械	10-45年
- その他の固定水圧工事	10-66年
原子力発電所	60年
地熱発電所：	
- 冷却塔	10-20年
- タービンおよび発電機	20-30年
- 液体に接触しているタービン部品	10-25年
- 機構的および電氣的機械	20-22年
風力発電所：	
- 塔	20-25年
- タービンおよび発電機	20-25年
- 機構的および電氣的機械	15-25年
太陽光発電所	
- 機構的および電氣的機械	15-40年
公共照明および芸術的照明	
- 公共照明装置	18-25年
- 芸術的照明装置	20-25年
送電線	20-50年
変電所	10-60年
供給設備：	
- 高圧線	30-50年
- 主要変電所	10-60年
- 低圧線、中圧線	23-50年
メーター：	
- 電氣機械メーター	2-27年
- 電力バランス測定機器	2-35年
- 電子メーター	10-20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。

土地は不確定の耐用年数を有するため、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。損益計算書を通じて認識される差益または差損は、もしあれば処分に当たって受領した正味代価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。イタリアでは、2020年から2040年までの間に事業権が終了する。

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2017年から2088年の間に終了する。

サービス委譲契約で使用されるインフラ

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「公共部門から民間部門」のサービス委譲契約の下で、事業者はサービス・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／改良し、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、事業者として、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認識せず、「工事契約」の項で説明するように、建設／改良サービスに関連した収益および費用の会計処理を行う。特に、当グループはインフラストラクチャーの建設／改良について受領したまたは受領できる対価を公正価値で測定し、サービス委譲契約の性格次第では、以下を認識する。

- ＞ 事業者が委譲者から（または委譲者の裁量による第三者から）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し、委譲者には支払を回避する裁量権がほとんどない場合には、金融資産。この場合、委譲者は契約上で事業者に対して、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、
- ＞ 事業者が、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、事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（事業者として）無形資産（公共サービスの利用者に課金する権利）を受け取る契約上の権利を有する場合、借入費用は、「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。

委譲契約の事業段階の間、当グループは事業サービスへの支払を、「収益」の項で詳細に記載されている判断基準に従って会計処理している。

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固定資産をリース契約の下で保有している。

これらの契約は、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号に示されている環境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報酬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購入するかどうか未確定なものに関しては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として認識される。

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、かつ当該契約が当該資産の使用権を譲渡するものであるような一定の種類の契約も、リース契約であると考えることができる。

投資不動産

投資不動産は、商品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、賃貸収入および／または値上がり益を期待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、各資産の耐用年数にわたって定額法で減価償却される。

減損損失は後に説明される基準に従って算出される。

投資不動産の公正価値の内訳は、注記45「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、その処分の時点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。損益計算書を通じて認識される差益または差損は、もしあれば処分に当たって受領した正味売却価額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。

無形固定資産

無形固定資産は、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。無形固定資産は、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、関連する費用を信頼性をもって決定することが可能である場合に、その取得原価または内部開発費用によって測定される。

これらの費用には、当該資産を意図した用途に使用可能な状態にするのに必要な、直接的に帰属する費用も含まれる。

社内開発費用は、当グループが無形資産の完成の技術的な実現可能性および当該資産が将来の経済的便益を生み出すことに対して合理的に確信を持ち、かつ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場合に、無形固定資産として認識される。

研究費は、費用として認識される。

有限の耐用年数がある無形固定資産は、償却累計額および減損損失を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再評価が行われ、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固定資産は償却されないが、減損のテストは少なくとも年1回行われる。

当グループの無形固定資産は、いくつかの事業認可およびのれんを除き、有限の耐用年数を有する。

耐用年数が無限の無形固定資産は償却されないが、減損のテストは年1回行われる。

無限の耐用年数は毎年見直しが行われ、無限の耐用年数が引き続き支持できるかが判定される。支持できない場合、無限から有限への耐用年数の変更は、会計上の見積りの変更として会計処理される。

無形固定資産は、その処分するとき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。損益計算書を通じて認識される差益または差損は、もしあれば処分に当たって受領した正味代価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。

内部生成資産と取得資産を区分した、主要な無形固定資産の見積耐用年数は、以下のとおりである。

開発費：	
- 内部生成資産	3-5年
- 取得資産	3-5年
工業所有権および知的財産権：	
- 内部生成資産	5年
- 取得資産	3-25年
事業権、ライセンス、商標および類似の権利：	
- 内部生成資産	-
- 取得資産	2-60年
その他：	
- 内部生成資産	2-5年
- 取得資産	3-40年

のれん

のれんは、子会社の取得時に発生し、取得日現在の公正価値で測定され譲渡された対価および非支配持分の価額が、被取得企業の識別可能な資産および負債の正味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使用して、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があるか否かを判定するために見直される。かかる証拠が存在する場合には、関与する資産の回収可能価額が見積られる。回収可能価額には、当該資産の公正価値から処分に要する費用を控除した金額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、無形固定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の基準を採用している。

使用価値は、当該資産が生成する将来キャッシュ・フローの見積り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特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準に決定される。

資産または配分先の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、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から控除され、次に他資産の帳簿価額の割合に応じて他の資産から控除されることになる。

以前に認識された減損損失の理由が確立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ずかつ減価償却または償却が実行されたとすれば資産が有するはずであった純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確立しなくなった場合であっても回復されない。

のれん、耐用年数が無限の無形固定資産、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販売に要する見積費用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CO₂排出枠）が含まれる。CO₂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、CO₂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、帳簿価額の切下げを受けない。

工事契約

工事契約の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、工事契約の収益および費用は、報告期間末における工事活動の進捗度を参照して認識される。この基準の下では、収益、費用および利益は完成した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、回収可能性の高い工事費用が発生した範囲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、報告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し、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。

金融商品

金融商品とは、ある事業体の金融資産と別の事業体の金融負債または株主資本商品を生む契約である。金融商品は、IAS第32号およびIAS第39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、連結財務諸表上で認識される。

IAS第39号の下では、金融商品は以下のとおりに分類される。

- > 損益を通して公正価値で測定される金融資産および金融負債
- > 満期保有目的金融資産
- > 貸付金および債権
- > 売却可能金融資産
- > 償却原価で測定した金融負債

損益を通して公正価値で測定される金融資産および金融負債

この区分には、売買目的保有および当初認識時に損益計算書を通じて公正価値で測定されるものに指定された、有価証券、子会社、関連会社およびジョイント・ベンチャー以外の事業体に対する株式投資、ならびに投資ファンドが含まれる。

損益を通して公正価値で測定される金融商品は、次の金融資産および金融負債である。

- > 主に短期での売却または買戻しを目的として取得または発生したため、売買目的保有に分類されるもの。

＞ IAS第39号によって許容されるオプション（公正価値オプション）の下で、当初認識時に損益を通して公正価値で測定するよう指定されたもの。

このような金融資産および金融負債は、当初に公正価値で認識され、その後の公正価値の変動による利益または損失は、損益を通じて認識される。

満期保有目的金融資産

この区分には、固定のまたは決定可能な支払および固定満期を伴い、活発な市場における公表価格があり、株式投資に該当しない非デリバティブ金融資産であって、当グループが満期まで保有する積極的な意図や能力を有するもので構成される。これらは当初、取引費用を含む公正価値で認識され、それ以降は実効金利法を用いた償却原価で測定される。

貸付金および債権

この区分は、主に売掛金およびその他の金融債権が含まれる。貸付金および債権は、固定のまたは決定可能な支払を伴い、活発な市場における公表価格がなく、当グループが直ちにもしくは短期間で売却する意図を有するもの（これらは売買目的保有に分類される）または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もしくは売却可能に指定した以外の子会社金融資産である。このような資産は当初、取引費用調整後の公正価値で認識され、それ以降は実効金利法を用いた償却原価で測定されるが、重要性がない場合は割引されない。

売却可能金融資産

この区分には、主に満期保有目的に区分されない上場負債証券および他の事業体に対する株式投資、（「損益を通じて公正価値で測定されるものとして指定された」旨の区分がされる場合でない限り）が含まれる。売却可能金融資産は、売却可能として指定された、または貸付金および債権、満期保有目的金融資産もしくは損益を通して公正価値で測定される金融資産として分類されない非デリバティブ金融資産である。

これらの金融商品は公正価値で測定され、公正価値の変動はその他の包括利益において認識される。

売却時、または売却可能金融資産がその後の購入の結果子会社への投資となった場合には、株主資本において認識されていた累積損益は損益計算書に戻し入れられる。

信頼性をもって公正価値を決定できない場合、資産は減損損失調整後の取得原価で認識される。

金融資産の減損

各報告日時点で、貸付金および債権（売掛金を含む）、満期保有目的または売却可能に分類されたすべての金融資産は、資産または金融資産のグループが減損している旨の客観的な証拠が存在するかを判定するために評価される。

当初認識の後に発生し、当該資産の将来キャッシュ・フローに影響を及ぼす1件以上の事象の結果、減損損失の証拠が存在し、信頼性の高い見積りが可能な場合にのみ、減損損失が認識される。

減損損失の客観的な証拠には、例えば、以下についての観察可能なデータが含まれる。

＞ 発行体または債務者の著しい財政上の困難

- > 債務不履行または金利もしくは元本支払の遅延等の契約違反
- > 借入人が破産または他の形態の金融再編成を申請する証拠
- > 見積キャッシュ・フローの無視できないほどの減少

将来の事象の結果として発生が予期される損失は、認識されない。

貸付金および債権または満期保有目的に分類された金融資産については、減損損失が特定された場合には、その金額は当該資産の帳簿価額と、当初の実効金利で割引いた予想将来キャッシュ・フローの現在価値の差額として測定される。この金額は、損益で認識される。

売掛金の帳簿価額は、貸倒引当金勘定を使用して減額される。

過去の減損損失の金額が減少して、当該減少が客観的に減損の認識後に発生した事象に関連付けることが可能である場合、当該減損は損益を通じて戻入される。

売却可能株式投資の減損の場合は、技術、市場、経済または法的環境の著しい不利な変動等の追加の要因が検討される。

公正価値の著しいまたは長期にわたる下落は、減損の客観的な証拠を構成し、したがって、以前にその他の包括利益で認識された公正価値損失は、資本の部から損益に振り替えられる。

累積損失の金額は、取得原価と現在の公正価値の差額から、以前に損益で認識された減損があればその金額を控除した額である。売却可能投資の減損損失は、戻入することはできない。

信頼できる公正価値の測定が不可能なことから原価で測定されている公表相場価格のない資本性商品について、減損の客観的証拠がある場合、減損の金額は帳簿価額と、類似した金融資産の最新の利率で割引いた見積将来キャッシュ・フローの現在価値の差額として測定される。これらの場合も、減損の戻入は認められない。

売却可能に分類された負債性商品の、資本の部から振り替えられる減損損失は、その他の包括利益で認識された累積公正価値損失である。かかる減損損失は、当該減損損失が認識された後に発生した事象の結果として当該負債性商品の公正価値が客観的に増加した場合、損益を通じて戻し入れられる。

現金および現金同等物

この区分には、要求に応じてまたはごく短期のうちに換金可能な預金、ならびに既知の金額の現金に容易に変換することができ、価値変動の著しいリスクにさらされてい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・リースに基づく債務および負債性商品が含まれる。

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。

デリバティブ金融商品

デリバティブは、次の性格を持つ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、信用格付、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、または市場要素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よっ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、「売買目的保有」として分類され、損益を通じて公正価値評価される。

ヘッジ会計の詳細については、注記44「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として適格ではないことから損益を通じて公正価値評価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。

公正価値で測定される金融商品ではないこのような契約は、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。

- > 主契約が損益を通して公正価値で測定される金融資産ではない。
- > 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、連結財務諸表において公正価値で認識され、公正価値の変動は損益を通じて認識される（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、当グループが通常見込む購入、販売または使用のための所要に従って締結されて、受領または配給のために保持される非金融項目の売買契約は、IAS第39号の適用範囲には該当せず、そのためこのような取引の会計上の取扱いに従って認識される（自己使用の例外）。

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、販売または使用のための所要に従っ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。
- > 当グループが見込む購入、販売または使用のための所要に従って締結された。

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、IAS第39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（自己使用の例外）であるかを決定している。

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期間満了になること。
- > 当グループが、資産に伴うリスクおよび報酬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、IAS第39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・スルー基準」）。
- > 当グループが資産に伴うリスクおよび報酬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、資産に対する支配権を移転したものであること。

金融債務は、それが消滅した場合すなわち契約上の義務が免責された、取り消されたまたは満期となった場合に認識が中止される。

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
- > 差金決済する意向、または当該資産を現金化すると同時に負債を決済する意向がある場合

従業員給付

確定給付制度または雇用期間中に発生したその他の長期給付に関連して退職時または雇用終了後に支払われる従業員給付に関する負債は、財政状態計算書日現在発生済みの将来の給付額を年金数理上の仮定を用いて見積ることによって、制度ごとに決定される（予測単位積増方式）。具体的には、確定給付債務の現在価値は、報告期間末時点の高格付社債の市場利回りに基づいて決定された割引率を使用して算出される。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、負債の年金数理上の測定からの数理損益、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利益および損失は、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。

退職給付

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。

- > 当グループが給付金の申し出を撤回することが不可能となった時点
- > 当グループが、IAS第37号の適用範囲内で、退職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格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債務が存在し、その決済の結果財源が流出すると予想され、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。影響が重要である場合、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特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。

負債を消滅させるために必要な支出の一部または全部が第三者によって行われることを当グループが見込み、かかる支出がほぼ確実な場合は、当該支出は個別の資産として認識される。

負債が発電所の解体および／または原状回復に関連するものである場合は、引当金の当初の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。

契約の下での義務を履行するための不可避免的な費用が当該契約の下で受け取ると見込まれる経済的利益を上回る契約（義務負担契約）の場合、当グループは、義務を履行する費用が契約の下で受取りが見込まれる経済的便益を超過する部分と、義務の履行を怠ることから発生する補償金または罰金のいずれか低い金額で引当金を認識する。引当金発生の見積りの変更は、当該変更が生じた期間の損益計算書において認識されるが、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損益計算書上で認識される。発電所の解体および用地の原状回復に関する負債、特に原子力発電所または使用済燃料およびその他の放射性物質の貯蔵所の解体および用地の原状回復に関する負債を計上するのに当たって採用した見積り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固定資産）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、定額法で損益に収益計上される。

環境関連証明書費用

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。

昨年まで再生可能エネルギーを奨励するグリーン証書の制度があったイタリアでは、2016年以降、2012年7月6日付け省令の適用により、従来の奨励の仕組みは「固定価格料金」に代わった。これらの増減の認識によって、収益は増加した。各発電所のインセンティブ契約の条項に従い、現在ではここにインセンティブを含む販売価格、他の収益および利益のこれに対応する減少、電力に対するグリーン証書の付与に関連する金額が全額計上されている。

グリーン証書の制度がなお利用されている他国では、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利益に計上され、証書が資本の部にまだ計上されていない場合には資産が非金融資産として認識され、証書が資本の部に計上されている場合には棚卸資産として認識される。証書が資本の部に計上された時点で、証書はその他の資産から棚卸資産に組み替えられる。

かかる証書の売却による収益は、販売およびサービスからの収益で認識され、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CO₂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する環境証書は、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、発生主義で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）を現在の状態で容易に売却でき、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、持分法を使用して会計処理される。

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）の売却目的保有としての当初の分類の直前に、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取りやめる。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、処分費用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取り止め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まれる。

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、

- > 分離された主要な事業部門または地理的領域であり、
- > 分離された主要な事業部門または事業の地理的領域を処分するひとまとまりの計画の一部であるか、
- > または、もっぱら再販売を目的として買収された子会社である。

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取り止めた場合、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まれる

収益

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。収益には、当グループが自己勘定で受け取ったおよび受け取ることができる経済的便益の流入総額のみが含まれる。したがって、代理人の関係で、本人に代わって回収した金額は、収益から除外される。

収益は、当グループが認めた値引きおよびボリューム・リベートの金額を考慮に入れ、受け取ったまたは受け取ることができる対価の公正価値で測定される。

商品または役務が類似した性格および価値の商品または役務と交換された場合、この交換は収益を発生させる取引とはみなされない。

当グループが複数の収益生成業務を遂行する取決め（複数要素取引）においては、認識基準は、取引の実体を反映させるために個別に識別可能な取引の構成要素に対して適用され、複数の取引が、当該一連の取引を全体として参照することなしに商業的效果を理解することが不可能のように結びついている場合はこれらの複数の取引に対して合算して適用される。

より具体的には、取引の種類に応じて以下の基準が使用される。

- > 製品の販売から生じる収益は、当該製品の所有による重要なリスクと経済的便益が買い手に移転し、収益の額が信頼性をもって測定可能であるときに認識される。
- > 電力・ガスの販売収益は、期間中の供給量に関して、請求書が未発行であってもこれらの商品が顧客に供給された時点で認識される。供給量は、定期的な検針に加えて、見積りを使用して算定される。該当する場合、当該収益は、法令および電力・ガス・水道規制局ならびに同様な外国当局により設定された、当該年度に適用される料金ならびに関連制約に基づいて決定される。
- > 電力・ガスの輸送収益は、販売業者である顧客にサービスが提供された時点で、請求書未発行であっても認識される。この収益は、実際に配電網を通過した量に基づいて決定され、ロス分の見積り控除後である。現地の具体的規則にその旨が規定されている場合には、イタリア電力・ガス・水道規制局または他の国の同等な国家組織によって定められた制限および強制的料金を反映するように当該収益を調整している。特に、それぞれの当局は、制限および強制的料金を定める際に、送電網への投資の発生原価、それに関連する適切な資本収益率に基づく報酬、および当該金額が料金に組み込まれるタイミングを対象事項に含める。投資が実行される年度中の料金に当該投資が含まれ、かつ、当該金額を受領する事業者の権利が発生することが既にほぼ確実である場合には、収益の支払いに用いられる金融的仕組みにかかわらず、発生主義により収益が認識される。この取扱い、例えば、配電および検針の新たな料金の期間の定義に関して、現在の規制サイクル（2016～2023年）の期間中効力を有する局決定第654/2015号の規定を反映している。
- > サービス提供からの収益は、サービスが提供された報告期間末時点でのサービスの進捗状況を参照して認識される。取引の進捗状況は、提供されるべきサービス全体に対する提供されたサービスの比率の評価に基づいて、または取引見積総費用に対する発生した費用の比率として算定される。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。
- > 工事契約に伴う収益は、「工事契約」の項に記載されたとおりに認識される。
- > 送電網への接続に関連する貨幣および現物による料金は、提供されたサービスが識別可能な場合、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することができ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（配電サービス）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。

- ＞ 賃貸またはオペレーティング・リースからの収益は、関連する契約の内容に従って、発生主義で認識される。

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売却可能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、適用される規則に準拠して算定される。

特に、かかる未払金および未収金は、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および税法を使用して算定される。

当期法人税等は、損益以外で認識された項目に関連し、資本の部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。

繰延税額

繰延税金負債および資産は、財務諸表上の資産負債の帳簿価額と、税務上認識される対応する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いて計算されるもので、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の回収が可能となる可能性が高くなった範囲で認識される。

繰延税金は、損益以外で認識された項目に関連し、資本の部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末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 近年公表された会計基準

2016年に適用された新たな会計基準

当グループは、2016年1月1日より、既存の基準の変更を適用した。

- > 2014年12月に公表された「IAS第1号開示イニシアティブの改訂」。これらの改訂は、表示および開示に関する要件の改善に向けた幅広いイニシアティブの一部であり、以下の領域の変更を含む。
- 重要性：重要性の概念を財務諸表のすべての部分に適用し、重要性のない情報の提供により、財務内容の開示の効用が損なわれる可能性があることを明確化する。
 - 分解および小計：損益計算書、包括利益計算書、財政状態計算書の項目は分割できることを明確化する。小計の利用に関する新たな要件も導入する。
 - 注記の構造：企業は、財務諸表の注記を表示する順序について、ある程度の柔軟性を有することを明確化する。また、その順序を決定するにあたり、企業は財務諸表の理解可能性、比較可能性に係る要件を考慮しなければならないことを強調する。
 - 持分法適用投資：企業の関連会社およびジョイント・ベンチャーへの持分法適用投資のOCIの持分は、損益にリサイクル可能な部分と不可能な部分に分けなければならない。これらの部分は包括利益計算書において別の項目として表示しなければならない。

修正の適用は連結財務諸表に影響を与えなかった。

- > 2013年11月に公表された「IAS第19号確定給付制度：従業員拠出」の改訂。この改訂は、確定給付制度における従業員拠出の認識方法の明確化を目的としている。具体的には、勤務に連動した拠出は以下の期間の勤務費用からの控除として認識されるべきである。
- 拠出額が勤続年数に左右される場合、従業員が勤務した期間にわたり、または、
 - 拠出額が勤続年数とは無関係な場合、勤務が行われた期間。

修正の適用は連結財務諸表に影響を与えなかった。

- > 2014年8月に公表された「IAS第27号個別財務諸表における持分法」の改訂。改訂では、子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社への投資の持分法の使用が認められた。これらの改訂はまた、投資企業に関する様々な問題を明確化している。具体的には、企業が投資企業でなくなる場合、IAS第27号に従って子会社への投資を認識しなければならない。反対に、企業が投資企業になる場合、IFRS第9号に従って子会社への投資を損益を通じた公正価値で認識しなければならない。

これらの改訂は個別財務諸表のみに関係するため、連結財務諸表には影響を及ぼさないと見込まれる。

- > 2014年12月に公表された「IFRS第10号、IFRS第12号およびIAS第28号の改訂 - 投資企業：連結の例外的適用」。これらの改訂により、親会社（または中間的な親会社）が、IFRS第10号に準拠した財務諸表を作成している場合（子会社への投資を連結せずに、公正価値で測定している投資企業を含む）、連結財務諸表の作成の免除は、投資企業とみなされる、投資企業の子会社が利用可能であることを明確化する。さらにこれらの改訂は、投資企業とみなされる親会社は、子会社自体は投資企業でない場合、親会社の投資活動に関連するサービスを提供する子会社を連結しなければならないことを明確化する。これらの改訂はまた、投資企業ではないが、投資企業である関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する持分を保有する企業への持分法の適用を単純化する。特に持分法を適用する際に企業は、関連会社またはジョイント・ベンチャーが子会社持分に対して適用した公正価値測定を維持することができる。修正の適用は連結財務諸表に影響を与えなかった。
- > 2014年5月に公表された、「IFRS第11号の改訂である共同支配事業における持分取得の会計処理」。この改訂により、IFRS第3号に従い、IFRS第3号ならびに、IFRS第11号の指針に反する基準を除く他の適用されるIFRSの下で、企業結合に関するすべての会計規則の適用を求めている事業である共同支配事業の持分の取得に係る会計処理が明確になっている。この改訂の下で、このような持分を取得する共同事業体は、公正価値で認識できる資産および負債を測定し、取得関連費用（債務または株式の発行費用を除く）を計上し、繰延税金を認識し、のれんまたは割安購入益を認識し、のれんが配分されている現金生成部門に関して減損テストを実施し、関連する企業結合について要求される情報を開示しなければならない。
修正の適用は連結財務諸表に影響を与えなかった。
- > 2014年5月に公表された「IAS第16号およびIAS第38号の改訂である、許容される減価償却および償却の方法の明確化」。この改訂は、有形固定資産および無形固定資産の減価償却または償却の計算方法に関する追加の指針を示している。IAS第16号の規定は、収益ベースの償却方法は適切でないことを明確化するように改訂された。IAS第38号の規定は、収益ベースの償却方法は不適切であるとの仮定を導入するように改訂された。以下の場合、この仮定に優先することがある。
 - 無形固定資産が、収益の基準として表示されている。
 - 収益と、無形固定資産によって生成された経済的便益の消費との相関が高いと示すことができる。修正の適用は連結財務諸表に影響を与えなかった。
- > 2014年6月に公表された「IAS第16号およびIAS第41号の改訂である、果実生成型の植物」。この改訂により、現在IAS第16号「有形固定資産」の範囲に含まれている、果樹など「果実生成型の植物」の定義を満たす生物資産の会計処理が変更される。この結果、その基準のすべての規定に従うこととなる。したがって、初度認識の後の測定にあたり、企業は費用モデルと評価モデルのいずれかを選択することができる。果実生成型の植物によって生産される農産物（果実など）は、引き続き「IAS第41号農業」の範囲に含まれる。
修正の適用は連結財務諸表に影響を与えなかった。
- > 2013年12月公表された「IFRSの年次改善（2010-2012年サイクル）」。この文書には、既存の基準の正式な修正と明確化のための説明が記載されているが、これらは連結財務諸表に影響を与えなかった。より具体的には、以下の各基準が改訂された。

- 「IFRS第2号株式基報酬」。この改訂は、各条件の説明を明確化するために、「業績条件」および「勤務条件」の定義を「権利確定条件」の定義と区別した。
- 「IFRS第3号企業結合」。この改訂は、企業結合において合意された条件付対価の分類方法を明確化している。具体的に、この改訂は条件付対価が資本性商品に当たらない場合、(IAS 39の範囲における)金融資産または負債、もしくは非金融資産または債務に分類されることを説明している。いずれの場合でも、条件付対価は公正価値で測定され、公正価値の変動は損益に認識されるものとする。
- 「IFRS第8号事業セグメント」。この改訂では、事業セグメントの合算およびその合算の理由に関する経営陣の判定を、財務諸表の利用者が理解できるよう、新たな開示要件が導入された。この改訂はまた、経営陣によって定期的に行われる場合のみ、セグメントの資産合計と企業の資産合計の調整が必要であることを明確化している。
- 「IAS第16号有形固定資産」。この改訂は、有形固定資産項目が再評価される際には、当該資産の帳簿価額総額は、帳簿価額の再評価と整合する方法で修正される旨を明確化している。加えて、この改訂では減価償却累計額は当該資産の帳簿価額総額と減損累計額考慮後の帳簿価額との差額として算出される旨を明確化している。
- 「IAS第24号関連当事者についての開示」。この改訂は、管理企業、すなわち主要な経営幹部サービスを提供する企業が、当該企業の関連当事者である旨を明確化している。したがって、管理企業に対して支払われた、あるいは支払われるサービス料に加えて、当該企業は、ローンなど、管理企業とその他の取引も、関連当事者に関してIAS第24号の下で要求される開示の範囲内で報告しなければならない。この改訂はまた、企業が管理企業から主要な経営幹部サービスを受ける場合、当該企業は、管理企業から経営幹部に対して支払われた、あるいは支払われる報酬の開示を求められない旨を明確化している。
- 「IAS第38号無形資産」。この改訂は、無形資産が再評価される際には、その帳簿価額総額は帳簿価額の再評価と整合する方法で修正される旨を明確化している。加えて、この改訂では償却累計額は当該資産の帳簿価額総額と減損累計額考慮後の帳簿価額との差額として算出される旨を明確化している。

「IFRSの年次改善(2010-2012年サイクル)」では、「IFRS第13号-公正価値測定」の「結論の基礎」が改訂され、請求額に適用される金利が表示されていない短期の未収金および未払金であっても、割引の影響が重要でないと思われる場合、割引なしで測定することができる旨を明確化している。

> 2014年9月に公表された「IFRSの年次改善(2012-2014年サイクル)」。この文書には、既存の基準の正式な修正と明確化のための説明が記載されているが、これらは連結財務諸表に影響を与えなかった。より具体的には、以下の各基準が改訂された。

- 「IFRS第5号売却目的で保有する非流動資産および廃止事業」。この改訂は、資産(または処分グループ)の売却目的から分配目的への区分変更が、新たな売却計画ではなく、当初計画の継続とみなされるべきであることを明確化する。したがって、区分変更によってIFRS第5号の規定の適用が中断したり、区分の日付が変更したりすることはない。

- 「IFRS第7号金融商品：開示」。この改訂は、完全に移転され認識が中止された資産への継続的な関与についての開示に関して、開示の目的上は、手数料の支払いに関して規定するサービシング契約が、移転された資産への継続的な関与を示し得る旨を明確化する。企業は、いつ開示が必要かを判断するために、手数料およびサービシング契約の内容を評価しなければならない。これらの改訂はまた、要約中間財務諸表において、金融資産および金融負債の相殺は求められていないことを明確化する。
- 「IAS第19号従業員給付」。IAS第19号は、退職後給付債務の算定に用いる割引率が、優良社債の市場利回りまたは、当該優良社債の取引高が少ない場合には国債の利回りを参照して決定されることを要求している。IAS第19号の改訂は、優良社債の取引高は、その債券の発行国の通貨ではなく、表示通貨に基づいて評価されなければならないことを明確化する。当該通貨でみて優良社債の取引高が少ない場合、国債の対応する市場利回りを利用する。
- 「IAS第34号中間財務報告」。この改訂は、中間財務報告で求められる開示が、中間財務諸表において提供されるか、または中間財務諸表の利用者が同じ期間について同時に入手可能な他の報告書（管理リスク報告書など）の参照により、中間財務諸表において相互参照されるべきことを規定している。

将来発効する会計基準

以下の新たな基準、改訂、解釈指針は2016年12月31日より後に発効する。

- > 2014年7月24日に最終版が公表された、「IFRS第9号金融商品」は、現行の「IAS第39号金融商品：認識および測定」に置き換わり、新たな基準のすべての従来版に代わるものである。この基準は、2018年1月1日から発効し、早期適用が認められる。

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号への移行プロジェクトの3つの段階の結果を盛り込んでいる。

金融商品の分類については、IFRS第9号は、組込デリバティブを含むすべての種類の金融資産に関して単一のアプローチを定めており、このアプローチでは、複雑な細分方法を適用せずに、金融資産を全体として分類している。

金融資産を分類、測定する方法を判断するためには、金融資産を管理するビジネス・モデル、および契約によるキャッシュ・フローの特徴を検討しなければならない。これに関して、ビジネス・モデルは、事業がキャッシュフローを生み出すために金融資産を管理する方法、すなわち契約によるキャッシュフローの収集や金融資産の売却（またはその両方）である。

金融資産は、契約によるキャッシュフローの収集を目的とするビジネス・モデルで保有されている場合は償却原価で測定され、契約によるキャッシュフローの収集と資産売却の両方を目的として保有されている場合はその他の包括利益を通じて公正価値で測定される（FVTOCI）。この分類により、償却原価法を用いて算出した利息を通じて認識でき、また、金融資産の公正価値についてはその他の包括利益を通じて認識できる。

現在、損益を通じて公正価値で測定される（FVTPL）金融資産は残りの区分であり、これはトレード目的金融資産や公正価値に基づき管理される金融資産を含め、上記の2つのビジネス・モデルのうちのいずれかに基づき保有されているものに該当しない金融商品で構成される。

金融負債の分類、測定については、IFRS第9号では、限定的な改訂にとどめてIAS第39号において想定される会計処理を維持しており、負債の大部分は償却原価で測定される。特定の要件を満たせば、損益を通じて公正価値で測定するものとして金融負債を指定できる。

ただし、この基準は、損益を通じて公正価値で測定されるものとして指定される金融負債に関する新たな規定を導入しており、当該規定は、特定の状況において、自らの信用リスクに起因する公正価値の変動の一部が損益ではなくOCIを通じて認識されるものとしている。基準のこの部分は、基準全体を適用する必要なく、早期適用が可能である。

金融危機の期間、「発生した信用損失」に基づく減損の手法は、トリガーイベントの発生まで信用損失の認識を繰り延べることにに関して明確な限界があったため、新しい基準では、財務諸表の読み手に「予想信用損失」についてより多くの情報を与える新しいモデルを提案している。

本質的に、モデルは以下のことを定めている。

- a) すべての金融資産に単一のアプローチを適用する。
- b) 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、各報告日時点の当該損失額を見直す。
- c) 過度の費用を負担せずに入手可及な、過去の事象、現在の状況、将来の状況の予想に関する適切な情報に基づき、予想損失を測定する。
- d) 予想損失および信用リスクに関する開示を改善する。

IFRS第9号はまた、ヘッジ会計をリスク管理に密接に合わせて調整し、より原則に基づいたアプローチを確立するため、ヘッジ会計に新しいアプローチを導入している。

この新しいヘッジ会計により、企業はリスク管理活動を財務諸表に反映させることができ、ヘッジ対象の適格基準を非金融要素のリスク項目、ネット・ポジション、レイヤー・コンポーネントおよび全体のエクスポージャー（すなわち、非デリバティブ・エクスポージャーとデリバティブとの組み合わせ）にまで拡大できる。

IAS第39号で用いられているヘッジ会計アプローチと比べた、ヘッジ商品に関する最も重要な変更点は、オプションの時間価値の繰り延べの可能性、ヘッジされている要素が損益に影響を及ぼす時期までのOCIにおける為替予約および通貨ベース・スプレッド（すなわち「ヘッジ・コスト」）の先渡し要素に係るものである。IFRS第9号はまた、リスク管理の目的が変わらない場合、企業がヘッジ関係をリバランスできるようにするには、遡及的なテストの結果は80%-125%の範囲に入る必要があるという、有効性テストの要件を削除している。

最後に、IFRS第9号はポートフォリオの公正価値による金利リスクのヘッジ会計（「マクロ・ヘッジ会計」）に関するIAS第39号の条項に代わるものではない。IAS第39号の代替プロジェクトの当該フェーズは分離され、なお協議されている段階である。2014年4月、IASBはディスカッションペーパー「*Accounting for Dynamic Risk management: a Portfolio Revaluation Approach to Macro Hedging*（動的リスク管理の会計処理：マクロヘッジに対するポートフォリオ再評価アプローチ）」を発表した。

2016年、これらの3分野に関する新たな基準適用の移行プロジェクトが始まった。プロジェクトの各分野は以下の点に対処している。

- a) 「分類および測定」：金融商品の分類にかかる現行手続きをIFRS第9号に基づく新方針と比較した評価（SPPIテストとビジネスモデル）。加えて、プロジェクトの活動には、適切な評価モデルを特定するため、契約に基づくキャッシュフローの構成は元本および利息の支払いのみではない可能性があるため、公正価値で測定可能な契約の分析、およびIAS第39号の下では費用免除の対象だがIFRS第9号の元では公正価値で測定される非上場企業の少数持分の分析が含まれる。
- b) 「減損」：グループの信用エクスポージャーの大部分を占める売掛金に重点を置いた無効金融資産の分析を実行中である。より具体的に、これらの債権は特定のクラスに細分化され、適用される法令および規制枠組みを十分に考慮している。場合に応じて、損失率アプローチまたは一般的な予想損失モデルの適用時に適切な減損モデルを分析している。
- c) 「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、IFRS第9号に基づき適用可能な新たな戦略の分析を含め、新たなヘッジ会計モデルの実施に向けた取り組みが進められている。
- 分析の現段階で、新たな基準がもたらし得る影響の合理的な推定を行うことは不可能である。
- > 2014年1月に公表された、「IFRS第14号規制繰延勘定」。この基準により、初度適用企業は引き続き、国際財務報告基準の初度適用時に、従来のGAAPの下で認識された料金規制額を認識することができる。すでにIFRS/IASに従って財務諸表を作成している企業は、この基準を適用することはできない。つまり企業は、現行のGAAPによってそのような認識が認められていない場合、あるいは企業が現行のGAAPの下で認められているような会計処理を適用していない場合、IFRS第14号の下で料金規制資産および負債を認識することはできない。欧州委員会はこの基準の承認プロセスを開始せず、料金規制事業に関する広範なプロジェクトの完了を待つことを決定した。
- > 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月に公表された「IFRS第15号の改訂：IFRS第15号の発効日」を含む。新たな基準は「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リティプログラム」、「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」に取って代わり、顧客との間のすべての契約に適用されるが、多数の例外もある（例えば、リースおよび保険の契約、金融商品等）。この新たな基準は、「財およびサービスの顧客への移転を誠実に表すように、企業が当該財またはサービスと引き換えに権利を得ると見込まれる対価を反映した金額での収益の認識」という基本原則に基づく収益の認識および測定の枠組みを定めている。この基本原則は、次の5つの主な段階（ステップ）に基づいて適用される。企業は顧客との間の契約を特定しなければならない（ステップ1）。企業は、契約に定められた履行義務を特定しなければならず、その際には、分離可能な財またはサービスを別々の義務として認識する（ステップ2）。企業はその後、取引価格を決定しなければならず、当該価格は企業が獲得を予想する対価によって表される（ステップ3）。その後、企業は、契約の中で特定された分離可能なそれぞれの財またはサービスの個々の価格に基づいて、当該の個々の義務に取引価格を配分しなければならない（ステップ4）。個々の履行義務が、顧客への財またはサービスの移転を通じて履行された時点（すなわち、顧客が当該財またはサービスの支配を取得した時点）で（またはその場合に）、収益が認識される（ステップ5）。
- IFRS第15号は、顧客との契約に伴う収益およびキャッシュ・フローの性質、金額、時期および不確実性の程度の完全な開示を保証するための注記も記載している。

この基準は、承認を条件として、2018年1月1日以降に開始する報告期間から発効する。

プロジェクトは、この基準がグループの連結財務諸表に与え得る影響を特定する目的で2016年に開始された。

なお実行中の分析の現段階でIFRS第15号の新たな基準により影響を受けられると思われる最も重大な側面は、(i)契約上の義務の特定、(ii)複数の契約義務を伴う契約、(iii)対価および認識のタイミングが様々な契約、(iv)第三者が顧客へ財／サービスの供給に関与しており、グループ（またはカウンターパーティ）が主体として行動する場合と代理人として行動する場合を区別している契約、(v) 契約の買収費用の資本化と顧客との契約の履行、および(vi)基準を順守するために実施すべき開示に関するものである。

分析の現段階で、新たな基準がもたらし得る影響の合理的な推定を行うことは不可能である。

分析プロセスにおいて、グループは基準の初めての適用時のプロセスを定義できる。

- > 2016年4月に公表された「IFRS第15号の明確化 - 顧客との契約から生じる収益」は、いくつかの実務的な方法及びIASBとFASBにより定められた合同移行リソース・グループによる対応したトピックを明確にする目的で、基準に改訂を加えるものである。これらの改訂の目的は、基準の基本原則を変えることなく、IFRS第15号の条項の数を明確にすることである。これらの改訂は、承認を条件として、2018年1月1日以降開始する報告期間から発効する。
- > 2016年1月に公表された「IFRS第16号リース」は、リースに適用される従来の基準であったIAS第17号および関連する解釈指針に取って代わる。貸手および借手の両方に係るリースの認識、測定および表示の基準、ならびに関連する開示について定めている。IFRS第16号はIAS第17号に定められたリース契約の定義を修正していないが、この定義の中に支配の概念を導入した点が主な変更である。より具体的には、IFRS第16号は、契約がリースであるかどうかを判定するために、借手が所定の期間にわたって所与の資産の使用を支配する権利を有するかどうか判断することを、借手に要求する。IFRS第16号は、IAS第17号の下で要求されていたオペレーティング・リースとファイナンス・リースとの間の区別を撤廃し、すべてのリースに関して単一の認識方法を導入している。この新たなアプローチの下では、借手は次のそれぞれの認識を行わなければならない。
 - a) 財政状態計算書では、12カ月を超える期間のすべてのリースに係る資産および負債（対象資産の価額が小額である場合を除く。）。
 - b) 損益計算書では、付随する負債に関連する利息とは別途、リース契約に係る資産の減価償却費。貸手に関しては、IFRS第16号はIAS第17号の下で規定された要件を基本的に保持している。そのため、貸手は引き続きオペレーティング・リースまたはファイナンス・リースとしてリースを分類し、認識しなければならない。この基準は、承認を条件として、2019年1月1日以降に開始する報告期間から適用される。当グループは、将来におけるこの基準の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。

- > 2016年1月に公表された「IAS第7号開示イニシアティブ」の改訂。この改訂は、財務活動に起因する負債および資産（キャッシュ・フローがキャッシュ・フロー計算書において「財務活動によるキャッシュ・フロー」に分類されたまたはされる負債および資産と定義されている。）に適用される。改訂によって、当該負債/資産の変動を、キャッシュ・フローと、非資金変動（すなわち、外国為替レートの変化および公正価値の変化の影響）とを区別して開示することが要求される。IASBは、関連する期の当該負債/資産の期首残高と期末残高との間の調整表の中で当該開示を提供することを提案している。この改訂は、2017年1月1日以降開始する報告期間から発効する。当グループは、将来これらの改訂を適用した場合に影響があるとは考えていない。
- > 2016年1月に公表された、「IAS第12号未実現損失に関する繰延税金資産の認識の改訂」。この改訂は、公正価値で測定される負債性商品に関連する繰延税金資産の認識を明確化している。より具体的には、この改訂は、未実現損失の会計処理における差異を解消するための繰延税金資産の認識に関する要件を明確化した。これらの改訂は、承認を条件として、2017年1月1日以降開始する報告期間から発効する。早期適用が許容される。当グループは、この改訂後の基準の適用が及ぼす将来の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」。この改訂では、資産をジョイント・ベンチャーまたは関連会社に売却または拠出する場合、あるいは、関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する共同支配権または重要な影響力を残しながら、その支配権を喪失するような持分を売却する場合、認識される損益の金額が、「IFRS第3号企業結合」に従い資産または持分が企業を構成するかどうかによって決まるものとしている。さらに具体的には、資産または持分が企業を構成する場合、いかなる利益（損失）も全額計上される。資産または持分が企業を構成しない場合、いかなる利益（損失）も、関連会社またはジョイント・ベンチャーにおける、取引の相手方である関連のない投資家の持分の範囲においてのみ認識される。欧州財務報告諮問グループは、企業とその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の相殺消去に関するIASBのプロジェクトが完了するまで上記の改訂の承認を延期するよう、欧州委員会に提案した。
- > 2016年6月に公表された「IFRS第2号の改訂：株式に基づく報酬取引の分類および測定」。改訂内容：
 - 測定日（すなわち付与日、各会計期間期日、および決済日）に現金で決済される株式基準の取引の公正価値は、市場環境（株式の目標価格など）や受給権が確定しない条件を考慮し、勤続条件および市場環境以外のパフォーマンス条件を無視して決定するものとするを説明している。
 - 源泉徴収税と差金決済する株式基準の報酬は、全額、株式決済型の取引に分類するものとするを説明している（差金決済を行わない場合に同区分に分類される場合）。
 - 現金決済型取引から株式決済型取引への分類変更につながる条件の変更の会計上の取り扱いに関する条項を定める。

これらの改訂は、承認を条件として、2018年1月1日以降開始する報告期間から発効する。当グループは、将来これらの改訂を適用した場合に影響があるとは考えていない。

- > 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：
- 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」）
- これらの改訂は、承認を条件として、2018年1月1日以降開始する報告期間から発効する。当グループは、将来これらの改訂を適用した場合に影響があるとは考えていない。
- > 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」：この解釈は、資産、費用または収益（またはその一部）の当初認識で使用する為替レートを決定する目的上、取引日は企業が事前に支払った（受け取った）対価に関して非金融資産（負債）を認識する日であることを説明している。事前の支払いまたは受領が複数回の場合、企業は事前の対価の支払いまたは受領ごとに取引日を決定するものとする。これらの改訂は、承認を条件として、2018年1月1日以降開始する報告期間から発効する。当グループは、将来これらの改訂を適用した場合に影響があるとは考えていない。
- > 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、不動産から投資不動産への振替（またはその逆）は、証拠に裏づけられた用途の変更がある場合に限り認められることを説明している。経営陣の意図の変更自体は、振替を裏付けるのに十分な証拠にならない。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不動産も含めている。これらの改訂は、承認を条件として、2018年1月1日以降開始する報告期間から発効する。当グループは、将来これらの改訂を適用した場合に影響があるとは考えていない。
- > 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修正と明確化のための説明が記載されているが、これらが当グループに重要な影響を及ぼすことは見込まれていない。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号への振替に関する「IFRSからの短期的な免除」を削除している。これらの移行に関する条項は、過去の会計期間についてのみ適用可能で、現在は適用されない。これらの改訂は、承認を条件として、2018年1月1日以降開始する報告期間から発効する。
 - 「IFRS第12号 - 他事業体の持分の開示」：この改訂は、要約財務諸表を除いて、IFRS第12号に基づく開示について定めた条項が売却目的保有資産に分類される事業体の持分にも適用されることを説明している。改訂前は、IFRS第12号の条項がこれらの持分に適用可能か明確でなかった。これらの改訂は、承認を条件として、2017年1月1日以降開始する報告期間に対して遡及適用される。

- 「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（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（投資関連保険のファンドを含む））が関連会社またはジョイントベンチャーへの投資を損益を通じた公正価値で測定する際に利用可能な選択肢について、これらの事業体は当初認識時に各関連会社またはジョイントベンチャーごとに選択するものとするを説明している。投資会社ではなく、持分法を適用する際に、関連会社またはジョイントベンチャーの利益を代表する投資会社によって適用される公正価値測定の継続を選択する事業体に同様の分類が適用された。これらの改訂は、承認を条件として、2018年1月1日以降開始する報告期間に対して遡及適用される。

注記4 比較開示の修正再表示

2016年9月30日末日以降、エネル・グループの新たな組織モデルが全面的に運用可能になったとみなすことができる。このモデルの採用は、2016年第2四半期に新たな組織構造のプレゼンテーションが行われた時に最初に発表された。

組織構造の主な変更には、火力発電会社により引き続き正式に運営されている大型水力発電事業を含め、様々な部門でエネル・グリーン・パワー・グループに属する複数企業の地域ごと・機能別の統合、ならびに地理範囲の新たな定義（イタリア、イベリア、欧州および北アフリカ、ラテン・アメリカ、北米・中米、サハラ以南およびアジア、中央／親会社）が含まれる。新たな事業構造の内訳は次の通りである。火力発電および販売、インフラおよびネットワーク、再生可能エネルギー、リテール、サービス、および親会社。したがって、新たな母体構造は、次の部門（グローバル火力発電、グローバル・インフラ・アンド・ネットワーク、再生可能エネルギー、およびグローバル・トレーディング）と地域・国（イタリア、イベリア、欧州・北アフリカ、ラテン・アメリカ、北米・中米、サハラ以南およびアジア）で構成され、今年から、社内の経営幹部からも、外部金融機関からも、グループの業績の計画、報告および評価の基準となる。

こうした展開に照らして、以下の注6で報告するように、「IFRS第8号事業セグメント」に基づく開示の見直しも必要となり、当該開示は、完全な比較可能性を確保するための比較対象数値の修正再表示によっても補足されている。

また、連結キャッシュ・フロー計算書における「営業活動からのキャッシュ・フロー」については、全体的な金額は変化しないが、その構造について内訳項目の表現を改善するための修正を実施し、比較可能性を高めるため2015年の項目を修正再表示した。

注記5 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。

2015年

- > 2015年3月6日に、当グループが従来保有していなかった太陽電池企業である3Sunの株式の66.7%を取得した。当グループはこの買収を通じて支配を取得し、現在では科目ごとの連結を行っている。
- > 2015年9月24日に、子会社であるエネル・グリーン・パワーを通じた行為によって、インドの再生可能エネルギーセクターで事業を行っている会社であるBLPエナジーの68%の支配持分を取得した。
- > 2015年9月に、ベンチャーの他の参加者との間の分割契約によって特定されたENEOPグループの残りの60%を取得した。この買収の決済は、コンソーシアムの他のパートナーに譲渡された他の2つのポートフォリオの中で保有していたエネル・グリーン・パワーの40%の付随的譲渡によって行われた。
- > 2015年11月26日に、エネル・グリーン・パワーが持分を保有していたENEOPグループおよびその他のポルトガル企業を処分した。
- > 2015年12月に、株主間契約の変更を受けて、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカが50%を保有しており、従来は持分法により計上されていた会社であるオセージ・ウィンドを全部連結化した。
- > ドイツ国内の地熱プロジェクト開発の専門企業であるエアドワルモ・オーバーラントの78.6%の支配持分を取得した。
- > 2015年12月31日に、従来完全子会社であったアルトモンテ、エネル・グリーン・パワー・サン・ジリオおよびエネル・グリーン・パワー・ストランピーノ・ソーラーを、F2iファンドとの均等保有のジョイント・ベンチャーであり持分法により計上されているアルターに拠出した。

上記の連結範囲の変更に加えて、以下の取引は、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を生じさせた。

- > 2015年3月31日に、米国の発電会社であるEGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズの49%を処分した。当グループは同社の支配を維持したので、この取引は非支配持分が関係するものである。
- > 2015年4月8日に、イタリアで事業を行っている風力発電会社であり、当グループが既に51%の持分を保有していたエネルジア・エオリカの残りの49%を取得した。

2016年

- > 2015年12月31日時点で「売却目的保有」に分類されていたコンボスティーリャ・アールイーを売却し、2016年3月初めに完了した。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も保有していた）で、約19百万ユーロの売却益が生じた。
- > 米国で風力発電セクターを展開するドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクトの65%の持分を2016年5月1日付けで売却した。売却価格は72百万ユーロで、約2百万ユーロの売却益が生じ、残り35%の再測定による公正価値は4百万ユーロであった。

- > ガスセクターの上流部門のイタリア資産（オンショアおよびオフショアの探鉱許可の21件の申請で構成される）を保有していた**エネル・ロンガネージ**の売却が2016年7月13日に完了した。最大売却価格は30百万ユーロで、うち7百万ユーロはすぐに回収されたが、残りの価格受領権はエミリア＝ロマーニャ州のロンガネシのガス田において2019年に予定されている生産開始やガス市場の価格動向など、数多くの条件次第である。資産の価値は見積実現可能価額に合わせて調整済みであることを踏まえ、損益を通じて資産売却損を認識していない。
- > **スロヴァク・パワー・ホールディング（「SPH」）**の50%持分を2016年7月28日に売却（同社は**スロベンスケ・エレクトラーネ（「SE」）**の66%を保有）。具体的に言うと、エネル・プロデュツィオーネは2015年12月18日に締結したEPスロバキアとの契約を履行して、SPHの50%の持分を Energetický a priemyslový holding（「EPH」）の子会社であるEPスロバキアに売却する取引を完了した。2つの段階の価格は計750百万ユーロ相当で（うち150百万ユーロはすぐさま現金で支払われた）、価格調整メカニズムの対象となる。これは独立専門家により算出され、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数多くのパラメーターに基づき、第2段階終了時点で適用される。したがって、売却により受け取る金額は損益を通じて公正価値で測定される。SPHジョイントベンチャーの持分の回収可能額の判断には上述と同じパラメーターを用いた。
- > 従来は持分法により計上していた**ディストリビュードラ・エレクトリカ・デル・プエルト・デ・ラ・クルズ（「DEC」）**のコデンサ（すでDECの持分の49%を所有していた）との買収を通じて、2016年10月1日付けで、DECの支配権を取得。詳細は注記5.1を参照。
- > 米国の再生可能エネルギープロジェクトのデベロッパーである**EGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズ（「EGPNA REP」）**のガバナンス契約の変更と持分1%の12百万ユーロでの売却を経て、2016年11月21日に支配権を喪失。以降、同資産は持分法により計上している。取引に伴い、2百万ユーロの利益、およびEGPNA が引き続き保有する50%の公正価値95百万ユーロの再測定による収益を認識した。
- > 2016年11月30日付けで、フランスの火力発電会社**エネル・フランス**の持分100%をほぼゼロの価格で売却し、4百万ユーロの損失が発生。
- > エネルおよびCDPエクイティ（「CDPE」）による増資後の2016年12月20日に**エネル・オープン・ファイバー（現オープン・ファイバー（OF））**の支配権を喪失。その後、エネルおよびCDPEはOFの持分を同程度保有しているため、以降は持分法により計上している。
- > 2016年12月28日に風力発電会社の**シマロン・アンド・リンダール**をジョイントベンチャー EGPNA REPに売却。これは、プロジェクトのパイプラインの開発をグローバルに加速させることを意図した資本集約度の比較的低い「建築、売却、運営」アプローチに基づく新たな産業成長戦略の起点となった。支配権の喪失により、37百万ユーロの利益が発生した。

- > 2016年12月30日にベルギーの火力発電会社**マルシネル・エネルジー**の持分100%を36.5百万ユーロで売却し、全額支払われた。2016年、マルシネルの純資産額を見積実現可能価額に合わせて調整し、51百万ユーロの減損損失を認識した。売却価格はアーンアウト条項を盛り込んだ顧客価格調整を条件とする。

同期間には、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。

- > 2016年2月29日にイタリアの水力発電会社**ハイドロ・ドロミティ・エネル**の残りの持分を売却。売却価格は当初335百万ユーロと見積もられていた。その後、最終売却額に基づき更新された契約上の価格計算式を適用した価格調整（22百万ユーロのマイナス）により、124百万ユーロの売却益が認識された。
- > 2016年3月31日、**エネル・グリーン・パワー**の比例配分によらない分割が実行された。その後、分割の一環としてのエネル・エスピーエーによる増資に伴い、グループは同社の持分比率を68.29%から100%に増やし、結果的に非支配株主持分を減らした。詳細は注記5.2を参照されたい。
- > 2016年5月3日にイタリアの風力発電会社**マイコール・ウィンド**の残りの持分40%を取得し、単独株主になった。
- > 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は、**エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（「EGPE」）**の持分60%をエンデサの完全子会社エンデサ・ジェネラシオンに売却した。エンデサ・ジェネラシオンはすでに同社の持分を40%保有していたため、単独株主になった。連結財務諸表上、グループにおけるEGPEの持分は、取引が実行された時点から88.04%から70.10%に減少した。
- > 2016年12月1日に、エネルシス、エンデサ・チリ、およびチレクトラの分割に伴い設立されたエンデサ・アメリカスおよびチレクトラ・アメリカスを**エネル・アメリカス**に合併。株式の交換比率と、取引に関与する企業の一部株主による撤退権の行使が重なり、エネル・アメリカスが直接または間接的に保有する会社の持分比率は変化した。詳細は以下の注記5.3を参照。

5.1 ディストリビュードラ・エレクトリカ・デ・カンディナマルカの支配権の取得

2016年10月1日、コデンサの子会社である ディストリビュードラ・エレクトリカ・デ・カンディナマルカSA（「DEC」）およびエンプレサ・デ・エネルギア・デ・カンディナマルカ（「EEC」）はコンデサに吸収合併された。より具体的に、合併はコンデサの新規発行株式（株主資本の1.25%に相当、公正価値は25百万ユーロ）をDECおよびEECの株式と交換するという形により、金銭的な影響を生まずに実行された。下の表に連結ベースで見た取引の影響を示す。ここにはDECおよびEECが以前保有していた持分の公正価値に基づく再評価による差損10百万ユーロと、事業統合による負ののれん4百万ユーロの認識が含まれる。

取引の影響

百万ユーロ	
有形固定資産	125
売掛金	19
現金および現金同等物	8
借入金	(38)
従業員給付	(27)
リスクおよび費用に対する引当金	(11)
買掛金	(19)
その他の純負債	(4)
非支配持分	(29)
以前に保有していた持分に相当する純資産の公正価値	24
以前に保有していた持分の帳簿価額	34
支配権取得前の持分の公正価値に基づく再評価	(10)

百万ユーロ	
以前に保有していた持分の公正価値	24
コデンサの新規発行株式の公正価値	25
取得原価	49
取得純資産の公正価値	53
負ののれん	4

5.2 エネル・グリーン・パワーとの統合

2016年3月25日付で実行された分割後（2016年3月31日に発効）、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（「EGP」）の比例配分によらない分割が部分的に完了した。取引には以下の内容が含まれた。

- > EGPからエネルへの、国外の再生可能エネルギーセクターで事業を行っているほぼすべての会社に投資するオランダの持株会社である、エネル・グリーン・パワー・インターナショナルにおけるEGPの持分の100%、ならびに、これらの投資に関連する資産、負債、契約およびその他の法的関係により構成される分割資産
- > 上述の分割資産の一部を除くすべての残存資産および負債（したがって基本的に、イタリアのすべての事業および少数の残りの外国投資）のEGPによる保持

当該取引は比例配分によらない分割であるため、

- > エネルを除くEGPの株主は保有するすべてのEGP株式を1対0.486の比率でエネル株式に交換した。
- > エネルは、分割資産に対するその持分に対応する株式とエネル株式とを交換し、イタリア民法第2504条の3第2項および第2506条の3第5項に従って直ちに償却した。

したがって、連結ベースの取引には以下が含まれた。

- > （2016年3月31日時点で額面1ユーロの同数の普通株式で10,166,679,946ユーロであった）エネル・エスピーエーの株主資本は、分割の一環での株式発行を受け、764百万ユーロ増加した。
- > 分割の一環で発行された株式の価値を反映して、資本剰余金は2,212百万ユーロ増加した。

- > EGPへの投資が68.29%から100%に増えたことを反映して、80百万ユーロの非支配持分はグループの資本剰余金に分類変更された。
- > 撤退権を行使した旧EGPの株主に対する償還で発生した支出に関して、非支配持分が減少（27百万ユーロ）
- > 取引費用を資本剰余金の減少として直接株主資本に認識（税効果差し引き後14百万ユーロ）

取引の影響

百万ユーロ	
株主資本の増加	764
資本剰余金の増加	2,212
撤退権行使後の現金支払い	27
取得原価	3,003
非支配持分の取得⁽¹⁾	(2,026)
非支配持分の取引による剰余金	(977)

(1) その他包括利益に基づく部分の80百万ユーロを含まない。

5.3 ラテン・アメリカの企業再編

2016年に、チリの資産を他のラテン・アメリカ諸国と分離する目的で、エネルシス・グループにそれまで属していた企業の株主構造が大幅に再編された。再編の第1段階は2016年3月で、エネルシスのエネルシス・チリ（現エネル・チリ）とエネルシス・アメリカス（現エネル・アメリカス）への分割で、子会社のエンデサ・チリとチレクトラムも同様のプロセスで分割された。

2016年9月28日の臨時株主総会で、エネルシス・アメリカス、エンデサ・アメリカスおよびチレクトラ・アメリカスの株主は、各事業の議決権の3分の2以上の賛成により、3社の合併を承認した。

2016年9月14日、エネルシス・アメリカスはエンデサ・アメリカスの全発行済株式の公開買付と、米国預託株式（「ADS」）の公開買付を開始した。買付はすべての条件が満たされた2016年10月28日に完了し、エンデサ・アメリカスの持分が3.23%増え、140百万ユーロの現金が支出された。

2016年12月1日に実施された合併後、上述の公開買付による影響を考慮すると、これらの企業に対するグループの持分は変動し、グループの持分と非支配持分の再分類につながった。

注記6 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使用し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箇所を参照する。

2016年および2015年のセグメント情報

2016年の業績⁽¹⁾

百万ユーロ	イタリア	イベリア半島	ラテン・アメリカ	ヨーロッパおよび北アフリカ	北米および中米	サハラ以南およびアジア	その他、消去および調整	合計
外部収益	36,081	18,831	10,739	3,618	1,122	29	172	70,592
セグメント間収益	876	122	29	180	3	-	(1,210)	-
収益合計	36,957	18,953	10,768	3,798	1,125	29	(1,038)	70,592
費用合計	30,012	15,522	7,221	3,030	291	15	(908)	55,183
公正価値測定される商品契約からの純利益 / (損失)	(266)	131	9	(6)	(1)	-	-	(133)
減価償却費および償却費	1,698	1,677	952	246	249	12	56	4,890
減損損失	596	359	442	248	19	7	55	1,726
減損損失の戻入	(2)	(240)	(1)	(18)	-	-	-	(261)
営業利益	4,387	1,766	2,163	286	565	(5)	(241)	8,921
資本的支出	1,883	1,147	3,069	265⁽²⁾	1,832	304	52⁽³⁾	8,552

(1) セグメント収益は、外部収益とセグメント間の収益フロー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283百万ユーロは含まれていない。

(3) 「売却目的」に分類された7百万ユーロは含まれていない。

2015年中の業績修正後⁽¹⁾

百万ユーロ	イタリア	イベリア半島	ラテン・アメリカ	ヨーロッパおよび北アフリカ	北米および中米	サハラ以南およびアジア	その他、消去および調整	合計
外部収益	39,252	20,021	10,818	4,645	879	18	25	75,658
セグメント間収益	1,475	463	10	345	3	-	(2,296)	-
収益合計	40,727	20,484	10,828	4,990	882	18	(2,271)	75,658
費用合計	33,996	17,132	7,518	3,522	305	11	(1,955)	60,529
公正価値測定される商品契約からの純利益 / (損失)	185	1	(4)	(17)	(2)	-	5	168
減価償却費および償却費	1,699	1,679	935	334	202	2	36	4,887
減損損失	629	422	69	1,700	35	1	122	2,978
減損損失の戻入	-	(221)	(18)	(14)	-	-	-	(253)
営業利益	4,588	1,473	2,320	(569)	338	4	(469)	7,685
資本的支出	1,843⁽²⁾	1,001	2,937	249⁽³⁾	720	311	52	7,113

(1) セグメント収益は、外部収益とセグメント間の収益フロー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1百万ユーロは含まれていない。

(3) 「売却目的」に分類された648百万ユーロは含まれていない。

セグメント別財政状態

2016年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア半島	ラテン・ アメリカ	ヨーロッパお よび 北アフリカ	北米および中 米	サハラ以南お よび アジア	その他、 消去および 調整	合計
有形固定資産	25,981	24,174	17,411	3,048	4,831	780	46	76,271
無形固定資産	1,314	15,671	11,045	743	633	113	(34)	29,485
売掛金	9,429	2,243	1,835	317	111	18	(447)	13,506
その他	3,409	1,461	515	179	41	2	(134)	5,473
営業資産	40,133⁽¹⁾	43,549	30,806	4,287	5,616⁽²⁾	913	(569)	124,735
買掛金	7,606	2,155	2,433	374	493	23	(396)	12,688
各種引当金	3,077	4,096	1,039	127	25	18	617	8,999
その他	7,125	3,042	1,850	305	210	54	340	12,926
営業負債	17,808	9,293	5,322	806	728	95	561	34,613

(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、2百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

2015年12月31日現在修正再表示後

百万ユーロ	イタリア	イベリア半島	ラテン・ アメリカ	ヨーロッパお よび 北アフリカ	北米および中 米	サハラ以南お よび アジア	その他、 消去および 調整	合計
有形固定資産	25,998	24,640	14,115	6,658	5,174	394	72	77,051
無形固定資産	1,161	15,701	10,376	997	673	107	51	29,066
売掛金	8,862	2,260	1,815	410	110	6	(607)	12,856
その他	3,709	1,470	485	636	107	4	(334)	6,077
営業資産	39,730	44,071	26,791	8,701⁽¹⁾	6,064	511	(818)	125,050
買掛金	6,982	2,156	2,349	809	395	80	(718)	12,053
各種引当金	3,626	3,828	834	2,062	34	14	661	11,059
その他	7,035	2,852	1,190	627	128	33	16	11,881
営業負債	17,643	8,836	4,373	3,498⁽²⁾	557	127	(41)	34,993

(1) うち、4,231百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

(2) うち、2,331百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

以下の表は、セグメント上の資産、負債ならびに連結上の数値を調整したものである。

百万ユーロ	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
資産合計	155,596	161,179
持分法適用投資	1,558	607
その他非流動金融資産	3,892	3,274
「その他の非流動資産」に含まれる長期未収税金	301	463
その他流動金融資産	3,053	2,381
デリバティブ	5,554	7,416
現金および現金同等物	8,290	10,639
繰延税金資産	6,665	7,386
未収還付法人税等	879	636
「その他の流動資産」に含まれる長期未収税金	664	706
「売却目的保有資産」に含まれる金融および税金資産	5	2,621
セグメント資産	124,735	125,050
負債合計	103,021	109,428
長期借入金	41,336	44,872
短期借入金	5,372	2,155
1年以内返済予定の長期借入金	4,384	5,733
その他の短期金融負債	1,264	1,063
デリバティブ	5,854	7,027
繰延税金負債	8,768	8,977
未払法人税等	359	585
その他の未払税金	1,071	990
「売却目的」に分類された処分グループに含まれる金融負債 および税金負債	-	3,033
セグメント負債	34,613	34,993

注記7 収益

7.a 販売およびサービスからの収益 – 68,604百万ユーロ

百万ユーロ				
	2016年	2015年	変動	
電力販売収益	42,337	46,638	(4,301)	-9.2%
電力輸送収益	9,587	9,911	(324)	-3.3%
送電網事業者の手数料	557	826	(269)	-32.6%
機関マーケット・オペレーターからの振替	1,462	1,152	310	26.9%
ガス販売収益	3,876	4,045	(169)	-4.2%
ガス輸送収益	563	509	54	10.6%
燃料販売収益	7,028	7,104	(76)	-1.1%
配電網およびガス配給網の接続料	814	829	(15)	-1.8%
環境関連証明書販売収益	560	343	217	63.3%
その他販売およびサービス収益	1,820	1,719	101	5.9%
合計	68,604	73,076	(4,472)	-6.1%

2016年の「電力販売収益」は42,337百万ユーロとなった（2015年は46,638百万ユーロ）。ここにはエンドユーザー向け電力販売収益29,101百万ユーロ（2015年は29,994百万ユーロ）、ホールセール電力販売収益11,009百万ユーロ、（2015年は13,355百万ユーロ）、および電力取引収益2,227百万ユーロ（2015年は3,289百万ユーロ）が含まれる。減少は主に、平均販売価格が減少する中で発電および送電量が全般的に減少したことで、スロベンスケ・エレクトラーネが連結対象外となったことで大いに影響を受けた。

2016年の「電力輸送収益」は324百万ユーロ減の9,587百万ユーロであった。減少はイタリアに集中しており、輸送量の増加による影響で配電率の低下（送電、配電、検針の料金の規制に関して、2016～2023年の規制期間中に電気・ガス・水道システムの効力を有する局決定第 654/15の条項に基づく）、および上記決定に伴い定められた規制のタイムラグの変更の結果2015年に認識された収益増加のさらなる負の影響を賄いきれなかった。

2016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310百万ユーロ増の1,462百万ユーロであった。この増加は、2012年7月6日付省令に基づくグリーン証書のインセンティブ制度のメカニズムの代替後に、イタリアの再生可能エネルギー会社の「フィードインプレミアム」（従来のグリーン証書）として受け取るインセンティブが増加したことに帰せられる。

2016年の「ガス販売収益」は169百万ユーロ減の3,876百万ユーロ（2015年は4,045百万ユーロ）となった。これは特に2015年の料金と比較した単価の下落によりイペリア半島での収益が減少したことによるものである。

「ガス輸送収益」は、主にイタリアの送電量の増加により、54百万ユーロ（10.6%）増の563百万ユーロとなった。

2016年の「燃料販売収益」は7,028百万ユーロに上り、ここにはガス販売の6,953百万ユーロ（2015年は7,053百万ユーロ）とその他燃料販売の75百万ユーロ（2015年は51百万ユーロ）が含まれる。減少は平均価格の下落によるものである。

最後に、「環境証明書販売収益」は、主に環境証明書およびCO₂排出枠販売の増加により、217百万ユーロ増加した。

下表は、所在地別の販売およびサービスからの収益の内訳である。

百万ユーロ	2016年	2015年
イタリア	27,516	28,705
ヨーロッパ		
スペイン	17,097	18,261
ポルトガル	856	914
フランス	1,001	1,439
スイス	367	362
ドイツ	1,880	2,556
オーストリア	10	20
スロベニア	29	26
スロバキア	660	1,240
ルーマニア	996	1,031
ギリシャ	60	64
ブルガリア	9	9
ベルギー	416	365
チェコ共和国	382	679
ハンガリー	335	356
ロシア	961	1,022
オランダ	3,554	3,414
英国	1,008	1,214
その他欧州諸国	144	67
米州		
アメリカ合衆国	367	463
カナダ	-	11
メキシコ	144	166
ブラジル	2,536	2,864
チリ	3,510	3,377
ペルー	1,215	1,226
コロンビア	2,028	2,114
アルゼンチン	1,051	588
その他南米諸国	156	172
その他		
アフリカ	28	3
アジア	288	348
合計	68,604	73,076

7.b その他の収益および利益 - 1,988百万ユーロ

百万ユーロ	2016年	2015年	変動	
事業補助金	22	8	14	-
環境関連証明書費用	536	874	(338)	-38.7%
資本助成金（電気およびガス事業）	19	17	2	11.8%
その他の払戻	241	239	2	0.8%
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 益および買収による負ののれん	399	313	86	27.5%
支配権の変更に伴う公正価値に基づく再評価に よる差益	99	80	19	23.8%
有形固定資産および無形固定資産の処分による 差益	65	52	13	25.0%
サービス継続によるボーナス	51	65	(14)	-21.5%
その他の収益	556	934	(378)	-40.5%
合計	1,988	2,582	(594)	-23.0%

「環境関連証明書費用」は、2012年7月6日付け省令で定められたグリーン証書のインセンティブ制度の代替により、前年比で338百万ユーロ減少した。

「その他の払戻」とは、顧客および供給業者からの払戻金計57百万ユーロ（2015年は110百万ユーロ）ならびに保険金の補償184百万ユーロ（2015年は129百万ユーロ）に関するものである。これは前年と同水準であるものの、特にブラジルの配電会社に対する保険金の補償の増加が、2015年に発覚したネットワーク不正接続を受けた顧客の大量の解約によりスペインで保険金の補償が減少したことによってほぼ相殺された結果である。

2016年の「売却益および負ののれん」は86百万ユーロ増の399百万ユーロとなった。これは主にジーエヌエル・クインテロ（グループが持分の20%を保有する関連会社）の売却益171百万ユーロ、ハイドロ・ドロミティ・エネルの売却益124百万ユーロ、およびエネル・グリーン・パワー・カンザスが2016年12月の子会社シマロン・アンド・リンダールの売却により計上した売却益35百万ユーロに帰せられる。EGPNA REPの1%の持分に伴う売却益2百万ユーロも含まれる。

前年の数字には主に、エスイー・ハイドロパワーの売却益141百万ユーロ、エスイー・エネルギーの売却益約15百万ユーロ、ならびに3Sunの支配持分取得後に発生したおよび負ののれん76百万ユーロが含まれていた。

「支配権の変更に伴う公正価値に基づく再評価による差益」は計99百万ユーロで、主に EGPNA REPの1%の持分売却により支配権を喪失したグループの資産および負債の公正価値に対する修正に関するものである。

「その他の収益」の減少は主に、前年は決定第32/2015号（2016年初めに規制機関の合意を得た料金引き上げ後に大幅に修正された）の施行に伴う規制変更によりアルゼンチンの配電会社により計上された収益（354百万ユーロ）が今年よりも多かったことに帰せられる。

注記8 営業費用

8.a 電力、ガスおよび燃料の購入 - 32,039百万ユーロ

百万ユーロ				
	2016年	2015年	変動	
電力	18,514	22,218	(3,704)	-16.7%
ガス	10,514	11,710	(1,196)	-10.2%
核燃料	165	250	(85)	-34.0%
その他燃料	2,846	3,466	(620)	-17.9%
合計	32,039	37,644	(5,605)	-14.9%

2016年度の「電力」購入には、*Acquirente Unico*（シングル・バイヤー）からの購入3,169百万ユーロ（2015年は3,695百万ユーロ）および*Gestore dei Mercati Energetici*（エネルギー・マーケット・オペレーター）からの購入1,769百万ユーロ（2015年は1,553百万ユーロ）が含まれていた。この総額の減少は、主として、平均価格の低下および購入量の減少に起因する、電力取引所ならびに国内および国際市場における電力購入費用の低下に関連する。

「ガス」の購入は、主に、前年と比べて取扱量および消費量が減少し平均単位原価が低下したことにより燃料市場における仲介活動が減少したため、1,196百万ユーロ減少した。

2016年度の「その他燃料」の購入は、主に、価格が低下する状況下で消費が減少したために620百万ユーロ減少し、2,846百万ユーロとなった。

8.b サービスおよびその他原材料 - 17,393百万ユーロ

百万ユーロ				
	2016年	2015年	変動	
送電および輸送	9,448	9,118	330	3.6%
保全および修理	1,169	1,213	(44)	-3.6%
電話および郵便	190	209	(19)	-9.1%
通信サービス	113	104	9	8.7%
ITサービス	442	364	78	21.4%
リースおよび賃借料	541	577	(36)	-6.2%
その他サービス	3,782	3,794	(12)	-0.3%
その他原料	1,708	1,078	630	58.4%
合計	17,393	16,457	936	5.7%

2016年のサービスおよびその他原材料の費用は17,393百万ユーロとなり、2015年比で936百万ユーロ増加した。主な要因は、環境関連証明書およびCO₂排出枠の購入費用の増加である。

送電および輸送費用は、主に当グループが事業を行っている主要市場における電力消費の増加により、330百万ユーロ増加した。

8.c 人件費 - 4,637百万ユーロ

百万ユーロ	2016年	2015年	変動	
賃金および給与	3,127	3,306	(179)	-5.4%
社会保障料	901	953	(52)	-5.5%
繰延報酬給付	105	125	(20)	-16.0%
その他の退職後給付および長期給付	129	(831)	960	-
早期退職奨励金	228	1,601	(1,373)	-85.8%
その他費用	147	159	(12)	-7.5%
合計	4,637	5,313	(676)	-12.7%

2016年の人件費は、676百万ユーロ減少して4,637百万ユーロとなった。

従業員数は、5,834人減少した。これは、採用者数と早期退職奨励金に関連する退職者数との差分（1,554人減）、および、とりわけ、主にスロバキアのグループ会社を連結範囲から除外したことに関連する連結範囲の変更（4,280人減）によるものである。

「賃金および給与」ならびに「社会保障料」の減少は、以下のとおり2016年の平均従業員数が減少したことを主に反映している。

「その他の退職後給付および長期給付」の変動は主に、イタリアの元従業員に関連する電力割引の給付を2015年に一方的に廃止した後の、当該割引に係る引当金の戻入（902百万ユーロ）によるものである。

2016年の「早期退職奨励金」は228百万ユーロとなった。2015年比での減少（1,373百万ユーロ）は主に、法律第92/2012号第4条に従って2015年12月にイタリアで成立した早期退職取決め（1,128百万ユーロ）、および、スペインでの早期退職による雇用終了（「Acuerdo Voluntario de Salida」）の減少に帰することができ、それによって、2015年と比較して159百万ユーロの費用減少がもたらされた。

詳細については、以下の注記35の早期退職奨励引当金に関する部分を参照。

次の表は、職階別平均従業員数、前年との比較および2016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⁾	
	2016年	2015年	変動	2016年12月31日
シニア・マネージャー	1,329	1,457	(128)	1,284
ミドル・マネージャー	10,185	10,177	8	9,795
事務職	34,373	34,769	(396)	32,654
従業員	19,401	21,978	(2,577)	18,347
合計	65,288	68,381	(3,093)	62,080

(1) 比例連結した会社については、人数はエネルの持分比率にあわせている。

8.d 減価償却費、償却費および減損損失 - 6,355 百万ユーロ

百万ユーロ	2016年	2015年	変動	
有形固定資産	4,171	4,190	(19)	-0.5%
投資不動産	8	8	-	-
無形固定資産	711	689	22	3.2%
減損損失	1,726	2,978	(1,252)	-42.0%
減損損失の戻入	(261)	(253)	(8)	-3.2%
合計	6,355	7,612	(1,257)	-16.5%

2016年の「減価償却費、償却費および減損損失」は、1,257百万ユーロ減少した。これは主に、以下で詳細を記載するとおり、2016年に認識された減損損失が前年と比べて減少したことによるものである。

百万ユーロ	2016年	2015年	変動	
減損損失:				
- 有形固定資産	280	1,246	(966)	-77.5%
- 投資不動産	6	5	1	20.0%
- 無形固定資産	241	68	173	-
- のれん	31	13	18	-
- 売掛金	973	1,058	(85)	-8.0%
- 売却目的資産	74	574	(500)	-87.1%
- その他の資産	121	14	107	-
減損損失の合計	1,726	2,978	(1,252)	-42.0%
減損損失の戻入:				
- 有形固定資産	(2)	(21)	19	-90.5%
- 投資不動産	-	-	-	-
- 無形固定資産	(5)	-	(5)	-
- 売掛金	(250)	(230)	(20)	-8.7%
- 売却目的資産	-	-	-	-
- その他の資産	(4)	(2)	(2)	-
減損損失の戻入合計	(261)	(253)	(8)	-3.2%

「減損損失」は前年比1,252百万ユーロ減少した。

2016年度の有形固定資産の減損損失は主に、以下に対する調整に関連していた。一定の手続き上の困難が存在しているチリのチョシュエンコ川およびネルトゥメ川での水力発電所の建設に関連する多数の資産の価値（33百万ユーロ）、エネル・グリーン・パワー・ルーマニア（68百万ユーロ）およびヌーボ・エネルギア（合計で92百万ユーロであり、このうち、66百万ユーロが有形固定資産に関するものであり、26百万ユーロがのれんに関するものであった。）のCGUに関する減損テスト、2016年11月に売却された子会社であるマルシネルの資産に関する51百万ユーロの減損損失、アップストリームガス探査資産に関する55百万ユーロの減損、配電セグメントで事業を行うスペイン子会社が保有する土地に関する減損損失（22百万ユーロ）ならびに再生可能エネルギーのセグメントで事業を行う企業に主に関連するその他の重要でない項目。

2015年度の有形固定資産の減損損失は、当年度に比べてかなり大きく、主に以下の要因に関連するものであった。

- > ロシア内の発電所の899百万ユーロ。
- > エネル・グリーン・パワー・ルーマニアおよび3Sunの有形固定資産のそれぞれ139百万ユーロおよび42百万ユーロ。
- > アルジェリアの多数の鉱物探査資産の（アップストリームガスの区域に帰し得る）合計132百万ユーロ。

2016年度の無形固定資産の減損損失は241百万ユーロとなった。これは主に、上記のネルトゥメ川の水を使用する権利の価値を調整したことに関連していた（240百万ユーロ）。

2015年度に売却目的資産について認識された減損損失は、574百万ユーロであり、スロベンスケ・エレクトラーネの純資産に関するものであった。

8.e その他の営業費用 - 2,783百万ユーロ

百万ユーロ	2016年	2015年	変動	
システム費用 - 排出枠	557	340	217	63.8%
システム費用 - 省エネルギー証明書	426	315	111	35.2%
システム費用 - グリーン証書	(19)	181	(200)	-
有形および無形固定資産の処分による差損	266	49	217	-
税金および関税	1,060	1,272	(212)	-16.7%
その他	493	497	(4)	-0.8%
合計	2,783	2,654	129	4.9%

その他の営業費用の合計額は、主に以下の要因により129百万ユーロ増加し、2,783百万ユーロとなった。

- > 使用済み核燃料の「バックエンド」の処分に関する新たな戦略を承認したスロバキア政府が2015年7月に導入した新たな規則に基づき独立専門家によって行われた調査を基礎とする、2015年度第3四半期におけるスロバキアの550百万ユーロの核燃料処分引当金の解放。

- > ラテン・アメリカで認識された196百万ユーロの損失。これは、チリおよびペルーにおける6件の開発プロジェクトに関する水利権を、その収益性および社会経済的な影響に関する分析を受けて放棄したことによるものである。これは、チリにおけるプエロ、フタレウフ、バルドン、チヤン1および2ならびにウエチュンのプロジェクト（166百万ユーロ）ならびにペルーにおけるクリバンバおよびマラニョンのプロジェクト（30百万ユーロ）に関するものであった。
 - > ポルトガルのジラボーリョスにおける水力発電所の建設および開発に関する債務に関連する、2015年に行われた引当金の繰入れおよびその後2016年に行われた戻入れ（28百万ユーロ）による影響としての、費用の減少（56百万ユーロ）
 - > イタリアの元従業員のための電力割引を2015年12月31日付で一方的に廃止したことに関する補償について2015年に認識された327百万ユーロの引当金。このうち、2016年12月31日の期限までに参加しなかった分について、2016年に56百万ユーロが戻し入れられた。
 - > SAPE紛争に関して配分されていた紛争引当金の、2016年の仲裁裁決後に行われた80百万ユーロの戻入。
- これらの項目とネットするものとして、その他の営業費用は、主に以下の要因により98百万ユーロ減少した。
- > 主に以下に関連する税金および関税の212百万ユーロの減少。
 - 発電量の減少に対応する、法律第15/2012号に基づくスペインの発電税の76百万ユーロの減少。
 - スペインのカタルーニャ州で違憲と判断された原子力発電税の撤廃（89百万ユーロ）。
 - 工場の課税における一定の規制の変更を受けて地方の固定資産税が引き下げられたことに起因する、イタリア国内の多数の地域における環境税の減額（約60百万ユーロ）。
 - > 環境法令遵守費用の増加（合計129百万ユーロ）。

8.f 資産計上された費用 - (1,669) 百万ユーロ

百万ユーロ					
	2016年	2015年	変動		
人件費	(730)	(746)	16	2.1%	
原料	(544)	(433)	(111)	-25.6%	
その他	(395)	(360)	(35)	-9.7%	
合計	(1,669)	(1,539)	(130)	-8.4%	

資産計上された費用は、人件費730百万ユーロ、原料費544百万ユーロおよび勤務費用395百万ユーロから成る（2015年はそれぞれ746百万ユーロ、433百万ユーロおよび360百万ユーロ）。

注記9 公正価値測定される商品契約からの純収益 / (費用) - (133)百万ユーロ

公正価値で測定された商品契約の純費用は133百万ユーロとなった。これは2016年12月31日現在のデリバティブにおけるオープンポジションの純未実現収益74百万ユーロ（2015年は304百万ユーロの純費用）および当年度にクローズしたポジションにおける純実現費用207百万ユーロ（2015年は472百万ユーロの純収益）の結果である。

百万ユーロ				
	2016年	2015年	変動	
収益：				
- 期末現在未決済のポジションの未実現収益	2,568	2,832	(264)	-9.3%
- 期中に解消したポジションの実現収益	7,815	6,702	1,113	16.6%
収益合計	10,383	9,534	849	8.9%
費用：				
- 期末現在未決済のポジションの未実現費用	(2,494)	(3,136)	642	-20.5%
- 期中に解消したポジションの実現費用	(8,022)	(6,230)	(1,792)	-28.8%
費用合計	(10,516)	(9,366)	(1,150)	-12.3%
公正価値測定される商品契約からの純収益 / (費用)	(133)	168	(301)	-

注記10 デリバティブから生じた純金融収益 / (費用) - (937)百万ユーロ

百万ユーロ				
	2016年	2015年	変動	
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	475	1,507	(1,032)	-68.5%
- 損益を通じて公正価値評価されるデリバティブから生じた収益	1,369	907	462	50.9%
- 公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	40	41	(1)	-2.4%
収益合計	1,884	2,455	(571)	-23.3%
費用:				
- キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する費用	(1,141)	(330)	(811)	-
- 損益を通じて公正価値評価されるデリバティブに関する費用	(1,620)	(1,145)	(475)	-41%
- 公正価値ヘッジ・デリバティブに関する費用	(60)	(30)	(30)	-
費用合計	(2,821)	(1,505)	(1,316)	-87.4%
デリバティブから生じた金融収益 / (金融費用) の合計	(937)	950	(1,887)	-

2016年にデリバティブから生じた純費用は937百万ユーロであった（2015年は950百万ユーロの純収益）。こ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費用666百万ユーロ（2015年は1,177百万ユーロの純収益）。
- > 損益を通じて公正価値評価されるデリバティブに関する純費用251百万ユーロ（2015年は238百万ユーロ）。
- > 公正価値ヘッジ・デリバティブに関する純費用20百万ユーロ（2015年は11百万ユーロの純収益）。

デリバティブに関する詳細については、注記44「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

注記11 その他の純金融収益 / (費用) - (2,050)百万ユーロ

その他の金融収益

百万ユーロ				
	2016年	2015年	変動	
金融資産（流動および非流動）からの受取利息：				
- 非流動区分の証券および売掛金に対する実効金利での受取利息	45	85	(40)	-47.1%
- 流動金融資産に対する実効金利での受取利息	179	180	(1)	-0.6%
実効金利での受取利息の合計	224	265	(41)	-15.5%
損益を通じて公正価値評価される非流動有価証券に関する金融収益	-	5	(5)	-
為替差益	1,776	882	894	-
株式投資に関する収益	9	11	(2)	-18.2%
その他の収益	280	400	(120)	-30.0%
金融収益合計	2,289	1,563	726	46.4%

「その他の金融収益」は、前年と比較して726百万ユーロ増加して2,289百万ユーロとなった。その要因は以下のとおりである。

- > 894百万ユーロの為替差益の増加。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を反映している。
- > 主に長期金融債権に関連する実効金利での受取利息の41百万ユーロの減少および株式投資に関する収益（2016年の当該収益は9百万ユーロとなった）のわずかな減少
- > その他の収益の120百万ユーロの減少。これは主に、CAMMESAの報酬メカニズムに関する決定第476/2015号および第1208/2015号によって導入された変更を受けて、アルゼンチンにおける配電事業に関する規制項目に関連する収益を2015年に認識したこと（合計で86百万ユーロ）およびスペインのエストレマドゥーラ州における「環境税」の還付に対して2015年に利息を認識したこと（10百万ユーロ）によるものである。

その他の金融費用

百万ユーロ				
	2016年	2015年	変動	
金融負債の支払利息（流動および非流動）：				
- 銀行借入金の利息	405	371	34	9.2%
- 社債の支払利息	2,135	2,314	(179)	-7.7%
- その他の借入れに係る支払利息	138	143	(5)	-3.5%
支払利息合計	2,678	2,828	(150)	-5.3%
損益を通じて公正価値評価される 有価証券に関する費用	1	-	1	-
為替差損	947	1,738	(791)	-45.5%
退職給付およびその他従業員給付の増加	79	101	(22)	-21.8%
その他の引当金の増加	286	210	76	36.2%
株式投資に関する費用	-	3	(3)	-
その他の費用	349	89	260	-
金融費用合計	4,339	4,969	(630)	-12.7%

「その他の金融費用」は、2015年と比べて合計で630百万ユーロ減少し、4,339百万ユーロとなった。この変動は特に以下の要因を反映している。

- ＞ 主にエネル・エスピーエー（89百万ユーロ）およびエネル・ファイナンス・インターナショナル（92百万ユーロ）に起因する、社債の支払利息の179百万ユーロの減少。
- ＞ 社債が発行された他の通貨に対するユーロの相場に帰し得る為替差損791百万ユーロの減少。
- ＞ 主に電力割引に関する利息がなくなったことに起因する、退職給付およびその他従業員給付の増加による費用の22百万ユーロの減少（詳細については注記34を参照）。
- ＞ その他の引当金の増加の76百万ユーロの増加。これは主に、ENRE決議第1/2016号（この結果、アルゼンチンで争われている多数の過去の罰金の増加（63百万ユーロ）が生じた。）および早期退職引当金に関する支払利息の増加（57百万ユーロ）に関連している。これらの要因は、スロベンスケ・エレクトラーネ（以下「SE」という。）を連結範囲から除外したことによる廃炉のための引当金に関する費用の減少（48百万ユーロ）によって一部相殺された。
- ＞ その他の費用の260百万ユーロの増加（2015年の89百万ユーロに対し、2016年は349百万ユーロ）。これは主に、価格設定式の決定に使用された多数のパラメータ（SEの正味財政状態の展開、スロバキア市場で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に基づいて測定されたSE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。）が更新されたことに鑑みて、スロヴァク・パワー・ホールディングの50%持分を売却したことにより生じた金融債権の公正価値を調整したこと（マイナス220百万ユーロ）によるものである。また、株式投資の測定では、これらのパラメータに関する最新かつ最善の見積りを考慮しており、かかる見積りの一部は、予算の達成およびモホフツェ原子力発電所の完成に要する時間に依存することにも留意すべきである。

注記12 持分法による投資利益 / (損失) - (154)百万ユーロ

百万ユーロ				
	2016年	2015年	変動	
関連会社の収入分	115	152	(37)	-24.3%
関連会社の損失分	(269)	(100)	(169)	-
合計	(154)	52	(206)	-

持分法適用投資の利益 / (損失) は、前年度と比較して206百万ユーロ減少した。この変動は主に、価格設定式の決定に使用されたパラメータ (SEの正味財政状態の変化、スロバキア市場で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に基づいて測定されたSE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。) に関する上記の変更を受けて認識された、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 (219百万ユーロ) によるものであった。また、株式投資の測定では、これらのパラメータに関する最新かつ最善の見積りを考慮しており、かかる見積りの一部は、予算の達成およびモホフツェ原子力発電所の完成に要する時間に依存することにも留意すべきである。

注記13 法人税等 - 1,993百万ユーロ

百万ユーロ				
	2016年	2015年	変動	
当期法人税	1,695	2,061	(366)	-17.8%
過年度の法人税等の調整	1	(19)	20	-
当期法人税合計	1,696	2,042	(346)	-16.9%
繰延税金負債	(312)	(125)	(187)	-
繰延税金資産	609	(8)	617	-
合計	1,993	1,909	84	4.4%

2016年の法人税等は、2015年の1,909百万ユーロと比較して、1,993百万ユーロとなった。

2016年の法人税等が前年比84百万ユーロ増加したことは、税引前利益の増加および以下の要因の両方を反映している。

- > ペルーにおける法人所得税率が、徐々に低下する税率 (2017年は27%、2018年以降は26%) から29.5%の固定税率に変更されたことにより、繰延税金負債の60百万ユーロの調整を受けて2016年に認識された税金の増加
- > イタリアの法人所得税率を27.5% から24%に引き下げる安定化法の効果により、相殺後の繰延税金資産の197百万ユーロのマイナスの調整を2015年に認識したことの効果
- > 理論上の税率とは異なる税率の対象となる事業の寄与の変化 (2016年においては、ハイドロ・ドロミティ・エネルおよびジーエヌエル・クインテロに関する利益ならびにスロヴァク・パワー・ホールディングに関する資産の評価調整、そして、2015年においては、SEハイドロパワーの売却益ならびに3Sunの公正価値測定および負ののれん)

百万ユーロ				
	2016年		2015年	
税引前利益	5,780		5,281	
理論上の税額	1,590	27.5%	1,452	27.5%
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変動	118		(51)	
年度中の一時的な財政上の差異に対して課される、税率の変更による追加の税金	44		-	
税率の変更による繰延課税への影響	55		197	
地方税	208		250	
その他差異、異なる外国税率の影響、ならびに重要でない項目	(22)		61	
合計	1,993		1,909	

注記14 1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

いずれの計数とも、9,975,849,408株であった期中平均普通株式数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（両期間ともなし）について調整されたものである。

エネル・グリーン・パワー・エスピーエーのエネル・エスピーエーへの非比例的な一部分割（その際、新たに763,322,151株の普通株式が2016年3月31日に各額面1.00ユーロで発行された。）に起因する2016年度中の普通株式数の変動の結果、親会社の資本金は、現在各額面1.00ユーロの普通株式10,166,679,946株で構成されている。

したがって、1株当たり利益の計算に使用される株式数は、発行済株式数を流通していた年度に対応する比率で重み付けしたものを反映している。

百万ユーロ				
	2016年	2015年	変動	
親会社株主に帰属する継続事業からの当期純利益（百万ユーロ）	2,570	2,196	374	17.0%
親会社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）	-	-	-	-
親会社株主に帰属する当期純利益（百万ユーロ）	2,570	2,196	374	17.0%
平均普通株式数	9,975,849,408	9,403,357,795	572,491,613	6.1%
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）	0.26	0.23	0.03	13.0%
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）	0.26	0.23	0.03	13.0%
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）	-	-	-	-

連結財政状態計算書に関する情報

注記15 有形固定資産 - 76,265百万ユーロ

2016年の有形固定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	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	663	8,788	147,014	400	1,289	1,030	364	6,468	166,016
減価償却および減損の 累計額	-	4,959	85,910	323	1,035	258	224	-	92,709
2015年12月31日現在 残高	663	3,829	61,104	77	254	772	140	6,468	73,307
資本的支出	2	110	1,316	20	39	7	12	6,131	7,637
資産の使用開始	(20)	412	4,709	5	56	-	29	(5,191)	-
為替換算差額	19	103	1,138	-	10	8	(2)	412	1,688
連結範囲の変更 処分	(5)	(186)	(1,426)	(1)	(4)	-	(1)	(577)	(2,200)
	(1)	(28)	(86)	(1)	(2)	(2)	-	(81)	(201)
減価償却費	-	(137)	(3,800)	(17)	(75)	(45)	(42)	-	(4,116)
減損損失	-	-	(121)	-	-	-	-	(159)	(280)
減損損失の戻入	-	-	2	-	-	-	-	-	2
その他の変動額	2	23	159	(4)	(8)	(10)	13	262	437
売却目的資産との組替	-	-	(4)	-	-	-	-	(5)	(9)
変動額合計	(3)	297	1,887	2	16	(42)	9	792	2,958
取得原価	660	9,224	152,781	414	1,336	1,015	402	7,260	173,092
減価償却および減損の 累計額	-	5,098	89,790	335	1,066	285	253	-	96,827
2016年12月31日現在 残高	660	4,126	62,991	79	270	730	149	7,260	76,265

「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9,459百万ユーロ（2015年12月31日現在は8,516百万ユーロ）が含まれており、主に、5,280百万ユーロ（2015年12月31日現在は5,155百万ユーロ）がイベリア半島およびラテン・アメリカ地域の発電所に、計3,630百万ユーロ（2015年12月31日現在は2,998百万ユーロ）がラテン・アメリカ地域の配電網に関連している。

「リース資産」の詳細については、以下の注記17を参照。

以下は、2016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、2015年対比で1,284百万ユーロ増加し、7,637百万ユーロとなった。この増加は、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	2016年	2015年
発電所：		
- 火力	694	757
- 水力	551	807
- 地熱力	265	197
- 原子力	115	128
- 代替エネルギー	3,407	1,900
発電所合計	5,032	3,789
配電網設備	2,558	2,466
土地、建物、その他の資産および設備	47	98
合計	7,637	6,353

発電所に対する資本的支出は前年比1,243百万ユーロ増の5,032百万ユーロとなった。基本的に、再生可能エネルギー部門による代替エネルギー発電所（主に風力発電所が2,207百万ユーロおよび太陽光発電所が1,185百万ユーロ）への投資の増加が反映されている。地理的分布をみると、資本的支出の増加は、北米、ラテン・アメリカおよび南アフリカで特に顕著であった。

配電網設備に対する支出は、前年比92百万ユーロ増加して、2,558百万ユーロとなった。この増加は基本的に、イタリアにおけるサービス水準の向上および維持を目指した取組みに起因する。

2016年の「連結範囲の変更」は主に、ゼネラル・エレクトリックとの合併事業契約（EGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズ、シマロンおよびリンダール）を受けたアメリカ合衆国における12月の売上に関連している。

有形f資産に対する「減損損失」は、280百万ユーロとなった。詳細な分析については、注記8.dを参照。

他の部分に注記したEGPルーマニアおよびヌーボ・エネルギーのCGUの減損に加えて、2016年12月31日現在で、減損の証拠を示した多数の他のCGU（エネル・ロシア、エネル・グリーン・パワー・ヘラスおよびエネル・プロデュツィオーネ）の資産の価額の回収可能性のテストが行われ、テストの後、当該価額が基本的に回収可能であると決定された。このテストを行うために使用された、基礎となる前提は、下記の注記20で報告されている詳細な表に要約されている。

これらのCGUに関して特定された使用価値の堅固さを確認するために、それぞれの前提がテストで用いられた値の5%まで変化すると仮定して、主な価値決定要因（中でも特に、加重平均資本コスト、長期成長率およびEBITDA）についての感応度分析が実行された。これらの変動の範囲内で、以下が明らかとなった。

- ・ エネル・プロデュツィオーネCGUについては、主な価値決定要因はほぼ損益分岐点のものに一致していた。

- ・ エネル・ロシアCGUについては、主な価値決定要因の損益分岐水準が達成されると、税引前加重平均資本コストが1.5%増加し、成長率が1.2%低下し、EBITDAが0.9%減少すると予想されている。

「その他の変動額」には、他の項目の中でも特に、資本的支出のための特定の借入金に係る利息の資産化の影響201百万ユーロ（2015年は208百万ユーロ）が含まれる。詳細は下表のとおりである。

百万ユーロ						
	2016年	%率	2015年	%率	変動	
エネル・グリーン・ パワー・グループ	146	5.2%	80	5.2%	66	45.2%
エネル・アメリカス・ グループ	28	18.1%	104	23.7%	(76)	-
エネル・チリ・ グループ	4	9.0%	-	-	4	-
エンデサ・グループ	8	2.6%	7	2.7%	1	12.5%
エネル・プロデュツィ オーネ	13	4.8%	15	4.7%	(2)	-15.4%
エネル・トレード	2	0.4%	2	0.4%	-	-
合計	201 ⁽¹⁾		208 ⁽²⁾		(7)	-3.5%

(1) スロベンスケ・エレクトラーネが売却目的に組み替えられた当期の46百万ユーロは、この数値に含まれていない。

(2) 売却目的に分類された51百万ユーロは、この数値に含まれていない。

2016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537百万ユーロとなった。

注記16 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	活動	国	事業権の 期間	事業権の 残存期間	更新 オプション	2016年 12月31日付 の金融資産 のうち認識 された金額	2016年 12月31日付 の無形固定 資産のうち 認識された 金額
アンブラ・エ ネルジア・ エ・セルヴィ ソス コンパニア・ エネジェティ カ・ド・セア ラ	ブラジル 政府	配電	ブラジル	1997-2026	10年	可	654	1,079
エネル・グ リーン・パ ワー・モウラ ン	ブラジル 政府	配電	ブラジル	1998-2028	11年	可	322	876
エネル・グ リーン・パ ワー・パラナ	ブラジル 政府	配電	ブラジル	2016-2046	29年	不可	8	-
パネマ	ブラジル 政府	配電	ブラジル	2016-2046	29年	不可	38	-
合計							1,022	1,955

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45「公正価値で測定した資産」を参照。

注記17 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特定の資産が含まれる。スペイン国内の資産は、IFRIC第4号に従った分析によれば組み込まれたファイナンス・リースとして識別される、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19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、トロ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、2016年12月31日現在、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（平均期間は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、下表に示すとおり報告されている。

百万ユーロ				
	2016年	2015年	変動	
有形固定資産	730	772	(42)	-5.4%
無形固定資産	-	-	-	-
合計	730	772	(42)	-5.4%

下表は、将来の最低リース支払額の合計と現在価値との間の調整の満期別内訳を示す。

百万ユーロ				
	将来の 最低支払額	将来の 最低支払額の 現在価値	将来の 最低支払額	将来の 最低支払額の 現在価値
	2016年12月31日		2015年12月31日	
期間				
2017年	108	75	97	58
2018-2021年	338	217	322	199
2022年以降	625	453	696	498
合計	1,071	745	1,115	755
金融費用	(326)		(360)	
最低リース料支払額の現在価値	745		755	

当グループは借手として、工業用途の一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、最低支払額、条件付賃料および再賃貸の支払であり、下表に示すとおりである。

百万ユーロ	
	2016年
最低リース料支払額	2,071
条件付賃料	-
再賃貸の支払	-
合計	2,071

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最低リース料支払額について、満期までの期間別にみた内訳は下記のとおりである。

百万ユーロ	
	2016年
期間	
1年以内	205
1年超5年以内	787
5年超	1,079
合計	2,071

注記18 投資不動産 - 124百万ユーロ

2016年12月31日現在の投資不動産は124百万ユーロとなり、基本的に前年と同水準であった。

百万ユーロ	
	2016年
取得原価	187
減価償却および減損の累計額	43
2015年12月31日現在残高	144
資産の使用開始	-
為替換算差額	1
減価償却費	(8)
減損損失	(6)
その他の変動額	(7)
変動額合計	(20)
取得原価	167
減価償却および減損の累計額	43
2016年12月31日現在残高	124

当グループの投資不動産は、投資不動産の実現可能性や、収益の送金、処分の手続きに制限が設けられていない、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いる。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、または修理、保守もしくは機能強化に対する契約義務を有していない。

投資不動産の評価に関する詳細については、注記45「公正価値で測定した資産」および注記45.1「その他の資産の公正価値」の記載を参照。

注記19 無形固定資産 - 15,929百万ユーロ

2016年の無形固定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	資産 開発中 のもの および 前渡金	合計
取得原価	28	2,999	13,394	2,972	1,642	574	21,609
償却および減損の累計額	18	2,418	1,252	1,470	1,216	-	6,374
2015年12月31日現在残高	10	581	12,142	1,502	426	574	15,235
投資	4	138	29	361	11	372	915
資産の使用開始	-	222	-	-	32	(254)	-
為替換算差額	1	4	624	394	7	16	1,046
連結範囲の変更	-	(7)	(17)	-	(43)	(1)	(68)
処分	(13)	-	(123)	(36)	(9)	-	(181)
償却費	(1)	(278)	(158)	(165)	(114)	-	(716)
減損損失	-	-	(241)	-	-	-	(241)
減損損失の戻入	-	-	5	-	-	-	5
その他の変動額	(1)	(33)	16	(101)	63	5	(51)
売却目的資産との組替	-	-	(14)	-	-	(1)	(15)
変動額合計	(10)	46	121	453	(53)	137	694
取得原価	19	3,213	13,910	3,946	1,632	711	23,431
償却および減損の累計額	19	2,586	1,647	1,991	1,259	-	7,502
2016年12月31日現在残高	-	627	12,263	1,955	373	711	15,929

「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計算されている。

「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期間の平均にわたって定額法で計算される。

下表は、IFRIC第12号の適用範囲に入らないサービス委譲契約を報告するものである。

百万ユーロ								
	委譲者	活動	国	事業権の 期間	残存期間	更新 オプション	2016年 12月31日	初期の 公正価値
エンデサ・ディストリ ブション・エレクトリ カ	-	配電	スペイン	無期限	無期限	-	5,679	5,673
コデンサ	コロンビア 共和国	配電	コロンビア	無期限	無期限	-	1,710	1,839
エネル・ディストリブ ション・チリ(旧チレ クトラ)	チリ共和国	配電	チリ	無期限	無期限	-	1,716	1,667
エネル・ディストリブ ション・ペルー(旧エ ンブレサ・デ・ディス トリブション・エレクト リカ・デ・リマ・ノ ルテ)	ペルー共和国	配電	ペルー	無期限	無期限	-	671	548
エネル・ディストリ ビューティ・ムンテニ ア	ルーマニア 経済省	配電	ルーマニア	2005-2054	37年	可	150	191

当該項目には、無期限の耐用年数を有する資産が9,776百万ユーロ含まれる（2015年12月31日現在は9,454百万ユーロ）。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5,679百万ユーロ、コロンビアで1,710百万ユーロ、チリで1,716百万ユーロおよびペルーで671百万ユーロであり、これらには法定のまたは現在予測可能な終了日がない。作成した予測によれば、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帰し得る。サービス委譲契約に関する詳細については、注記24を参照。

2016年の「連結範囲の変更」は主に、ゼネラル・エレクトリックとの合併事業契約（EGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズ、シマロンおよびリンダール）を受けたアメリカ合衆国における12月の売上に関連している。

2016年の「減損損失」は241百万ユーロとなった。詳細については、注記8.dを参照。

2016年12月31日現在、無形固定資産の取得に関する契約上のコミットメントは20百万ユーロに達した。

[前へ](#) [次へ](#)

注記20 のれん - 13,556百万ユーロ

当年度ののれんは268百万ユーロ減少して13,556百万ユーロとなった。

百万ユーロ	2015年12月31日			連結範囲の 変更	為替換算 差額	減損損失	その他の 変動額	2016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
エンデサ ⁽¹⁾	10,999	(2,392)	8,607	157	-	-	-	11,157	(2,393)	8,764
ラテン・アメリカ	3,285	-	3,285	-	-	-	-	3,285	-	3,285
エネル・グリーン・パワー・グループ ⁽²⁾	798	(132)	666	(157)	16	(5)	(16)	641	(137)	504
エネル・エネルギー	579	-	579	-	-	-	-	579	-	579
エネル・ディストリビューティ・ムンテニア	548	-	548	-	-	-	(187)	361	-	361
エネル・エネルギー・ムンテニア	113	-	113	-	-	-	(50)	63	-	63
ヌーボ・エネルギー	26	-	26	-	-	(26)	-	26	(26)	-
合計	16,348	(2,524)	13,824	-	16	(31)	(253)	16,112	(2,556)	13,556

(1) エネル・グリーン・パワー・エスパーニャを含む。

(2) エネル・グリーン・パワー・ラテン・アメリカ、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ、エネル・グリーン・パワー・ヘラス、エネル・グリーン・パワー・ルーマニア、エネル・グリーン・パワー・ブルガリア、エネル・グリーン・パワー・イタリアを含む。

[前へ](#)

[次へ](#)

「連結範囲の変更」は主に、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャへの株式投資をエンデサに売却したことを指す。

「その他の変動額」は主に、以下に起因するルーマニアのグループ会社2社（エネル・ディストリビューティ・ムンテニアおよびエネル・エネルギー・ムンテニア）に関するのれんの減少を指す。

- ＞ 2017年2月に終結したSAPEとの国際仲裁裁定に基づいて行われた、13.6%の持分に係るプット・オプションに関連する負債額の調整
- ＞ プット・オプションに関連して元従業員に付与された売却参加権が停止された後で、当グループの持分が10%減少したこと。これは、外部の弁護士が行った追加の分析により裏付けられている。

この取引がIFRS第3号の第65A項から第65E項を遵守して認識されていることに留意すべきである。当該条項は、IFRS第3号の旧版が適用されていた時点に付与されたオプションについて、かかる旧版に言及している。この基準では、オプションが企業結合と同時に付与され、会計処理目的上、条件付対価として分類されていた場合、プット・オプションに関する負債の変動をのれんへの繰入れとして認識するという選択肢があった。

資金生成単位（CGU）を識別するために使われる尺度は、本質的には、以下のものに基づいていた（経営戦略および営業の視点と一致している。）。それは、特定の事業の特性、エネルが営業している市場の営業上の規則および規制、会社組織、ならびに経営者によって監視される報告の水準である。

認識されたのれんの回収可能額は、割引キャッシュ・フロー・モデルを使用してCGUの使用価値を計算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いて決定され、次のものから導き出される。

- ＞ 明示的期間については、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、産業上および商業上の組織、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。）。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。かかる差異は通常、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。

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、永久年金または年金として継続価値が計算された。上記のように計算された使用価値は、以下に述べる例外を除き、財政状態計算書で認識された金額よりも大きいことが確認された。

CGUの使用価値の妥当性を証明するために、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、当該評価額は全面的に支持された。

[前へ](#)

[次へ](#)

以下の表は、期末に認識されたのれんが存在するCGUおよび認識されたのれんが存在しなかったCGUに関する感応度分析の結果を、適用した割引率および期待キャッシュ・フローの割引対象期間と共に示したものである。

百万ユーロ	金額	成長率 ⁽¹⁾	税引前加重平均資本コスト 割引率 ⁽²⁾	キャッシュ・フローの 明示的期間	継続価値 ⁽³⁾	金額	成長率 ⁽¹⁾	税引前加重平均資本コスト 割引率 ⁽²⁾	キャッシュ・フローの 明示的期間	継続価値 ⁽³⁾
	2016年 12月31日					2015年 12月31日				
のれんが存在するCGU										
エンデサ - イベリア半島	8,607	1.40%	7.78%	5年	定率成長の永久年金	8,607	1.77%	7.90%	5年	定率成長の永久年金
エンデサ - ラテン・アメリカ ⁽⁴⁾	3,285	2.71%	8.83%	5年	定率成長の永久年金	3,285	3.12%	8.42%	5年	定率成長の永久年金
エネル・ルーマニア ⁽⁵⁾	424	2.00%	7.24%	5年	定率成長の永久年金	660	2.30%	7.65%	5年	定率成長の永久年金
エネル・エネルギー	579	0.23%	12.16%	5年	15年	579	0.16%	11.92%	5年	15年
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ	157	1.60%	7.99%	5年	13年	157	2.00%	7.63%	5年	12年
エネル・グリーン・パワー・ラテン・アメリカ	360	3.27%	8.72%	5年	21年	350	3.34%	8.16%	5年	21年
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	121	2.20%	6.03%	5年	21年	131	2.20%	9.27%	5年	19年
ヌーボ・エネルギー	-	-	10.06%	29年	-	26	0.20%	9.94%	9年	16年
エネル・グリーン・パワー・イタリア	23	1.50%	8.49%	5年	定率成長の永久年金 / 17年 ⁽⁶⁾	23	2.00%	8.50%	5年	定率成長の永久年金 / 17年 ⁽⁶⁾
エネル・グリーン・パワー・ブルガリア	-	-	7.51%	5年	13年	5	2.20%	8.09%	5年	14年
のれんは存在しないが、IAS第36号に規定する兆候が存在するため減損テストが行われたCGU										
エネル・ロシア	-	2.93%	14.86%	5年	定率成長の永久年金	-	4.00%	15.31%	5年	定率成長の永久年金
エネル・プロデュツィオーネ	-	0.65%	9.65%	5年	定率成長の永久年金	-	0.82%	9.06%	5年	定率成長の永久年金
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア	-	2.00%	7.26%	5年	15年	-	2.30%	8.08%	5年	16年
エネル・グリーン・パワー・グレシア	-	-	13.83%	5年	16年	-	-	13.61%	5年	21年

- (1) 明示予測期間後のキャッシュ・フローの恒久的成長率。
- (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) 継続価値は、永久年金計算または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年金計算に基づいて見積もられた。
- (4) のれんには、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャに関連するのれんが含まれる。
- (5) ルーマニアを拠点とするすべての会社を含む。
- (6) エネル・グリーン・パワー・イタリアの継続価値は、水力発電所および地熱発電所については永久年金、また他の再生可能エネルギー技術（風力、太陽光、バイオマス）に関しては16年にわたる上昇傾向の金利による期待年金計算に基づき見積もられた。2016年12月31日現在で17年であった。

[前へ](#) [次へ](#)

2016年12月31日現在で、のれんが存在するCGUの減損テストの結果、ヌーボ・エネルギアCGUの26百万ユーロの減損損失およびエネル・グリーン・パワー・ブルガリアの5百万ユーロの減損損失が確認された。

2015年12月31日現在で、のれんが配分されたCGUの減損テストの結果、エネル・グリーン・パワー・ルーマニアCGUの155百万ユーロの減損損失が確認され、うち13百万ユーロがのれんに帰された一方、残りが生成資産の間で配分された。

[前へ](#) [次へ](#)

注記21 繰延税金資産および負債 - 6,665百万ユーロおよび8,768百万ユーロ

一時差異の種類毎に分類され、該当する規定の税率を用いて算定された繰延税金資産および負債の変動は、以下の表のとおりである。また下の表は、許容される範囲で、繰延税金負債と相殺できる繰延税金資産の金額も示している。

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	その他の変 動額	為替差損益	売却目的資 産 への組替		
	2015年12月 31日						2016年12月 31日	
繰延税金資産：								
- 有形固定資産および無形 固定資産の評価の差異	1,998	(294)	-	(18)	106	11	(7)	1,796
- 将来損金算入可能なリス クと費用に係る引当金お よび減損損失の計上	1,456	(57)	14	7	60	41	-	1,521
- 税務上の繰越欠損金	145	17	-	(2)	(82)	4	(1)	81
- 金融商品の測定	824	(25)	(80)	-	(2)	2	3	722
- 従業員給付	620	(61)	63	1	-	14	-	637
- その他の項目	2,343	(212)	(34)	-	(207)	17	1	1,908
合計	7,386	(632)	(37)	(12)	(125)	89	(4)	6,665
繰延税金負債：								
- 非流動資産および金融資 産の差異	6,606	(300)	(2)	(25)	(147)	310	9	6,451
- 金融商品の測定	433	(15)	(29)	-	(5)	1	-	385
- その他の項目	1,938	(15)	(29)	1	19	18	-	1,932
合計	8,977	(330)	(60)	(24)	(133)	329	9	8,768
相殺不能な繰延税金資産								3,426
相殺不能な繰延税金負債								3,741
相殺考慮後超過純繰延税金 負債								1,788

[前へ](#) [次へ](#)

「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、2016年12月31日現在のその合計額は、6,665百万ユーロであった（2015年12月31日現在は7,386百万ユーロ）。

当年度中の変動は721百万ユーロとなり、特にデリバティブ商品およびリスクに対する引当金に関連する税務上認識されない利益の構成要素の税効果が主に反映されている。

また、過去の税務上の欠損金1,185百万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、当該繰延税金資産の回収可能性が不確実だからである。

2016年12月31日現在の「繰延税金負債」は8,768百万ユーロであった（2015年12月31日現在では8,977百万ユーロ）。基本的には、この数年において行われた取得の費用の最終的な配分の一環としての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課税に係るものである。

当年度の変動額209百万ユーロには、ペルーにおける法人所得税率が徐々に低下する税率（2017年は27%、2018年以降は26%）から29.5%の固定税率に変更されたことを受けて認識された、繰延税金の調整（60百万ユーロ）が含まれている。

[前へ](#)

[次へ](#)

注記22 持分法適用投資 - 1,558百万ユーロ

持分法により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	収入への 影響	連結範囲の 変更	配当金	その他の 変動額	保有割合		
	2015年 12月31日					2016年 12月31日		
共同支配の取決め								
EGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズ	-	-	4	401	-	15	420	50.0%
オーベン・ファイバー	-	-	-	355	-	-	355	50.0%
スロヴァク・パワー・ホールディング	-	-	(219)	375	-	-	156	50.0%
エネルF2iソラレ・イタリア（旧アルター）	110	50.0%	2	52	-	-	164	50.0%
テホ・エネルギー・プロドゥサオ・エ・ディストリブサオ・デ・エネルギー・エレクトリカ	63	38.9%	10	-	(9)	7	71	43.8%
ラス・エネルギーゴソビト	32	49.5%	34	-	-	5	71	49.5%
エネルギー・エレクトリック・デ・タハダルト	30	32.0%	6	-	(5)	-	31	32.0%
ドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー	-	-	-	20	-	(3)	17	35.0%
エンブレサ・デ・エネルギー・カンディナマルカ	29	40.4%	1	(30)	-	-	-	
エレクトロガス	16	42.5%	6	-	(5)	-	17	42.5%
トランスミソラ・エレクトリカ・デ・キリョータ	10	50.0%	2	-	-	-	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	8	51.0%	(2)	-	-	3	9	51.0%
パワークロップ	4	50.0%	(2)	-	-	-	2	50.0%
関連会社								
エリカ2	50	30.0%	-	-	-	(5)	45	30.0%
セシ	39	42.7%	4	-	(1)	-	42	42.7%
テクナトム	33	45.0%	1	-	-	-	34	45.0%
ジーエヌエル・クインテロ	22	20.0%	4	(6)	(1)	(19)	-	
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディズ	17	33.5%	3	-	(3)	-	17	33.5%
テラ	12	20.0%	-	(12)	-	-	-	
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	14	35.6%	(1)	-	-	-	13	35.6%
その他	118		(7)	-	(10)	(19)	82	
合計	607		(154)	1,155	(34)	(16)	1,558	

[前へ](#) [次へ](#)

連結範囲の変更の結果、主に以下の要因により1,155百万ユーロ増加した。

- > スロヴァク・パワー・ホールディングの残りの50%持分。スロヴァク・パワー・ホールディングは、スロベンスケ・エレクトラーネの66%の持分を保有しており、スロヴァク・パワー・ホールディングの持分の50%が2016年7月末に売却された。
- > 2016年12月末に50%持分をF2iに売却した後に残った、オーペン・ファイバー（旧エネル・オーペン・ファイバー）の50%持分
- > 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50%持分。これは、アメリカ合衆国で操業する発電所を受領した（そして、今後受領する）特別目的ピークルであり、これについてゼネラル・エレクトリックとの間でパートナーシップ契約が締結された。

これらの影響は、エンプレサ・デ・エネルギア・カンディナマルカがコデンサに統合された後でエンプレサ・デ・エネルギア・カンディナマルカの資産に関する科目毎の連結が変更されたことによって一部相殺された。

収入への影響は主に、ジョイント・ベンチャーであるスロヴァク・パワー・ホールディングの減損損失に関連する219百万ユーロの費用に関するものである。

この費用について、子会社であるスロベンスケ・エレクトラーネ（以下「SE」という。）のモホフツェ原子力発電所3号機および4号機の完成に関する一定の将来の事象後に行われる、スロヴァク・パワー・ホールディングの残りの50%の保有持分の（エネル・プロデュツィオーネによる）売却および（EPスロバキアによる）購入について、相互の権利および義務を定めたエネル・プロデュツィオーネとEPスロバキアとの間の契約を踏まえ、減損損失は、SEの66%持分の売却に関する契約で定める価格設定式を適用して投資の回収可能価値を決定することにより測定される。かかる計算式は、様々なパラメータ（SEの正味財政状態の展開、スロバキア市場でのエネルギー価格の動向、契約に規定されたベンチマークに基づくSE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。）に基づいている。

また、ラス・エネルゴソビトおよびパワークロップに対する投資への持分法の適用は、それぞれ27百万ユーロおよび9百万ユーロの、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。

下表では、IFRS第5号に従って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、財務情報の概要を示している。

[前へ](#)

[次へ](#)

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計		非流動負債		流動負債		負債合計		持分	
	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在
共同支配の取決め														
セントラレス・ハイドロエレクトリカ ス・デ・アイセン	22	20	1	1	23	21	-	-	5	4	5	5	18	16
オーベン・ファイバー	769	-	240	-	1,009	-	-	-	299	-	299	-	710	-
エネルF2iソラレ・イタリア (旧アルター)	279	289	70	39	349	328	139	147	4	6	143	153	206	175
ラス・エネルゴソピト	6	4	213	108	219	112	-	-	129	104	129	104	90	8
テホ・エネルギア・プロドウサオ・ エ・ディストリブサオ・デ・エネルギ ア・エレクトリカ	277	326	134	140	411	466	163	214	84	90	247	304	164	162
エネルジー・エレクトリック・デ・タ ハダルト	111	120	32	32	143	152	9	26	36	33	45	59	98	93
パワークロップ	40	41	41	16	81	57	1	1	61	33	62	34	19	23
関連会社														
テクナトム	77	77	58	69	135	146	31	28	26	46	57	74	78	72
スミニストラドラ・エレクトリカ・ デ・カディズ	74	76	18	16	92	92	23	24	17	17	40	41	52	51
コンバーニャ・エオリカ・ティエラ ス・アトラス	35	40	2	4	37	44	1	2	2	4	3	6	34	38

[前へ](#) [次へ](#)

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	
	2016年12月	2015年12月	2016年12月	2015年12月	2016年12月	2015年12月
	31日現在	31日現在	31日現在	31日現在	31日現在	31日現在
共同支配の取決め						
セントラレス・ハイドロエレクトリ カス・デ・アイセン	-	-	(6)	(7)	(6)	(7)
オープン・ファイバー	15	-	(11)	-	(9)	-
エネルF2iソラレ・イタリア (旧アルター)	26	10	5	2	5	2
ラス・エネルゴソビト	1,991	2,019	86	94	69	76
テホ・エネルギア・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	207	221	31	29	22	21
エネルジー・エレクトリック・デ・ タハダルト	56	55	28	26	19	18
パワークロップ	-	2	(4)	(2)	(4)	(2)
関連会社						
エリカ2		-		-		-
テクナトム	88	5	1	5	1	5
スミニストラドラ・エレクトリカ・ デ・カディズ	15	15	8	8	8	8
コンパーニャ・エオリカ・ティエラ ス・アトラス	8	11	(2)	3	(1)	3

注記23 デリバティブ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2016年	2015年	2016年	2015年
	12月31日現在	12月31日現在	12月31日現在	12月31日現在
デリバティブ金融資産	1,609	2,343	3,945	5,073
デリバティブ金融負債	2,532	1,518	3,322	5,509

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44を参照。

注記24 その他の非流動金融資産 - 3,892百万ユーロ

百万ユーロ	2016年	2015年	変動	
	12月31日現在	12月31日現在		
公正価値で測定した他社への株式投資	146	181	(35)	-19.3%
他社への株式投資	50	56	(6)	-10.7%
純金融負債に含まれる売掛金および有価証券 (注記24.1を参照)	2,621	2,335	286	12.2%
サービス委譲契約	1,022	631	391	62.0%
長期前払金融費用	53	71	(18)	-25.4%
合計	3,892	3,274	618	18.9%

「その他の非流動金融資産」は2016年に前年比618百万ユーロ増加した。特に、この増加は、純金融負債に含まれる債権の増加(注記24.1で述べる。)およびブラジルのサービス委譲契約を反映している。

「他社への株式投資」には、市場価値を容易に決定できない投資を含む。したがって、これらの投資を売却する予定がない場合は、取得原価で測定され、減損に関する調整が行われる。

公正価値および原価で測定された他社への株式投資の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	保有割合		保有割合		変動
	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在		
パヤン・リソースズ	139	10.0%	175	10.0%	(36)
エシュロン	1	7.1%	2	7.1%	(1)
ガルシ	17	17.6%	17	17.6%	-
その他	39		43		(4)
合計	196		237		(41)

前年比での変動は、基本的に、炭鉱産業に関連する事業を行っており、現地の株式市場に上場しているインドネシアの会社であるパヤン・リソースズの株式の時価に基づく同社の公正価値の増加を反映している。

「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号に従って認識されている。

24.1 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	2016年 12月31日現在	2015年 12月31日現在	変動	
満期保有目的有価証券	-	117	(117)	-
ファンドまたはポートフォリオ運用商品を対象とし損益を通じて公正価値評価される金融投資	-	45	(45)	-
売却可能有価証券	440	-	440	-
スペインの電気システム上の不足金に関する金融債権	15	2	13	-
その他の金融債権	2,166	2,171	(5)	-0.2%
合計	2,621	2,335	286	12.2%

「満期保有目的証券」、「売却可能」および「ファンドまたはポートフォリオ運用商品への金融投資」は、オランダの保険会社がその手元流動性の一部を投資する金融商品を表している。当年度中、より積極的なポートフォリオの管理が含まれるこれらの会社の投資戦略に関する新たな評価を受けて、対応する金融資産が「満期保有目的」から「売却可能」に組み替えられ、当該カテゴリーについて定めた測定基準を使用して測定された。また、この選択に鑑み、当グループはIAS第39号に基づく罰則規定を適用する。すなわち、今後2会計年度にわたり、金融資産を「満期保有目的」に分類しない。

「その他の金融債権」は2016年に前年比5百万ユーロ減少した。この変動は主に以下の要因を反映している。

- > ジョイント・ベンチャーによる新風力発電所の開発のための資金調達に関連する、EGPNA REPウィンド・ホールディングスに対する金融債権の168百万ユーロの増加
- > スロヴァク・パワー・ホールディングの50%持分の売却により生じた債権に関連する5百万ユーロの増加。この債権は公正価値で測定されている。当該公正価値は、EPHとの契約に含まれる価格設定式に基づいて決定されており、多数のパラメータ（スロベンスケ・エレクトラーネの正味財政状態の展開、スロバキア市場で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に基づくスロベンスケ・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。）を考慮している。
- > 「新規参入」発電所に関係するCO₂排出枠に係る債権の87百万ユーロの減少
- > 電気機械メーターの早期交換に関連して発生した費用の補償についてエネルギー・環境サービス基金（旧電力平衡基金）との関係で有する、2016年12月31日現在の残高が340百万ユーロ（2015年12月31日現在では386百万ユーロ）の債権のうち、46百万ユーロの短期への組替
- > 電力労働者年金基金の終了に伴って発生した費用について、イタリア電力・ガス・水道規制局の決定第157/2012号により定められた払戻金に係る債権に関連する、2016年12月31日現在合計280百万ユーロ（2015年12月31日現在では336百万ユーロ）の債権のうち、56百万ユーロの短期への組替

注記25 その他の非流動資産 - 706百万ユーロ

百万ユーロ					
	2016年 12月31日現在	2015年 12月31日現在	変動		
機関マーケット・オペレーターに対する 売掛金	106	67	39	58.2%	
その他の債権	600	810	(210)	-25.9%	
合計	706	877	(171)	-19.5%	

2016年12月31日現在の「その他の債権」は主に、301百万ユーロの未収税金（2015年12月31日現在は463百万ユーロ）、157百万ユーロの保証金（2015年12月31日現在は16百万ユーロ）、1百万ユーロの仕入先への前渡金（2015年12月31日現在は141百万ユーロ）、および、グリーン証書に関連して受領する権利がある合計51百万ユーロ（2015年12月31日現在は78百万ユーロ）の非金銭的助成に関するものであった。

当年度の減少は主に、課税所得計算時に地方税の一部を控除しなかったことにより過払いとなった法人税等について、イタリア歳入庁からエネル・エスピーエーに2004～2010年の債権（元本と金利の両方で229百万ユーロ）が還付されたことによるものである。

注記26 棚卸資産 - 2,564百万ユーロ

百万ユーロ				
	2016年 12月31日現在	2015年 12月31日現在	変動	
原材料、消耗品および貯蔵品：				
- 燃料	1,119	1,212	(93)	-7.7%
- 原料、工具およびその他の棚卸資産	812	819	(7)	-0.9%
合計	1,931	2,031	(100)	-4.9%
環境関連証明書：				
- CO ₂ 排出枠	412	680	(268)	-39.4%
- グリーン証書	7	78	(71)	-91.0%
- ホワイト証書	-	1	(1)	-
合計	419	759	(340)	-44.8%
売却可能建物	65	68	(3)	-4.4%
還付残高	149	46	103	-
合計	2,564	2,904	(340)	-11.7%

原材料、消耗品および貯蔵品は、2016年12月31日現在で1,931百万ユーロ（2015年は2,031百万ユーロ）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、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。

当年度中の減少（340百万ユーロ）は、主として、平均価格の低下を受けたガスおよびその他の燃料の在庫の減少ならびにグリーン証書の在庫の減少に帰すことができる。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27 売掛金 - 13,506百万ユーロ

百万ユーロ				
	2016年 12月31日現在	2015年 12月31日現在	変動	
顧客：				
- 電力の販売および輸送	10,488	9,603	885	9.2%
- 天然ガスの配給および販売	1,645	1,755	(110)	-6.3%
- その他の活動	1,258	1,396	(138)	-9.9%
顧客債権の合計	13,391	12,754	637	5.0%
関連会社および共同支配の取決めへの 売上債権	115	43	72	-
合計	13,506	12,797	709	5.5%

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、当年度の期首残高が2,085百万ユーロ、期末は2,027百万ユーロであった。より具体的には、当期中の増加は主に、電力・ガス・水道規制局の決定第268/2015号（グリッド法）に従い、2016年1月1日を発効日として電力輸送サービスの請求書に適用される支払条件が変更された後の、電力の販売および輸送による収益の増加を反映している。

その他の活動の減少は、燃料販売に関連する2016年中の回収額の増加を反映している。

売掛金に関する詳細については、注記41の「金融商品」を参照。

注記28 その他の流動金融資産 - 3,053百万ユーロ

百万ユーロ	2016年	2015年	変動	
	12月31日現在	12月31日現在		
純負債に含まれるその他の流動金融資産	2,924	2,241	683	30.5%
その他	129	140	(11)	-7.9%
合計	3,053	2,381	672	28.2%

28.1 純金融負債に含まれるその他の流動金融資産 - 2,924百万ユーロ

百万ユーロ	2016年	2015年	変動	
	12月31日現在	12月31日現在		
長期金融債権1年以内回収分	767	769	(2)	-0.3%
ファクタリング未収金	128	147	(19)	-12.9%
FVTPLで測定した有価証券	1	-	1	-
満期保有目的有価証券	-	1	(1)	-
売却可能有価証券	35	-	35	-
金融債権および現金担保	1,082	1,020	62	6.1%
その他	911	304	607	-
合計	2,924	2,241	683	30.5%

「純金融負債に含まれるその他の流動金融資産」は、合計2,924百万ユーロであった（2015年12月31日現在は2,241百万ユーロ）。この合計額の変動は主に、再生可能エネルギーの生産に対してアメリカ合衆国において受領した税務便益の移転についてEGPノース・アメリカが認識した金融債権の増加（特に、風力発電所プロジェクトであるリンダールの174百万ユーロ、およびシマロン・ベンドIIの258百万ユーロに関連する。）によるものである。

注記29 その他の流動資産 - 3,044百万ユーロ

百万ユーロ	2016年	2015年	変動	
	12月31日現在	12月31日現在		
機関マーケット・オペレーターに対する売掛金	1,025	765	260	34.0%
仕入先への前渡金	188	219	(31)	-14.2%
従業員に対する債権	37	26	11	42.3%
その他に対する債権	913	960	(47)	-4.9%
各種の未収税金	664	706	(42)	-5.9%
未収収益および前払費用	146	174	(28)	-16.1%
工事契約による収益	71	48	23	47.9%
合計	3,044	2,898	146	5.0%

「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862百万ユーロの債権（2015年12月31日現在は664百万ユーロ）およびスペインのシステムに関連する147百万ユーロの債権（2015年12月31日現在は101百万ユーロ）が含まれている。当年度中の増加は主に、グリーン証書に関するESOに対する債権の増加（80百万ユーロ）および規制市場における消費者への電力販売に従事するイタリアの会社が認識した、エネルギー購入の平衡の確認によるものである。

機関マーケット・オペレーターに対する債権は、長期に分類した債権部分106百万ユーロ（2015年は67百万ユーロ）を含めると、2016年12月31日現在合計1,131百万ユーロ（2015年12月31日現在は832百万ユーロ）であった一方、債務は4,966百万ユーロ（2015年12月31日現在は5,122百万ユーロ）であった。

注記30 現金および現金同等物 - 8,290百万ユーロ

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、いかなる負担によっても制限されていない。

百万ユーロ	
	2016年12月31日現在
銀行および郵便預金	7,777
手許現金および現金同等物	298
その他の流動投資	215
合計	8,290

注記31 売却目的に分類された資産および処分グループ - 11百万ユーロおよび0百万ユーロ

2016年の売却目的資産の変動の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ						
	2015年 12月31日現在	流動および 非流動資産 との間の 組替	処分および 連結の変更	減損損失	その他の 変動額	2016年 12月31日現在
有形固定資産	3,744	10	(3,920)	(74)	246	6
無形固定資産	7	15	(20)	-	(2)	-
繰延税金資産	1,066	8	(1,085)	-	11	-
持分法適用投資	209	-	(192)	-	(17)	-
非流動金融資産	1,066	-	(1,107)	-	46	5
その他の非流動資産	18	-	(18)	-	-	-
現金および現金同等物	150	8	(124)	-	(34)	-
流動金融資産	111	-	(150)	-	39	-
棚卸資産、売掛金および その他の流動資産	483	12	(593)	-	98	-
合計	6,854	53	(7,209)	(74)	387	11

2016年12月31日現在の売却目的資産は、合計11百万ユーロとなり、小規模資産が含まれていたが、これらの重要性はいずれも限定的であった。

2015年12月31日現在では、経営者が行った決定に照らして売却目的資産としての分類に関するIFRS第5号の要件を満たすと認められる、スロベンケ・エレクトラーネ（6,549百万ユーロ）、ハイドロ・ドロミティ・エネル（189百万ユーロ）、コンポスティーリャ・アールイー（111百万ユーロ）、およびその他小規模会社の資産が含まれていた。

上記の処分、すなわちスロベンケ・エレクトラーネ（5,335百万ユーロ）およびコンポスティーリャ・アールイー（29百万ユーロ）の完了後、売却目的負債は、2016年度中に事実上除外された。

2016年におけるこれらの負債の変動の詳細は以下のとおりである。

百万ユーロ					
	2015年 12月31日現在	流動および 非流動資産 との間の組替	処分および 連結の変更	その他の 変動額	2016年 12月31日現在
長期借入金	1,701	-	(1,198)	(503)	-
退職給付およびその他従業員給付	68	1	(68)	(1)	-
リスクおよび費用に対する引当金 - 非流動部分	1,867	-	(1,919)	52	-
繰延税金負債	639	-	(639)	-	-
非流動金融負債	231	-	(231)	-	-
その他の非流動負債	2	-	(2)	-	-
短期借入金	339	16	(1,141)	786	-
その他の短期金融負債	111	-	(110)	(1)	-
リスクおよび費用に対する引当金 - 流動部分	19	1	(26)	6	-
買掛金およびその他の流動負債	387	12	(440)	41	-
合計	5,364	30	(5,774)	380	-

注記32 株主持分 - 52,575百万ユーロ

32.1 親会社株主帰属持分 - 34,803百万ユーロ

資本金 - 10,167百万ユーロ

2016年12月31日現在のエネル・エスピーエーの資本金は、2015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）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9,403,357,795株により表示される10,166,679,946ユーロとなった。

これは、2016年3月31日に実施された、子会社であるエネル・グリーン・パワー・エスピーエーのエネル・エスピーエーへの非比例的な一部分割の結果、前年の金額である2015年12月31日現在の9,403,357,795ユーロと比較して763,322,151ユーロ増加したことを示している。

2016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。）、およびブラックロック社（2016年11月30日現在、子会社を介して資産運用目的で5.049%を保有。）のみである。

その他の剰余金 - 5,152百万ユーロ

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異（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。当年度中の2,197百万ユーロの変動額は、上記の資本の増加を反映しており、関連する税効果15百万ユーロ控除後の取引費用が含まれている。

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*）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諸表の換算から生じた剰余金 - (1,005)百万ユーロ

当期における増加は951百万ユーロとなった。これは、子会社が使用する機能通貨が外貨に対して下落したことのほか、スロヴァク・パワー・ホールディングの株式の50%の処分（スロヴァク・パワー・ホールディングはスロベンスケ・エレクトラーネの66%を保有している。）および非比例的な一部分割におけるエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの31.71%の取得が行われた後の連結範囲の変更によるもので、当該変更により、ユーロ以外の通貨を使用する企業についてグループが保有する持分に変動が生じ、17百万ユーロのマイナスの影響が生じた。

キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金 - (1,448)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。税効果累積額は355百万ユーロである。

売却可能金融商品評価差額金 - 106百万ユーロ

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。

持分法適用株式投資による剰余金 - (12)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。税効果累積額は19百万ユーロである。

正味確定給付制度負債 / (資産) の再測定による剰余金 - (706)百万ユーロ

この剰余金には、税効果控除後の数理計算上の全損益が含まれている。この変動は、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。税効果累積額は112百万ユーロである。

支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金 - (2,398)百万ユーロ

この項目は主に以下の要因の報告である。

- > 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

当期の変動額であるマイナス283百万ユーロは、エンデサ・アメリカスおよびチレクトラ・アメリカスをエネル・アメリカスと合併したことの影響と、支配権を失うことなくエネル・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を第三者に対して処分したことによる利益との間の差額を表している。

非支配持分の取引による剰余金 - (1,170)百万ユーロ

この剰余金は、すでに支配権を有するラテン・アメリカの会社（アンブラ・エネルギア・エ・セルヴィソス、アンブラ・インヴェスチメントス・エ・セルヴィソス、エレクトリカ・カボ・ブランコ、コエルチェ、ジェネランデス・ペルー、エネルシスおよびエンデサ・ラティノアメリカの追加株式の購入によって過年度に発生）において第三者から追加持分を購入した際の購入価格が、取得した持分の価値を超過した金額を表す。当期の変動は、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーの非支配株主から取得した資本持分と、購入価格との間の差額に関連するものである。

利益剰余金および繰越欠損金 - 19,484百万ユーロ

この剰余金は、配当されていない、またはその他の剰余金に割り当てられていない、前年からの収益が計上される。

[前へ](#)

[次へ](#)

下表は、非支配株主持分および関連税効果の具体的表示を含めて、その他の包括利益で直接認識された損益の変動を示したものである。

	2015年12月31日現在						変動			2016年12月31日現在		
	合計	うち 親会社株主 帰属分	うち 非支配持分	純利益 / (純損失) 当期株主資 損益計算書 本計上分 への組替分		税効果	合計	うち 親会社株主 帰属分	うち 非支配持分	合計	うち 親会社株主 帰属分	うち 非支配持分
ユーロ以外の通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金	(4,855)	(1,956)	(2,899)	1,952	-	-	1,952	968	984	(2,903)	(988)	(1,915)
キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金	(1,697)	(1,341)	(356)	(1,243)	1,275	(66)	(34)	(97)	63	(1,731)	(1,438)	(293)
売却可能金融商品評価差額金	129	130	(1)	(14)	(6)	(4)	(24)	(24)	-	105	106	(1)
持分法適用投資の関連会社のOCIの持分	(44)	(54)	10	(28)	10	-	(18)	(7)	(11)	(62)	(61)	(1)
純従業員給付負債 / (資産) の再測定	(688)	(551)	(137)	(296)	-	57	(239)	(173)	(66)	(927)	(724)	(203)
資本の部において認識された利益 / (損失) 合計	(7,155)	(3,772)	(3,383)	371	1,279	(13)	1,637	667	970	(5,518)	(3,105)	(2,413)

[前へ](#) [次へ](#)

32.2 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)
2015年の純支払配当金		
2014年の配当金	1,316	0.14
2015年の中間配当金	-	-
特別配当金	-	-
2015年の支払配当金合計	1,316	0.14
2016年の純支払配当金		
2015年の配当金	1,627	0.16
2016年の中間配当金	-	-
特別配当金	-	-
2016年の支払配当金合計	1,627	0.16

2016年11月10日の取締役会の決定に従い、エネルは、2016年から、株主に対する報酬を最適化することを意図して、中間配当金の支払について定めた方針を採択している。当該会議において、取締役会は、1株当たり0.09ユーロ、合計で915百万ユーロの中間配当金を分配することを承認した。この中間配当金には、源泉徴収税控除前のものであり、2017年1月25日付で支払われた。クーポン第25号の配当落ち日は2017年1月23日、基準日は2017年1月24日である。

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。

この関係で、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。2016年中は、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。2016年および2015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	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在	変動
非流動財政状態	41,336	44,872	(3,536)
正味流動財政状態	(1,162)	(4,992)	3,830
非流動金融債権および長期有価証券	(2,621)	(2,335)	(286)
純金融負債（負債）	37,553	37,545	8
親会社株主帰属持分	34,803	32,376	2,427
非支配持分	17,772	19,375	(1,603)
株主持分（資本）	52,575	51,751	824
デット・エクイティ・レシオ	0.71	0.73	-

32.3 非支配持分 - 17,772百万ユーロ

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	
	2016年 12月31日現在	2015年 12月31日現在	2016年 12月31日現在	2015年 12月31日現在
エンデサ・グループ	6,958	6,742	352	280
エネル・ラティノアメリカ・グループ	9,233	8,052	659	1,032
エネル・インベストメント・ ホールディング・グループ	1,011	803	73	(275)
スロベンスケ・エレクトラーネ・ グループ	-	386	(2)	(3)
エネル・グリーン・パワー・グループ	570	3,392	135	142
合計	17,772	19,375	1,217	1,176

非支配持分の減少は、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーの非按分型の分割（これにより、当グループが保有する同社の持分の割合は68.29%から100%に増加した。）およびスロヴァク・パワー・ホールディング（スロヴァク・パワー・ホールディングはスロベンスケ・エレクトラーネの66%を保有している。）の50%持分の処分（この結果、支配権が失われ、持分法適用会社として測定されるようになった。）を反映している。

注記33 借入金

百万ユーロ	非流動		流動	
	2016年 12月31日現在	2015年 12月31日現在	2016年 12月31日現在	2015年 12月31日現在
長期借入金	41,336	44,872	4,384	5,733
短期借入金	-	-	5,372	2,155
合計	41,336	44,872	9,756	7,888

借入金の性質の詳細については、注記41の「金融商品」を参照。

注記34 従業員給付 - 2,585百万ユーロ

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在先立つ、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る。最後に、ブラジルの企業も確定給付制度を規定している。

「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2016年12月31日および2015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変動、ならびに当該債務と数理計算上の負債の調整を示す。

百万ユーロ	2016年					2015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変動										
1月1日現在の数理計算上の債務	2,126	724	202	285	3,337	2,458	1,927	223	263	4,871
流動勤務費用	14	4	5	50	73	24	6	5	54	89
支払利息	108	19	11	7	145	106	41	10	8	165
人口統計仮定の変動による数理計算上の(利益)/損失	2	-	(2)	1	1	1	-	-	-	1
財務仮定の変動による数理計算上の(利益)/損失	221	96	20	10	347	(124)	(66)	(8)	4	(194)
実績の調整	9	22	(4)	(14)	13	10	(196)	2	4	(180)
過去勤務費用	1	-	1	1	3	(43)	-	-	(5)	(48)
和解による(利益)/損失	2	-	-	-	2	1	(902)	-	-	(901)
為替換算差額	126	1	14	6	147	(157)	(1)	(17)	(6)	(181)
雇用主拠出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
従業員拠出	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
支払済み給付	(194)	(28)	(14)	(62)	(298)	(154)	(88)	(13)	(39)	(294)
その他の変動額	24	3	4	1	32	4	3	-	2	9
売却目的負債	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
12月31日現在の数理計算上の債務 (A)	2,440	841	237	284	3,802	2,126	724	202	285	3,337
年金資産の変動										
1月1日現在の年金資産の公正価値	1,110	-	-	-	1,110	1,252	-	-	-	1,252
受取利息	75	-	-	-	75	68	-	-	-	68
受取利息の金額を除いた年金資産の期待運用収益	40	-	-	-	40	(30)	-	-	-	(30)
為替換算差額	104	-	-	-	104	(125)	-	-	-	(125)
雇用主拠出	136	28	14	22	200	98	88	13	24	223
従業員拠出	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
支払済み給付	(194)	(28)	(14)	(22)	(258)	(154)	(88)	(13)	(24)	(279)
他の支払	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12月31日現在の年金資産の公正価値 (B)	1,272	-	-	-	1,272	1,110	-	-	-	1,110
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	57	-	-	-	57	68	-	-	-	68
受取利息	5	-	-	-	5	5	-	-	-	5
アセット・シーリングの変更	(20)	-	-	-	(20)	2	-	-	-	2
為替換算差額	13	-	-	-	13	(18)	-	-	-	(18)
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12月31日現在のアセット・シーリング (C)	55	-	-	-	55	57	-	-	-	57
財政状態計算書の純負債 (A-B+C)	1,223	841	237	284	2,585	1,073	724	202	285	2,284

百万ユーロ

	2016年	2015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	34	(5)
純支払利息	78	102
和解による（利益）/損失	2	(901)
他の長期給付の数理計算上の（利益）/損失	42	46
その他の変動額	(4)	1
合計	152	(757)

百万ユーロ

	2016年	2015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運用収益	(40)	30
確定給付制度の数理計算上の（利益）/損失	365	(374)
受取利息に含まれる金額を除いたアセット・シーリングの変動	(20)	2
その他の変動額	(9)	(2)
合計	296	(344)

損益を通じて認識される費用の変動は909百万ユーロで、主に、イタリアの会社に関してのみ2015年に当グループの元従業員向けの電力割引を廃止し、それに伴って関連する負債が戻し入れられたことに帰し得る。

加えて、フォルネロ法第4条に基づく新たな制度を実施するために2015年12月に定められた労働組合協約の補足条項によって、他の従業員給付制度に関連する負債の調整がもたらされた。

期末時点で財政状態計算書に認識される負債は、2016年12月31日現在1,272百万ユーロとなった年金資産の公正価値を控除して報告されている。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

	2016年	2015年
活発な市場を参照する投資額		
持分性商品	2%	4%
確定利付証券	35%	25%
投資不動産	5%	4%
その他	1%	1%
非上場証券		
保険会社が保有する資産	-	-
その他	57%	67%
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	ラテン・ アメリカ	その他	イタリア	イベリ ア半島	ラテン・ アメリカ	その他
	2016年				2015年			
割引率	0.30%- 1.40%	0.64%- 1.75%	4.70%- 12.31%	1.40%- 8.36%	0.50%- 2.15%	1.17%- 2.56%	4.95%- 14.21%	2.03%- 9.72%
インフレ率	1.40%	2.00%	3.00%- 6.00%	1.40%- 4.84%	1.60%	2.00%	3.00%- 6.50%	1.50%- 5.50%
昇給率	1.40%- 3.40%	2.00%	3.00%- 9.19%	2.90%- 4.84%	1.60%- 3.60%	2.00%	3.00%- 9.69%	2.00%- 5.50%
医療費増加率	2.40%	3.20%	3.50%- 9.19%	-	2.60%	3.20%	4.20%- 9.69%	-
年金資産の期待 運用収益率	-	1.74%	12.20%- 12.31%	-	-	2.54%	14.18%- 14.21%	-

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上の仮定が期末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
	2016年12月31日				2015年12月31日			
割引率の0.5%の 下落	159	75	12	4	131	60	12	4
割引率の0.5%の 上昇	(136)	(69)	(15)	(10)	(116)	(54)	(12)	(10)
インフレ率の0.5%の 上昇	30	74	2	2	33	59	8	4
インフレ率の0.5%の 下落	(20)	(67)	(18)	(10)	(26)	(38)	(9)	(7)
報酬の0.5%の上昇	8	-	-	1	8	-	-	2
現在支払中の年金の 0.5%の上昇	12	-	-	(3)	11	-	-	(3)
医療費の1%の上昇	-	-	20	-	-	-	20	-
現役および退職した 従業員の平均余命1 年の増加	50	12	5	(3)	47	24	3	(2)

感応度分析では、その他の仮定を一定にしたまま、個々の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。

その後の年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、26百万ユーロである。

次の表は、確定給付制度に関して来年度以降予想される給付支払を示している。

百万ユーロ	2016年12月31日	2015年12月31日
1年以内	204	201
1～2年	186	211
2～5年	589	601
5年超	1,058	944

注記35 リスクおよび費用に対する引当金 - 6,414百万ユーロ

百万ユーロ	2016年12月31日		2015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	567	-	528	-
- 廃棄、撤去および用地の回復	754	35	611	11
- 訴訟	698	36	762	47
- 環境関連証明書費用	-	7	-	19
- 税金および関税	290	56	290	20
- その他	770	859	819	1,062
合計	3,079	993	3,010	1,159
早期退職奨励引当金	1,902	440	2,182	471
合計	4,981	1,433	5,192	1,630

[前へ](#)

[次へ](#)

百万ユーロ		発生	戻入	目的使用	割引率 調整	連結範囲の 変更	換算調整	その他	
	2015年 12月31日								2016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	528	-	-	-	6	-	-	33	567
- 廃棄、撤去および用地の回復	622	183	(18)	(24)	8	(13)	11	20	789
- 訴訟	809	169	(222)	(110)	49	1	39	(1)	734
- 環境関連証明書費用	19	7	(7)	(12)	-	-	-	-	7
- 税金および関税	310	94	(28)	(32)	3	-	4	(5)	346
- その他	1,881	389	(165)	(550)	98	9	15	(48)	1,629
合計	4,169	842	(440)	(728)	164	(3)	69	(1)	4,072
早期退職奨励引当金	2,653	214	(13)	(464)	67	3	-	(117)	2,342
合計	6,822	1,056	(453)	(1,192)	231	-	69	(118)	6,414

[前へ](#) [次へ](#)

原子炉の廃炉のための引当金

2016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レサについて、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った。費用の数値化は、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レサへ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復旧引当金

「非原子力プラントの廃止および用地復旧」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。

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。これらの見積りは、内部と外部の弁護士の意見を基にしている。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（235百万ユーロ）、イタリア（219百万ユーロ）およびブラジル（199百万ユーロ）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。

前年比での減少額は75百万ユーロであり、主に、有利な仲裁裁決後に行われたSAPE紛争に関する引当金の戻入（80百万ユーロ）を反映している。

環境関連証明書の引当金

「環境関連証明書費用」の引当金は、国家または超国家的な環境保護要件のコンプライアンスに必要な環境証明書の不足分のコストを穴埋めするものである。

その他の引当金

「その他」の引当金は、主として、規制に関する紛争および、様々な公課やその他の課徴金についての地方官庁との間の係争に関連する多様なリスクと費用を対象とする。

当年度の252百万ユーロの変動は、主に、当グループによる一方的な電力割引給付の廃止を受けて、退職した従業員に付与された1回限りの補償金の費用に充てるために2015年にイタリアのグループ会社が認識した引当金（328百万ユーロ）の使用および（参加しなかった者についての）戻入によるものである。

加えて、リスクおよび費用に対するその他の引当金の残高には、（*Imposta Comunale sugli Immobili*（「ICI」）か新たな*Imposta Municipale Unica*（「IMU」）かを問わず）イタリア国内の地方不動産税に関する現在のおよび潜在的な紛争に関する引当金も含まれており、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数値化するため、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。

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。期中の変動は、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36 その他の非流動負債 - 1,856百万ユーロ

百万ユーロ	2016年12月31日	2015年12月31日	変動	
未払営業費用および繰延収益	973	966	7	0.7%
その他の項目	883	583	300	51.5%
合計	1,856	1,549	307	19.8%

2016年12月31日現在のこの項目は、基本的には電力およびガスの接続に関する収益ならびに特定の資産に関して受領した補助金が計上されている。「その他の項目」の増加は、主にアルゼンチンおよびブラジルにおける多数の規制に関する負債の増加（合計で113百万ユーロ）、ならびに早期退職奨励引当金のうち法律第92/2012号の第4条の規定を施行する際に退職した従業員に支払われる金額からの組替（支払われた金額を控除すると87百万ユーロ）に関するものであった。

注記37 買掛金 - 12,688百万ユーロ

12,688百万ユーロ（2015年は11,775百万ユーロ）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、12,230百万ユーロ（2015年は11,261百万ユーロ）であり、支払期限が12カ月以上の買掛金は、458百万ユーロ（2015年は514百万ユーロ）である。

注記38 その他の短期金融負債 - 1,264百万ユーロ

百万ユーロ	2016年12月31日	2015年12月31日	変動	
繰延金融負債	842	957	(115)	-12.0%
その他の項目	422	106	316	-
合計	1,264	1,063	201	18.9%

その他の短期金融負債の増加は、2013年に開始され、2014年に完了した電気システムの規制枠組みの変更を受けたスペインの電気システム上の料金不足について資金を調達するために使用される手法の変更に起因する金融負債の増加を反映している。

「繰延金融負債」は、社債の未払費用に関連する項目である。

注記39 正味財政状態、長期金融債権および有価証券 - 37,553百万ユーロ

次の表は、連結財政状態計算書の科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	2016年12月31日	2015年12月31日	変動	
長期借入金	41	41,336	44,872	(3,536)	-7.9%
短期借入金	41	5,372	2,155	3,217	-
その他の流動金融債務 ⁽¹⁾		296	-	296	-
1年以内返済予定の長期借入金	41	4,384	5,733	(1,349)	-23.5%
負債に含まれる非流動金融資産	24	(2,621)	(2,335)	(286)	12.2%
負債に含まれる流動金融資産	28	(2,924)	(2,241)	(683)	30.5%
現金および現金同等物	30	(8,290)	(10,639)	2,349	22.1%
合計		37,553	37,545	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、2016年12月31日と2015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

	2016年12月31日	2015年12月31日	変動	
手許現金および現金同等物	298	582	(284)	-48.8%
銀行および郵便預金	7,777	10,057	(2,280)	-22.7%
その他の流動投資	215	-	215	-
有価証券	36	1	35	-
手元流動性	8,326	10,640	(2,314)	-21.7%
短期の金融債権	1,993	1,324	669	50.5%
ファクタリング債権	128	147	(19)	-12.9%
長期金融債権1年以内回収分	767	769	(2)	-0.3%
短期金融債権	2,888	2,240	648	28.9%
短期銀行借入金	(909)	(180)	(729)	-
コマーシャル・ペーパー	(3,059)	(213)	(2,846)	-
長期銀行債務の1年以内返済分	(749)	(844)	95	-11.3%
発行済社債（短期部分）	(3,446)	(4,570)	1,124	24.6%
その他の借入金（短期部分）	(189)	(319)	130	40.8%
その他の流動金融債務 ⁽¹⁾	(1,700)	(1,762)	62	-3.5%
短期金融債務計	(10,052)	(7,888)	(2,164)	-27.4%
正味短期財政状態	1,162	4,992	(3,830)	-76.7%
銀行および金融機関に対する債務	(7,446)	(6,863)	(583)	-8.5%
社債	(32,401)	(35,987)	3,586	10.0%
その他の借入金	(1,489)	(2,022)	533	26.4%
長期財政状態	(41,336)	(44,872)	3,536	7.9%
CONSOB指示書に準拠した正味財政状態	(40,174)	(39,880)	(294)	-0.7%
長期金融債権および有価証券	2,621	2,335	286	12.2%
純金融負債	(37,553)	(37,545)	(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。

注記40 その他の流動負債 - 12,141百万ユーロ

百万ユーロ	2016年12月31日	2015年12月31日	変動	
顧客に対する債務	1,785	1,567	218	13.9%
機関マーケット・オペレーターに対する債務	4,617	4,879	(262)	-5.4%
従業員に対する債務	436	459	(23)	-5.0%
その他の未払税金	1,071	990	81	8.2%
社会保険機構への未払金	215	216	(1)	-0.5%
条件付対価	85	36	49	-
少数株主に提供されたプット・オプション債務	403	793	(390)	-49.2%
流動未払費用および繰延収益	325	294	31	10.5%
株式投資の取得に係る債務	-	-	-	-
工事契約の債務	358	347	11	3.2%
その他	2,846	1,641	1,205	73.4%
合計	12,141	11,222	919	8.2%

「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1,038百万ユーロ（2015年12月31日現在は1,066百万ユーロ）が含まれる。契約成立後は、使用に一切の制限がない電力販売に対する保証金は、流動負債として分類している。なぜなら、当社側では12ヵ月を超えてその返済を延期する無条件の権利を有していないためである。

「機関マーケット・オペレーターに対する債務」には、電力購入への平衡メカニズム適用から発生した債務であって、イタリア市場に関する3,069百万ユーロ（2015年12月31日現在では3,439百万ユーロ）、スペイン市場に関する1,285百万ユーロ（2015年12月31日現在では1,392百万ユーロ）およびラテン・アメリカ市場に関する263百万ユーロ（2015年12月31日現在では48百万ユーロ）が含まれる。

「条件付対価」は、当グループが北米で所有する多くの投資対象に関連し、これらの公正価値は、当事者間の契約同意の条件に基づいて決定される。

2016年12月31日現在の「少数株主に提供されたプット・オプション債務」の項目には、エネル・ディストリビューティ・ムンテニアおよびエネル・エネルギー・ムンテニアに関連する合計401百万ユーロ（2015年12月31日現在は778百万ユーロ）の負債が含まれている。当期の減少は、主に、2017年2月に終結したSAPEとの国際仲裁手続きの裁決の結果、13.6%の持分を売却することのできるプット・オプションについて48百万ユーロの負債の評価減を行ったこと、および、外部の弁護士によって裏付けられた追加の法務分析を受けて、プット・オプションに関連して売却参加権を行使する元従業員の権利が停止された後で当グループの持分が10%減少したことに関連する329百万ユーロを反映している。

注記41 金融商品

この注記は、ユーザーが当社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。

41.1 カテゴリー別金融資産

以下の表は、IAS第39号に基づいて流動金融資産と非流動金融資産に分類された、金融資産の各カテゴリーの帳簿価額であり、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示している。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2016年12月31日	2015年12月31日	2016年12月31日	2015年12月31日
貸付金および債権	41.1.1	2,181	2,173	24,684	25,676
売却可能金融資産	41.1.2	1,658	868	35	-
満期保有目的金融資産	41.1.3	-	117	-	1
損益を通じて公正価値評価される金融資産					
当初の認識の際に指定された金融資産（公正価額オプション）	41.1.4	-	45	-	-
FVTPLのデリバティブ金融資産	41.1.4	21	13	3,027	4,466
その他のトレード目的金融資産	41.1.4	-	-	1	-
損益を通じて公正価値評価される金融資産の合計		21	58	3,028	4,466
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	41.1.5	36	46	1	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	41.1.5	1,552	2,284	917	607
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産の合計		1,588	2,330	918	607
合計		5,448	5,546	28,665	30,750

公正価値測定の詳しい情報は、注記45「公正価値で測定した資産」を参照。

41.1.1 貸付金および債権

以下の表は、流動金融資産と非流動金融資産別に分類した、貸付金および債権を示す。

百万ユーロ	非流動				流動	
	注記	2016年12月31日	2015年12月31日	注記	2016年12月31日	2015年12月31日
現金および現金同等物		-	-	30	8,290	10,639
売掛金	27	-	-	27	13,506	12,797
長期金融債権1年以内 回収分		-	-	28,1	767	769
ファクタリング未収金		-	-	28,1	128	147
現金担保		-	-	28,1	1,082	1,020
その他の金融債権	24,1	2,181	2,173	28,1	911	304
合計		2,181	2,173		24,684	25,676

2016年12月31日の顧客に対する売掛金は、13,506百万ユーロ（2015年12月31日現在は12,797百万ユーロ）となった。この金額は、期末時点に認識している減損損失の引当額2,028百万ユーロを控除した後の金額で認識されており、期首残高は2,085百万ユーロであった。

以下の表は、売掛金の減損損失を示す。

百万ユーロ	2016年12月31日	2015年12月31日
売掛金		
総価値	15,534	14,882
減損引当金	(2,028)	(2,085)
純価値	13,506	12,797

以下の表は、当年度の引当金の変動を示したものである。

百万ユーロ	
2015年1月1日の期首残高	1,662
当期増加	992
取崩目的使用	(546)
戻入	(178)
その他の変動額	155
2015年12月31日の期末残高	2,085
2016年1月1日の期首残高	2,085
当期増加	873
取崩目的使用	(548)
戻入	(151)
その他の変動額	(231)
2016年12月31日の期末残高	2,028

注記42「リスク管理」は、支払期日を過ぎたが減損していない売掛金の経過期間調査に関する追加情報である。

41.1.2 売却可能金融資産

以下の表は、流動金融資産と非流動金融資産に分類された、性質として売却可能な金融資産を示す。

百万ユーロ		非流動			流動	
	注記	2016年12月31日	2015年12月31日	注記	2016年12月31日	2015年12月31日
他社への株式投資	24	196	237	24	-	-
売却可能有価証券	24.1	440	-	28.1	35	-
サービス委譲契約	24	1,022	631		-	-
合計		1,658	868		35	-

売却可能金融資産の変動

百万ユーロ	非流動	流動
2016年1月1日の期首残高	868	-
増加	1,096	-
減少	(17)	-
OCIを介した公正価値の変動	(36)	-
組替	218	23
その他の変動額	(471)	12
2016年12月31日の期末残高	1,658	35

41.1.3 満期保有目的金融資産

2016年12月31日現在の満期保有目的金融資産は0であった。前年比での減少は、基本的にエネル・インシュアランスが保有する非流動有価証券が117百万ユーロ減少したことを反映している。

41.1.4 損益を通じて公正価値評価される金融資産

以下の表は、性質として損益を通じて公正価値評価される金融資産を示し、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	2016年12月31日	2015年12月31日	注記	2016年12月31日	2015年12月31日
FVTPLのデリバティブ	44	21	13	44	3,027	4,466
トレード目的有価証券		-		24.1	1	-
ファンドへの金融投資	24.1	-	45		-	-
当初の認識の際に指定された金融資産の合計（公正価値オプション）		-	45		-	-
合計		21	58		3,028	4,466

41.1.5 ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産

デリバティブ金融資産の詳細については、注記44の「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

41.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、IAS第39号に基づいて流動金融負債と非流動金融負債に分類された、金融負債の各カテゴリーの帳簿価額であり、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るデリバティブを示す。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2016年12月31日	2015年12月31日	2016年12月31日	2015年12月31日
償却原価で測定した金融負債	41.2.1	41,336	44,872	22,444	19,663
損益を通じて公正価値評価される金融負債					
FVTPLのデリバティブ金融負債	44	22	41	3,016	4,734
損益を通じて公正価値評価される金融負債の合計		22	41	3,016	4,734
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	44	15	-	1	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	44	2,495	1,477	305	775
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債の合計		2,510	1,477	306	775
合計		43,868	46,390	25,766	25,172

公正価値測定の詳しい情報は、注記46「公正価値で測定した負債」を参照。

41.2.1 償却原価で測定した金融負債

以下の表は、償却原価による金融負債を示し、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	2016年12月31日	2015年12月31日	2016年12月31日	2015年12月31日
長期借入金	41.3	41,336	44,872	41.3	4,384
短期借入金		-	-	41.3	5,372
買掛金	37	-	-	37	12,688
合計		41,336	44,872	22,444	19,663

41.3 借入金

41.3.1 長期借入金（1年以内返済該当分を含む） - 45,720百万ユーロ

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。上場負債性商品の公正価値が正式な価格によって与えられる一方、非上場負債性商品の公正価値は、金融商品のカテゴリー毎の適切な評価技法、および、エネル・エスピーエーの信用スプレッドを含む報告日の関連する市場データを利用して決定される。

[前へ](#) [次へ](#)

この表は、借入金および金利のタイプによって分類した、2016年12月31日現在の長期借入金の状況および返済スケジュールを示す。

百万ユーロ	2016年12月31日					2015年12月31日					帳簿価額 の 変動
	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	
社債：											
- 上場、固定金利	26,426	25,770	1,583	24,187	30,332	30,250	29,809	3,351	26,458	34,897	(4,039)
- 上場、変動金利	3,338	3,320	376	2,944	3,673	4,098	4,076	1,155	2,921	4,190	(756)
- 非上場、固定金利	5,660	5,619	1,422	4,197	6,240	5,479	5,436	-	5,436	6,186	183
- 非上場、変動金利	1,138	1,138	65	1,073	1,132	1,236	1,236	64	1,172	1,193	(98)
社債合計	36,562	35,847	3,446	32,401	41,377	41,063	40,557	4,570	35,987	46,466	(4,710)
銀行借入金											
- 固定金利	1,283	1,278	152	1,126	1,372	1,169	1,147	137	1,010	1,256	131
- 変動金利	6,951	6,902	597	6,305	7,187	6,555	6,529	707	5,822	6,812	373
- リボルビング・ クレジット・ ファシリティ利 用	15	15	-	15	15	31	31	-	31	31	(16)
銀行借入金の合計	8,249	8,195	749	7,446	8,574	7,755	7,707	844	6,863	8,099	488
ノンバンク借入金											
- 固定金利	1,549	1,548	159	1,389	1,565	2,012	2,012	250	1,762	2,012	(464)
- 変動金利	130	130	30	100	138	329	329	69	260	341	(199)
ノンバンク借入金の 合計	1,679	1,678	189	1,489	1,703	2,341	2,341	319	2,022	2,353	(663)
固定金利借入金の 合計	34,918	34,215	3,316	30,899	39,509	38,910	38,404	3,738	34,666	44,351	(4,189)
変動金利借入金の 合計	11,572	11,505	1,068	10,437	12,145	12,249	12,201	1,995	10,206	12,567	(696)
合計	46,490	45,720	4,384	41,336	51,654	51,159	50,605	5,733	44,872	56,918	(4,885)

[前へ](#)

[次へ](#)

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842百万ユーロ控除後の金額で報告されている。

以下は通貨および金利別の長期金融債務の表である。

通貨および金利別の長期金融債務

百万ユーロ	帳簿価額		帳簿価額		現在の名目 平均金利	現在の 実効金利
	2016年12月31日		2015年12月31日		2016年12月31日	
ユーロ	25,546	26,127	31,059	31,433	3.7%	4.1%
米国ドル	9,879	9,978	9,552	9,636	6.1%	6.3%
英ポンド	4,955	5,011	5,775	5,845	6.1%	6.2%
コロンビア・ペソ	1,872	1,872	1,358	1,358	11.1%	11.1%
ブラジル・レアル	1,088	1,098	875	880	13.7%	13.8%
スイス・フラン	539	540	534	535	3.1%	3.1%
チリ・ペソ / UF	490	501	445	456	7.9%	8.1%
ペルー・ソル	437	437	410	410	6.2%	6.2%
ロシア・ルーブル	295	295	124	124	12.2%	12.2%
日本円	255	255	240	240	2.4%	2.5%
その他通貨	364	376	233	242		
ユーロ以外の通貨合計	20,174	20,363	19,546	19,726		
合計	45,720	46,490	50,605	51,159		

ユーロ以外の通貨建の長期金融債務は628百万ユーロ増加した。この変動は、主として、ラテン・アメリカで事業を行っているグループ会社による米ドル建新規借入れに帰し得る。

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
	2015年 12月31日								2016年 12月31日
社債	41,063	(5,289)	(34)	-	183	946	(307)		36,562
借入金	10,096	(1,450)	-	(504)	-	1,393	393		9,928
金融債務合計	51,159	(6,739)	(34)	(504)	183	2,339	86	-	46,490

2016年12月31日現在の長期借入金の額面価額は、2015年12月31日に比べ、4,669百万ユーロ減少した。これは、2,339百万ユーロの新規借入金、エネル・ファイナンス・インターナショナルが行った183百万ユーロの債券交換取引および86百万ユーロの為替差損が、6,739百万ユーロの返済および504百万ユーロの連結範囲の変更によって容易に相殺されたことによるものである。後者の変動は、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカが保有するEGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー（以下「EGPNA REP」という。）の持分の割合を51%から50%に引き下げ、EGPNA REPをGEエナジー・ファイナンシャル・サービスとの均等保有のジョイント・ベンチャーに変更したことを受けて、EGPNA REPの負債を連結範囲から除外したことを主に反映していた。

2016年中の主な返済は、社債が5,289百万ユーロ、および借入金が合計で1,450百万ユーロであった。

より具体的に、2016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2016年2月満期の変動金利債（1,000百万ユーロ）
- > エネル・エスピーエーが発行した2016年2月満期の固定金利債（2,000百万ユーロ）
- > エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2016年9月満期の固定金利債（1,080百万ユーロ）
- > エネル・アメリカス（旧エネルシス）が発行した2016年12月満期の米ドル建固定金利債（235百万ユーロ相当額）
- > ラテン・アメリカの多数のグループ会社が発行した2016年満期の社債（158百万ユーロ相当額）

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281百万ユーロ
- > エンデサの変動金利銀行借入金に関連する152百万ユーロ。うち41百万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・エスピーエーの変動金利銀行借入金に関連する142百万ユーロ。うち45百万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224百万ユーロ相当額。うち81百万ユーロは助成金付きローンであった。
- > ラテン・アメリカのグループ会社の借入に係る263百万ユーロ相当額
- > エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカの借入に係る172百万ユーロ相当額

2016年5月、子会社エネル・ファイナンス・インターナショナルは、拘束力のない証券交換の募集後、2026年6月に満期を迎えるシニア固定利付債の買戻しおよび同時発行を実行した（以下「証券交換」という。）。買戻し額（1,074百万ユーロ）および発行額（1,257百万ユーロ）が183百万ユーロの正味キャッシュ・フローを生じさせた。会計処理の観点からは、交換された商品の特性および適用会計基準に定められた定量的制限に照らして、証券交換による既存の金融負債の消滅は発生しなかったと認められる。拘束力のない証券交換の申込みを行ったのは原社債権者の一部のみであったため、2017年から2023年までの間に満期を迎える額面合計5,458百万ユーロの従来の銘柄が、引き続き市場で流通している。

2016年に実行された主な新規借入れは、946百万ユーロの社債および1,393百万ユーロの借入れであった。

下表は、2016年に実施された金融取引の主な特徴を示す。

	発行者/ 譲与者	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：							
現地社債	エネル・ アメリカス	2016年 10月25日	552	米ドル	4.00%	固定金利	2026年 10月25日
	エムゲサ	2016年 2月11日	61	コロンビア・ ペソ	3カ月物コロ ンビア・ペ ソCPI + 349 bp	変動金利	2019年 2月11日
	エムゲサ	2016年 2月11日	75	コロンビア・ ペソ	3カ月物コロ ンビア・ペ ソCPI + 469 bp	変動金利	2023年 2月11日
	エムゲサ	2016年 9月27日	91	コロンビア・ ペソ	7.59%	固定金利	2022年 9月27日
社債合計			779				
銀行借入金							
	アンブラ	2016年 3月7日	70	米ドル	6カ月物米ド ルLIBOR + 153bp	変動金利	2019年 3月7日
	コデンサ	2016年 3月17日	57	コロンビア・ ペソ	8.49%	固定金利	2019年 3月18日
	コデンサ	2016年 6月10日	49	コロンビア・ ペソ	8.82%	固定金利	2020年 6月10日
	エネル・ロシア エネル・ グリーン・ パワー・ ブラジル	2016年 3月3日	131	ロシア・ ルーブル	12.50%	固定金利	2021年 2月4日
	エネル・ グリーン・ パワー・ ブラジル	2016年 1月14日	134	米ドル	3カ月物米ド ルLIBOR + 115bp	変動金利	2020年 1月10日
	エネル・ グリーン・ パワー・ ブラジル	2016年 5月18日	63	ブラジル・ レアル	CDI + 300 bp	変動金利	2017年 5月18日
	エネル・ グリーン・ パワー・ ブラジル	2016年 12月22日	55	ブラジル・ レアル	TJLP + 202 bp	変動金利	2037年 6月15日
	エネル・ソール	2016年 12月22日	75	ユーロ	6カ月物 EURIBOR + 46bp	変動金利	2031年 12月22日
	エネル・ プロデュ ツィオーネ	2016年 12月22日	50	ユーロ	6カ月物 EURIBOR + 46bp	変動金利	2034年 12月22日
	エネル	2016年 7月20日	50	ユーロ	6カ月物 EURIBOR + 33bp	変動金利	2020年 7月15日
	エネル・ グリーン・ パワー	2016年 10月28日	50	ユーロ	6カ月物 EURIBOR + 41bp	変動金利	2031年 10月28日
銀行借入金の合計			784				

2016年に締結された主な借入契約の中でも、2016年7月15日、エネル・エスピーエーとユニクレジット・エスピーエーとの間で、期間4年間の500百万ユーロの融資ファシリティが合意された。このファシリティは、2016年12月31日現在で、50百万ユーロが利用されていた。

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・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。）により付与される借入れに関連している。

(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、ならびに (ii) エンデサ・キャピタル・エスエーおよびインターナショナル・エンデサ・ビーヴィのグローバル・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は、以下のように要約することができる。

- > 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ることを定める、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。

制限条項が、債務を負う者の重要な会社または子会社に関しても拘束力を有する場合がある。

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・エスエーおよびその他のラテン・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。

[前へ](#)

[次へ](#)

下表は、為替リスクの軽減のために設けられたヘッジの長期債務総額に対する影響の報告である。

ヘッジ対象通貨別の長期金融債務

百万ユーロ	2016年12月31日						2015年12月31日					
	初期の負債構造			ヘッジの 影響	ヘッジ後の負債構造		初期の負債構造			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	25,546	26,127	56.2%	12,220	38,347	82.5%	31,059	31,433	61.4%	12,770	44,203	86.4%
米国ドル	9,879	9,978	21.5%	(6,889)	3,089	6.6%	9,552	9,636	18.8%	(6,660)	2,976	5.8%
英ポンド	4,955	5,011	10.8%	(5,011)	-	-	5,775	5,845	11.4%	(5,845)	-	-
コロンビア・ペソ	1,872	1,872	4.0%	-	1,872	4.0%	1,358	1,358	2.7%	57	1,415	2.8%
ブラジル・レアル	1,088	1,098	2.4%	276	1,374	3.0%	875	880	1.7%	28	908	1.8%
スイス・フラン	539	540	1.2%	(540)	-	-	534	535	1.0%	(535)	-	-
チリ・ペソ / UF	490	501	1.1%	-	501	1.1%	445	456	0.9%	230	686	1.3%
ペルー・ソル	437	437	0.9%	-	437	0.9%	410	410	0.8%	(58)	352	0.7%
ロシア・ルーブル	295	295	0.6%	112	407	0.9%	124	124	0.2%	235	359	0.7%
日本円	255	255	0.5%	(255)	-	-	240	240	0.5%	(240)	-	-
その他の通貨	364	376	0.8%	87	463	1.0%	233	242	0.5%	18	260	0.5%
ユーロ以外の通貨合計	20,174	20,363	43.8%	(12,220)	8,143	17.5%	19,546	19,726	38.6%	(12,770)	6,956	13.6%
合計	45,720	46,490	100.0%	-	46,490	100.0%	50,605	51,159	100.0%	-	51,159	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	2016年				2015年			
	ブリ ヘッジ	%	ポスト ヘッジ	%	ブリ ヘッジ	%	ポスト ヘッジ	%
変動金利	17,240	33.1%	14,667	28.1%	14,405	27.0%	11,055	20.7%
固定金利	34,918	66.9%	37,491	71.9%	38,910	73.0%	42,260	79.3%
合計	52,158		52,158		53,315		53,315	

2016年12月31日現在、金融負債の33%が変動金利であった（2015年12月31日現在は27%）。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28%（2015年12月31日現在は21%）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、72%の純金融負債がヘッジされていた（2015年12月31日現在は79%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。

41.3.2 短期借入金 - 5,372百万ユーロ

2016年12月31日現在、短期借入金は、2015年12月31日と比較して3,217百万ユーロ増加し、5,372百万ユーロであった。内訳は、以下のとおりである。

百万ユーロ	2016年12月31日	2015年12月31日	変動
短期銀行借入金	909	180	729
コマーシャル・ペーパー	3,059	213	2,846
デリバティブの現金担保およびその他の資金調達	1,286	1,698	(412)
その他の短期借入金 ⁽¹⁾	118	64	54
短期借入金	5,372	2,155	3,217

(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、909百万ユーロであった。

2016年12月末現在のコマーシャル・ペーパーによる債務は、エネル・エスピーエーの保証の下でエネル・ファイナンス・インターナショナルが2005年11月に開始して2010年4月に更新された6,000百万ユーロのプログラム、インターナショナル・エンデサ・ビーヴィの3,000百万ユーロのプログラム、ならびにエネル・アメリカスおよびエネル・ジェネレーション・チリの400百万ドル（379百万ユーロ相当）のプログラムに関連する発行残高である。

2016年12月31日現在、上記プログラムに関連する発行分は3,059百万ユーロ、うち2,127百万ユーロがエネル・ファイナンス・インターナショナルのもの、および932百万ユーロがインターナショナル・エンデサ・ビーヴィのものであった。

41.4 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44「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

41.5 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	2016年		2015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
公正価値で測定される売却可能金融資産	59	-	-	-
償却原価で測定した売却可能金融資産	7	-	8	-
満期保有目的金融資産	(1)	-	7	-
貸付金および債権	(595)	(764)	149	-
FVTPLの金融資産				
トレード目的金融資産	1	-	-	-
当初の認識の際に指定された金融資産（公正価額オ ブション）	(1)	-	5	-
FVTPLの金融資産の合計	-	-	5	-
償却原価で測定した金融負債	(1,873)	-	(3,900)	-
FVTPLの金融負債				
トレード目的金融負債	-	-	-	-
当初の認識の際に指定された金融負債（公正価値オ ブション）	-	-	-	-
FVTPLの金融負債の合計	-	-	-	-

デリバティブによる純損益に関する詳細については、注記10「デリバティブから生じた純金融収益 /（費用）」を参照。

注記42 リスク管理

金融リスク管理の目的と方針

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。

金融リスクに対するグループの統治構成が想定するのは、

- > グループ会社のトップ経営陣で構成されおよびCEOが議長を務める特定の内部委員会で、戦略方針の作成、およびリスク管理の運営監視に責任を負い、
- > グループレベルおよび個々の地域/国/グローバル事業分野のレベルの両方における具体的な方針を確立すること。この方針によって、リスクの管理、監視および統制に関与する者の役割および責任が定義されるとともに、当グループの事業の経営に関与するユニットとリスク管理に関する責任を負うものとの組織的分離が確保される。
- > グループレベルおよび個々の地域/国/グローバル事業分野のレベルの両方における様々な種類のリスク別の業務上の限界値を規定すること。これらの限界は、リスク管理事業体により定期的に監視される。

市場リスク

市場リスクは、金融および非金融資産および負債の期待キャッシュ・フローまたは公正価値が市場価格の変動により変動するリスクである。

市場リスクは、基本的に金利リスク、為替リスク、および商品価格リスクから構成される。

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。

当社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、デリバティブ取引の現金担保、工事契約の負債、および買掛金が含まれる。

これらの金融商品の主目的は、グループ運営のための資金を提供することである。

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、デリバティブ取引の現金担保、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。

詳細については、注記41の「金融商品」を参照すること。

金利リスクおよび為替リスクにさらされることの原因は、前年に関しては変動がなかった。

グループが負っている財務リスクの性格により、金利の変動が正味金融費用の増加または公正価値で測定された資産または負債の価値の不利な変動を引き起こす可能性がある。

グループはまた、ユーロと主要な外貨の間の為替レートの変動が、外貨建ての業績および、コスト、収益、資産、負債などの財務集計値のユーロ建ての価値に悪影響を及ぼす可能性ならびにユーロ以外の通貨建ての株式投資の連結価値に悪影響を及ぼす可能性（換算リスク）があるリスクを負っている。金利と同様に、為替レートの変動は、公正価値で測定される金融資産および金融負債の価値の変動を引き起こす可能性がある。

市場リスクの管理についての当グループの方針は、金利および為替レートの変動の影響（換算リスクは除く）の緩和を規定している。この目標は、リスクの源泉において金融資産および金融負債の性格の戦略的な分散を通じて、また店頭市場で締結されるデリバティブを用いて特定のエクスポージャーのリスク特性を修正すること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。

そ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、エネルはグループの方針とリスクガバナンスの限度に応じて、ソーシングやヘッジングを先行的に進めるなど、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、およびデリバティブに関する金融リスクヘッジのための計画や技術を発展させる。グループ会社は、金融商品を用いて、商品の取引から生じる価格リスクをヘッジするための戦略を発展させ、市場リスクを低減あるいは解消し、価格の様々な要素を浄化する。承認された場合、グループ会社は、最も関連性の高い市場を監視し、理解を深めるため、グループによって使用されるエネルギー商品の独自の取引に従事できる。

組織構造は、グループ全体のために、燃料の調達業務、卸売市場における電力およびガスの販売業務、およびこれらの事業に關与するユニットの直接管理による取引の一本化を行う単一の法人を提供する。なお、各ユニットは、現地レベルで業務を行うため、市場との効果的な関係を維持することができる。グローバルビジネスラインは、グローバルパフォーマンスの運営、監視、統合のために指定されたホールディングカンパニーのユニットと協力する。エネルギー商品に關連する市場リスクを管理し制御するため、当社の事業の統合に向けた視界を強化し、販売およびトレーディング運営の地理的理解をグローバル環境と一致させ、そこでグループは事業運営を行い、マージンを最大化し、リスクの管理を改良するための機会を造り出す。

市場リスクのガバナンスの一環として、当社は、清算義務の発動に關する規制当局の定めた閾値に關連して、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 - 欧州議会第648/2012号）。2016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、市場金利の変動により、期待される金融商品のキャッシュ・フローの公正価値が変動するリスクである。

エネル・グループの金利リスクの主要源泉は、金融商品の存在である。それは、主として変動金利金融負債に係る利息支払額の変動や、新たな負債性商品の交渉における金融条件の変更、あるいは公正価値で測定した金融資産/負債の価値の不利な変動であり、これらは通常、固定金利負債性商品である。

詳細情報については、注記41の「金融商品」を参照すること。

エネル・グループは最適金融構造の定義を通して、金利リスクを管理し、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戦略的に分散化すること、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。当該取引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、当該取引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、多くの残存環境において使用されることがある。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、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に基づいて計算して、定期的に交換することで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へのスワップは、異なる指標に基づく変動金利の交換を可能にするものである。

いくつかの構造化された借入金、金利スワップによりヘッジされる複数段階の金利フローを有し、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の負債の事実上の、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。ヘッジ戦略として、下限金利と上限金利を同時に設定するオプションの組み合わせ（カラー）を使用することもできる。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エネル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、2016年12月31日および2015年12月31日現在の金利デリバティブの想定元本を、取引の種類別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2016年	2015年
変動金利から固定金利スワップ	11,526	10,910
固定金利から変動金利スワップ	853	853
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	180
金利オプション	50	50
合計	12,594	11,993

金利デリバティブの詳細については、注記44「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

金利リスク感応度分析

当グループは、金融商品のポートフォリオの金利変動の効果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株主資本への潜在的影響を測定する。

これらのシナリオは、報告日の利回り曲線における並列増加および減少によって示される。

前年と比較すると、感応度分析で使用される方法と条件に変動はない。

継続的に保有される他のすべての変数により、グループの税引前の収益は以下に示す通り、金利レベルの変動により影響を受けることがある。

百万ユーロ	2016年				
	税引前の損益に対する影響			税引前の株式に対する影響	
	ベース 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	22	(22)	-	-
非ヘッジ商品と分類されたデリバティブの公正価値の変動	25	7	(7)	-	-
ヘッジ商品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	-	-	188	(188)
公正価値のヘッジ	25	(6)	6	-	-

為替リスク

為替リスクは、為替レートの変動により金融商品の公正価値または将来のキャッシュ・フローが変動するリスクである。

エネル・グループの企業にとって、外国為替リスクの主な源泉は、その会計の通貨および/または機能通貨以外の通貨建てによる金融商品とキャッシュ・フローの存在である。

具体的には、為替変動リスクは主に以下の取引区分から発生する。

- > 持株会社または各子会社によって締結された、決算書通貨または機能通貨以外の通貨建の負債
- > 国際市場における燃料や電力の購入または売却に伴うキャッシュ・フロー
- > 外貨での投資、非連結在外関係会社からの配当金または株式投資の売買に伴うキャッシュ・フロー

為替リスクにさらされる源泉の前年からの変動はなかった。

詳細については、注記41「金融商品」を参照。

このリスクを最小限にするため、当グループは通常、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などの様々な店頭（OTC）デリバティブを使用する。

当該取引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、当該取引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。

クロス・カレンシー金利スワップは、外国通貨の長期金融負債を会社が保有するエクスポージャーの現在の会計または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（行使金利）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）、または行使為替レートと満期における為替レートの差額の支払（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、ストライク・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、2016年12月31日と2015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	
	2016年	2015年 (修正再表示)
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)	14,973	15,812
商品の為替リスクをヘッジする為替予約	2,887	4,334
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	6,036	4,079
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	-	181
その他の為替予約	1,014	262
合計	24,910	24,668

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14,973百万ユーロのCCIRS（2015年12月31日現在は15,812百万ユーロ）
- ＞ 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8,923百万ユーロの為替予約（2015年12月31日現在は€8,413百万ユーロ）
- ＞ 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、勘定通貨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。

2016年12月31日現在、グループの長期借入金の44%（2015年12月31日現在は39%）がユーロ以外の通貨建てであった。

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、2016年12月31日現在で、18%となった（2015年12月31日現在は13%）。

為替リスク感応度分析

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効果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株主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、すべての外国通貨に対するユーロの上昇/下落により示される。

前年と比較すると、感応度分析で使用される方法と条件に変動はない。

継続的に保有される他のすべての変数により、税引前の収益は以下に示す通り影響を受けることがある。

百万ユーロ	2016年				
	税引前の損益に対する 影響		税引前の株式に対する 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%	-	-	-	-
非ヘッジ商品と分類されたデリバティブの公 正価値の変動	10%	227	(277)	-	-
ヘッジ商品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%	-	-	(1,787)	2,184
公正価値のヘッジ	10%	-	-	-	-

商品リスク

当グループは、発電所の燃料の購入と、指標付き契約に基づく天然ガスの購入と販売、および変動価格での電力の購入と販売（指標付き二者間契約および電力直物市場における売却）に主に関連する商品の価格変動リスクにさらされる。

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。代替ヘッジは、エクスポージャーを生成するリスク要因に対するヘッジ手段が市場で入手できない、あるいは流動性が十分でない場合に工業ポートフォリオに使用され、ポートフォリオヘッジは、会社間フローから収益を得る機会を評価するために使用する。

当グループは、ヘッジにシンプル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。企業方針の下、取引の実行を明確に承認されているグループ会社のみが行うこれらの業務は、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（欧州の主要諸国における石油製品、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裁定取引を通じた利益獲得機会を利用することとなる。

グループレベルで確立されている商品リスク管理プロセスは、長期間にわたりリスクの動向を継続的に監視し、特定の分析次元（地域別、組織構造別、事業別等）について観察されたリスク水準が、経営トップの設定したリスク選好度と一致した閾値に準拠しているかを判断するために設計されている。これらの業務は、厳格なリスク制限を規定する公式なガバナンスルールの枠組み内で実施される。この制限に関するコンプライアンスは、取引執行業務とは関係のないユニットが毎日確認している。ポジションは月次で監視され、工業ポートフォリオの場合はプロフィット・アット・リスクが評価され、トレーディング勘定の場合は日次でバリュー・アット・リスクが計算される。

エネルの自己勘定取引に対するリスク制限は想定最大損失額（対象期間1日、信頼水準95％）に関して設定され、2016年中のグループ制限額は15百万ユーロであった。

次の表は、2016年12月31日と2015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	
	2016年	2015年
予約および先物契約	28,197	30,791
スワップ	6,195	5,904
オプション	308	340
組込デリバティブ	-	-
合計	34,700	37,035

詳細については、注記44「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。分析は、+10%と-10%の商品価格曲線におけるシフトの影響を評価する。

税引き前利益への影響は、主に電力価格の変動によるもので、ガスおよび石油製品価格の変動にもよる。株式資本への影響は、ほぼ全面的に石炭および電力価格の変動が原因である。グループ会社の、他の商品の価格変動へのエクスポージャーは、重大ではない。

百万ユーロ	2016年				
	税引前の損益に対する影響			税引前の株式に対する影響	
	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%	(16)	33	-	-
ヘッジ商品と指定された商品のデリバティブの公正価値の変動	10%	-	-	52	(54)

信用リスク

当グループは、商業取引、商品取引および金融取引により信用リスク、すなわちカウンターパーティーの想定外の信用度の変動が、支払不能（債務不履行リスク）および市場価値の変動（スプレッド・リスク）の観点から債権者の立場に影響を及ぼす可能性についてのリスクを負う。

近年、金融市場に影響を与える不安定性、不確実性、および世界規模の経済危機を考慮し、平均的な回収期間は長期化している。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/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。

特に、信用リスクおよび付随するリスクの管理に関する方針は、主な契約相手の信用力の評価、担保付き・無担保の保証および特定の事業分野における標準化された契約などのリスク軽減ツールの採用、ならびに信用エクスポージャーの分析について規定している。

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。

商品取引に伴う信用リスクに関しては、統一のカウンターパーティーの評価システムがグループレベルで使用され、ローカルレベルで実施される。地域/国/グローバル事業分野の適切なユニットが決定したリスク制限が適用され、監視されてきた。

デリバティブを含めて、金融取引により発生する信用リスクは、国内および海外の大手金融機関の中から評価の高いカウンターパーティーを選択すること、ポートフォリオを分散化すること、現金担保の交換および/またはネットティング契約を要求する信用取引契約を結ぶことで最小限に抑えることができる。内部評価システムは2016年も再度使用され、地域/国/グローバル事業分野レベルおよび連結レベルで、金融取引先に関してグループ金融リスク委員会が承認した信用リスクに関する運用限度の適用および監視が行われた。

信用リスクをより効果的に管理するため、グループ会社は、何年間も、主に、コマーシャルポートフォリオの特定のセグメントと、それよりは少ないが、小売りではなく、電力業界の他のセグメントで運営されている会社の請求書が送付された債権、およびインボイスされる債権のノンリコース割り当てを実行してきた。

上記の取引はすべて、会計処理目的上のノンリコース譲渡と考えられるものであり、対応する譲渡資産に付随するリスクおよび利益が譲渡済みとなっているため、財政状態計算書における当該資産の完全な認識中止が伴っている。

顧客信用リスクの集中

売掛金は、多くの地域および国（イタリア、スペイン、ラテン・アメリカ、ルーマニア、ロシア、北アメリカ等）における、地理別、業種別（資本財企業、エネルギー関連企業、通信、政府機関、小売業、観光、消費財等）、あるいは規模別（大企業、中小企業、一般顧客等）に広く分散化された顧客層や取引先とのグループの事業活動によって発生する。エネルは、子会社を通じて60百万以上の顧客または取引先を抱え、これらと全般的に細かい信用エクスポージャーを有する。

支払期日が過ぎたが、有効な金融資産

百万ユーロ	2016年	2015年
無効売掛金	2,027	2,085
支払期日前で有効な売掛金	10,006	8,520
支払期日後で有効な売掛金	3,500	4,277
- 3カ月未満	1,350	1,696
- 3～6カ月	288	505
- 6カ月～1年	334	588
- 1年～2年	500	386
- 2年超	1,028	1,102
合計	15,533	14,882

流動性リスク

流動性リスクは、金融債務に関連する義務を満たすに当たって、当グループが困難に直面することになるリスクであり、現金または他の金融資産を提供することにより解決する。

流動性リスク管理方針の目的は以下の通りである。

- ＞ 当グループのために、流動性の適切なレベルを確保し、関連する機会コストを最小化する。
- ＞ 満期プロファイルおよび資金調達先に関して、調和の取れた負債構造を維持すること。

短期的には、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リソースの適切レベル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。

当グループは、以下に示す引き出されていない信用枠を有する。

百万ユーロ	2016年12月31日		2015年12月31日	
	1年以内に満期	1年を越えて満期	1年以内に満期	1年を越えて満期
コミットした融資枠	176	14,214	377	13,042
コミットしない融資枠	448	19	648	-
コマーシャル・ペーパー	6,320	-	9,153	-
合計	6,944	14,234	10,178	13,042

コミットした融資枠はグループレベルで、14,390百万ユーロになり、14,214百万ユーロが2017年以降に満期となる。利用可能リソースの合計は、21,178百万ユーロとなり、このうち6,320百万ユーロはコマーシャル・ペーパーである。

エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィは、2017年から2023年までの間に満期を迎える7銘柄のユーロ建て社債と、額面1,257百万ユーロ、クーポン・レート1.375%の新たな10年物ユーロ建て社債を交換するオファーを、2016年5月に実施した。

この取引は、満期および当グループの資金調達コストを積極的に管理するために2014年最終四半期に開始された、エネル・ファイナンス・インターナショナルの負債管理の一環であった。
詳しい情報については、本報告書の注記41「金融商品」を参照。

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ヵ月～ 1年	2018年	2019年	2020年	2021年	それ以降
社債：							
- 上場、固定金利	11	1,572	4,709	2,086	2,200	1,368	13,824
- 上場、変動金利	214	162	797	322	124	135	1,566
- 非上場、固定金利	-	1,422	-	1,655	-	-	2,542
- 非上場、変動金利	-	65	66	248	27	111	621
社債合計	225	3,221	5,572	4,311	2,351	1,614	18,553
銀行借入金							
- 固定金利	24	128	296	192	214	67	357
- 変動金利	91	506	812	827	704	643	3,319
- リボルビング・ クレジット・ ファシリティ利用	-	-	15	-	-	-	-
銀行借入金の合計	115	634	1,123	1,019	918	710	3,676
ノンバンク借入金:							
- 固定金利	36	123	169	141	155	129	795
- 変動金利	23	7	9	9	10	9	63
ノンバンク借入金の合 計	59	130	178	150	165	138	858
合計	399	3,985	6,873	5,480	3,434	2,462	23,087

購入商品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、自己使用免除の適用を受ける。

下表は、2016年12月31日現在の未払コミットメントに関連する割引前キャッシュ・フローを示す。

購入商品に係る コミットメント	2016年12月31日	2015-2019年	2020-2024年	2025-2029年	それ以降
- 電力	63,407	18,996	12,827	10,703	20,881
- 燃料	47,305	28,251	11,646	5,980	1,428
合計	110,712	47,247	24,473	16,683	22,309

注記43 金融資産と金融負債の相殺

金融資産と負債をネットベースで決済することはエネル・グループの方針ではないため、2016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44 デリバティブとヘッジ会計

以下の表は、ヘッジ会計の適格を有するかまたは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、欧州中央銀行（ECB）が提示した期末時点の為替レートによって換算されている。

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	
	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日
公正価値ヘッジ・ デリバティブ								
- 金利	848	868	36	46	20	15	1	-
合計	848	868	36	46	20	15	1	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ								
- 金利	379	7,090	3	116	17	25	-	1
- 為替	8,057	13,554	1,531	2,163	3,561	2,921	464	280
- 商品	99	37	18	5	1,869	1,093	453	326
合計	8,535	20,681	1,552	2,284	5,447	4,039	917	607
トレーディング・ デリバティブ								
- 金利	50	50	3	2	-	-	-	-
- 為替	120	102	7	5	3,246	2,064	70	63
- 商品	69	53	11	6	15,539	16,488	2,957	4,403
合計	239	205	21	13	18,785	18,552	3,027	4,466
デリバティブ金融資産の総額	9,622	21,754	1,609	2,343	24,252	22,606	3,945	5,073

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	
	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日
公正価値ヘッジ・ デリバティブ								
- 金利	-	-	-	-	-	-	-	-
- 為替	106	-	15	-	7	-	1	-
- 商品	-	-	-	-	4	-	-	-
合計	106	-	15	-	11	-	1	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ								
- 金利	11,042	3,643	695	459	31	95	1	2
- 為替	5,686	1,991	1,764	1,006	457	673	88	96
- 商品	352	187	36	12	1,096	2,028	216	677
合計	17,080	5,821	2,495	1,477	1,584	2,796	305	775
トレーディング・ デリバティブ								
- 金利	88	107	13	16	119	100	73	65
- 為替	37	140	5	18	3,633	3,223	62	43
- 商品	64	93	4	7	15,608	17,056	2,881	4,626
合計	189	340	22	41	19,360	20,379	3,016	4,734
デリバティブ金融負債の合計	17,375	6,161	2,532	1,518	20,955	23,175	3,322	5,509

44.1 ヘッジのためのデリバティブ

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により得られた損益を認識する方法は、そのデリバティブがヘッジ手法として設計されているかどうかによって異なるが、そのように設計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、IAS第39号の全ての基準を満たす場合、金利リスク、為替リスク、商品リスク、信用リスクおよび株式リスク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点と継続中の規則的な形の双方により、公正価値またはヘッジ対象項目のキャッシュ・フローの変動を相殺する上でヘッジ手段が高い効果を持つか判断するため、ヘッジ効果について事前テストおよび事後テストの手法を使った分析を行う。

当グループは、さらされているリスクの性質に従い、以下のようなヘッジ関係のうち一つにおけるヘッジ手段としてデリバティブを設定する。

- > 以下のそれぞれについてキャッシュ・フローをヘッジするデリバティブ：i) 長期の変動金利債務に伴うキャッシュ・フローの変化、ii) 企業が保有する金融負債の勘定の通貨または機能通貨以外の通貨建て長期債務に伴う為替レートの変化、iii) 外貨建ての燃料および非エネルギー商品の価格の変化、iv) 変動価格で販売される電力の予想価格の変化、ならびに v) 石炭および石油の商品相場の変化
- > 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に対するエクスポージャーのヘッジに関わる公正価値ヘッジ・デリバティブ

> 海外子会社への持ち分に対する投資（NIFO）をヘッジするデリバティブ。これは海外子会社投資に伴う為替レートの変化に対するエクスポージャーのヘッジに関連している。

当社が晒されている金融商品から生じるリスクの性格およびその程度に関する詳細については、注記42「リスク管理」を参照。

キャッシュ・フロー・ヘッジ

キャッシュ・フロー・ヘッジは、ある資産、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。

株主資本での累計損益は、ヘッジ対象が損益に影響した期間の損益として組替えられる。

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条件を満たさなくなった時で、ヘッジ対象がいまだに期限切れになっていない、またはキャンセルされていないといった場合には、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利益又は損失とされる。

グループは現在、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。

公正価値のヘッジ

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に対する不利益から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。

ヘッジが有効ではない、もしくは、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って損益を償却するため、有効な手段が使用されているヘッジ対象の簿価修正が行われる。

グループは現在、利回り曲線における一般的な動向に伴う機会をとらえるためにこうしたヘッジ関連商品を使用することは最小限にしか行っていない。

44.1.1 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、2016年12月31日および2015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	2016年12月31日		2015年12月31日	
金利スワップ	固定金利の借り入れ	35	853	44	853
金利スワップ	変動金利の借り入れ	(691)	11,484	(342)	10,883
合計		(656)	12,337	(298)	11,736

下表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2016年12月31日および2015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	公正価値 ベースの資産		公正価値 ベースの負債	
	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ				
- 金利スワップ	868	883	37	46
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ				
- 金利スワップ	396	7,115	3	117
金利デリバティブ合計	1,264	7,998	40	163

2016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12,337百万ユーロとなり、対応する負の公正価値は656百万ユーロとなった。想定元本は601百万ユーロ増加した。より具体的には、想定元本110百万ユーロの金利スワップが満了した一方、新たなデリバティブが954百万ユーロとなった（うち900百万ユーロは、2019年から2020年までの間に満期を迎える社債の銘柄の将来の借換えに関連して、将来の資金調達コストを事前に確定するために2015年に実施された、事前ヘッジ戦略に関連している。）。この金額には、分割償還金利スワップの想定元本の減少も反映されている。

公正価値の358百万ユーロの減少は主に、本年度中のイールドカーブの全体的な低下を反映したものである。

キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

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					
	2016年 12月31日	2017年	2018年	2019年	2020年	2021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	3	(2)	1	2	2	1	-
負の公正価値	(696)	(91)	(100)	(115)	(121)	(106)	(202)

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・デリバティブの剰余金が株主資本に与えた、税効果控除前の影響を示したものである。

百万ユーロ	
2015年1月1日の期首残高	(641)
株主資本で認識される公正価値の変化（その他の包括利益）	13
損益で認識される公正価値の変化	186
2015年12月31日の期末残高	(442)
2016年1月1日の期首残高	(442)
株主資本で認識される公正価値の変化（その他の包括利益）	(361)
損益で認識される公正価値の変化	35
2016年12月31日の期末残高	(768)

為替リスク

下表は、2016年12月31日および2015年12月31日現在の取引残高に関し、為替リスクに対応するヘッジ手段の想定元本と公正価値をヘッジ対象の種類別に示したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	
		2016年12月31日		2015年12月31日 (修正再表示)	
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)	- 固定金利の借り入れ	148	13,988	1,170	15,078
- クロス・カレンシー金利スワップ (CCIRS)	- 変動金利の借り入れ	(16)	650	25	401
- 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	(69)	335	(102)	306
- 為替予約	- 外貨建て商品先物購入	120	2,091	244	3,058
- 為替予約	- 外貨建て将来キャッシュ・フロー	1	38	(1)	59
- 為替予約	- 投資財の購入	(57)	772	5	237
合計		127	17,874	1,341	19,139

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使用された通貨金利スワップの想定元本は13,988百万ユーロで、正の公正価値は148百万ユーロだった。
- > 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使用された通貨金利スワップの想定元本は985百万ユーロで、負の公正価値は85百万ユーロだった。
- > 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使用された為替予約の想定元本は2,129百万ユーロで、公正価値は121百万ユーロだった。
- > 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、勘定通貨以外の通貨の予想キャッシュフローに対する為替リスクを軽減するための店頭デリバティブ取引に関する為替予約の想定元本は772百万ユーロで、負の公正価値は57百万ユーロだった。

下表は、2016年12月31日および2015年12月31日現在の為替デリバティブ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	
	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日
公正価値ヘッジ・ デリバティブ								
- 為替予約	-	-	-	-	7	-	(1)	-
- 通貨金利スワップ	-	-	-	-	106	-	(15)	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ								
- 為替予約	2,521	2,927	141	256	373	427	(76)	(8)
- 通貨金利スワップ	9,097	13,548	1,854	2,187	5,770	2,237	(1,776)	(1,094)
為替デリバティブ合計	11,618	16,475	1,995	2,443	6,256	2,664	(1,868)	(1,102)

2016年12月31日の時点での通貨金利スワップの想定元本は14,973百万ユーロ（2015年12月31日では15,785百万ユーロ）となり、812百万ユーロ減少した。合計181百万ユーロの価額の通貨金利スワップが満了した一方、新たなデリバティブは274百万ユーロとなった。また、これは他の主要通貨に対するユーロ相場の為替変動も反映しており、その影響が想定元本を719百万ユーロ押し上げている。

2016年12月31日の時点での為替予約の想定元本は2,894百万ユーロ（2015年12月31日では3,354百万ユーロ）となり、460百万ユーロ減少した。米ドルに対するものを中心とした為替リスクへのエクスポージャーは、主に天然ガスの購入と燃料の購入によるものである。想定元本の変化は、通常の事業の動向に関連している。

キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

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				
	2016年 12月31日	2016年	2017年	2018年	2019年	2020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	1,995	657	221	689	117	106	2,120
負の公正価値	(1,852)	(205)	(111)	(333)	(52)	(65)	(727)

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・デリバティブの剰余金が、株主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

2015年1月1日の期首残高	(1,109)
株主資本で認識される公正価値の変化（その他の包括利益）	753
損益で認識される公正価値の変化	(258)
2015年12月31日の期末残高	(614)
2016年1月1日の期首残高	(614)
株主資本で認識される公正価値の変化（その他の包括利益）	(422)
損益で認識される公正価値の変化	(230)
損益で認識される公正価値の変化 - 有効でない部分	2
2016年12月31日の期末残高	(1,264)

商品リスク

百万ユーロ	公正価値 ベースの資産		公正価値 ベースの負債	
	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015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	-	-	4	-
- オプション	-	-	-	-
電力のデリバティブ合計	-	-	4	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジのデリバティブ				
電力のデリバティブ:				
- スワップ	21	79	5	10
- 先渡し/先物	87	59	10	3
- オプション	-	-	-	-
電力のデリバティブ合計	108	138	15	13
石炭のデリバティブ:				
- スワップ	380	6	247	-
- 先渡し/先物	-	-	-	-
- オプション	-	-	-	-
石炭のデリバティブ合計	380	6	247	-
ガスおよび石油の デリバティブ:				
- スワップ	161	67	44	35
- 先渡し/先物	1,259	715	149	270
- オプション	-	-	-	-
ガスおよび石油の デリバティブ合計	1,420	782	193	305
CO ₂ のデリバティブ:				
- スワップ	-	-	-	-
- 先渡し/先物	60	204	16	13
- オプション	-	-	-	-
CO ₂ のデリバティブ合計	60	204	16	13
商品関連デリバティブ合計	1,968	1,130	471	331
			1,452	2,215
			(252)	(689)

表は、商品価格リスクをヘッジするデリバティブに関し、2016年12月31日および2015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。公正価値の動向は、ヘッジが設定された当時と比較した2016年12月31日時点の燃料先物価格の上昇による正の影響を反映している。

商品に対するキャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブの正の公正価値は、主に電力会社が要求した石炭購入価格247百万ユーロのヘッジ、ガスおよび石油商品に関するデリバティブ取引額193百万ユーロのヘッジ関わるもので、合計31百万ユーロの電力およびCO₂デリバティブもわずかながら含まれる。

商品に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの負の公正価値は、182百万ユーロのガスおよび石油商品のデリバティブ、および70百万ユーロの電力およびCO₂デリバティブが関わるものである。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。

キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

下表は、商品リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジの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				
	2016年 12月31日	2017年	2018年	2019年	2020年	2021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	471	453	4	9	5	-	-
負の公正価値	(252)	(216)	(36)	-	-	-	-

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・デリバティブの剰余金が株主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	
2015年1月1日の期首残高	(248)
株主資本で認識される公正価値の変化（その他の包括利益）	(649)
損益で認識される公正価値の変化	275
2015年12月31日の期末残高	(622)
2016年1月1日の期首残高	(622)
株主資本で認識される公正価値の変化（その他の包括利益）	137
損益で認識される公正価値の変化	830
2016年12月31日の期末残高	345

44.2 損益を通じたデリバティブの公正価値

下表は、2016年12月31日および2015年12月31日の時点でのFVPTL（損益を通じた公正価値の測定）でのデリバティブの想定元本と公正価値である。

百万ユーロ	公正価値ベースの 資産		公正価値ベースの 負債	
	想定元本	2015年 12月31日 2016年 （修正再 表示） 12月31日	想定元本	2015年 12月31日 2016年 （修正再 表示） 12月31日
FVTPLに関するデリバティブ				
金利のデリバティブ:				
- 金利スワップ	50	50	3	2
- 金利オプション	-	-	-	-
為替のデリバティブ:				
- 為替予約	3,366	2,166	77	68
- 通貨金利スワップ	-	-	-	-
商品関連のデリバティブ				
電力のデリバティブ:				
- スワップ	1,105	796	163	73
- 先渡し/先物	5,820	5,994	1,005	421
- オプション	16	7	14	-
電力のデリバティブ合計	6,941	6,797	1,182	494
石炭のデリバティブ:				
- スワップ	1,077	881	387	246
- 先渡し/先物	103	76	15	14
- オプション	-	-	-	-
石炭のデリバティブ合計	1,180	957	402	260
ガスおよび石油のデリバティブ:				
- スワップ	616	531	205	1,538
- 先渡し/先物	6,591	7,958	941	1,860
- オプション	125	133	177	236
ガスおよび石油のデリバティブ合計	7,332	8,622	1,323	3,634
CO₂のデリバティブ:				
- スワップ	-	-	-	-
- 先渡し/先物	155	165	61	21
- オプション	-	-	-	-
CO₂のデリバティブ合計	155	165	61	21
組込デリバティブ	-	-	-	-
デリバティブ合計	19,024	18,757	3,048	4,479

2016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257百万ユーロだった。公正価値は負の83百万ユーロとなり、主にイールドカーブの全体的な低下が原因で前年から4百万ユーロ悪化した。

2016年12月31日の時点での為替デリバティブの想定元本は7,036百万ユーロだった。想定元本と関連する正味公正価値3百万ユーロの増加は、通常の事業活動と為替レートの動向を反映している。

2016年12月31日の時点での商品デリバティブの想定元本は31,280百万ユーロだった。2015年度の数字は、船舶リース（現在は石炭のデリバティブに含まれる）および仕組商品に関連した新たな分類基準の採用を受けて、2016年の数字と比較できるように修正再表示したものである。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1,323百万ユーロと電力デリバティブ1,182百万ユーロの市場価値を主として反映している。

負債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1,207百万ユーロと電力デリバティブ1,214百万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。

注記45 公正価値で測定した資産

当グループは、認識または測定基準として、国際会計基準で公正価値測定が要求される場合は常に、IFRS第13号に従って公正価値を決定する。

公正価値は、測定日の市場参加者間の秩序だった取引において資産の売却で受け取る価格、または負債の移転で支払う価格（すなわち、出口価格）と定義される。

公正価値の最も優れた代理変数は市場価格、つまり、流動性があり活発な市場で実際に使用されており、現在公に入手可能な価格である。

資産と負債の公正価値は、決定に使用されるインプットと評価技法により、以下に記した3つのレベルの階位に従って分類される：

- > レベル1：公正価値は、測定日に当該企業が利用できる同一の資産又は負債の活発な市場における相場価格（未調整）に基づいて算定される。
- > レベル2：公正価値は、レベル1に含まれる資産または負債の観察可能な相場価格ではなく、直接的（例えば価格）もしくは（価格から得られた）間接的なものであれ、インプットに基づいて算定される。
- > レベル3：公正価値は観察不能なインプットに基づいて算定される。

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、

- > 資産または負債の反復的な公正価値の測定は、各期末の財政状態計算書の記載でIFRSによって求められ、または、容認されている。
- > 資産または負債の非反復的な公正価値の測定は、特定の環境における財政状態計算書の記載でIFRSによって求められ、または、容認されている。

こうした環境の会計上での取り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、財務諸表上で反復的または非反復的に公正価値で測定された各資産クラスについて、報告期間末の公正価値、これら資産に対する測定が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	非流動資産				流動資産			
		公正 価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正 価値	レベル1	レベル2	レベル3
公正価値で測定した他社への株式投資	24	146	142	-	4	-	-	-	-
サービス委譲契約	24	1,022	-	1,022	-	-	-	-	-
売却可能有価証券	24.1, 28.1	440	440	-	-	35	35	-	-
ファンドまたはポートフォリオ 管理商品の取引および金融投資 のために保有する有価証券	28.1, 30	-	-	-	-	73	11	62	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ									
- 金利	44	3	-	3	-	-	-	-	-
- 為替	44	1,531	-	1,531	-	464	-	464	-
- 商品	44	18	14	4	-	453	235	218	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
- 金利	44	36	-	36	-	1	-	1	-
トレーディング・デリバティブ									
- 金利	44	3	-	3	-	-	-	-	-
- 為替	44	7	-	7	-	70	-	70	-
- 商品	44	11	3	8	-	2,957	1,403	1,554	-
公正価値で測定される棚卸資産	26	-	-	-	-	14	14	-	-
売却目的資産	31	-	-	-	-	11	-	-	11

「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決定されるが、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すべき評価を基にする。

「サービス委譲契約」は、ブラジルにおいてはアンブラとセアラ州電力公社による配電事業に関係するもので、IFRIC第12号に準拠する。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推定する。

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使用して決定される。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はECBが提示する為替レートを使って換算して決定する。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使って測定する。

新しい国際会計基準に沿って、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（クレジット・バリュエーション・アジャストメント、CVA）と自社（デビット・バリュエーション・アジャストメント、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金額として表示できる（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について、期末にECBが提示する為替レートを使用して換算する。

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使用して決定される。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。

45.1 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報告が義務付けられている資産クラスについて、期末の公正価値と、当該資産の公正価値測定が分類される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	非流動資産				流動資産			
		公正 価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正 価値	レベル1	レベル2	レベル3
投資不動産	18	137	-	-	137	-	-	-	-
その他の企業への株式投資	24	8	-	-	8	-	-	-	-
棚卸資産	26	-	-	-	-	65	-	-	65

この表では、取得原価で測定された投資不動産、他の事業体への株式投資および棚卸資産が報告されている。それぞれの公正価値は、137百万ユーロ、8百万ユーロと推定された。金額は、関係する特定の資産ごとに異なる手法を用いる外部専門家の査定支援を得て算出された。

レベル3に分類される株式投資の評価額は2015年と比較して1百万ユーロ増加し、エンデサの多数の株式投資と関連している。

棚卸資産の価値の大半は、営業に使用されていない不動産に関連している。

注記46 公正価値で測定した負債

以下の表は、財務諸表上で反復的または非反復的に公正価値で測定された各負債クラスについて、報告期間末の公正価値、およびそれらの公正価値測定が分類される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・ヘッジのデリバティブ									
- 金利	44	695	-	695	-	1	-	1	-
- 為替	44	1,764	-	1,764	-	88	-	88	-
- 商品	44	36	9	27	-	216	51	165	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
- 金利	44	-	-	-	-	-	-	-	-
- 為替	44	15	-	15	-	1	-	1	-
- 商品	44	-	-	-	-	-	-	-	-
トレーディング・デリバティブ									
- 金利	44	13	-	13	-	73	-	73	-
- 為替	44	5	-	5	-	62	-	62	-
- 商品	44	4	-	4	-	2,881	1,173	1,708	-
条件付対価	40	9	-	9	-	85	-	-	85
少数株主に提供されたプット・オプション債務	40	-	-	-	-	403	-	-	403
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債	31	-	-	-	-	-	-	-	-

条件付対価は、当グループが北米で保有する一連の株式投資と関連している。これらの公正価値は、契約条件に基づき決定された。

「少数株主に提供されたプット・オプション債務」の項目には、権利行使条件に基づき決定された、エネル・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・ムンテニアのオプションに係る負債が含まれる。

46.1 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、その公正価値の報告が義務付けら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、これら負債の公正価値測定が分類される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	41.3.1	36,572	33,885	2,687	-
- 変動金利	41.3.1	4,805	791	4,014	-
銀行借入金					
- 固定金利	41.3.1	1,372	-	1,372	-
- 変動金利	41.3.1	7,202	-	7,202	-
ノンバンク借入金					
- 固定金利	41.3.1	1,565	-	1,565	-
- 変動金利	41.3.1	138	-	138	-
合計		51,654	34,676	16,978	-

注記47 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を実行している。

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nst・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（エニ・グループ）の売却 送電、給電、計測サービスの購入（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少数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、イタリア電力・ガス・水道規制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、2016年12月31日および2015年12月31日時点の残高および当期に実行された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・ デボジティ・ 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	2016年 合計	関連会社 および 共同支配の 取決め	2016年 総合計	財務諸表 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	46	1,486	2,190	468	90	-	4,280	270	4,550	68,604	6.6%
その他の収益および利益	-	1	1	4	3	-	9	11	20	1,988	1.0%
その他の金融収益	-	-	17	-	-	-	17	4	21	2,289	0.9%
電力、ガスおよび燃料の購入	3,169	1,769	1,319	2	-	-	6,259	344	6,603	32,039	20.6%
サービスおよびその他の原材料の費用	-	75	2,259	4	139	-	2,477	100	2,577	17,393	14.8%
その他の営業費用	3	309	-	-	-	-	312	-	312	2,783	11.2%
商品リスク管理による純利益/(損失)	-	-	5	-	-	-	5	24	29	(133)	-21.8%
その他の金融費用	-	-	12	1	-	-	13	26	39	4,339	0.9%
百万ユーロ	シングル・ バイヤー	EMO	カーサ・ デボジティ・ 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	2016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	2016年 12月31日 現在の 総合計	財務諸表 上の合計	割合%
財政状態計算書											
売掛金	8	301	477	27	57	-	870	88	958	13,506	7.1%
その他の流動金融資産	-	-	-	9	-	-	9	126	135	3,053	4.4%
その他の流動資産	-	-	15	92	1	-	108	1	109	3,044	3.6%
デリバティブ資産	-	-	-	-	-	-	-	18	18	3,945	0.5%
その他の非流動負債	-	-	-	-	6	-	6	17	23	1,856	1.2%
長期借入金	-	-	1,072	-	-	-	1,072	-	1,072	41,336	2.6%
買掛金	638	372	490	1,239	18	-	2,757	164	2,921	12,688	23.0%
その他の流動負債	-	-	3	-	21	-	24	4	28	12,141	0.2%
デリバティブ関連の流動負債	-	-	-	-	-	-	-	11	11	3,322	0.3%
1年以内返済予定の長期借入金	-	-	89	-	-	-	89	-	89	4,384	2.0%
その他の情報											
保証提供	-	280	262	-	80	-	622	-	622		
保証受領	-	-	261	-	32	-	293	-	293		
契約債務	-	-	72	-	9	-	81	-	81		

百万ユーロ	シングル・ バイヤー	EMO	カーサ・ デボジティ・ 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	2015年 合計	関連会社 および 共同支配の 取決め	2015年 総合計	財務諸表 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	-	2,468	2,730	195	115	-	5,508	75	5,583	73,076	7.6%
その他の収益	-	-	5	290	16	-	311	3	314	2,582	12.2%
その他の金融収益	-	-	-	-	-	-	-	15	15	1,563	1.0%
電力、ガスおよび燃料の購入	3,695	1,553	1,600	3	26	-	6,877	212	7,089	37,644	18.8%
サービスおよびその他の原材料の費用	1	91	2,169	11	60	-	2,332	99	2,431	16,457	14.8%
その他の営業費用	3	-	48	-	3	-	54	-	54	2,654	2.0%
商品リスク管理による純利益/(損失)	-	-	(24)	-	-	-	(24)	-	(24)	168	-14.3%
その他の金融費用	-	-	-	-	-	-	-	29	29	4,969	0.6%

百万ユーロ	シングル・ バイヤー	EMO	カーサ・ デボジティ・ 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	2015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	2015年 12月31日 現在の 総合計	財務諸表 上の合計	割合%
財政状態計算書											
売掛金	-	217	594	68	15	-	894	43	937	12,797	7.3%
その他の流動金融資産	-	-	-	-	-	-	-	2	2	2,381	0.1%
その他の流動資産	-	4	30	69	2	-	105	30	135	2,898	4.7%
その他の非流動負債	-	-	-	-	4	-	4	-	4	1,549	0.3%
長期借入金	-	-	1,161	-	-	-	1,161	-	1,161	44,872	2.6%
買掛金	620	373	598	1,256	27	-	2,874	37	2,911	11,775	24.7%
その他の流動負債	-	-	9	-	4	-	13	1	14	11,222	0.1%
1年以内返済予定の長期借入金	-	-	89	-	-	-	89	-	89	5,733	1.6%
その他の情報											
保証提供	-	280	253	-	1	-	534	-	534		
保証受領	-	-	158	-	27	-	185	-	185		
契約債務	-	-	23	-	14	-	37	-	37		

[前へ](#) [次へ](#)

2010年11月、エネル・エスピーエー取締役会は、エネル・エスピーエーが直接もしくはその子会社を通して間接的に行う関連当事者取引の承認および執行に関する手続を承認した。その手続（http://www.enel.com/it-IT/group/governance/rules/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。係る規定は、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。2016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。

注記48 契約債務および保証

エネル・グループが締結した契約債務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	2016年12月31日	2015年12月31日	変動
保証：			
- 第三者に対する抵当およびその他の保証	8,123	6,701	1,422
仕入先に対する契約債務：			
- 電力購入	63,407	48,733	14,674
- 燃料購入	47,305	64,114	(16,809)
- 各種供給	1,309	1,725	(416)
- 弁済金	1,846	1,905	(59)
- その他	3,751	2,895	856
合計	117,618	119,372	(1,754)
合計	125,741	126,073	(332)

契約債務および保証の失効の詳細については、注記42の「購入商品に係るコミットメント」を参照。

注記49 偶発債務および資産

下表は、2016年12月31日現在の主な偶発資産および負債について報告するものだが、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、財務諸表には記載されていない。

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賠賠償金額の算定は、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に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。

2011年8月に、ロヴィーゴ県検察局は、申し立てられたポルト・トッレ発電所からの排気による被害を防止するための予防措置を故意に怠った罪に関する審理のために、エネルおよびエネル・プロデュツィオーネの多数の現取締役、元取締役、現役員、元役員、および従業員の再拘留を請求した。その結果、検察官は故意に災害を引き起こしたとして訴追した。2012年、ロヴィーゴ県の公判前整理担当裁判官は県検察局の請求を認め、双方の違法行為で起訴された者全員を公判に付すことを命じた。環境省、保健省、その他の当事者（主にエミリア・ロマーニャ州とベネト州の地方自治体）、および域内の公園管理局が被害者として本件に加わり、エネルもしくはエネル・プロデュツィオーネを責任者として名指ししないものの、上記の個人による不特定の金額の損害賠償金の支払いを求めた。2013年中に証拠の提出が行われた。同年中には、上述の合意が一部成立し、公共団体の大半は訴訟を取り下げた。2014年3月31日の審問において、審理にあたっていた法廷は第1審判決を下し、故意に予防的安全策を怠った罪で起訴された者全員に、無罪判決を言い渡した。裁判所は、元エネル・エスピーエー最高経営責任者（CEO）2名を除き、故意に災害を招いた罪で起訴された者全員についても、無罪判決を言い渡した（ただし裁判所は、実際に災害が発生した当時規定されていた環境悪化の認定を求めた申立ては退けた）。元CEOは、その後、別の民事訴訟で不特定の金額の損害賠償金の支払命令を受け、合計410,000ユーロの仮賠償金、および残りの民事訴訟当事者の裁判費用の支払いが定められた。最終的な判決は2014年9月下旬に下りた。2名の元CEOと検察が2014年11月上旬に控訴した。さらにその後、以下の面々が控訴を行った。(i) 2014年まで在職したCEO。無罪判決を得たが、検察側控訴理由の排除と、第一審での無罪より広範な無罪認定を求めるためである。(ii) 当初参加していなかった二つの地方自治体、(iii) 二つの官庁（環境省と保健省）。ならびに、(iv) イタリア・ノストラ協会。

ヴェネツィア控訴院における訴訟手続きは、2017年1月18日に終了し、「犯罪行為は行われなかった」との理由で被告人全員に無罪判決が言い渡された。

ブリンディジ・スト火力発電所－エネル従業員に対する刑事訴訟

ブリンディジ・スト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。

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での手続きは、他の被告人が招請した最終証人の証言の審問のために、2017年5月4日まで延期された。

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。当該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・ディストリブツィオーネに有利な判決を下している。追加的な上訴が申し立てられた結果、2016年12月31日現在係争中の事件数は約15,000件となっている。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（カッターリカ）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、カッタ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士費用に関して、エネルに損害が生じないように取り計らうことを命じた。

この結果、カッタ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。この訴訟の最終弁論は2018年2月23日まで延期された。

2013年10月21日の判決に基づき、2014年10月、エネルはカッターリカを相手取りローマ裁判所に訴訟を起こし、エネルへの支払い額算定およびカッターリカによる支払を求めた。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原告側の申立てを却下し、準備書面提出までの時間を与えとともに、本件の審問を2017年7月4日まで延期とした。

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、最高裁も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のなものであり、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・エスピーエイチ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・エスピーエイチ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。次回公判は、2018年11月14日に予定されている。

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。

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・エスピーエイチ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・アンピ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。現在も手続きが進行中である。

この結果、ビーイージー・アンピエントの主導権により再度、エネル・フランスは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の売掛金を差し押さえることが目的である。

ニューヨーク州

2014年3月、アルバニア・ビーイージー・アンピエント・エスピーエイチケーは、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。訴訟は現在も継続中で、暫定的なものも含め、裁判所による措置は取られていない。2015年4月27日、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、ニューヨーク州裁判所から連邦裁判所への事件の送致を求めた。2016年3月10日の判決で、連邦裁判所は本件を、手続きが進行中のニューヨーク州裁判所へ送致した。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、ニューヨーク州裁判所が管轄権を有しない旨の申し立てを却下した判決に対して控訴した。公判は2017年2月14日に開かれたが、判決は出ていない。

オランダ

2014年6月2日、アルバニア・ビーイージー・アンピエントは、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。

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・アンピエント・エスピーエイチケーによる約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、この仮差し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・アンピエント・エスピーエイチケーは、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・アンピエント・エスピーエイチケーは、オランダ破産院において、2016年2月9日の判決に対し控訴した。エネルとエネルパワーは、2016年5月20日に提訴し、公判日の決定を待っている。

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・エスピーエイチ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・エスピーエイチ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・エスピーエイチケーの要求を却下。

2016年6月29日、エネルとエネルパワーはこの判決を不服として控訴した。この控訴により完全な再審議が行われる。控訴院は、争議全体の再審議を行う。これにより、エネルとエネルパワーは、全体的な答弁を提出することができる。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。

当事者は、アムステルダム控訴院が現在準備段階として行っている2つの控訴手続きの併合に関する決定を待っている。

2016年7月14日、アルバニア・ビーイージー・アンビエントは、2016年6月29日の決定に基づき、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・エスピーエイチ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・エスピーエイチケーは、同保証を提出しなかったため、オランダにおけるエネル・エスピーエーとエネルパワー・エスピーエ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・エスピーエイチケーは、2016年8月26日のアムステルダム裁判所の決定を不服とし控訴したが、2016年2月9日のハーグ控訴院の判決に関する破棄院における手続きが終了するまで、同手続きは保留となった。

アイルランドおよびルクセンブルク

アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスピーエイチケーはまた、アイルランドやルクセンブルクでもティラナ裁判所の判決をこの2国内でも有効とするよう訴えを起こした。アイルランドの裁判所は、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。同裁判所による判決は、承認待ちとなっている。ルクセンブルクでは、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスピーエイチケーの主導により、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。ティラナ裁判所の判決に関する執行権を獲得するための手続きは、現在も進行中である。裁判所は現在まで決定を発行していない。

2001年政令第231号違反

法人の管理責任に関する2001年政令第231号の違反を主張する事案が係争中である。これは、イーディストリブツィオーネの事故防止策の懈怠に関わる。具体的には、2008年にパレルモで発生した下請契約者の従業員の死亡事故に関し、イーディストリブツィオーネが過失致死の管理責任について訴えられた件である。現在、審理が進行中である。

シーアイイーエヌ訴訟 - 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。トラクテベルは法定外で、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。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27百万ユーロ）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121百万ユーロ）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、現在は手続きが進行中である。

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、ブラジルの配電会社であるアンブラ・エネルギア・エ・セルヴィソス・エスエー（アンブラ）に対して、同社のサービス中断の結果として損失が生じているとして、損害賠償を求め複数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、一部アンブラにとって好ましくないものだった。アンブラは、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。シブランはこの決定に対して控訴したが、判決はアンブラに有利な結果となった。2016年12月16日、シブランは上級裁判所（*Superior Tribunal de Justiça*）に控訴し、現在もその有効性に関し調査が進行中である。

これまで2つの事案に関して決定がなされているが、残る訴訟については今も未決となっている。すべての争議に関連する金額は合計で約394百万レアル（約102百万ユーロ）と推定される。

最初の裁判に関して、2014年9月、第一審の裁判所がアンブラに対し、約200,000レアル（約46,000ユーロ）の課徴金の支払い、および、その後に算定されたその他の賠償金についても支払いを命じた。アンブラは、この判決に対し控訴し、裁判所（*Tribunal de Justiça*）はアンブラに有利な判決を下した。シブランは、この決定に対し上級裁判所に上訴（*recurso especial*）し、現在も係争中である。

第2の裁判に関して、2015年6月1日、裁判所は、鑑定に基づいて80,000ブラジル・レアル（約18,000ユーロ）の非金銭損害に対する賠償（最初の裁判より少ない）および96,465,103レアル（約22百万ユーロ）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ブラに命じる判決を下した。2015年7月8日、アンブラはこの決定に対し控訴し、現在も手続きが進行中である。

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ていた。これは、ネットワーク保守にとっても必要だった。

これらの契約は、特別な環境で設立された協同組合と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り、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179百万レアル（約42百万ユーロ）だった。コエルチェには、裁判所および控訴院から有利な判決が出されたが、コペルバはさらなる控訴（*Embargo de Aclaracion*）を行った。しかし、これは2016年1月11日に棄却され、コペルバは2016年2月3日に上級裁判所に非常上告を行った。同手続は現在も進行中である。

エル・キンボ - コロンビア

ウイラ県（コロンビア）での400MWの水力発電所の建設に関するエル・キンボ・プロジェクトについて、影響を受けた区域の住民および漁民によって申し立てられた多数の訴訟（*集団訴訟*および*集団代表訴訟*）が係争中である。より具体的には、現在予備的段階にある最初の*集団訴訟*が、発電所の建設によって事業収入が約30%減少すると主張するガルソン市の約1,140人の住民によって申し立てられた。第2の訴訟は、ウイラ県の5つの市の住民および企業・組合が、橋梁（Paso El Colegio）の閉鎖に関連する損害の賠償を請求して2011年8月から2012年12月までの間に申し立てたものである。*集団代表訴訟*は、中でも特に環境関連許可の停止を主張する区域の多数の住民によって、2008年に申し立てられた。別の*集団代表訴訟*が、キンボ流域の埋立がキンボ下流のベタニア流域の漁業に及ぼす影響の主張を巡り、多数の養魚会社によって申し立てられている。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。

この予防的中止はその後、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。この期間に、エムゲサは、同社が導入した酸素供給システムが一定の酸素レベルに達することを示す必要がある。

第一類電圧水準に関連する手続き - 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ー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。手続きの金額の見積りは、約337十億コロンビアペソ（約109百万ユーロ）となっている。

SAPE（旧エレクトリカ）の仲裁手続き - ルーマニア

2007年6月11日、エネルはエレクトリカとの間でエレクトリカ・ムンテニア・スド（EMS）の民営化について協定を結んだ。この協定では、ルーマニア公社のEMSの67.5%の株式をエネルに売却することを規定していた。分社化規定に従い、2008年9月に流通部門と電力販売部門のオペレーションが新設されたエネル・ディストリビューティ・ムンテニア（EDM）とエネル・エネルギー・ムンテニア（EEM）の2社に移行した。2009年12月、エネルは上記2社の全株式をエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ（EIH）に移行した。

2013年7月5日、エレクトリカはエネル、EIH、EDMおよびEEMに対し、民営化協定の特定の条項に関する違反のかどによる被害の申立てパリの国際商業会議所への仲裁要請を行ったと通告した。具体的にいうと、原告は約800百万ユーロの違約金および利息、ならびに不特定の追加損害賠償金の支払いを求めた。

2016年7月18日、SAPEの申立てが認められない、または事実に基づいていないとして全会一致で却下する仲裁委員会の決定が通知され、SAPEに調停費用の支払いが命じられた。2014年9月29日、SAPEは、エネルとEIHに対し、パリの国際商工会議所へ仲裁要請を行ったことを通知した。これは民営化協定に盛り込まれたプットオプションに関連し、約500百万ユーロ（および金利）を求めたものだった。このプットオプションは、SAPEに対しイーディストリビューティ・ムンテニアとエネル・エネルギー・ムンテニアの株式の13.57%を売却する権利を付与するもの。2017年2月3日の決定において、仲裁委員会は、プットオプションに関連する株式の購入価格を約400百万ユーロに定めた。同委員会は、約60百万ユーロとなる金利に関しては、要求を退けた。

2016年4月20日、SAPEは、エネル・エスピーエーとEIHが配当金（および金利）の支払いを怠ったとして、パリの国際商工会議所に再度仲裁を求めた。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。手続きは現在、予備段階にある。

ガブチコボの係争案件－スロバキア

スロベンスケ・エレクトラルネ（SE）は、ガブチコボ水力発電所（720MW）をめぐり国内裁判所での複数の訴訟を抱えている。発電所は水利管理株式会社（VV）に管理され、その運営と維持はSEの民営化の一環として2006年に、管理協定（VEGオペレーション協定）のもとで30年間の契約でSEに委譲された。

民営化の完了直後、公共調達局（PPO）はブラティスラバ裁判所においてVEGオペレーション協定を破棄する訴えを行った。訴えの根拠となったのは、公共入札規制やサービス契約としての契約の適性、およびこうした規制で管理された契約に対する違反行為であった。2011年11月、第一審裁判所はSE側に有利な判決を下し、これに対しPPOは直ちに控訴を行った。

PPOとの訴訟と並行して、VVも複数の訴訟を起こし、特にVEGオペレーション協定の無効を求めた。

2014年12月12日、VVは、契約違反を理由にVEGオペレーション協定を一方的に解消し、2015年3月9日に協定離脱を通知した。2015年3月9日、控訴裁判所は第一審裁判所の判決を覆し、公共調達局（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。両当事者は弁論趣意書を交換し、公判は2017年2月2日に開かれた。

SEが開始した仲裁手続きと並行して、VVおよび国有財産基金（現在は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提訴し、現在も係争中である。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。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。訴訟手続きは予備的段階にあり、SEはVVの申立て却下を求めている。

CISおよびインターボルト・カンパニー

2009年12月4日および2010年8月4日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（EGP）は、インターボルト・カンパニー（IC）とセントロ・イングロツソ・スピルッポ・カンパニア・ジャンニ・ナッピ・エスピーエー（CIS）との間でそれぞれ、産業用倉庫の屋上について、最低9年間の賃借協定および不動産賃借協定を結んだ。目的は太陽光発電プラントの建設と稼働だった。

2011年4月22日、プラントの建設中に、CISが所有し、EGPの委託業者であるゼネラル・メンブレン・エスピーエーがプラントの設置を行っていた倉庫の一つで火災が発生した。2012年3月26日、設置工事は完了していたが、CISが所有する別の倉庫で2度目の火災が発生した。これらの事件により、当事者間で2件の仲裁手続きを含む一連の争議が起きた。

最初の手続きは、損害発生に関しCISとEGP双方に過失があったとして、EGPに対し、本来賠償金として認められた金額の半分に相当する約2.5百万ユーロをCISに支払うよう命じる判決を下し、終了した。EGPが被った損害に関しては、仲裁委員会は、委託業者に賠償責任があるとし、EGPは後者に賠償金を求める訴訟を起こす必要があるとした（ゼネラル・メンブレンとの争議に関しては下記の注記を参照）。両当事者はこの判決を不服とし、控訴した。

2014年に起こした2回目の仲裁手続きは、EGPに対して、CISとインターポルト・カンパーノが不動産賃借と最低9年の賃借契約の破棄、およびEGPの契約違反による損害賠償金約65百万ユーロ（うち約35百万ユーロは太陽光発電プラントの取壊し費用）を求めた。EGPは最初、仲裁委員会は司法管轄権を持たない（単一の委員会が、異なる義務を定めた2つの別々の契約に関し手続きを行うことは不可能と主張）として異議を申し立て、原告の主張を退けるよう求めるとともに、原告側に対し賠償金約40百万ユーロを求める反訴状を提出した。

2017年1月20日、EGP、CISおよびICは、EGPの太陽光発電プラントおよびプラントが設置されたCISの倉庫で発生した火災に関して生じた争議に係るすべての申立てについて、和解の合意に達した。和解では、当該当事者に対し互いの訴訟を取り下げること、CISとICに対する賃借料の支払いを減額すること、またEGPに対してはCISに2.5百万ユーロを支払い、CISはEGPに対して、2020年1月1日から、CISでの第1回目の火災発生時にEGPが支払った賃借料前払金の残高を返済することを定めた。合意では、CISとICが賠償金の支払いと太陽光発電プラントの除去を求めて起こした2件の仲裁手続きについて和解が成された。

2件の火災を受け、同太陽光発電プラントエリア内の建物における居住者が、この2件の火災で被った損害に関し賠償金を求める訴訟が数件起きた。

上記の和解合意をもっても、これらの付帯的争議の解消には至っていない。

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会社である。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チュカスに対して約9百万ドルにおよぶ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。

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。手続は現在進行中であり、公判の日程についても未決となっている。

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コンストラクション・アメリカ・エスエーとFCCコンストラクション・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仲裁手続きの解決まで回収されなかった。2016年6月8日に提出された請求陳述書の中で、FCCは約36百万ドルの支払いと、約200日の作業完了期限の延長を求めた。チュカスもこれに対して反対請求で応じた。チュカスは、2016年10月7日に防御陳述書を提出し、賠償請求は少なくとも38百万ドルになると算定した。公判は、2017年8月の第1週に予定されている。

ブラジル国内の税務訴訟

源泉徴収税 - アンブラ

1998年、アンブラ・エネルギア・エ・セルビソスは、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、アンブ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であるアンブラからの借換えを余儀なくされ、そのためアンブラ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、アンブラ・エネルギア・エ・セルビソス・エスエーは残存しているFRN債券とこれに伴う権利および義務の移転に関わるスピノフを実施した。

2012年11月6日、税務上訴委員会（最高レベルの行政裁判所）はアンブ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、アンブラは、釈明申立てを拒否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日から通常裁判所での訴訟を継続した。

争議に関わる金額は2016年12月31日現在、約347百万ユーロ。

ICMSの支払期限 - アンブラ

2002年、リオデジャネイロ州は、源泉徴収義務者による商品流通サービス税（ICMS）の納税期限について、各月の10日、20日および30日とすることに変更した。流動性の問題により、アンブラ・エネルギー・エ・セルピソスは2002年9月から2005年2月の期間、従来の制度に従ったICMSの納税（翌月の5日納税）を続けていた。非公式の取り決めではあるが、ブラジル税務当局はICMSの遅延金査定を通知した。アンブラはこの措置に対し（最高レベルの行政裁判所に）申立を行い、2004年から2006年に適用された恩赦のため、課せられた罰金は正当性を欠くと主張した。2015年10月25日、アンブラは、ICMSの納付期限の変更が違憲であるという判決を下したブラジリア最高裁判所による決定（2015年10月2日公表）を提出した。結果的に、2016年にブラジル税務当局は訴訟を取り止め、争議はアンブラに有利に解決した。

ICMS - アンブラおよびコエルチェ

リオデジャネイロ州とセアラ州は、アンブラ・エネルギー・エ・セルピソス（1996年～1999年および2007年～2014年）、コンパニア・エネジェティカ・ド・セアラ（2003年、2004年、2006年～2011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と主張した。行政手続きのうち1件は、税務当局に納付すべき金額の減額を伴う一部アンブラ勝訴の決定により終了した。アンブラは、残りの手続に関する抗告を行った。

争議に係る金額は2016年12月31日時点で合計約71百万ユーロである。

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導入の結果、のれんを廃棄し、従来の会計基準の適正な適用に基づき、この株価への影響を認識した。しかし、ブラジル税務当局は、監査中に、会計手続きが不適切であり、のれん廃棄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再分類され、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。

2014年12月2日、企業側はこれについて控訴し、会計的処理は適切だったと主張した。

2016年7月、争議は第一審において税務当局有利の判決が下された。この決定に対して、エンデサ・ブラジルは所管の第二審に控訴する。

争議に係る全体の金額は2016年12月31日時点で約75百万ユーロである。

注記50 後発事象

ブラジルにおける再生可能エネルギー融資

2017年1月4日、エネル・グループおよびブラジルの開発に対する主要資金調達期間であるブラジル開発銀行（BNDES）は、ブラジル中西部のマットグロッソ州にあるアピアカス水力発電所（102 MW）の建設に必要な投資の一部に充当する、およそ373百万リアル（約109百万ドル）相当の20年融資契約に署名した。

この融資契約の規定に基づき、293百万リアル（約85百万ドル）の初回支払いは署名時に支払われ、80百万リアル（約24百万ドル）の第2回支払いは2017年前半に支払われる。ただし、この種の取引に関する慣例条件を満たすこととする。当該融資は、TJLP（ブラジル長期貸出金利）に基づく金利が発生し、この長期金利はブラジル中央銀行によって四半期毎に見直される。現在のTJLPは7.5%で、現行のブラジルにおける銀行間貸出金利13.63%を下回る。TJLPは、連邦政府の資金の受給資格があると見なされたプロジェクトを行う民会企業に対しBNDSが認める融資の基準金利として使用される。

グリーンボンドの初回発行

2017年1月9日、エネル・ファイナンス・インターナショナル（EFI）は、エネルが発行した保証を裏付けとする、期間投資家向けの初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。発行額は合計1,250百万ユーロとなり、2024年9月16日の満期時に一括返済するとともに、1%の固定金利クーポン支払いは、2017年9月から毎年9月に年1回後払いで支払われる。発行価格は、99.001%に設定され、実効最終利回りは1.137%となる。同債券の決済予定日は、2017年1月16日となる。グリーンボンドは、アイルランドとルクセンブルクの証券取引所の規制対象市場に上場する。約30億ユーロの応募があり、社会的責任投資家（SRI）の関心も高かったことから、これによりエネルは投資家基盤の多様化を進めることができる。エネルとEFIの中期債プログラム（ユーロ中期債 - EMTN）のもとで実施された今回の起債による純手取り金は、国際資本市場協会（ICMA）が発行した2016年グリーンボンド原則に従って特定された適格なエネル・グループのグリーンボンド・プロジェクトの資金に使われる。具体的には、適格グリーン・プロジェクトの資格を満たすプロジェクトのカテゴリーには、再生可能エネルギーの発電所開発、建設およびリパウリング、送電系統および配電系統の開発、同グループが運営する地理的区域におけるスマート・グリッドやスマート・メーターの導入などが含まれる。

運用は、ジョイント・ブックランナーとしてバンカIMI、BoAメリルリンチ、クレディ・アグリコル・CIB、シティ、ドイツ銀行、HSBC、JPモルガン、みずほ証券、ナティキス、SMBC日興、およびウニクレディ銀行から成るシンジケートが主導した。

デマンド・エネルギーの買収

2017年1月11日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ (EGPNA)は、米国を拠点とするインテリジェント・ソフトウェアおよびエネルギー・ストレージ・システムの専門会社であるデマンド・エネルギー・ネットワーク (デマンド・エネルギー) を100%買収した。今後、エネルはニューヨーク市のストレージ市場でトップの座を確立したデマンド・エネルギーと協力し、商業および産業顧客に価値提供を行い、エネルギー管理のリアルタイムの最適化を可能にし、電力の発電、貯蔵、消費の方法に革命をもたらす同社のインテリジェント・ソフトウェア管理プラットフォームである分散型エネルギー・ネットワーク最適化システム (DEN.OSTM) の利用を拡大する。

サウジ電力会社との提携契約

2017年1月11日、エネル・エスピーエーとサウジアラビアの公益事業体であるサウジ電力会社は、配電部門における提携に関する枠組み合意に署名した。今後は2社が協力し、最新のネットワーク技術における長期的な戦略的知識の共有を進める。期間3年だが両当事者の合意により延長可能な本合意に基づき、エネルとSECは、配電部門における情報、ベストプラクティス、経験の交換を強化する。具体的には、2社がベストプラクティスや基準を共有し、オペレーション、効率性、セキュリティといった分野で配電ネットワークのパフォーマンスをクラス最高レベルまで高めると同時に、配電システムのデジタル化と顧客サービスにおけるエネルギー効率の向上を目標としたテクノロジー・ロードマップを導入する。またエネルとSECは共同で、電力供給部門におけるさらなる提携分野の評価を行う。

ドバイ電気水道局との協定

2017年1月14日に、エネル・エスピーエーと、ドバイの公共サービス関連インフラ企業であるドバイ電気水道局 (DEWA) は、スマート・グリッドとネットワークのデジタル化における提携に関する覚書に署名した。期間3年で、双方の合意があれば延長が可能なこの覚書は、エネルとDEWA との提携関係を構築することを目的とする。これによって、共通の戦略目標の達成や、スマート・グリッド管理やネットワークのデジタル化、およびセキュリティにおける主要業績評価指標の分析を含め、覚書で大枠を示した作業分野における情報、経験、調査の交換を促進する。両当事者は今後、覚書に示した作業分野における研究活動で協力し、エネルの配電自動化、再生可能エネルギーの統合、スマート・メーターおよびスマート・シティに関するノウハウを共有する。それらは特に、2015年ミラノ国際博覧会においてエネルが果たした役割、およびスマート・グリッドの分野におけるDEWA の努力に関連する。両当事者はまた、2015年ミラノ国際博覧会のために完全電化のスマート・シティを建設したエネルの経験と、ネットワーク・インフラの開発に対するDEWA の貢献および2020年の国際博覧会に向けた関連技術を踏まえ、ドバイで2020年に開催される国際博覧会に向けたネットワーク技術分野における協力機会を評価する。

アトン・ストレージとの協定

2017年2月7日、エネル・エスピーエーと革新的な貯蔵システムの開発と製造を積極的に行う大手イタリア企業のアトン・ストレージは、再生可能エネルギーの貯蔵サービス分野において提携するための協定に署名した。これは、エネルギー効率化のための革新的で高性能なソリューションをエンドユーザーに提供する商品群の改良と強化を目的としている。ストレージ・ソリューションは、エネルが世界に先駆ける再生可能エネルギーとエレクトリック・モビリティ分野の開発において、重要な役割を果たす。

アトンが開発したバッテリーは、2016年11月12日にマラケシュで開催されたフォーミュラEのイベント、および2016年11月22日にロンドンで開催されたキャピタルマーケット・デーでエネルが発表した新技術に取り込まれた。エネルはまた、同社の太陽光発電パネルの製造においても、アトンの貯蔵システムを採用している。

ウガンダの病院建設におけるエネル・グリーン・パワーの参加

2017年2月10日、エネル・グリーン・パワーは、ウガンダのエンテベに緊急小児外科病院を建設するエマージェンシーと建築家レンゾ・ピアノ氏のプロジェクトに参加した。この病院は、アフリカ最高レベルの新小児科センターとなるものである。同病院は、ウガンダや近隣諸国の若い医師や看護婦のための研修センターともなり、同地域の医療水準の向上に大きく貢献することになる。

エネル・グリーン・パワーは、カタニアにある同社のスリーサン（3Sun）の向上で製造された2,600の薄膜太陽光発電モジュール（合計289.24 kWp（キロワットピーク））を提供し、この新設病院にエネルギーの自主性と持続可能性を与える。

エネルが、9度目のECPIサステナビリティ指数に含まれる

2017年2月13日、エネル・エスピーエーは、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9度目の指名を受けた。

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または売買に積極的な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
- > 長期的なグローバルマクロ・トレンドが提示する機会の獲得に最も高位置につけている企業が含まれる、ECPIグローバル・メガトレンド株価指数
- > 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指数に選ばれるエネルの重要な要素は、長期的な戦略アプローチ、経営の健全性、および社会的、環境的ニーズに対する多大な貢献である。

ブラジルの配電会社CELGの買収手続き完了

2017年2月14日、エネルの子会社であるエネル・ブラジルは、ブラジルのゴイアス州で営業する配電会社セルグ・ディストリバイソンの株式資本約94.8%を総額21,870億レアル（約640百万ドル）で買収する手続きを終えた。CELGの残存株式資本は、同社の現行および退職社員に与えられ、これらの社員が買い取らなかった株式はエネル・ブラジルが購入することができるプロセスをとる。

今回の買収により、ブラジルの配電市場におけるエネルの存在感が拡大し、ブラジルにおけるエネルの顧客基盤は7百万から10百万に増大するとともに、エネル・ブラジルはブラジル第2の配電会社となる。

エネルがハワイの環境系ベンチャー企業支援組織に投資

2017年2月28日、エネルは、米国を拠点とする再生可能エネルギー子会社エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EGPNA）を通して、ハワイを拠点とするクリーンエネルギー関連でアメリカ最大のベンチャー企業支援組織であるエナジー・エクセラレーターのグローバル・パートナー兼戦略的アドバイザーとなった。

技術革新による世界のエネルギー・システムの課題解決を掲げる非営利団体のエナジー・エクセラレーターと協力することで、エネルは、同組織の企業支援ポートフォリオにアクセスし、同組織が支援するプロジェクトの選定について助言をすることができる。

ハワイは、再生可能発電に関する関心が非常に高く、エネルはその革新的なネットワークを拡大し、エネルギーを新しい利用、新しい技術、新しい人々に開放することができる。

[前へ](#)

[次へ](#)

B. エネル・エスピーエーの2016年12月31日現在の個別財務諸表
損益計算書

2016年				2015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	196,643,777	24,509,680,365	196,280,057	24,464,346,304	237,437,374	29,594,194,295	237,707,512	29,627,864,296
その他の収益および利益	4.b	9,861,498	1,229,137,111	9,069,283	1,130,395,433	7,705,720	960,440,941	6,409,403	798,867,990
小計		206,505,275	25,738,817,476			245,143,094	30,554,635,236		
営業費用									
消耗品費	5.a	584,840	72,894,458			1,570,962	195,804,704		
サービス、リースおよび賃借料	5.b	151,952,810	18,939,398,238	77,696,819	9,684,131,520	199,160,903	24,823,414,950	72,721,157	9,063,965,008
人件費	5.c	166,399,594	20,740,045,396			175,679,876	21,896,739,745		
減価償却費、償却費および減損損失	5.d	448,085,594	55,849,388,436			327,066,874	40,765,615,175		
その他の営業費用	5.e	16,599,951	2,069,017,893	108,251	13,492,405	23,773,659	2,963,148,858	272,708	33,990,325
小計		783,622,789	97,670,744,421			727,252,274	90,644,723,431		
営業利益		(577,117,514)	(71,931,926,945)			(482,109,180)	(60,090,088,195)		
株式投資からの収益	6	2,882,499,648	359,274,756,127	2,876,316,848	358,504,131,935	2,024,387,668	252,319,678,940	2,024,387,668	252,319,678,940
デリバティブから生じた金融収益	7	2,786,671,950	347,330,791,848	1,239,467,879	154,487,276,439	3,357,787,018	418,514,573,924	499,950,787	62,313,866,092
その他の金融収益	8	556,019,345	69,302,251,161	146,646,523	18,278,022,627	177,252,784	22,092,786,998	160,415,399	19,994,175,331
デリバティブから生じた金融費用	7	3,126,763,778	389,719,837,290	466,545,748	58,150,262,031	3,024,073,367	376,920,504,463	2,248,211,467	280,217,077,247
その他の金融費用	8	979,163,840	122,042,981,018	54,073,673	6,739,742,603	1,243,796,482	155,026,793,516	1,353,550	168,706,472
小計		2,119,263,325	264,144,980,828			1,291,557,621	160,979,741,881		
税引前利益		1,542,145,811	192,213,053,883			809,448,441	100,889,653,686		
法人税等	9	(177,792,922)	(22,160,109,798)			(201,206,058)	(25,078,323,069)		
当期純利益		1,719,938,733	214,373,163,681			1,010,654,499	125,967,976,755		

包括利益計算書

	2016年			2015年	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円
当期純利益		1,719,938,733	214,373,163,681	1,010,654,499	125,967,976,755
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		(98,254,561)	(12,246,448,483)	55,191,519	6,879,070,928
損益にリサイクル可能な資本に直接認識された損益		(98,254,561)	(12,246,448,483)	55,191,519	6,879,070,928
損益にリサイクル不可能なその他の包括利益（税引後）					
従業員給付負債の再測定		(11,273,042)	(1,405,071,955)	(6,262,322)	(780,535,814)
損益にリサイクル不可能な資本に直接認識された利益/（損失）		(11,273,042)	(1,405,071,955)	(6,262,322)	(780,535,814)
資本に直接認識された損益	22	(109,527,603)	(13,651,520,438)	48,929,197	6,098,535,114
当期包括利益（損失）合計		1,610,411,130	200,721,643,243	1,059,583,696	132,066,511,869

財政状態計算書

資産	2016年12月31日現在					2015年12月31日現在			
	注記	ユーロ	円	うち関連当事者取引		ユーロ	円	うち関連当事者取引	
				ユーロ	円			ユーロ	円
非流動資産									
有形固定資産	10	8,859,467	1,104,243,967			7,318,430	912,169,115		
無形固定資産	11	18,440,490	2,298,422,674			13,979,194	1,742,366,740		
繰延税金資産	12	370,298,399	46,153,992,451			372,601,084	46,440,999,110		
株式投資	13	42,793,374,282	5,333,766,170,508			38,984,404,315	4,859,016,153,822		
デリバティブ	14	2,469,135,121	307,753,001,481	953,412,489	118,833,332,629	2,590,475,105	322,876,817,087	317,479,879	39,570,692,119
その他の非流動 金融資産	15	52,883,343	6,591,379,872	26,612,507	3,316,982,872	107,178,537	13,358,732,852	71,448,713	8,905,367,588
その他の非流動資産	16	186,999,080	23,307,565,331	153,765,974	19,165,390,999	409,088,037	50,988,732,932	164,342,076	20,483,596,353
合計		45,899,990,182	5,720,974,776,284			42,485,044,702	5,295,335,971,657		
流動資産									
売掛金	17	255,046,164	31,788,953,881	247,815,639	30,887,741,245	283,402,770	35,323,321,253	277,741,015	34,617,640,110
未収還付法人税等	18	212,324,448	26,464,119,199			319,245,633	39,790,775,697		
デリバティブ	14	480,063,926	59,835,167,737	18,842,181	2,348,489,440	298,808,858	37,243,536,061	25,645,428	3,196,446,146
その他の流動金融資産	19	4,220,574,127	526,052,359,189	3,047,741,908	379,870,551,413	3,402,558,948	424,094,947,279	3,130,256,153	390,155,126,910
その他の流動資産	20	298,790,729	37,241,276,463	260,724,520	32,496,704,173	459,912,939	57,323,548,717	421,632,813	52,552,313,812
現金および現金同等物	21	3,037,878,236	378,641,143,335			5,925,363,202	738,537,269,497		
合計		8,504,677,630	1,060,023,019,803			10,689,292,350	1,332,313,398,504		
資産合計		54,404,667,812	6,780,997,796,088			53,174,337,052	6,627,649,370,161		

負債および株主持分		2016年12月31日現在				2015年12月31日現在			
		うち関連当事者取引				うち関連当事者取引			
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
株主持分									
資本金		10,166,679,946	1,267,174,988,469			9,403,357,795	1,172,034,515,569		
その他の剰余金		11,409,583,162	1,422,090,445,312			9,162,506,050	1,142,014,754,072		
利益剰余金（繰越欠損金）		4,534,347,074	565,161,019,303			5,303,025,796	660,969,135,213		
当期純利益(*)		804,937,538	100,327,414,736			1,010,654,499	125,967,976,755		
株主持分合計	22	26,915,547,720	3,354,753,867,821			24,879,544,140	3,100,986,381,610		
非流動負債									
長期借入金	23	13,664,164,147	1,703,101,419,282	1,200,000,000	149,568,000,000	14,502,714,348	1,807,618,316,335		
従業員給付	24	285,581,064	35,594,823,817			290,995,396	36,269,666,157		
リスクおよび費用に対する引当金	25	67,712,242	8,439,653,843			53,892,853	6,717,205,198		
繰延税金負債	12	246,395,098	30,710,685,015			290,738,493	36,237,645,768		
デリバティブ	14	3,082,463,484	384,198,248,646	746,835,995	93,085,638,417	2,716,865,899	338,630,165,651	1,364,781,681	170,106,388,720
その他の非流動負債	26	35,665,460	4,445,342,934	33,077,332	4,122,758,660	243,205,378	30,313,118,314	242,742,934	30,255,479,294
小計		17,381,981,495	2,166,490,173,537			18,098,412,367	2,255,786,117,423		
流動負債									
短期借入金	23	6,184,078,839	770,783,586,493	4,267,908,087	531,952,063,964	4,914,568,035	612,551,759,882	3,243,027,360	404,210,930,150
1年以内返済予定の長期借入金	23	973,290,366	121,310,911,218			3,061,764,326	381,618,305,593		
買掛金	27	149,913,241	18,685,186,358	67,088,313	8,361,887,332	164,019,523	20,443,393,347	59,244,803	7,384,272,246
デリバティブ	14	555,974,838	69,296,703,808	464,162,608	57,853,227,461	366,838,872	45,722,797,006	275,854,022	34,382,445,302
その他の短期金融負債	28	549,580,628	68,499,729,474	81,565,385	10,166,309,586	642,802,743	80,118,933,888	83,534,943	10,411,795,296
その他の流動負債	30	1,694,300,685	211,177,637,378	543,742,274	67,772,037,031	1,046,387,046	130,421,681,413	354,456,409	44,179,446,818
小計		10,107,138,597	1,259,753,754,730			10,196,380,545	1,270,876,871,129		
負債合計		27,489,120,092	3,426,243,928,267			28,294,792,912	3,526,662,988,552		
負債および株主持分合計		54,404,667,812	6,780,997,796,088			53,174,337,052	6,627,649,370,161		

(*) 2016年度に関しては、当期純利益（1,720百万ユーロ）は、中間配当915百万ユーロを差し引いて計上されている。

持分変動計算書

資本金および剰余金(注記22)										
コーロ	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	その他の諸準備金	純従業員給付負債/ (資産)の再測定に よる剰余金	金融商品評価差額金	利益剰余金/ (繰越欠損金)	当期純利益	株主持分合計
2015年1月1日現在	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(9,668,380)	(333,191,360)	6,061,293,373	558,202,514	25,136,430,535
その他の変動額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014年純利益の配分：										
- 配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	(846,302,202)	(470,167,889)	(1,316,470,091)
- 法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	88,034,625	(88,034,625)	-
当期包括利益：										
- 資本に直接認識された損益	-	-	-	-	-	(6,262,322)	55,191,519	-	-	48,929,197
- 当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	1,010,654,499	1,010,654,499
2015年12月31日現在	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(15,930,702)	(277,999,841)	5,303,025,796	1,010,654,499	24,879,544,140
2016年1月1日現在	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(15,930,702)	(277,999,841)	5,303,025,796	1,010,654,499	24,879,544,140
その他の変動額	-	-	-	-	881	-	-	-	-	881
2015年純利益の配分：										
- 配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	(813,334,396)	(813,334,396)	(1,626,668,792)
- 法定準備金	-	-	152,664,429	-	-	-	-	-	(152,664,429)	-
- 利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	44,655,674	(44,655,674)	-
資本増加	763,322,151	2,203,939,405	-	-	-	-	-	-	-	2,967,261,556
2016年度の中間配当金(*)	-	-	-	-	-	-	-	-	(915,001,195)	(915,001,195)
当期包括利益：										
- 資本に直接認識された損益	-	-	-	-	-	(11,273,042)	(98,254,561)	-	-	(109,527,603)
- 当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	1,719,938,733	1,719,938,733
2016年12月31日現在の合計	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

(*) 2016年11月10日に取締役会に承認され、2017年1月25日に支払われた。

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	その他の諸準備金	純従業員給付負債/ (資産)の再測定に よる剰余金	金融商品評価差額金	利益剰余金/ (繰越欠損金)	当期純利益	株主持分合計
2015年1月1日現在	1,172,034,515,569	659,604,434,653	234,406,903,114	276,133,002,480	8,505,916,705	(1,205,066,883)	(41,528,971,110)	755,479,606,011	69,574,361,345	3,133,004,701,882
その他の変動額										
2014年純利益の配分：										
- 配当金支払い								(105,483,106,457)	(58,601,725,685)	(164,084,832,142)
- 法定準備金										
- 利益剰余金								10,972,635,660	(10,972,635,660)	
当期包括利益：										
- 資本に直接認識された損益						(780,535,814)	6,879,070,928			6,098,535,114
- 当期純利益									125,967,976,755	125,967,976,755
2015年12月31日現在	1,172,034,515,569	659,604,434,653	234,406,903,114	276,133,002,480	8,505,916,705	(1,985,602,697)	(34,649,900,182)	660,969,135,213	125,967,976,755	3,100,986,381,610
2016 年1月1日現在	1,172,034,515,569	659,604,434,653	234,406,903,114	276,133,002,480	8,505,916,705	(1,985,602,697)	(34,649,900,182)	660,969,135,213	125,967,976,755	3,100,986,381,610
その他の変動額					109,808					109,808
2015年純利益の配分：										
- 配当金支払い								(101,373,999,117)	(101,373,999,117)	(202,747,998,235)
- 法定準備金			19,028,094,431						(19,028,094,431)	
- 利益剰余金								5,565,883,207	(5,565,883,207)	
資本増加	95,140,472,901	274,699,007,439								369,839,480,340
2016年度の中間配当金 (*)									(114,045,748,945)	(114,045,748,945)
当期包括利益：										
- 資本に直接認識された損益						(1,405,071,955)	(12,246,448,483)			(13,651,520,438)
- 当期純利益									214,373,163,681	214,373,163,681
2016年12月31日現在の合計	1,267,174,988,469	934,303,442,092	253,434,997,544	276,133,002,480	8,506,026,512	(3,390,674,652)	(46,896,348,665)	565,161,019,303	100,327,414,736	3,354,753,867,821

(*) 2016年11月10日に取締役会に承認され、2017年1月25日に支払われた。

キャッシュ・フロー計算書

2016年				2015年			
注記	うち関連当事者取引		うち関連当事者取引		注記	うち関連当事者取引	
	ユーロ	円	ユーロ	円		ユーロ	円
税引前利益	1,542,145,811	192,213,053,883				809,448,441	100,889,653,686
調整額：							
無形固定資産および有形固定資産の減価償却費、償却費および減損損失	5.d	16,085,594	2,004,908,436			12,603,102	1,570,850,633
外貨建資産および負債の為替換算調整額		(353,311,142)	(44,036,700,739)			274,383,043	34,199,102,480
引当金繰入額		23,768,717	2,962,532,887			49,937,771	6,224,243,777
子会社、関連会社およびその他の関係会社からの受取配当金	6	(2,882,499,648)	(359,274,756,127)	(2,876,316,848)	(358,504,131,935)	(2,024,387,668)	(252,319,678,940)
純金融（収益）/費用		1,122,415,365	139,897,851,094	(865,494,981)	(107,875,294,432)	452,404,251	56,387,665,845
処分およびその他の非貨幣性項目による（利益）/損失		432,000,000	53,844,480,000			314,602,481	39,212,053,232
正味流動資産の変動考慮前の営業活動によるキャッシュ・フロー		(99,395,303)	(12,388,630,566)			(111,008,579)	(13,836,109,287)
引当金の増加/（減少）		(15,363,660)	(1,914,926,582)			(28,744,537)	(3,582,719,092)
売掛金の（増加）/減少	17	28,356,606	3,534,367,372	29,925,376	3,729,898,865	(151,458,645)	(18,877,805,513)
その他の資産/負債の（増加）/減少		1,404,233,678	175,023,685,626	(522,698,024)	(65,149,081,711)	402,341,325	50,147,822,748
買掛金の増加/（減少）	27	(14,106,282)	(1,758,206,988)	8,843,510	1,102,255,086	25,246,436	3,146,715,783
受取利息およびその他の金融収益受取額		1,047,226,510	130,526,312,206	541,234,816	67,459,507,466	1,778,925,604	221,725,287,283
支払利息およびその他の金融費用支払額		(1,806,973,424)	(225,221,167,567)	(365,049,730)	(45,499,798,347)	(2,528,964,520)	(315,210,137,773)
子会社、関連会社およびその他の関係会社からの受取配当金	6	2,882,499,648	359,274,756,127	2,876,316,848	358,504,131,935	2,024,387,668	252,319,678,940
法人税等支払額（連結納税制度）		(915,300,136)	(114,083,008,951)			(348,876,817)	(43,484,006,471)
営業活動によるキャッシュ・フロー(a)		2,511,177,637	312,993,180,676			1,061,847,935	132,348,726,618
有形固定資産および無形固定資産への投資額	10-11	(22,087,927)	(2,753,039,221)	(22,158,868)	(2,761,881,308)	(14,699,685)	(1,832,168,738)
株式投資の購入	13	(386,599,202)	(48,185,724,537)	(386,599,202)	(48,185,724,537)	(546,800,000)	(68,153,152,000)
株式投資の売却	13	-	-			1,861,291	231,991,310
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー(b)		(408,687,129)	(50,938,763,759)			(559,638,394)	(69,753,329,428)
金融負債（新規借入額）	23	50,000,000	6,232,000,000			-	-
純金融負債（返済）	23	(3,847,804,205)	(479,590,316,111)			(2,394,106,607)	(298,401,447,496)
長期金融債務/（債権）の純変動額		1,803,737,509	224,817,843,122	44,836,206	5,588,384,716	(346,634,658)	(43,204,543,773)
短期金融債務/（債権）の純変動額		(1,358,393,143)	(169,310,121,344)	1,409,771,529	175,713,923,375	2,508,323,348	312,637,422,095
支払配当金	22	(1,626,668,107)	(202,747,912,856)			(1,316,470,887)	(164,084,931,356)
資本および剰余金の増加	22	(10,847,528)	(1,352,035,890)			-	-
財務活動によるキャッシュ・フロー(c)		(4,989,975,474)	(621,950,543,079)			(1,548,888,804)	(193,053,500,531)
現金および現金同等物の増加/（減少）(a+b+c)		(2,887,484,966)	(359,896,126,162)			(1,046,679,263)	(130,458,103,340)
現金および現金同等物期首残高	21	5,925,363,202	738,537,269,497			6,972,042,465	868,995,372,838
現金および現金同等物期末残高	21	3,037,878,236	378,641,143,335			5,925,363,202	738,537,269,497

個別財務諸表の注記

注記1 財務諸表の形式と内容

エネル・エスピーエーは、電力およびガス事業を営む株式会社（*società per azioni*）で、イタリアのローマ、ヴィアレジーナ、マルゲリータ137に登記上の事務所を構える。

持株会社としての業務の一環で、エネル・エスピーエーは当グループおよびその子会社のための戦略的な目標を設定し、グループ内の活動を調整している。エネル・エスピーエーが、その管理および調整機能の一部として他のグループ会社に関して行う活動（当社の組織構造に関連するものを含む。）は、以下のとおり要約することができる。

- ＞ **持株会社機能**（グループのレベルでのガバナンス・プロセスの調整に付随する活動）：
 - 管理事務、財務および統制
 - 人事および組織
 - コミュニケーション
 - 法務および全社的業務
 - 革新および持続可能性
 - 欧州に関連する業務
 - 監査
- ＞ **グローバル事業分野機能**（当グループが事業を行っているすべての地理的地域での事業の調整および開発に関する責任）：
 - 国際インフラストラクチャーおよびネットワーク
 - グローバル火力発電所
 - グローバル再生可能エネルギー
- ＞ **グローバル・サービス機能**（すべての情報技術および購買業務に関するグローバル・レベルでの責任）：
 - グローバル購買
 - グローバルICT

グループ内で、エネル・エスピーエーは、主に通常業務によるキャッシュフローと幅広い資金源の利用により、所要流動性を満たすと同時に、余剰流動性を適切に管理しています。

エネル・エスピーエーは親会社として、2016年12月31日に終了した事業年度における連結財務諸表を作成しており、これは、金融仲介に関する包括法（1998年2月24日付の政令第58号）の154条の3第1項に準拠して作成された本年次報告書の不可欠な要素となっている。

2017年3月16日の取締役会において、2016年12月31日時点の当該財務諸表を公表することが承認された。
なお、これらの財務諸表はアーンスト・アンド・ヤング・エスピーエーによる法定監査を受けている。

表示基準

2016年12月31日に終了した事業年度における個別財務諸表は、規則1606/2002号により欧州連合によって公認され、同年末時点で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）、ならびに国際財務報告基準解釈指針委員会（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。

財務諸表は、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。

財務諸表は、損益計算書、包括利益計算書、財政状態計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、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／固定基準」で分類され、売却目的保有の処分グループに属する売却目的資産および関連負債が存在する場合、個別に計上されている。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財政状態計算書日後1年以内に実現損益化、売却または消費する意向の資産であり、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。

損益計算書は費用の性質に基づいて分類され、継続事業の純損益および非継続事業の純損益は別途計上されている。

キャッシュ・フロー計算書に関しては間接法が用いられている。非継続事業の営業、投資、金融活動に係るキャッシュ・フローが生じた場合には別途計上されている。

損益計算書、財政状態計算書およびキャッシュ・フロー計算書では、関連当事者取引を開示している。なお関連当事者の定義については、連結財務諸表の「会計方針および測定基準」の節に記載している。

連結財務諸表の個別項目の測定方針で規定されているとおり、EU版IFRSに準拠して公正価値で測定される項目を除き、財務諸表は継続企業を前提として、原価法により作成されている。

財務諸表は、エネル・エスピーエーの機能通貨であるユーロ建てで表示されている。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。

財務諸表では、前年度との比較情報が表示されている。

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、適用される場合には、連結財務諸表の作成にあたって採用されたものと同じ内容であり、より詳細な情報については、（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に関する項目を除き）これを参照することを推奨する。

子会社とは、エネル・エスピーエーの支配下にあるすべての事業体である。当社が投資先を支配するのは、投資先への関与により生じる変動リターンに対するエクスポージャーまたは権利を有し、かつ、投資先に対するパワーを通じて当該リターンに影響を及ぼす能力を有している場合である。パワーとは、実際の権利が存在することにより、投資先となる事業体の重要な活動に関して指図する実際の能力を有することと定義される。

関連会社は、エネル・エスピーエーが重大な影響力を有する企業で構成される。重大な影響力とは、投資対象の財務方針および営業方針の決定を左右するパワーであるが、これら事業体そのものに対する支配または共同支配を行う権限ではない。

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、同ベンチャー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、取り決めに関する支配権の共有を意味し、重要な活動に関する決定において、共同支配権を持つすべての当事者の全会一致の同意が必要とされ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、取得原価で測定される。取得原価は、減損損失の発生に応じて調整される。減損損失認識の原因が消滅した際には、減損損失に係る調整額は戻入処理される。ただし、戻入れた結果の値が取得原価を上回ることはいできない。

当社が被る損失額が投資の帳簿価額を超過している場合、ならびに当社が被投資会社の法的債務または推定債務を履行する義務がある場合、あるいは被投資会社の損失を補填すべき場合には、損失額のうち帳簿価額を超過する分が、リスクおよび費用に対する引当金として負債認識される。

共同支配下にある事業体への投資を、経済的実体を伴うことなく処分する場合には、受取対価と帳簿価額の差額が株主持分で認識される。

株式投資による配当金は、配当金を受け取る株主の権利が確立した時点で損益として認識される。

第三者への未払配当金および未払期中配当金は、それぞれ株主総会および取締役会の承認日に、株主持分の変動として認識される。

注記3 近年公表された会計基準

近年公表された会計基準に関する情報は、連結財務諸表の注記の該当する節を参照のこと。

損益計算書に関する情報

収益

注記4.a 販売およびサービスからの収益 - 197百万ユーロ

「販売およびサービスからの収益」の詳細は以下のとおりである。

百万ユーロ	2016年	2015年	変動
サービス			
グループ会社	197	237	(40)
グループ外会社	-	-	-
販売およびサービスからの収益合計	197	237	(40)

「サービスからの収益」は197百万ユーロで、これは基本的に、管理・調整業務の一環として当社が子会社に提供したサービス、および、これらの子会社に関して当社で発生した雑費の再請求に関するものである。同収益は、前年度から40百万ユーロ減少した。主な原因は、コミュニケーション活動の一部を持ち株会社から各国に移行したグループの新たな組織構造を反映し、コミュニケーション活動による収益が69百万ユーロ減となったことである。この要因は、海外子会社との活動が増加した結果、管理手数料や技術手数料による収益が30百万ユーロ増加したことで、一部相殺された。

「販売およびサービスからの収益」の地域別の内訳は、次のとおりである。。

- > イタリア国内が129百万ユーロ（2015年度は179百万ユーロ）
- > 欧州連合市場内が46百万ユーロ（2015年度は30百万ユーロ）
- > 欧州連合市場外が13百万ユーロ（2015年度は8百万ユーロ）
- > その他諸国が9百万ユーロ（2015年度は20百万ユーロ）

注記4.b その他の収益および利益 - 10百万ユーロ

2016年度の「その他の収益および利益」は10百万ユーロとなった。2016年度および前年度とも、主に出向社員に関連するものとなり、前年度比2百万ユーロの増加（2015年度は8百万ユーロ）となった。

営業費用

注記5.a 消耗品費 - 1百万ユーロ

「消耗品」の購入は、前年比変わらずの1百万ユーロとなった。グループ外の供給業者からの様々な種類の消耗品の購入によって構成されている。

注記5.b サービス、リースおよび賃借料 - 152百万ユーロ

「サービス、リースおよび賃借料」に係る費用は以下のとおりである。

百万ユーロ	2016年	2015年	変動
サービス	135	182	(47)
リースおよび賃借料	17	17	-
サービス費用、リースおよび賃借料合計	152	199	(47)

「サービス」の費用合計135百万ユーロは、第三者から提供されたサービスに係る費用73百万ユーロ（2015年度は124百万ユーロ）、および、グループ会社から提供されたサービスに係る費用合計62百万ユーロ（2015年度は57百万ユーロ）に関連している。より具体的には、第三者により提供されたサービス費用の減少（51百万ユーロ）は主に、当グループが採用した新たな組織構造の結果、コミュニケーション活動の一部が持株会社から各国に移管されたために、広告、コミュニケーション、キャンペーン印刷物（37百万ユーロ）およびイベント運営費用が減少したことが要因となっている。

グループ会社により提供されたサービス費用は4百万ユーロ増加した。エネル・イタリア・エスアールエルにより提供されたITサービスおよび研修に関連して発生した費用の増加が主な要因となった。

「リースおよび賃借料」にかかる費用は、主として子会社のエネル・セツヴィツィ・エスアールエルからのリース借入れ資産の費用によって構成され、前年度と基本的に変わっていない。

注記5.c 人件費 - 166百万ユーロ

人件費の詳細は以下のとおりである。

百万ユーロ	注記	2016年	2015年	変動
賃金および給与		108	97	11
社会保険費		35	30	5
退職給付	24	7	(4)	11
その他の長期給付金	24	14	11	3
その他費用およびその他のインセンティブ制度	25	2	42	(40)
合計		166	176	(10)

「人件費」にかかる費用は、2015年度比10百万ユーロ減の166百万ユーロとなった。これは基本的に、新たな早期退職制に申し込んだ社員が少なかったためで（36百万ユーロ）、「その他の費用およびその他のインセンティブ制度」が40百万ユーロ減少した結果である。この減少分は、電力割引（10百万ユーロ）の規定廃止により2015年に影響を与えた「退職給付」に関する費用の11百万ユーロ増、および主に職員数の拡大による賃金および給与、関連する社会保険費の16百万ユーロ増により一部相殺された。

「退職給付」には、確定給付制度および確定拠出年金制度に係る費用も含まれる。より詳細に述べると、確定拠出制度の2016年度の費用は、職員数の拡大の結果として2015年比1百万ユーロ増加し、6百万ユーロとなった。

次の表は、職階別平均従業員数の前年比および2016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	
	2016年	2015年	変動	2016年12月31日
シニア・マネージャー	256	212	44	253
ミドル・マネージャー	580	549	31	579
事務職	335	337	(2)	338
合計	1,171	1,098	73	1,170

5.d 減価償却費、償却費および減損損失 - 448百万ユーロ

百万ユーロ	2016年	2015年	変動
減価償却費	4	3	1
償却費	12	9	3
減損損失	474	315	159
減損損失の戻入	42	-	42
合計	448	327	121

「減価償却費、償却費および減損損失」は、前年比121百万ユーロ増加し、448百万ユーロ（2015年度は327百万ユーロ）となった。具体的には、償却費および減価償却費が合計16百万ユーロとなり、このうち4百万ユーロは有形固定資産に関連するもので、12百万ユーロは無形固定資産に関連するものだった。これらは2015年で全体的に4百万ユーロ増加した。これは主に、2015年下半期の資産投資およびサービス参入の結果、工業特許および知的財産権の平均在庫が増加したことを反映したものだだった。

2016年は、「減損損失」が474百万ユーロとなったが、スロベンスケ・エレクトラルネの持分売却による価格調整の結果、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーの持分に評価損が発生したことは原因となった。2015年は、減損損失は315百万ユーロであったが、これは、エネル・トレード・エスピーエー（250百万ユーロ）とエネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー（65百万ユーロ）への投資で認識された減損を反映したものだだった。

本年度、「減損損失の戻入」は42百万ユーロとなったが、エネル・トレード・エスピーエーの持分評価額がプラス調整されたことのみが要因となった。プラス調整は基本的に、2015年度と比較し、特に本年度最終月において、商品市場に関するエネルギー関連の見通しが改善されたことを反映している。

これらの損失および戻入の決定に当たって採用した基準については、以下の注記13を参照。

注記5.e その他の営業費用 - 17百万ユーロ

「その他の営業費用」は、前年比7百万ユーロ減の17百万ユーロとなった。これは主に、2016年度に支払った組合費が4百万ユーロ減少したこと、および社内、社外の弁護士による助言に基づいて計上した訴訟引当金に関連し前年までの推定ポジションを新たに見直し、2百万ユーロの純戻入が生じたことによる。

営業利益は、前年比95百万ユーロ減のマイナス577百万ユーロとなった。基本的には、2016年度の株式投資における減損損失（159百万ユーロ）の増加と、2016年度の人件費ならびにレンタルおよび賃借料の減少（57百万ユーロ）の2つが影響している。

注記6 株式投資からの収益 - 2,882百万ユーロ

2,882百万ユーロとなった株式投資からの収益は、全額が2016年に回収されており、子会社、関連会社、およびその他事業体の株主総会により承認された配当（2,532百万ユーロ）、ならびにエネル・イベロアメリカ・エスエルによる2016年9月の特別配当（350百万ユーロ）に関連している。

百万ユーロ

	2016年	2015年	変動
子会社および関連会社からの配当金	2,876	2,023	853
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	304	-	304
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	1,610	1,245	365
エネル・ファクター・エスピーエー	3	-	3
エネル・イタリア・エスアールエル	-	9	(9)
エネル・エネルギア・エスピーエー	358	159	199
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50	109	(59)
エネル・イベロアメリカ・エスエル	550	500	50
セシ・エスピーエー	1	1	-
その他の会社からの配当金	6	1	5
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー	6	1	5
合計	2,882	2,024	858

注記7 デリバティブから生じた純金融収益 / (費用) - (340)百万ユーロ

この項目の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2016年	2015年	変動
デリバティブから生じた収益			
- グループ会社のための取引：	2,515	2,813	(298)
損益を通じて公正価値評価されるデリバティブから生じた収益	2,515	2,813	(298)
- エネル・エスピーエーの取引：	272	545	(273)
公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	32	33	(1)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	158	435	(277)
損益を通じて公正価値評価されるデリバティブから生じた収益	82	77	5
デリバティブから生じた総収入	2,787	3,358	(571)
デリバティブの費用			
- グループ会社のための取引：	2,520	2,824	(304)
損益を通じて公正価値評価されるデリバティブに関する費用	2,520	2,824	(304)
- エネル・エスピーエーの取引：	607	200	407
公正価値ヘッジ・デリバティブに関する費用	27	27	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する費用	497	102	395
損益を通じて公正価値評価されるデリバティブに関する費用	83	71	12
デリバティブから生じた総費用	3,127	3,024	103
デリバティブから生じた純金融収益 (費用) 合計	(340)	334	(674)

デリバティブから生じた純費用は340百万ユーロで（2015年度は334百万ユーロの純収益）、これは基本的にエネル・エスピーエーによるデリバティブ取引から生じた純費用を反映している。

2015年度中の674百万ユーロのマイナスは、公正価値ヘッジ・デリバティブに関する純費用が増加（672百万ユーロ）したためであり、これらはすべて、エネル・エスピーエーのための金利および為替デリバティブによるものである。

デリバティブに関するより詳細な情報については、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」の節を参照のこと。

注記8 その他の純金融収益 / (費用) - (423)百万ユーロ

この項目の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2016年	2015年	変動
その他の金融収益			
利息収益			
長期金融資産にかかる受取利息	4	5	(1)
短期金融資産にかかる受取利息	42	65	(23)
合計	46	70	(24)
正の為替差損益	398	5	393
公正価値ヘッジの利益 - ヘッジ調整後	8	4	4
その他の金融収益	104	98	6
その他の金融収益合計	556	177	379
その他の金融費用			
利息費用			
銀行借入の支払利息	32	25	7
社債の利息	840	930	(90)
その他の借入の支払利息	54	1	53
合計	926	956	(30)
負の為替差損益	44	279	(235)
退職給付およびその他従業員給付に関連した支払利息	6	6	-
その他の金融費用	3	2	1
その他の金融費用合計	979	1,243	(264)
その他の純金融収益 (費用) 合計	(423)	(1,066)	643

その他の純金融費用は423百万ユーロとなったが、これは主に借入金（926百万ユーロ）にかかる利息費用を反映したもので、為替差益398百万ユーロ、およびグループ会社のために与えられた保証にかかるその他の金融収益94百万ユーロにより一部相殺された。2015年度からの純金融費用の643百万ユーロの減少は、主に為替差益393百万ユーロの増加と為替差損235百万ユーロの減少の両方の影響を受けたものである。これらはともに、外貨建てのヘッジ付きローンに関するもので、米ドルと英ポンドに対するユーロの値上がりが影響した。

注記9 法人税等 - (178)百万ユーロ

百万ユーロ	2016年	2015年	変動
当期法人税	(184)	(197)	13
繰延税金収益	6	(2)	8
繰延税金費用	-	(2)	2
合計	(178)	(201)	23

2016年度の法人税等については、178百万ユーロの貸方ポジションがあった。これは主に、子会社から受け取った配当金の95%が益金不算入となったために、税引前当期純利益と比較して法人税上の課税標準が減少したこと、および、法人税法（統合税法第96条）に従って、当グループの連結納税制度に関わるエネル・エスピーエーの利息費用が損金算入されたことによる。

前年度比23百万ユーロの減少は（前年度は201百万ユーロの貸方ポジション）、主に経常外項目が要因となった。

以下の表は、理論上の税率と実効税率との調整表である。

百万ユーロ	2016年	%率	2015年	%率
税引前利益	1,542		810	
理論上の法人税（27.5%）	424	27.5%	223	27.5%
税金減算額：				
- 株式投資の配当金	(753)	-48.8%	(529)	-65.3%
- 過年度評価減	(13)	-0.8%	(10)	-1.2%
- その他	(7)	-0.5%	(11)	-1.4%
税金増加額：				
- 当期評価損（戻入）	119	7.7%	86	10.6%
- 引当金の繰入	7	0.5%	17	2.1%
- 過年度費用	3	0.2%	2	0.2%
- その他	25	1.6%	32	4.0%
当期法人税等合計（法人税）	(195)	-12.6%	(190)	-23.5%
地方税	-	-	-	-
過年度法人税見積りとの差額	11	0.7%	(7)	-0.9%
繰延税額合計	6	0.4%	(4)	-0.5%
- うち税率変更の影響	1		7	
- うち当期変動額	5		(11)	
法人税等合計	(178)	-11.5%	(201)	-24.8%

財政状態計算書に関する情報

資産

注記10 有形固定資産 - 9百万ユーロ

2015年度および2016年度の有形固定資産の変動は、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	建物付属 設備	合計
取得原価	1	3	3	5	19	33	64
減価償却累計額	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(28)	(56)
2014年12月31日現在残高	1	1	-	-	1	5	8
資本的支出	-	-	-	-	-	2	2
減価償却費	-	-	-	-	-	(3)	(3)
変動額合計	-	-	-	-	-	(1)	(1)
取得原価	1	3	3	5	19	35	66
減価償却累計額	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(31)	(59)
2015年12月31日現在残高	1	1	-	-	1	4	7
資本的支出	-	-	-	-	1	5	6
減価償却費	-	-	-	-	(1)	(3)	(4)
変動額合計	-	-	-	-	-	2	2
取得原価	1	3	3	5	20	40	72
減価償却累計額	-	(2)	(3)	(5)	(19)	(34)	(63)
2016年12月31日現在残高	1	1	-	-	1	6	9

「有形固定資産」は、前年比2百万ユーロ増加し合計9百万ユーロとなった。これは基本的には、当年度中の資本的支出（6百万ユーロ）が減価償却費（4百万ユーロ）を上回った差額に帰し得る。「建物付属設備」は主に、エネル・エスピーエー本社のいくつかの建物の修繕および建直しである。

注記11 無形固定資産 - 18百万ユーロ

「無形固定資産」はすべて耐用年数が確定しており、その内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	工業特許 および知的財産権	開発中のその他の 無形固定資産	合計
2014年12月31日現在残高	10	1	11
資本的支出	-	13	13
資産の使用開始	13	(14)	(1)
償却費	(9)	-	(9)
変動額合計	4	(1)	3
2015年12月31日現在残高	14	-	14
資本的支出	9	7	16
資産の使用開始	-	-	-
償却費	(12)	-	(12)
変動額合計	(3)	7	4
2016年12月31日現在残高	11	7	18

「工業特許および知的財産権」は2016年12月31日現在11百万ユーロであり、主にソフトウェアの購入および関連するアップグレードの維持管理で発生した費用に関連している。償却費は、各項目の残存耐用年数（平均3年）にわたって定額法で計算される。

この項目の金額は前年度比3百万ユーロ減少した。基本的に、当年度中の償却費（12百万ユーロ）、およびその一部を相殺した年度中の投資額9百万ユーロに帰し得る。投資は基本的に、連結上のグローバルな報告、リスクおよび集中化されたファイナンスシステムを管理するためのソフトウェアに関連している。

「開発中のその他の無形固定資産」は2016年12月31日現在、合計7百万ユーロである。基本的にはエネルギー進化（E4E）プロジェクトであるが、これはグローバル事業分野ならびに総務、金融、管理およびグローバル調達の各部門を支援するため、プロセスおよびシステムの調和と統合を目指してグローバルレベルで着手したものである（3百万ユーロ）。他に、新PRIMOプロジェクト（1百万ユーロ）、および既存システム関連ソフトウェアの更新に関連するその他の計画がある。

注記12 繰延税金資産および負債 - 370百万ユーロおよび246百万ユーロ

一時差異の種類別の「繰延税金資産」および「繰延税金負債」の変動は、以下のとおりである。

百万ユーロ	2015年 12月31日 現在	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) 持分	その他の 変動額	2016年 12月31日 現在
繰延税金資産					
一時差異の性質：					
- リスクおよび費用に対する引当金と減損損失の計上	8	(1)	-	(1)	6
- デリバティブ	301	-	(2)	-	299
- 増資費用	-	-	2	-	2
- その他の項目	64	(5)	3	1	63
合計	373	(6)	3	-	370
繰延税金負債					
一時差異の性質：					
- 金融商品の測定	284	-	(45)	-	239
- その他の項目	7	-	-	-	7
合計	291	-	(45)	-	246
相殺考慮後繰延税金資産（法人税）	136				169
相殺考慮後繰延税金負債（地方税）	(54)				(45)

「繰延税金資産」合計は370百万ユーロ（2015年12月31日時点は373百万ユーロ）で、前年度と比較して3百万ユーロの減少となった。これは主として、リスクおよび減損損失に対する引当金、その他の項目に関連する繰延税金資産が損益に認識されて6百万ユーロ減少した一方、3百万ユーロの繰延税金資産が資本に認識されて増加したためである。増加のうち2百万ユーロは、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーをエネル・エスピーエーから非按分型一部分割により単独新設分割した結果2016年に当社に発生した取引費用に対する納税引当金である。これにより、親会社の資本が763百万ユーロ増加した。

「繰延税金負債」は前年比45百万ユーロ減少して246百万ユーロ（2015年12月31日現在、291百万ユーロ）となり、これは主としてキャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の公正価値測定に関する繰延税金に起因する。

繰延税金資産および負債の額は、24%の法人税率を適用して算定した。繰延税金負債のみに、州地方税の（地方の上乗せ税を考慮に入れた）5.57%の税率が含まれている。繰延税金資産の金額は州事業税を適用せずに算定された。今後、将来減算一時差異を戻し入れるに十分な州事業税課税所得を稼得する見込みがないためである。

[前へ](#) [次へ](#)

注記13 株式投資 - 42,793百万ユーロ

次の表は、保有する子会社、関連会社、およびその他の会社への投資一覧、投資ごとの期中変動、ならびに対応する期首および期末の価値を示したものである。

百万ユーロ	取得原価	(評価減)/ 戻入	その他の変動- IFRIC第11号	帳簿価額	持分比率	資本拠出 および	取得/(処分)	設立/拠出	評価 調整額	組替	残高	取得原価	(評価減)/	その他の変動- IFRIC第11号	帳簿価額	持分比率	
			およびIFRS第2号 に準拠			損失補てん	((決済)	(+/-)/合併 (+/-)/合併 (分離)(+/-)					戻入	およびIFRS第2号 に準拠			
2015年12月31日						2016年の変動						2016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	4,892	(512)	4	4,384	100.0	-	-	-	(474)	-	(474)	4,892	(986)	4	3,910	100.0	
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	86	(84)	1	3	100.0	-	-	-	-	-	-	86	(84)	1	3	100.0	
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	4,054	-	2	4,056	100.0	-	-	-	-	-	-	4,054	-	2	4,056	100.0	
エネル・セルヴィツィオ・エレットリコ・エスピーエー	110	-	-	110	100.0	-	-	-	-	-	-	110	-	-	110	100.0	
エネル・トレード・エスピーエー	1,401	(250)	1	1,152	100.0	-	-	-	42	-	42	1,401	(208)	1	1,194	100.0	
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	3,640	-	2	3,642	68.3	-	3,881	(983)	-	-	2,898	6,538	-	2	6,540	100.0	
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	8,498	(4,473)	-	4,025	100.0	-	-	-	-	-	-	8,498	(4,473)	-	4,025	100.0	
エネル・パワー・エスピーエー	189	(159)	-	30	100.0	-	-	-	-	-	-	189	(159)	-	30	100.0	
オーベン・ファイバー・エスピーエー	5	-	-	5	100.0	360	-	-	-	(365)	(5)	-	-	-	-	-	
エネル・エネルジア・エスピーエー	1,321	(8)	-	1,313	100.0	-	-	-	-	-	-	1,321	(8)	-	1,313	100.0	
エネル・イペロアメリカ・エスエル	18,300	-	-	18,300	100.0	-	-	-	-	-	-	18,300	-	-	18,300	100.0	
エネル・ファクター・エスピーエー	18	-	-	18	100.0	-	-	-	-	-	-	18	-	-	18	100.0	
エネル・ソール・エスアールエル	5	-	-	5	100.0	-	-	-	-	-	-	5	-	-	5	100.0	
エネル・イタリア・エスアールエル	525	(41)	3	487	100.0	-	-	-	-	-	-	525	(41)	3	487	100.0	
エネル・ニューハイドロ・エスアールエル	70	(54)	-	16	100.0	-	-	-	-	-	-	70	(54)	-	16	100.0	
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	1,414	-	-	1,414	100.0	-	-	983	-	-	983	2,397	-	-	2,397	100.0	
合計	44,528	(5,581)	13	38,960		360	3,881	-	(432)	(365)	3,444	48,404	(6,013)	13	42,404		
B) 合併会社																	
オーベン・ファイバー・エスピーエー	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	365	365	-	-	365	50.0	
合計	-	-	-	-		-	-	-	-	365	365	365	-	-	365		
C) 関連会社																	
セシ・エスピーエー	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7	
合計	23	-	-	23		-	-	-	-	-	-	23	-	-	23		
D) その他の会社																	
エルコガス・エスエー	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4.3	
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー	1	-	-	1	10.0	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	10.0	
アイドロシリア・エスピーエー	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0	
合計	6	(5)	-	1		-	-	-	-	-	-	6	(5)	-	1		
合計	44,557	(5,586)	13	38,984		360	3,881	-	(432)	-	3,809	48,798	(6,018)	13	42,793		

[前へ](#)
[次へ](#)

下表は2016年の株式投資変動を表している。

百万ユーロ	
増加	
エネル・エスピーエーからの一部分割によるエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（以下「EGP SpA（イージーピー・エスピーエー）」という。）の非按分型単独新設分割 - EGP SpAの非支配株主の保有する持分（31.7%）の買収	3,881
エネル・エスピーエーからの一部分割によるエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの非按分型単独新設分割 - エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィーの全持分の譲渡	5,475
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィーの資産および負債についてのエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィへの分離	983
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィーのエネル・グリーン・パワー・エスピーエーへの国際合併	4,492
オーベン・ファイバー・エスピーエー（旧エネル・オーベン・ファイバー・エスピーエー）の資本再編	120
オーベン・ファイバー・エスピーエーへの資本拠出	236
オーベン・ファイバー・エスピーエーの持分に関わる取引費用の資産計上	4
オーベン・ファイバーの持分の「子会社」から「合併会社」への組替	365
エネル・トレード・エスピーエーへの株式投資の戻入	42
合計	15,598
減少	
エネル・エスピーエーからの一部分割によるエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの非按分型単独新設分割 - エネル・グリーン・パワー・エスピーエーの持分価値の減少	(5,475)
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィーの資産および負債についてのエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィへの分離	(983)
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィーのエネル・グリーン・パワー・エスピーエーへの国際合併	(4,492)
オーベン・ファイバーの持分の「子会社」から「合併会社」への組替	(365)
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーへの株式投資の評価減	(474)
合計	(11,789)
純変動	3,809

子会社、関連会社およびその他の法人への投資価値は、2016年に以下の要因により3,809百万ユーロ増加した。

- > 最終日である2016年3月31日以降有効となったエネル・エスピーエーからの一部分割によるエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの非按分型単独新設分割。以下を含む。
 - 非支配持分が保有するエネル・グリーン・パワー・エスピーエー株式のエネル・エスピーエーによる取得。取引の結果、エネル・エスピーエーがエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの単独株主となった。
 - オランダに登録したエネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィーの100%持分についてのエネル・エスピーエーへの譲渡、およびそれに伴い合併文書の規定どおりに行われたイタリア国内外の資産再配分に基づくエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの持分価値調整。
- > 2016年10月に行われた、エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィーの資産および負債、純価値983百万ユーロのエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィへの分離。

- > エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィのエネル・グリーン・パワー・エスピーエーへの国際合併が2016年10月に行われ、それに伴い、後者が合併会社の資産、負債、権利および義務を包括承継により取得。また、合併によりエネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィは清算を経ずに消滅した。
- > 120百万ユーロの関係会社間流動勘定決済により、子会社エネル・オープン・ファイバー・エスピーエー（2016年12月1日以降オープン・ファイバー・エスピーエーに改称）の2016年7月7日付けで増資した。続いて、エネル・エスピーエー、エネル・オープン・ファイバー・エスピーエー、シーディーピー・エクイティ・エスピーエー、エフエスアイ・インベスティメンティ・エスピーエー、エフトゥーアイ・フォンディ・イタリアニ・ペール・ル・インフラストゥルトゥーレ・エスジーアール・エスピーエーおよびメトロウェブ・イタリア・エスピーエーが2016年10月10日に締結した投資契約の枠組みが定めたとおり、シーディーピー・エクイティ・エスピーエーに対する増資125百万ユーロが2016年12月に引き当てられた。エネル・エスピーエーおよびシーディーピー・エクイティ・エスピーエーによるオープン・ファイバー・エスピーエーに対する等分の投資を可能にすること、またメトロウェブ・イタリア・エスピーエーの資本金全額を取得するために必要な財源をオープン・ファイバー・エスピーエーに供与することを目的として、12月に、エネル・エスピーエーが236百万ユーロの資本拠出を負担した。2016年12月20日、オープン・ファイバー・エスピーエーは、メトロウェブ・イタリア・エスピーエーの資本金全額について、エフトゥーアイ・フォンディ・イタリアニ・ペール・ル・インフラストゥルトゥーレ・エスジーアール・エスピーエーおよびエフエスアイ・インベスティメンティ・エスピーエーから約714百万ユーロでの取得を完了した。同日以降、エネル・エスピーエーおよびシーディーピー・エクイティ・エスピーエーがオープン・ファイバー・エスピーエーについて等分の持分を有する。従って、エネル・エスピーエーの勘定に認識された持分の価値（取引費用4百万ユーロを含む。）を合併会社に組み替えた。
- > エネルギー商品の見通しが2015年と比較して改善することを考慮した、エネル・トレード・エスピーエーへの持分価値42百万ユーロを戻入。
- > スロベンスケ電源の売却に関する価格調整を反映した、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーへの持分価値474百万ユーロの評価減。評価減については、残存価値が投資先の持分簿価を上回った場合でも全額回収可能であるとディスカウント・キャッシュ・フロー・モデルで確認した上で算出した。

下表は、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーの減損およびエネル・トレード・エスピーエーの減損戻入れの判定に使用された主な前提の報告である。

	取得原価	成長率 (1)	割引率： 税引前加重平均資本コスト (2)	キャッシュ・フローの明示的期間	継続価値 (3)	取得原価	成長率 (1)	割引率： 税引前加重平均資本コスト (2)	キャッシュ・フローの明示的期間	継続価値 (3)
百万ユーロ										
	2016年12月31日現在					2015年12月31日現在				
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	4,384	0.65%	9.65%	5年	永久年金計算	-	-	-	-	-
エネル・トレード・エスピーエー	1,152	1.70%	9.62%	5年	永久年金計算	1,402	1.90%	9.37%	5年	永久年金計算

- (1) 明示期間後のキャッシュ・フローの恒久的成長率。
- (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) 継続価値は、永久年金計算または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年金計算に基づいて見積もられた。

減損テストを通じて認識された株式投資の回収可能額は、割引キャッシュ・フロー・モデルを使用してその使用価値を見積もることを通じてそれぞれの株式価値を計算する方法により推定された。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。

投資の帳簿価額との比較の目的で、将来キャッシュ・フローの見積りによってもたらされた企業価値は、被投資企業の正味財政状態を控除することによって株式価値に転換された。

キャッシュ・フローは、見積時点で入手可能であった最良の情報および明示的期間については親会社取締役会が承認した、5年間（2017～2021年度）の事業計画（販売量、収益、営業費用、資本的支出、産業上および商業上の組織、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）ならびに商品価格の展開に関する予測が含まれている。）から引用した情報に基づき算定した。減損テストにおいて考慮したキャッシュ・フローの明示的期間は5年間であった。

恒久的成長または一定の年額として継続価値が計算された。

イタリア子会社に対するエネル・エスピーエーの投資の株式は、モンテ・デイ・パスチ・ディ・シエナが保管している。

下表は、2016年12月31日現在の子会社、関連会社およびその他の会社の資本金および株主持分の報告の記載である。

	登録事務所	通貨	資本金 (ユーロ)	株主持分 (百万 ユーロ)	前年度 (損)/益 (百万 ユーロ)	% 持分 比率	帳簿価額 (百万 ユーロ)
A) 子会社							
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	ローマ	ユーロ	1,800,000,000	3,838	(379)	100.0	3,910
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	ローマ	ユーロ	30,000,000	21	(8)	100.0	3
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	ローマ	ユーロ	2,600,000,000	4,568	1,451	100.0	4,056
エネル・セルヴィツィオ・エレットリコ・エスピーエー	ローマ	ユーロ	10,000,000	190	124	100.0	110
エネル・トレード・エスピーエー	ローマ	ユーロ	90,885,000	658	(104)	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	6,610	50	100.0	6,540
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ ⁽¹⁾	アムステルダム	ユーロ	1,593,050,000	4,710	284	100.0	4,025
エネル・パワー・エスピーエー	ミラノ	ユーロ	2,000,000	30	-	100.0	30
エネル・エネルギア・エスピーエー	ローマ	ユーロ	302,039	1,759	680	100.0	1,313
エネル・イペロアメリカ・エスエル	マドリッド	ユーロ	500,000,000	20,584	1,104	100.0	18,300
エネル・ファクター・エスピーエー	ローマ	ユーロ	12,500,000	53	4	100.0	18
エネル・ソール・エスアールエル	ローマ	ユーロ	4,600,000	78	15	100.0	5
エネル・イタリア・エスアールエル	ローマ	ユーロ	50,000,000	408	23	100.0	487
エネル・ニューハイドロ・エスアールエル	ローマ	ユーロ	1,000,000	20	1	100.0	16
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	アムステルダム	ユーロ	1,478,810,370	2,006	45	100.0	2,397
B) 合併会社							
オーベン・ファイバー・エスピーエー	ミラノ	ユーロ	250,000,000	713	(7)	50.0	365
C) 関連会社							
セシ・エスピーエー ⁽²⁾	ミラノ	ユーロ	8,550,000	101	9	42.7	23
D) その他の会社							
エルコガス・エスエー ⁽²⁾	ブエルトリャノ	ユーロ	809,690	(105)	(26)	4.3	-
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー ⁽²⁾	ミラノ	ユーロ	4,264,000	72	63	10.0	1
アイドロシリア・エスピーエー ⁽²⁾	ミラノ	ユーロ	22,520,000	46	3	1.0	-

(1) 株主持分および期間損益の値は、当グループの値。

(2) 資本金、株主持分、および純利益の値は、2015年12月31日現在の財務諸表の値を指している。

エネル・イタリア・エスアールエル、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ、ならびにエネル・トレード・エスピーエーおよびエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーへの株式投資の帳簿価額は、個々には2016年12月31日現在のそれぞれの株主持分価値を上回っているが、回収可能と考えられる。こうした状況は、帳簿価額と株主持分の一時的なミスマッチであり、当該投資の減損損失を示しているとは考えていない。より具体的には、以下のとおりである。

- エネル・イタリア・エスアールエルについては、純数理計算上の損失の認識およびそれに伴うこれらの会社の株主持分への影響を含む「IAS第19号「従業員給付」の遡及的適用が2013年になされたことが要因だった。かかる損失は性質上金銭的なものではないため、子会社にとっては現金支出がないまま、将来年度において回収されることになる。
- エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィについては、いくつかの貸借対照表計上項目の公正価値が減少し、それが株主持分に反映されたことが主な要因だった。

2016年12月31日現在の「その他の企業への株式投資」は、すべて非上場企業に関するもので、信頼性を持って公正価値を算定できなかったため、取得原価で測定された。

エルコガスへの投資は2014年度に消却されており、エネルが4.3%所有する同社は2015年1月1日から清算手続き中である。2014年に供与した6百万ユーロの利益協調融資についても、累積損失を考慮して評価減とした。

百万ユーロ

	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在
取得原価で測定された非上場企業への株式投資	1	1
エルコガス・エスエー	-	-
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー	1	1
アイドロシリア・エスピーエー	-	-

注記14 デリバティブ - 2,469百万ユーロ、480百万ユーロ、3,082 百万ユーロ、556百万ユーロ

百万ユーロ

	非流動		流動	
	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在
デリバティブ金融資産	2,469	2,591	480	299
デリバティブ金融負債	3,082	2,717	556	367

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15 その他の非流動金融資産 - 53百万ユーロ

合計額の内訳は下記のとおりである。

百万ユーロ				
	注記	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
前払金融費用		21	30	(9)
負債に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	32	77	(45)
合計		53	107	(54)

「前払金融費用」は、基本的に2010年4月19日にエネル、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クの間で合意された10十億ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティ、ならびに、2013年2月8日に締結された先日付スタートの融資契約、およびその後2015年2月12日の当該契約の9.4十億ユーロの再交渉に関連する取引費用の残存分に従って計上されている。この再交渉には融資契約の費用の全般的引下げが含まれ、契約期間も2020年まで延長された。当項目では、関連費用の種類およびクレジット枠の満期により、それらの費用の長期部分および損益を通じた戻し入れ分が表されている。

15.1 負債に含まれるその他の非流動金融資産 - 32百万ユーロ

百万ユーロ				
	注記	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
金融債権				
子会社に対する債権	31.1.1	27	72	(45)
その他の金融債権		5	5	-
合計		32	77	(45)

27百万ユーロとなった「子会社に対する債権」は、グループ会社が分担している金融負債に関する債権である。契約条件では、関連する金融費用および金利リスク・ヘッジ取引で発生した収益と費用の再請求、ならびに各借入金の満期時の元本返済が定められている。2016年12月31日、子会社エネル・イタリア・エスアールエルが他の対象グループ会社（エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー、イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー、エネル・ソール・エスアールエル）に関する元本であるとした債権全てが、同日に全額返済された。

2015年12月31日までの45百万ユーロの減少は、元本返済に伴う債権金額の減少、およびエネル・イタリア・エスアールエルの債権のうち12カ月以内に期限が到来する部分のその他の流動金融資産への振替に帰し得る。

注記16 その他の非流動資産 - 188百万ユーロ

この項目の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
未収税金	34	244	(210)
補足的な年金制度の債務引受に関する子会社への債権	154	162	(8)
その他の長期債権	-	3	(3)
合計	188	409	(221)

「未収税金」は税額控除に関するもので、エネル・エスピーエーにより提出された2003年度の個別分および2004年から2011年の個別分と連結分の過払い還付請求に関するものである。還付請求理由は、法人税上の課税所得計算時に、地方税が一部控除されなかったためである。この項目は前年比210百万ユーロ減少した。2004～2010年の債権のほぼ全額（元本と金利で229百万ユーロ）還付、および、2016年12月31日時点で更新した、歳入庁からの還付に伴う残存債権の増加分が要因である。

154百万ユーロの「補足的な年金制度の債務引受に関する子会社への債権」とは、補足的な年金制度のグループ会社負担分の引受に関する債権である。その契約条件では、関連するグループ会社が親会社の確定給付債務の消滅による費用を弁済すると定められており、それらは「従業員給付」で認識される。

現在の仮定を用いて行われた数理計算上の予測に基づき、「補足的な年金制度の債務引受に関する子会社への債権」のうち、期限までに5年超の分は、90百万ユーロ（2015年12月31日現在は100百万ユーロ）となった。

2016年12月31日現在の「その他の長期債権」は0百万ユーロで、保有していたスヴィルッポ・ヌクレアーレ・イタリア・エスアールエルにおける持分を2011年に売却した件に関するエネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエーに対する債権回収により3百万ユーロ減少した。

注記17 売掛金 - 255百万ユーロ

この項目の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
売掛金：			
- 子会社に対する債権	229	276	(47)
- グループ外顧客に対する債権	26	7	19
合計	255	283	(28)

合計255百万ユーロの売掛金は子会社（229百万ユーロ）およびグループ外顧客（26百万ユーロ）に対する債権から構成されている。

「子会社に対する売掛金」は、主に、グループ会社に代わってエネル・エスピーエーが実施した管理・提携サービスおよびその他の活動に関するものである。2015年12月31日までの減少額47百万ユーロは、コミュニケーション活動の一部を持株会社から各国に移管した当グループの新たな組織構造、およびそれらサービスに関連した収益展開の両方に関係する。

「グループ外顧客に対する売掛金」は、様々な種類のサービスに関係する。その合計額は26百万ユーロで、対2015年12月31日比で19百万ユーロ増加したが、これは多くの企業がグループを外れたことに帰し得る。

子会社に対する売掛金の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	変動
子会社			
エネル・イベロアメリカ・エスエル	2	1	1
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	16	23	(7)
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	34	44	(10)
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	16	17	(1)
エネル・アメリカス・エスエー	4	3	1
エンデサ・エスエー	-	(1)	1
エネル・セルヴィツィオ・エレクトリコ・エスピーエー	4	3	1
エネル・トレード・エスピーエー	4	5	(1)
エネル・エネルギア・エスピーエー	10	7	3
エネル・イタリア・エスアールエル	9	78	(69)
エネル・エスアイ・エスアールエル	-	1	(1)
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	1	1	-
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	17	18	(1)
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	36	19	17
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	20	3	17
エンデサ・エナルギア・エスエー	5	4	1
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	4	-
エネル・ブラジル・エスエー	13	15	(2)
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエーエー	5	2	3
エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー	5	2	3
スロベンスケ・エレクトラーレ・エーエス	-	16	(16)
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	5	1	4
その他	19	10	9
合計	229	276	(47)

売掛金の地域別内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
イタリア	96	181	(85)
欧州連合	103	56	47
欧州連合以外の欧州	6	22	(16)
その他	50	24	26
合計	255	283	(28)

注記18 未収還付法人税等 - 212百万ユーロ

2016年12月31日現在の未収還付法人税等は計212百万ユーロで、基本的には、2016年度の税金に関する当社の法人税控除（195百万ユーロ）および2015年度の連結法人所得税申告に関する未収入金（14百万ユーロ）に関するものである。

注記19 その他の流動金融資産 - 4,221百万ユーロ

この項目の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ				
	注記	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
純金融負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	3,912	3,052	860
その他種々の流動金融資産		309	351	(42)
合計		4,221	3,403	818

19.1 純金融負債に含まれるその他の流動金融資産 - 3,912百万ユーロ

百万ユーロ				
	注記	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
グループ会社に対する金融債権：				
- 短期金融債権（関係会社間流動勘定）	31.1.1	2,849	2,912	(63)
- 借入金の引受けに係る債権のうち1年以内返済予定分	31.1.1	45	46	(1)
その他に対する金融債権：				
- 長期金融債権のうち1年以内返済予定分		1	-	1
- その他の金融債権		5	8	(3)
- 店頭デリバティブ証拠金契約に関する担保金	31.1.1	1,012	86	926
合計		3,912	3,052	860

「純金融負債に含まれるその他の流動金融資産」は、2016年12月31日時点で3,912百万ユーロであったが、これは、「グループ会社に対する金融債権」（2,894百万ユーロ）および「その他に対する金融債権」（1,018百万ユーロ）である。

「グループ会社に対する金融債権」は、2015年12月31日と比較して64百万ユーロ減少した。その要因は、関係会社間流動勘定でのグループ会社に対する短期の金融債権の減少（63百万ユーロ）である。

「その他に対する金融債権」は924百万ユーロ増加した。主に、金利デリバティブと為替デリバティブの店頭取引相手に支払った現金担保の増加によるものである。

注記20 その他の流動資産 - 299百万ユーロ

2016年12月31日現在、この項目の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
未収税金	34	21	13
グループ会社に対するその他の債権	261	422	(161)
その他に対する債権	4	17	(13)
合計	299	460	(161)

「その他の流動資産」は2015年12月31日より161百万ユーロ減少した。

「未収税金」は34百万ユーロとなり、主な内訳はグループの未収付加価値税（27百万ユーロ）と前年度法人税に関するその他の未収金（7百万ユーロ）である。前年比13百万ユーロのこの増加の要因は基本的に、グループの未収付加価値税の増大である。

「グループ会社に対するその他の債権」は、連結納税制度適用対象のグループ会社に関連する法人所得税債権（208百万ユーロ）および、グループ付加価値税制度適用対象のグループ会社に関連する付加価値税債権（53百万ユーロ）である。前年比161百万ユーロの減少は、基本的に、連結課税制度に関連するグループ会社間の法人所得税債権の減少（104百万ユーロ）、およびグループ連結決算の付加価値税制度（57百万ユーロ）に帰し得る。

2016年12月31日時点の「その他に対する債権」金額は4百万ユーロとなり、主に前払費用額の減少（9百万ユーロ）を反映し、対前年比13百万ユーロ減少した。

注記21 現金および現金同等物 - 3,038百万ユーロ

現金および現金同等物の詳細は、次の表のとおりである。

百万ユーロ	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
銀行および郵便預金	3,038	5,925	(2,887)
手許現金および現金同等物	-	-	-
合計	3,038	5,925	(2,887)

現金および現金同等物は3,038百万ユーロとなり、2015年12月31日と比較して2,887百万ユーロ減少した。主な要因は、多数の社債の償還および買戻し、2016年5月26日のエネル・エスピーエー株主総会で承認された2015年度配当金の支払、および親会社が履行する資金集中管理機能に関連する通常業務の影響である。

負債

注記22 株主持分 - 26,916百万ユーロ

株主持分は26,916百万ユーロとなり、2015年12月31日より2,036百万ユーロ増加した。増加は、当期純利益（1,610百万ユーロ）、資本金および資本剰余金の増加（それぞれ764百万ユーロおよび2,204百万ユーロ）を伴う子会社エネル・グリーン・パワーのエネル・エスピーエーに対する比例配分によらない分割、2016年5月26日の株主総会で承認された1株0.16ユーロの2015年度配当金の分配（合計1,627百万ユーロ）、および2016年11月10日の取締役会で承認され2017年1月25日以降支払われた2016年度中間配当金（1株0.09ユーロで合計915百万ユーロ）に帰し得る。

資本金 - 10,167百万ユーロ

2016年12月31日現在のエネル・エスピーエーの資本金は、各額面1.00ユーロの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。これにより、エネル・エスピーエーの資本金は2015年12月31日現在の9,403,357,795ユーロと比較して763,322,151ユーロ増加した。2016年3月31日に実施された子会社エネル・グリーン・パワーのエネル・エスピーエーに対する比例配分によらない分割の結果である。

同日、株主登録、1998年2月24日付の政令第58号第120条に従い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、当社資本金の3%を超える株式を保有する株主は、23.585%を保有するイタリア経済財務省、およびブラックロック社（2016年11月30日現在、子会社を介して資産運用目的で5.049%を保有。）のみである。

その他の剰余金 - 11,410百万ユーロ

資本剰余金 - 7,496百万ユーロ

子会社エネル・グリーン・パワーのエネル・エスピーエーに対する比例配分によらない分割に伴い、資本剰余金は2,212百万ユーロ増加した。取引費用11百万ユーロの認識および関連する全体の税効果3百万ユーロにより、この一部は相殺された。その結果、2016年12月31日現在の準備金は7,496百万ユーロとなった。

法定準備金 - 2,034百万ユーロ

2016年5月26日の株主総会後の、純利益配分後の法定準備金は、イタリア民法第2430条第1項が明示するとおり、資本金の20.0%相当である。

法第292/1993に基づいた準備金 - 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時に実行された価値調整の残余部分を示す。

この準備金を分配する場合には、統一法人税法第47条に定義されている資本準備金の課税措置が適用される。

その他の諸準備金 - 68百万ユーロ

その他の剰余金には、資本助成金に係る準備金に関連する19百万ユーロが含まれている。これは、（大統領令第917/1986号第55条に準拠して）新規取組みに関する関連法適用時にイタリア政府機関および欧州連合（EU）機関から受け取った助成金の50%を示すもので、税金繰延べの便益（税効果）を利用するため、資本で認識される。またこれには、ストック・オプション準備金に関する29百万ユーロ、およびその他の剰余金に関する20百万ユーロも含まれている。

金融商品評価差額金 - (376百万) ユーロ

2016年12月31日現在、この項目は基本的に、キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブの評価差額金マイナス376 百万ユーロ（59百万ユーロの正の税効果考慮後）で構成されている。

正味従業員給付制度負債/（資産）の再測定による剰余金 - (27百万) ユーロ

2016年12月31日現在、従業員給付制度に係る剰余金は27百万ユーロ（6百万ユーロの正の税効果考慮後）である。

「IAS第19号- 従業員給付」の改訂版に基づきコリドー・アプローチが容認されなくなったため、この剰余金には資本に直接認識された数理計算上の損益がすべて含まれている。

以下の表は、2015年および2016年の金融商品評価差額金と確定給付制度負債/資産の測定による剰余金の変動の内訳を示している。

百万ユーロ	2015年 1月1日 現在				2015年 12月31日 現在				2016年 12月31日 現在
	利益 / （損失） 当期株主 資本 計上分	損益 計算書へ の組替分 総額	税効果		利益 / （損失） 当期株主 資本 計上分	損益 計算書へ の組替分 総額	税効果		
キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金	(332)	441	(334)	(52)	(277)	(479)	339	41	(376)
正味従業員給付制度負債/（資産）の再測定による剰余金	(10)	(5)	-	(1)	(16)	(15)	-	4	(27)
資本に直接認識された利益/（損失）	(342)	436	(334)	(53)	(293)	(494)	339	45	(403)

利益剰余金/(繰越欠損金) - 4,534百万ユーロ

2016年、本項目は769百万ユーロ減少するが、これは、資本剰余金の813百万ユーロを株主配当金の分配に使用すること、および2015年の当期純利益の一部、44百万ユーロを「利益剰余金」に計上することを定めた2016年5月26日の株主総会の決議に帰し得る。

当期純利益 - 805百万ユーロ

2016年の当期純利益は、1株0.09ユーロ（合計915百万ユーロ）の2016年度中間配当金の正味である805百万ユーロ。

次の表は、株主持分の分配可能額を示したものである。

百万ユーロ	2016年12月31日	用途	分配可能額
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	
- 法第292/1993に基づいた準備金	2,215	ABC	2,215
- 金融商品評価差額金	(376)		
- 資本助成金に係る準備金	19	ABC	19
- スtock・オプション準備金	29	ABC	29 ^{(1) (2)}
- 従業員給付制度負債の再測定による剰余金	(27)		
- その他	20	ABC	20
利益剰余金/(繰越欠損金)	4,534	ABC	4,534
合計	26,111		14,313
うち分配可能額			14,310

A: 資本増加目的

B: 損失補填目的

C: 株主への分配目的

(1) 失効オプションを示す。

(2) 親会社の子会社従業員に付与したものの権利が失効したオプションに関する3百万ユーロは、分配不能。

未償却の創業費、拡張費、研究開発費がなく、イタリア民法第2423条第4項からの逸脱もないため、イタリア民法第2426条第1(5)項によると、剰余金の分配に制限はない。

過去3年間に、「利益剰余金/(繰越欠損金)」として表示されている配当可能剰余金のうち1,659百万ユーロが、株主配当金の分配に使用されたことに注意する必要がある。

エネルの資本管理目標では、株主価値の創出、株主利益の保護、事業の継続の保証、ならびに費用対効果の良い外部財源へのアクセスを確保し、グループ事業の成長を十分に支えるに足る資本構成の維持に重点を置いている。

22.1 配当金

下表は、2015年度と2016年度における当社の支払配当金を表している。

	分配額 (百万ユーロ)	1株当たり純配当金 (ユーロ)
2015年度支払配当金		
2014年度の配当金	1,316	0.14
2015年度の間配当金	-	-
特別配当金	-	-
2015年度支払配当金合計	1,316	0.14
2016年度支払配当金		
2015年度の配当金	1,627	0.16
2016年度の間配当金(*)	-	-
特別配当金	-	-
2016年度支払配当金合計	1,627	0.16

(*) 2016年11月10日の取締役会で承認され2017年1月25日以降支払われた(1株0.09ユーロで合計915百万ユーロの2016年度中間配当金)。

1株0.18ユーロ、合計1,830百万ユーロの2016年度配当金(うち1株0.09ユーロ、合計915百万ユーロは、2017年1月25日以降中間配当金として支払済。)は、2017年5月4日に1回の招集に基づいて開催される株主総会で提案される予定である。本財務諸表は、2016年11月10日の取締役会で承認され2017年1月25日以降支払われた2016年度中間配当金に係る株主に対する負債を除き、この2016年度株主配当金分配の影響を反映していない。

22.2 資本管理

当社の資本管理の目的は、事業継続のための予防手段、出資者のための価値の創造、そしてグループの発展の支持から成る。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。

そのために、当社は資本構造を管理し、経済環境の変化に合わせてその構造を調整している。2016年中は、目的、方針またはプロセスの実体的変更はなかった。

従って、当社は資本に対する負債の比率を継続的に監視している。2016年および2015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	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
非流動財政状態	(13,664)	(14,503)	839
正味短期財政状態	(207)	1,001	(1,208)
長期金融債権および長期有価証券	32	77	(45)
純金融負債	(13,839)	(13,425)	(414)
株主持分	26,916	24,880	2,036
デット・エクイティ・レシオ	(0.51)	(0.54)	0.03

注記23 借入金 - 13,664百万ユーロ、973百万ユーロ、6,184百万ユーロ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在
長期借入金	13,664	14,503	973	3,062
短期借入金	-	-	6,184	4,914

借入金の性質、認識および分類の詳細については、注記31「金融商品」を参照。

注記24 従業員給付 - 286百万ユーロ

当社はその従業員に、退職手当、追加月分の支払、解雇通知に代わる補償、勤続年数達成に応じたロイヤルティ賞与、補足的年金制度、補足的ヘルスケアプラン、フォーペン年金拠出の追加的補償、控除金額を超過するフォーペン年金拠出、および職員のインセンティブ制度を含む、様々な給付を提供している。

この項目には、従業員が法律、契約または従業員のインセンティブ制度の他の形式に基づき従業員に参加資格のある確定給付制度およびその他の退職給付をカバーするために行われる未払金が含まれている。

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される。

次の表は、確定給付債務の期中変動、ならびに確定給付債務と2016年12月31日および2015年12月31日現在の財政状態計算書で認識された負債との調整を示したものである。

百万ユーロ	2016年				合計
	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	
数理計算上の変動債務					
1月1日現在の数理計算上の債務	230	-	37	24	291
勤務費用	-	-	1	14	15
利息費用	5	-	1	-	6
人口統計仮定の変動による数理計算上の（利益）/損失	1	-	(1)	-	-
財務仮定の変動による数理計算上の（利益）/損失	10	-	3	-	13
実績の調整	1	-	1	-	2
過去勤務費用	-	-	-	-	-
決済による（利益）/損失	-	-	-	-	-
他の支払	(26)	-	(3)	(15)	(44)
その他の変動額	1	-	1	1	3
12月31日現在の数理計算上の債務	222	-	40	24	286

百万ユーロ	2015年				
	年金給付	電力割引	健康保険	その他の 給付	合計
数理計算上の変動債務					
1月1日現在の数理計算上の債務	242	11	35	14	302
勤務費用	6	-	-	11	17
利息費用	5	-	1	-	6
人口統計仮定の変動による数理計算上の（利益）/損失	-	-	-	-	-
財務仮定の変動による数理計算上の（利益）/損失	-	-	-	-	-
実績の調整	6	-	-	-	6
過去勤務費用	(1)	-	-	-	(1)
決済による（利益）/損失	-	(10)	-	-	(10)
他の支払	(33)	(1)	(2)	(4)	(40)
その他の変動額	5	-	3	3	11
12月31日現在の数理計算上の債務	230	-	37	24	291

百万ユーロ	2016年	2015年
収益または損失に計上される（利益）/損失		
勤務費用	15	16
利息費用	6	6
決済による（利益）/損失	-	(10)
合計	21	12

百万ユーロ	2016年	2015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	15	6
その他の変動額	-	-
合計	15	6

2016年の従業員給付の当期勤務費用は15百万ユーロで、人件費に計上されている（2015年は17百万ユーロ）。一方で負債の増加による利息費用は6百万ユーロとなった（2015年）。

従業員給付で発生する負債の計算に用いられる主な保険数理上の仮定は前年度と同様で、以下のとおりである。

	2016年	2015年
割引率	0.30%-1.40%	0.50%-2.15%
昇給率	1.40%-3.40%	1.6%-3.60%
医療費増加率	2.40%	2.60%

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上の仮定が期末現在で合理的に可能な範囲で変動した場合のヘルスケア制度の債務の影響を表している。

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)	3	3	3	3	6	2

注記25 リスクおよび費用に対する引当金 - 68百万ユーロ

「リスクおよび費用に対する引当金」は、訴訟およびその他係争より生じる可能性のある潜在的な負債に対するものである。ただし、当社に有利と見込まれる判決の影響、および合理的な確実性をもって費用を測定できない判決の影響は、考慮していない。

引当金の残高を算定するにあたり、当期に裁判所の判決およびその他係争の和解により生じると考えられる費用、ならびに譲渡された事業部門とは無関係の過年度に発生した引当金の見積更新の双方を考慮した。

次の表は、リスクおよび費用に対する引当金の変動を示したものである。

百万ユーロ	損益計算書に計上			目的使用	合計	
	繰入	戻入				
	2015年 12月31日 現在				2016年 12月31日 現在	
						うち短期
訴訟、リスク、および その他の費用に対する引当金						
- 訴訟	15	2	(5)	-	12	7
- その他	6	25		(3)	28	25
合計	21	27	(5)	(3)	40	32
早期退職奨励引当金	32	-	(1)	(3)	28	3
合計	53	27	(6)	(6)	68	35

訴訟引当金の減少額は3百万ユーロで、基本的に既存の多数の紛争に関する見積りの改訂を反映している。

この引当金は、イタリア国内の紛争を対象としており、基本的に労働訴訟（9百万ユーロ）および入札契約に関する訴訟（2百万ユーロ）に関連している。

その他の引当金の22百万ユーロの増加は、その他リスク引当金、ならびに退職した従業員およびその遺族のための料金割引に関する合意の終了後、退職した従業員のための電気料金割引給付が2016年1月1日を発効日として終了するのを受けて、2015年12月31日に設けられた「補償」引当金からの支払に帰し得る。

早期退職奨励引当金に関する引当ての減少（4百万ユーロ）は、基本的に、フォルネロ法第4条に基づく自主的退職に係る2016年の支払に帰し得る。

注記26 その他の非流動負債 - 36百万ユーロ

「その他の非流動負債」は36百万ユーロであった（2015年12月31日現在では243百万ユーロ）。これは、基本的に、エネル・エスピーエーによる2004年から2011年までの間の追加の法人税等の支払額還付申請（連結主体としての立場で提出）を受けて当初発生したグループ会社に対する債務に関するものである。還付請求理由は、法人税上の課税所得計算時に、地方税が一部控除されなかったためである。この子会社に関する負債は、固定未収税金の認識と対応している（注記16）。減少した207百万ユーロの大半は、2016年に歳入庁から受けた2004～2010年の債権の還付（エネル・エスピーエーの持分2百万ユーロを含む229百万ユーロ）のほぼ全額（227百万ユーロ）を連結対象会社に支払ったことに帰し得る。2016年12月31日時点の負債金額は、残存債権に発生した金利を更新したものを反映している。

注記27 買掛金 - 150百万ユーロ

百万ユーロ	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
買掛金:			
- 外部に対するもの	83	105	(22)
- グループ会社に対するもの	67	59	8
合計	150	164	(14)

「買掛金」の大半は、2016年に執行したサービスおよびその他の活動に係る買掛金であり、その内訳は外部に対する買掛金83百万ユーロ（2015年12月31日現在では105百万ユーロ）およびグループ会社に対する買掛金67百万ユーロ（2015年12月31日現在では59百万ユーロ）である。

2016年12月31日現在の子会社に対する買掛金の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
子会社			
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1	1	-
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	1	1	-
エネル・セルヴィツツィオ・エレットトリコ・エスピーエー	1	1	-
エネル・トレード・エスピーエー	1	1	-
エネル・イタリア・エスアールエル	41	36	5
エネル・イペロアメリカ・エスエル	10	8	2
エネル・ファクター・エスピーエー	1	2	(1)
エンデサ・エスエー	2	1	1
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	3	4	(1)
スヴィルッポ・ヌクレアーレ・イタリア・エスアールエル	-	-	-
その他	6	4	2
合計	67	59	8

地域別の買掛金の内訳は、下記のとおりである。

百万ユーロ	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在	変動
仕入先：			
イタリア	119	132	(13)
欧州連合	20	18	2
欧州連合以外の欧州	7	10	(3)
その他	4	4	-
合計	150	164	(14)

注記28 その他の短期金融負債 - 550百万ユーロ

「その他の短期金融負債」は主に年度末における債務残高に係る未払利息によるものである。

百万ユーロ		2016年12月31日 注記 現在	2015年12月31日 現在	変動
繰延金融負債	31.2.1	501	584	(83)
その他の項目	31.2.1	49	59	(10)
合計		550	643	(93)

「繰延金融負債」は金融負債に関して発生した利息費用によって構成されている一方、「その他の項目」には、基本的に、グループ会社に対する債務のうち2016年12月31日に発生したが決済は翌年に予定するものが含まれており、商品と為替レートのヘッジ・デリバティブに関連する金融費用およびグループ会社間流動勘定に関連する支払利息の両方によって構成されている。

注記29 正味財政状態、長期金融債権および有価証券 - 13,839百万ユーロ

次の表は、財政状態計算書上の項目毎における正味財政状態、長期金融債権および有価証券を示している。

百万ユーロ		2016年12月31日 注記 現在	2015年12月31日 現在	変動
長期借入金	23	13,664	14,503	(839)
短期借入金	23	6,184	4,914	1,270
1年以内返済予定の長期借入金	23	973	3,062	(2,089)
負債に含まれる非流動金融資産	15.1	32	77	(45)
負債に含まれる流動金融資産	19.1	3,912	3,052	860
現金および現金同等物	21	3,038	5,925	(2,887)
合計		13,839	13,425	414

下表は、2006年7月28日のCONSOB指示書に準拠して、2016年12月31日時点の正味財政状態を示し、事業報告書に計上されている純金融負債と調整されている。

百万ユーロ					
	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在		変動
	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	3,038		5,925		(2,887)
手元流動性	3,038		5,925		(2,887)
短期金融債権	3,912	2,894	3,052	2,958	860
短期銀行借入金	(809)		(2)		(807)
長期銀行債務の1年以内返済分	(973)		(3,062)		2,089
その他の短期金融債務	(5,375)	(4,268)	(4,912)	(3,243)	(463)
短期金融債務	(7,157)		(7,976)		819
純短期財政状態	(207)		1,001		(1,208)
社債	(12,414)		(14,503)		2,089
長期借入金	(13,664)		(14,503)		839
長期財政状態	(13,664)		(14,503)		839
CONSOB指示書に準拠した純財政状態	(13,871)		(13,502)		(369)
長期金融債権	32	27	77	72	(45)
純金融負債	(13,839)		(13,425)		(414)

注記30 その他の流動負債 - 1,694百万ユーロ

「その他の流動負債」は、主に、税務当局および連結法人税納税制度と連結付加価値税制度適用対象のグループ会社に対する未払法人税、ならびに2016年11月10日に承認され2017年1月25日以降支払われた2016年度中間配当金に係る株主に対する負債に関するものである。

百万ユーロ			
	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在	変動
未払税金	184	650	(466)
グループ会社に対する債務	544	354	190
従業員およびレクリエーション/支援機関 に対する債務	30	24	6
社会保険機構への未払金	12	11	1
担保差入および払戻に係る顧客に対する債務	1	1	-
その他	923	6	917
合計	1,694	1,046	648

「未払税金」は184百万ユーロとなり、連結法人所得税の税務当局への債務額が主である（177百万ユーロ）。前年比の減少は466百万ユーロとなった。主な要因は、連結法人所得税に関連する税務当局との間の負債ポジションの減少である。

「グループ会社に対する債務」は544百万ユーロとなった。連結納税制度の下での法人所得税に関連する債務457百万ユーロ（2015年12月31日現在は233百万ユーロ）およびグループ付加価値税に関連する債務86百万ユーロ（2015年12月31日現在は121百万ユーロ）によって構成されている。190百万ユーロの増加は、基本的に上記の負債ポジションの展開の反映である。

「その他」の項目923百万ユーロには、2017年1月25日以降支払われた中間配当金に係る株主に対する負債915百万ユーロ（1株0.09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

次の表はIAS第39号で提示されている金融資産の各カテゴリーの帳簿価額で、流動および非流動金融資産に分けられており、ヘッジ手段としてのデリバティブと損益を通して公正価値で測定されるデリバティブとに分けて表示されている。

百万ユーロ	注記	非流動		流動	
		2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在
貸付金および債権	31.1.1	53	107	7,514	9,611
売却可能金融資産	31.1.2	1	1	-	-
損益を通して公正価値で測定される金融資産					
FVTPLのデリバティブ金融資産	33	1,691	1,668	480	299
合計		1,691	1,668	480	299
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産					
キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ	33	751	888	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ	33	27	35	-	-
合計		778	923	-	-
合計		2,523	2,699	7,994	9,910

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。

31.1.1 貸付金および債権

以下の表は、流動金融資産と非流動金融資産別に分類した、貸付金および債権を示す。

百万ユーロ	注記	非流動			流動	
		2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	注記	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在
現金および現金同等物		-	-	21	3,038	5,925
売掛金		-	-	17	255	283
グループ会社に対する金融債権						
金融負債の負担分の引受に係る債権	15.1	27	72		-	-
関係会社間流動勘定の債権		-	-	19,1	2,849	2,912
借入金の引受けに係る債権のうち1年以内返済予定分	19.1	-	-		45	46
その他の金融債権	19.1	-	-		154	173
合計		27	72		3,048	3,131
その他に対する金融債権						
長期金融債権のうち1年以内返済予定分		-	-		1	-
店頭デリバティブ証拠金契約に関する担保金		-	-	19,1	1,012	86
その他の金融債権		26	35		160	186
合計		26	35		1,173	272
合計		53	107		7,514	9,611

2015年度と比較した主な変動は以下の項目に関連している。

- 「現金および現金同等物」の2,887百万ユーロの減少。基本的に、多数の社債の償還および買戻し、ならびにエネル・エスピーエーが果たす通常の集中的資金管理機能に帰し得る。
- 「グループ会社に対する金融債権」の合計128百万ユーロの減少。大半が、グループ会社との間で有する関係会社間流動勘定の債権の減少（63百万ユーロ）および元本返済を想定した金融負債に対する債権（45百万ユーロ）を反映したものである。
- 「その他に対する金融債権」の合計892百万ユーロの増加。主に、金利および為替レートに関する店頭デリバティブ取引のカウンターパーティに支払った現金担保の増加（926百万ユーロ）の結果である。

31.1.2 売却可能金融資産

1百万ユーロとなった売却可能金融資産は、エネル・エスピーエーが保有しているエミッテンティ・ティトリ・エスピーエーへの株式投資を表している。この投資は、「他の会社への株式投資」に分類され、取得原価で計上されている。価額は2015年比変わらずである。

31.2 カテゴリー別金融負債

次の表はIAS第39号で提示されている金融負債の各カテゴリーの帳簿価額で、流動および非流動金融負債に分けられており、ヘッジ手段としてのデリバティブと損益を通して公正価値で測定されるデリバティブとに分けて表示されている。

百万ユーロ	注記	非流動		流動	
		2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在
償却原価で測定した金融負債	31.2.1	13,664	14,503	7,857	8,783
損益を通して公正価値で測定される金融負債					
FVTPLのデリバティブ金融負債	33	1,703	1,687	556	367
合計		1,703	1,687	556	367
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債					
キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ	33	1,379	1,030	-	-
合計		1,379	1,030	-	-
合計		16,746	17,220	8,413	9,150

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。

公正価値測定についての詳細は、注記34「公正価値の測定」を参照すること。

31.2.1 償却原価で測定した金融負債

以下の表は、償却原価による金融負債を示し、流動および非流動金融負債に分類している。

百万ユーロ	注記	非流動		注記	流動	
		2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在		2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在
長期借入金	23	13,664	14,503		973	3,062
短期借入金		-	-	23	6,184	4,914
買掛金		-	-	27	150	164
その他の短期金融負債		-	-	28	550	643
合計		13,664	14,503		7,857	8,783

借入金

長期借入金（1年以内返済該当分を含む） - 14,637百万ユーロ

長期借入金は、ユーロおよびその他の通貨建ての社債、銀行借入金ならびにグループからのローンであり、2016年12月31日現在、14,637百万ユーロである。そのうち1年以内に返済期限の到来する分が973百万ユーロである。

次の表は2016年12月31日現在の長期借入金の額面価額、帳簿価額、公正価値を表示しており、1年以内に返済期限の到来する分を含み、借入金と金利の種類別に分けられている。上場負債性商品の公正価値は、公式価格で表示されている。非上場の負債性商品の公正価値は、金融商品の各区分に適した評価技法、および当グループの信用スプレッドを含む期末時点の市場データを使用して算定されている。

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限 12ヵ月超	公正価値
2016年12月31日現在					
社債：					
- 固定金利	11,584	11,502	908	10,594	13,117
- 変動金利	1,888	1,885	65	1,820	1,858
合計	13,472	13,387	973	12,414	14,975
銀行借入金：					
- 固定金利	-	-	-	-	-
- 変動金利	50	50	-	50	50
合計	50	50	-	50	50
グループ会社からのローン：					
- 固定金利	1,200	1,200	-	1,200	1,575
- 変動金利	-	-	-	-	-
合計	1,200	1,200	-	1,200	1,575
固定金利借入金の合計	12,784	12,702	908	11,794	14,692
変動金利借入金の合計	1,938	1,935	65	1,870	1,908
合計	14,722	14,637	973	13,664	16,600

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限 12ヵ月超	公正価値	帳簿価額
2015年12月31日現在						変動
社債：						
- 固定金利	14,693	14,586	1,999	12,587	17,001	(3,084)
- 変動金利	2,986	2,979	1,063	1,916	2,931	(1,094)
合計	17,679	17,565	3,062	14,503	19,932	(4,178)
銀行借入金：						
- 固定金利	-	-	-	-	-	-
- 変動金利	-	-	-	-	-	50
合計	-	-	-	-	-	50
グループ会社からのローン：						
- 固定金利	-	-	-	-	-	1,200
- 変動金利	-	-	-	-	-	-
合計	-	-	-	-	-	1,200
固定金利借入金の合計	14,693	14,586	1,999	12,587	17,001	(1,884)
変動金利借入金の合計	2,986	2,979	1,063	1,916	2,931	(1,044)
合計	17,679	17,565	3,062	14,503	19,932	(2,928)

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842百万ユーロ控除後の金額で報告されている。

借入金の満期分析の詳細については、注記32「リスク管理」を、公正価値測定のインプットの詳細については、注記34「公正価値の測定」を参照。

次の表は通貨および金利毎の長期借入金を示している。

通貨および金利毎の長期借入金

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
	2015年 12月31日現在	2016年 12月31日現在		2016年12月31日現在	
ユーロ	13,691	11,113	11,153	4.9%	5.2%
米国ドル	1,130	1,168	1,186	8.8%	9.2%
英ポンド	2,744	2,356	2,383	6.5%	6.7%
ユーロ以外の通貨合計	3,874	3,524	3,569		
合計	17,565	14,637	14,722		

以下の表は長期借入金の額面価額の変動を示している。

百万ユーロ	額面価額	返済	新規 借入金	その他	自社社債 買戻し	為替換算 差額	額面価額
	2015年 12月31日 現在						2016年 12月31日 現在
社債	17,679	(3,064)	-	-	(784)	(359)	13,472
銀行借入金	-	-	50	-	-	-	50
グループ会社からのローン	-	-	-	1,200	-	-	1,200
合計	17,679	(3,064)	50	1,200	(784)	(359)	14,722

2015年12月31日に比べ、長期借入金の額面価額は以下を反映して2,957百万ユーロ減少した。

- > 年間総額3,064百万ユーロの社債償還。より具体的には、二つの社債で3,000百万ユーロの償還となった。その内訳は、全ヨーロッパの国々の個人投資家を対象に公募した2016年2月26日満期の社債の一部として2010年に発行した固定金利債券2,000百万ユーロおよび変動金利債券1,000百万ユーロ、ならびにINA債券およびANIA債券の4分割発行に係る64百万ユーロである。
- > 自社の社債784百万ユーロの買戻し。買戻しの具体的な内訳は、以下のとおりである。
 - 750百万ユーロ。資金調達の満期および費用を積極的に管理して当社の負債構造を最適化することを目的として、エネルの発行済み社債を現金で買い戻すために2016年1月14日に開始、同年1月20日に終了した法的拘束力のない任意の公開買付の代価。
 - 34百万ユーロ。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」に関するものの。
- > 為替差益359百万ユーロの認識。
- > 新規銀行借入金50百万ユーロ。
- > エネル・エスピーエーからの一部分割による子会社エネル・グリーン・パワー・エスピーエーの非按分型単独新設分割の一部として行われた、2023年7月31日に返済期限の到来する長期固定金利ローン負債の譲渡1,200百万ユーロ。最初に子会社エネル・グリーン・パワー・エスピーエーの資産および負債を、次いで、エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィから分離した後にエネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィの資産および負債を、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィに譲渡した。

以下の表に、2016年に獲得した銀行借入金の属性を報告する。

新規借入金

ローンの種類	相手方	発行日	貸出金額 (百万 ユーロ)	通貨	金利 (%)	金利の種 類	期日
銀行借入金	ユニクレジット・ エスピーエー	2016年 7月20日	50	ユーロ	0.1%	変動金利	2020年 7月15日
合計			50				

2016年にウニクレジット・エスピーエーから獲得した最大500百万ユーロのローンは、2017年3月15日までに三つの融資区分で受け取る予定のもので、最終期日は2020年7月15日。2016年12月31日に50百万ユーロを受け取った。

エネル・エスピーエーの主な長期借入金には、国際的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。こうした借入れの代表は、グローバル・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの枠組みで実行される債券の発行、非転換型劣後ハイブリッド債券の発行、ならびに、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・エヌヴィが2013年2月8日に銀行団との間で締結した9.4十億ユーロの先日付スタートの融資契約、そしてウニクレジット・エスピーエーから受けた融資である。

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・エヌヴィのグローバル・ミディアム・ターム・ノート・プログラムでの社債発行に関する主な制限条項は、以下のように要約することができる。

- > 担保提供制限条項。当該の債券に対しても同一の制限条項が均等にまたは残高比例按分により及ぼされる場合でない限り、発行体および保証人が特定の金銭借入れ担保するためにそれぞれの資産もしくは収入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しまたは維持することが（法定の要件に基づく場合を除いて）できないことを定めている。
- > パリ・パス条項。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ている。
- > クロス・デフォルト条項。発行体、保証人または重要な子会社の（一定の閾値の水準を超える）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し得ることを定めている。

ハイブリッド債券を対象とする主な制限条項の要約は以下の通りである。

- > 劣後条項。各ハイブリッド債券が、発行体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、かつ、資本性金融商品より高い優先順位となることを定めている。
- > 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。

先日付スタートの融資契約およびエネル・エスピーエーとウニクレジット・エスピーエー間の融資契約に関する主な制限条項は大いに類似しており、以下の通り要約できる。

- > 担保提供制限条項。ある金融負債の担保とするために、債務者および場合によってはその重要な子会社が、（明示的に許可された担保権等を除いて）すべてまたは一部の自社資産に特定の金融負債を担保するための抵当権、先取特権、またはその他の担保権を設定することができないことを定めている。
- > 処分条項。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当該資産もしくは事業の重要部分を処分することができないことを定めている。

- > パリ・パス条項。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。
- > 支配変更条項。(i) イタリア国家を除く1人以上の者がエネルの支配を獲得した場合、または(ii) エネルもしくはその子会社のいずれかがグループ資産の大部分をグループ外の者に譲渡し、それによってグループの金融的信用度が大きく低下した場合に発動される。どちらかの状況が発生した場合には、(a) 借入条件の再交渉、または(b) 債務者による借入金の強制繰上返済に至る可能性がある。
- > クロス・デフォルト条項。借入人または重要な子会社の(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し得ることを定めている。

さらに、エネル・エスピーエーからの一部分割によるエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（以下「EGP」という。）の非按分型単独新設分割に伴い、最終日である2016年3月31日以降、EGPの貸借対照表の一部項目および法的関係はエネル・エスピーエーに譲渡された。法的関係には、EGPがエネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィおよびその子会社の代わりに行った、ローン取引の契約債務に関する保証提供を含む。それら保証および関連するローン契約には、制限条項および「債務不履行事由」、を含むが、国際商習慣ではよくあり、そのいくつかについては、保証人であるエネル・エスピーエーが負うものである。

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」を規定していると考えられる。

上記の制限条項のいずれも、現在まで発動されたことがない。

ヘッジ後の負債構造

以下の表は長期負債構造における為替リスクヘッジの効果を示している（向こう1年以内に満期を迎える部分を含む）。

	2016年12月31日現在					2015年12月31日現在				
	初期の負債構造			手段による影響	ヘッジ後の負債構造	初期の負債構造			手段による影響	ヘッジ後の負債構造
	帳簿価額	想定元本	%			帳簿価額	想定元本	%		
ユーロ	11,113	11,153	75.8%	3,569	14,722	13,691	13,751	77.8%	3,928	17,679
米国ドル	1,168	1,186	8.0%	(1,186)	-	1,130	1,148	6.5%	(1,148)	-
英ポンド	2,356	2,383	16.2%	(2,383)	-	2,744	2,780	15.7%	(2,780)	-
合計	14,637	14,722	100.0%	-	14,722	17,565	17,679	100.0%	-	17,679

以下の表は報告日において未決済の長期負債の総額についての金利リスクヘッジの効果を示している。

未決済の総負債	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在	
	ヘッジ前	ヘッジ後	ヘッジ前	ヘッジ後
%				
変動金利	13.2%	17.7%	16.9%	20.6%
固定金利	86.8%	82.3%	83.1%	79.4%
合計	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

短期借入金 - 6,184百万ユーロ

下表は2016年12月31日における性質別の短期借入金を表している。

百万ユーロ	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
グループ外契約相手からの借入金			
銀行借入金	808	-	808
短期銀行借入金（普通当座勘定）	1	2	(1)
店頭デリバティブにおけるクレジット・サポート・ アネックスの受取現金担保	1,107	1,669	(562)
合計	1,916	1,671	245
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（関係会社間当座勘定）	4,268	3,243	1,025
グループ会社からのその他の短期借入金	-	-	-
合計	4,268	3,243	1,025
合計	6,184	4,914	1,270

短期借入金は6,184百万ユーロとなり、前年度（2015年度は4,914百万ユーロ）と比べて1,270百万ユーロの増加となった。その主な原因は以下のとおりである。

- > 受け取った短期ローンについての銀行に対する負債の808百万ユーロの増加。
- > 金利および為替レートに係る店頭デリバティブの取引相手から受け取った現金担保金の562百万ユーロの減少。
- > 「グループ会社からの短期借入金」における1,025百万ユーロの増加。子会社に対して負う関係会社間流動勘定の負債ポジションの悪化に帰し得る。

現在価値への割引の影響は重大ではないため、現在の借入金の公正価値は帳簿価額と一致していることを明示しなければならない。

31.2.2 損益を通して公正価値で測定される金融負債

損益を通して公正価値で測定される金融負債は、非流動金融負債（1,703百万ユーロ）と流動金融負債（556百万ユーロ）に分けられ、デリバティブ金融負債のみを参照している。

31.2.3 純損益

次の表は、デリバティブを除く金融商品のカテゴリー毎の純損益を示す。

百万ユーロ	純利益 / (純損失)		うち： 減損 / 減損の 戻入
	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	2016年12月31日 現在
売却可能金融資産	6	1	
貸付金および債権	-	5	1
償却原価で測定した金融負債	(510)	(1,229)	

デリバティブにおけ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) 」を参照すること。

注記32 リスク管理

32.1 金融リスク管理の目的と方針

当社は、業務を遂行していく上で、様々な財務リスクにさらされている。特に、市場リスク（金利リスクおよび為替リスクを含む。）、信用リスク、流動性リスクなどである。

金融リスクに対するエネルのガバナンス上の取決めは、以下の事項を想定している。

- > グループ会社のトップ経営陣で構成されおよびCEOが議長を務める特定の内部委員会で、戦略方針の作成、およびリスク管理の運営監視に責任を負い、
- > グループレベルおよび個々の地域/国/グローバル事業分野のレベルの両方における具体的な方針を確立すること。この方針によって、リスクの管理、監視および統制に関与する者の役割および責任が定義されるとともに、当グループの事業の経営に関与するユニットとリスク管理に関する責任を負うものとの組織的分離が確保される。
- > グループレベルおよび個々の地域/国/グローバル事業分野のレベルの両方における様々な種類のリスク別の業務上の限界値を規定すること。これらの限界は、リスク管理事業体により定期的に監視される。

32.2 市場リスク

市場リスクは、市場価格の変動に起因して金融および非金融資産または負債の価値ならびに付随するキャッシュ・フローが変動し得るリスクである。

当業界の持株会社としての業務の一環で、エネル・エスピーエーは様々な市場リスク、特に金利および為替レートの変動リスクにさらされている。

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。

当社が負う主な金融負債には、社債、銀行借入金（回転信用枠やEU関連機関からのローンを含む）、他の借入金、デリバティブ、デリバティブ取引の現金担保、および営業債務などが挙げられる。こうした金融商品の主な目的は、当社の事業運営のための資金調達である。

当グループが所有する主な金融資産には、未収入金、デリバティブ、デリバティブ取引の現金担保、現金および短期預け金、ならびに営業債権などが挙げられる。

詳細については、注記31「金融商品」を参照すること。

金利リスクおよび為替リスクの発生源は昨年と変わっていない。

親会社として、エネル・エスピーエーは一部の財務管理機能を集約的に担っており、金利および為替レートに関連する金融デリバティブ取引に関して、金融市場で取引を行っている。エネル・エスピーエーは、この活動の一環として、市場においてグループ会社の仲介をなし、ポジションを構築する。係るポジションは重要となりうるが、エネル・エスピーエー自身の市場リスク・エクスポージャーを示すものではない。

2016年には、決済義務の発動（EMIR - 欧州市場インフラ規則 - 欧州議会規則第648/2012号）に関連して規制機関により定められた閾値水準の逸脱は発見されなかった。

2016年12月31日現在、未決済の金融デリバティブ取引高は、下記に記載されているが、各証券クラスの想定元本の詳細は、ユーロ以外の通貨建てのものについては、欧州中央銀行によって提供される年度末の為替レートで計算されている。

デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フロー交換額である。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）。

本報告書に記載するデリバティブの想定元本は、当事者間の交換額を示すものではないため、当社の信用リスク・エクスポージャーの測定値ではない。

金利リスク

金利リスクとは、市場の金利の変化によって金融商品の公正価値または、その将来キャッシュフローが変動するリスクのことである。

当社にとって金利リスクとは、変動金利金融負債に係る支払利息の変動によるフローの変化、新債券・債務証券の取引諸条件の変化、または公正価値で評価される金融資産・負債の価値（通常、これらは固定利率である）に不利となる変化を意味する。

金利リスクは、金利変動に晒されている債券金額を減らすこと、資金費用の変動を低く抑えること、といった2つを目標にして管理されている。

この目標は、金融負債のポートフォリオの契約タイプ別、満期別、金利別の戦略的多様化を図ること、及び特定エクスポージャーについては、店頭デリバティブ（主に、金利スワップ）を用いて、リスクプロファイルの修正を行うことで達成される。

発行済契約の想定元本は以下の通りである。

百万ユーロ	想定元本	
	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
金利デリバティブ		
金利スワップ	22,377	21,163
合計	22,377	21,163

当該取引の公正価値および／またはキャッシュ・フローの変動が原金融負債ポジションの公正価値および／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、当該取引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。

金利スワップでは通常、変動金利のフローと固定金利のフローの定期交換が規定されており、両金利ともに想定元本に基づいて計算される。

本年度末現在でオープンであった金利スワップの想定元本は、22,377百万ユーロであり（2015年12月31日現在、21,163百万ユーロ）、そのうちの1,329百万ユーロ（2015年12月31日からかわらず）は当社の負債持分のヘッジに関するものであり、10,524百万ユーロ（2015年12月31日では、9,917百万ユーロ）は、グローブ会社が負う同額の負債に関して市場で仲介したヘッジに関するものである。

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。

2016年12月31日現在、長期金融負債の13.2%は、変動金利（2015年12月31日現在、16.9%）であった。IAS 第39号によって効果的であるとされている金利リスクのヘッジに留意すると、2016年12月31日現在、長期純金融負債総額の82.3%がヘッジされていた（2015年12月31日現在では、79.4%）。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。

金利リスク感応度分析

当社は、金融商品のポートフォリオにおける金利変動の影響を見積もることでそのエクスポージャーの感応度を分析している。

具体的には、感応度分析は市場シナリオの資本（キャッシュ・フロー・ヘッジについて）、損益（公正価値ヘッジ、ヘッジ会計の適用に該当しないデリバティブ、及びデリバティブによってヘッジされていない長期負債について）に与える潜在的な影響を測定する。

これらのシナリオは、報告日の利回り曲線における並列増加および減少によって示される。

前年と比較すると、感応度分析で使用される方法と条件に変動はない。

他の全ての変数が一定であるとする、当社の税引前利益は以下のように影響を受けるであろう。

百万ユーロ		2016年12月31日現在			
	ベース ポイント	税引前の損益に 対する影響		税引前の株式に 対する影響	
		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	7	(7)	-	-
非ヘッジ商品と分類されたデリバティブの公正価値の変動	25	7	(7)	-	-
ヘッジ商品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	-	-	13	(13)
公正価値のヘッジ	25	(5)	5	-	-

百万ユーロ		2015年12月31日現在			
		税引前の損益に 対する影響		税引前の株式に 対する影響	
		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		9	(9)	-	-
非ヘッジ商品と分類されたデリバティブの公正価値の変動		7	(7)	-	-
ヘッジ商品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		-	-	13	(13)
公正価値のヘッジ		(7)	7	-	-

為替リスク

為替リスクは、為替レートの変動により金融商品の公正価値または将来のキャッシュ・フローが変動するリスクである。

エネル・エスピーエーにとっての主要な為替レートリスクの発生源は、ユーロ以外の通貨建ての金銭金融商品（主に外国通貨建ての社債）を保有していることにある。

為替リスクへのエクスポージャーは、前年からの変動はない。

詳細については、注記31「金融商品」を参照すること。

為替レートの変化へのエクスポージャーを最小限にするために、当社は通常、為替予約、金利スワップなどの多様な店頭デリバティブを使用している。当該契約の期間は対象となるエクスポージャーの満期を超過していない。

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（ストライク・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。そのような契約により、2通貨建の、金額の実際の交換（現渡し可能な為替予約）、またはストライク・レートと満期時の実勢為替レートの差額の支払（現渡し不能な為替予約）を要求できる。後者の場合、ストライク・レートおよび／または直物為替レートが、欧州中央銀行の公示基準レート（フィキシング）の平均値として決定される場合もある。

クロス・カレンシー金利スワップは、固定金利または変動金利の外貨建長期負債を変動金利または固定金利の同等のユーロ建負債に変換するために使われる。これらのデリバティブ商品は、想定元本が異なる通貨建であることに加えて、キャッシュ・フローを定期的に交換し、最後に元本を交換する点において、金利スワップとは異なる。

次の表は、2016年12月31日と2015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	
	2016年12月31日現在	2015年12月31日現在
為替デリバティブ		
為替予約：	5,399	11,388
- 商品取引の為替リスクのヘッジ	4,507	7,239
- 将来キャッシュフローのヘッジ	196	4,138
- その他の為替予約	696	11
クロス・カレンシー金利スワップ	22,668	23,730
合計	28,067	35,118

具体的な内訳は、以下のとおりである。

- > 想定元本合計4,507百万ユーロの為替予約（2015年12月31日現在、7,239百万ユーロ）。うち2,253百万ユーロは、グループ会社によるエネルギー商品購入に伴う為替リスクをヘッジするためのものであり、市場取引の期間を一致させたもの。
- > ユーロ以外の外貨建てのその他の予想キャッシュ・フローに伴う為替リスクをヘッジするための、想定元本196百万ユーロの為替予約（2015年12月31日時点では4,138百万ユーロ）。うち98百万ユーロは市場取引。
- > 投資費用の為替レートリスクをヘッジするための、想定元本696百万ユーロの為替予約（2015年12月31日現在、11百万ユーロ）。うち348百万ユーロは市場取引。
- > エネル・エスピーエーまたはその他のグループ会社のユーロ以外の通貨建て負債の為替リスクをヘッジするための想定元本22,668百万ユーロのクロス・カレンシー金利スワップ（2015年12月31日現在、23,730百万ユーロ）。

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。

当グループの負債の分析によると、中長期の負債の総額のうち、24.2%（2015年12月31日現在、22.2%）がユーロ以外の通貨建てである。

為替ヘッジ、及び当社の勘定通貨または機能通貨である外国通貨建ての債務の比率を考慮した場合、負債はクロス・カレンシー金利スワップによって十分にヘッジされている。

為替リスク感応度分析

当社は、為替レートの変動が金融商品ポートフォリオにもたらす影響を見積もることにより、そのエクスポージャーの感応度を分析している。

具体的には、感応度分析は市場シナリオの資本（キャッシュ・フロー・ヘッジについて）、損益（公正価値ヘッジ、ヘッジ会計の適用に該当しないデリバティブ、及びデリバティブによってヘッジされていない長期負債について）に与える潜在的な影響を測定する。

これらのシナリオは、報告日に見られた価値と比較した、すべての外国通貨に対するユーロの上昇/下落により示される。

前年と比較すると、感応度分析で使用される方法と条件に変動はない。

継続的に保有される他のすべての変数により、税引前の収益は以下に示す通り影響を受けることがある。

百万ユーロ	2016年12月31日現在					2015年12月31日現在				
	税引前の損益に 対する影響		税引前の株式に 対する影響			税引前の損益に 対する影響		税引前の株式に 対する影響		
	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
ヘッジ商品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%	-	-	(462)	564	-	-	(507)	620	
公正価値のヘッジ	10%	-	-	-	-	-	-	-	-	

32.3 信用リスク

信用リスクは、金融取引の契約相手の信用度の変動が、支払不能（債務不履行リスク）または損失をもたらす市場価値の変動（スプレッド・リスク）の観点から債権者の立場に影響を及ぼす可能性を表す。当社は、デリバティブ取引、銀行や金融機関への預金、外国為替取引その他の金融商品を含む金融財務活動から生じる信用リスクに晒されている。

信用リスクに対するエクスポージャーの発生源は昨年と比較し、変化はない。

当社の信用リスク管理は、高い信用力を有しており、かつ、市場の評価および社内での評価の両方によって支払能力があると考えられる、イタリアのおよび国際的な代表的金融機関の中からカウンターパーティを選択すること、ならびに、当該カウンターパーティの間でエクスポージャーを分散させることに基づいている。当グループのリスク管理に関するガバナンス規則に定められた方針および手順に基づいて、リスクの監視に責任を負う部門が定期的に信用エクスポージャーおよび付随する信用リスクを監視しており、講じることが可能な軽減措置の速やかな特定を確保することもその目的となっている。

エネルは、この全般的枠組み内で、エネルが現金担保の交換を要求する証拠金契約を、取引先である代表的金融機関との間で締結しており、それによって、カウンターパーティ・リスクが大幅に軽減されている。

2016年12月31日現在、減損に係る引当金を差し引いた金融資産の帳簿価額および、現金担保を控除した後の正の公正価値のデリバティブで表される信用リスクに対するエクスポージャーは、9,388百万ユーロ（2015年12月31日現在では、10,909百万ユーロ）であった。この合計のうち、4,277百万ユーロはグループ会社に対する債権、3,038百万ユーロは現金および現金同等物であった。

百万ユーロ	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在		変動
	うちグループ会社		うちグループ会社		
非流動金融債権	27	27	72	72	(45)
その他の非流動金融資産	5	-	5	-	-
売掛金	255	229	283	276	(28)
短期金融債権	2,894	2,894	2,958	2,958	(64)
その他の流動金融資産	1,327	154	445	173	882
金融デリバティブ	1,842	973	1,221	343	621
現金および現金同等物	3,038	-	5,925	-	(2,887)
合計	9,388	4,277	10,909	3,822	(1,521)

32.4 流動性リスク

流動性リスクとは、当社が、現金または金融資産の引渡しによる金融負債に関連する義務を履行するにあたり、困難な状態に陥るリスクのことである。

流動性リスク管理方針の目的は以下の通りである。

- > 当グループのために、流動性の適切なレベルを確保し、関連する機会コストを最小化する。
- > 満期プロファイルおよび資金調達先に関して、調和の取れた負債構造を維持すること。

短期的には、現金、短期預金、利用可能コミットメントライン及び流動性の高いポートフォリオといった、無条件で入手可能な資金源を適正な水準に維持することで流動性リスクを軽減する。

長期的には、バランスのとれた負債支払期限プロファイルの維持および資金調達源(手段、市場/通貨及びカウンターパーティという意味での)の分散により、流動性リスクを軽減する。

2016年12月31日現在、エネル・エスピーエーの現金および現金同等物残高合計は、3,038百万ユーロ（2015年12月31日現在では、5,925百万ユーロ）であり、与信コミットメントライン残高は、6,170百万ユーロ（うち使用高ゼロ）であり、契約期限は一年以上先である（2015年12月31日現在では、5,720百万ユーロ）。

満期分析

下記の表は、当社の金融負債の、契約上の非割引支払額に基づく償還日プロファイルである。

百万ユーロ	満期				
	3か月未満	3か月以上、 1年未満	1年以上 2年未満	2年以上 5年未満	5年以上
社債：					
- 固定金利	-	908	3,073	3,922	3,599
- 変動金利	-	65	563	385	872
合計	-	973	3,636	4,307	4,471
銀行借入金					
- 固定金利	-	-	-	-	-
- 変動金利	-	-	-	50	-
合計	-	-	-	50	-
グループ会社からのローン					
- 固定金利	-	-	-	-	1,200
- 変動金利	-	-	-	-	-
合計	-	-	-	-	1,200
合計	-	973	3,636	4,357	5,671

32.5 金融資産と金融負債の相殺

以下の表は、金融資産と金融負債の相殺状況を示している。具体的には当社は、資産と負債の相殺を意図していないので、財務諸表上では、デリバティブに関する相殺はされていない。現行市場規則において想定されており、またデリバティブ取引を保証するために、エネル・エスピーエーは、主要金融機関と現金担保による証拠金契約を締結している。内訳は以下の表に記載されている。

百万ユーロ	2016年 12月31日 現在					
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(b)
				財政状態計算書上、 相殺されていない金額		
				(d)(i),(d)(ii)	(d)(iii)	
	認識された 金融資産/ (負債)の総額	財政状態 計算書上 相殺された、 認識された 金融資産/ (負債)の総額	財政状態 計算書に 表示された 金融資産/ (負債)の純額	金融商品	うち、現金 担保で保証 された金融 資産/(負債)の 純額	金融資産/ (負債)の純額
金融資産						
デリバティブ						
金融資産:						
- 金利リスク	554	-	554	-	(59)	495
- 為替リスク	2,395	-	2,395	-	(1,834)	561
デリバティブ 金融資産の総額	2,949	-	2,949	-	(1,893)	1,056
金融資産合計	2,949	-	2,949	-	(1,893)	1,056
金融負債						
デリバティブ						
金融負債:						
- 金利リスク	(757)	-	(757)	-	597	(160)
- 為替リスク	(2,881)	-	(2,881)	-	1,201	(1,680)
デリバティブ 金融負債の合計	(3,638)	-	(3,638)	-	1,798	(1,840)
金融負債合計	(3,638)	-	(3,638)	-	1,798	(1,840)
純額金融資産/ (負債)合計	(689)	-	(689)	-	(95)	(784)

注記33 デリバティブとヘッジ会計

以下の表は、ヘッジの関連性およびヘッジリスクのタイプ別のデリバティブ金融資産および負債の想定元本および公正価値を示し、流動および非流動のデリバティブ金融資産および負債に分けている。

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金額として表示できる（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、欧州中央銀行（ECB）が提示した期末時点の為替レートによって換算されている。

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値		変動	想定元本		公正価値		変動
	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日		2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日	
	現在	現在	現在	現在		現在	現在	現在	現在	
	現在	現在	現在	現在		現在	現在	現在	現在	
ヘッジのための デリバティブ:										
キャッシュ・フロー・ ヘッジ										
- 為替リスク	2,517	3,928	751	888	(137)	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジ合計	2,517	3,928	751	888	(137)	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ:										
- 金利リスク	800	800	27	35	(8)	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ合計	800	800	27	35	(8)	-	-	-	-	-
FVTPLに関する デリバティブ:										
- 金利リスク	10,497	9,822	527	413	114	27	96	1	2	(1)
- 為替リスク	7,860	9,474	1,164	1,255	(91)	3,718	5,342	479	297	182
FVTPLでの デリバティブ合計	18,357	19,296	1,691	1,668	23	3,745	5,438	480	299	181
デリバティブ 金融資産の総額	21,674	24,024	2,469	2,591	(122)	3,745	5,438	480	299	181

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値		変動	想定元本		公正価値		
	2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日		2016年 12月31日	2015年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日	
	現在	現在	現在	現在		現在	現在	現在	現在	
ヘッジのための デリバティブ										
キャッシュ・ フロー・ヘッジ:										
- 金利リスク	390	390	154	143	11	-	-	-	-	-
- 為替リスク	2,394	1,556	1,225	887	338	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジ合計	2,784	1,946	1,379	1,030	349	-	-	-	-	-
FVTPLに関する デリバティブ:										
- 金利リスク	10,535	9,860	530	419	111	127	195	74	67	7
- 為替リスク	7,860	9,475	1,173	1,268	(95)	3,718	5,343	482	300	182
FVTPLでの デリバティブ合計	18,395	19,335	1,703	1,687	16	3,845	5,538	556	367	189
デリバティブ 金融負債の合計	21,179	21,281	3,082	2,717	365	3,845	5,538	556	367	189

33.1 ヘッジ会計

デリバティブは、当初は契約取引日の公正価値で認識され、のちにその公正価値で再測定される。

その結果の損益を認識する方法は、その該当するデリバティブがヘッジ手段であるかどうかで異なってくるが、ヘッジ手段である場合には、ヘッジ対象となる取引の性格による。

ヘッジ会計は、IAS第39号の全ての基準を満たす場合、金利リスク、為替リスク、商品リスク、信用リスクおよび株式リスク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。

取引成立時に、当社はヘッジ手段とヘッジ対象の関係、及び該当するリスク管理の目標と戦略を記す。それと同時に当社は、取引成立時及び定期的に、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値やキャッシュフロー変化を相殺するのに効果的かどうかを決定するために、予測的及び遡及的テストを用いてヘッジの効果性を分析している。

晒されているリスクの内容によっては、当社はデリバティブをヘッジ手段として、以下のヘッジ関係の中から一つ選択する。

- > 以下のそれぞれのリスクについてキャッシュ・フローをヘッジするデリバティブ：i) 長期の変動金利債務に伴うキャッシュ・フローの変化、ii) 企業が負う金融負債の勘定の通貨または機能通貨以外の通貨建て長期債務に伴う為替レートの変化、ならびに、iii) 外貨建ての燃料および燃料以外の商品の価格の変化。
- > 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に対するエクスポージャーのヘッジに関わる公正価値ヘッジ・デリバティブ
- > 海外子会社への持ち分に対する投資（NIFO）をヘッジするデリバティブ。これは海外子会社投資に伴う為替レートの変化に対するエクスポージャーのヘッジに関連している。

当社が晒されている金融商品から生じるリスクの性格及びその程度に関する詳細については、注記32「リスク管理」を参照すること。

キャッシュ・フロー・ヘッジ

キャッシュ・フロー・ヘッジは、資産、負債または損益に影響を与える可能性が高い取引に関する特定リスク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の有効部分はその他の包括利益として認識される。非有効部分に関する損益は、直ちに損益計算書で認識される。

株主資本での累計損益は、ヘッジ対象が損益に影響した期間の損益として組替えられる。

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条件を満たさなくなった時で、ヘッジ対象がいまだに期限切れになっていない、またはキャンセルされていないといった場合には、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利益または損失に組み替えられる。

当社は現在、損益の不安定を最低限にするためにこれらのヘッジ関係を用いている。

公正価値のヘッジ

公正価値ヘッジは、純損益に影響する特定リスクに起因する資産、負債、または確定約定の公正価値の不利な変化に対するエクスポージャから当社を防御するために使用されている。

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。

ヘッジが有効ではない、もしくは、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って損益を償却するため、有効な手段が使用されているヘッジ対象の簿価修正が行われる。

当社は現在、イールドカーブの一般的拡張に係わる機会を掴むために、かかるヘッジ関係を使用している。

海外子会社の持分に対する投資（NIFO）のヘッジ

ユーロ以外の機能通貨によるNIFOのヘッジは、海外子会社への投資に関する為替レートの変化に対するヘッジである。このヘッジ手段は、投資と同一通貨建ての負債である。ヘッジ対象の為替換算差額とヘッジ手段は、投資の解消まで毎年、株主資本に累積され、解消された年に損益へ移転される。

現在当社は、在外営業活動体に対する純投資のヘッジは保有していない。

デリバティブの公正価値測定に関する詳細については、注記34「公正価値の測定」を参照すること。

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、2016年12月31日および2015年12月31日の時点での残高のある、金利リスクに対するヘッジ手段の取引の想定元本と公正価値の、ヘッジ対象の種類ごとの内訳である。

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	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在	
金利スワップ	変動金利の借り入れ	(154)	390	(143)	390
金利スワップ	固定金利の借り入れ	27	800	35	800
合計		(127)	1,190	(108)	1,190

事業年度末に未決済でありヘッジ手段として指定されている金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値ヘッジとして機能する。具体的には、公正価値ヘッジ・デリバティブは、2013年のユーロ建て転換不能ハイブリッド証券の発行に関するものであり、800百万ユーロがヘッジされている。一方、キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブは、2001年以来発行されているある特定の変動利率社債のヘッジに関するものである。

下表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2016年12月31日および2015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	
	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在
キャッシュ・フロー・ヘッジの デリバティブ	-	-	-	-	390	390	(154)	(143)
金利スワップ	-	-	-	-	390	390	(154)	(143)
公正価値ヘッジ・ デリバティブ	800	800	27	35	-	-	-	-
金利スワップ	800	800	27	35	-	-	-	-
金利デリバティブ 合計	800	800	27	35	390	390	(154)	(143)

2016年12月31日現在、金利スワップ想定元本は、1,190百万ユーロ（2015年12月31日現在、1,190百万ユーロ）であった。それに対応する負の公正価値は、127百万ユーロ（2015年12月31日現在、負の108百万ユーロ）であった。デリバティブの公正価値についての前年度比の減少は、主に、2016年のイールドカーブの全体的な低下に帰し得る。

キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

以下の表は、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブによる将来期待キャッシュ・フローを示したものである。

百万ユーロ	公正価値		予想キャッシュ・フローの分布				
	2016年 12月31日	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	それ 以降
キャッシュ・フロー・ヘッジの デリバティブ金利							
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	(154)	(15)	(14)	(14)	(14)	(13)	(97)

以下の表は、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・デリバティブが株主資本に与える、税効果控除前の影響である。

百万ユーロ	2016年	2015年
1月1日の期首残高	(87)	(93)
株主資本で認識される公正価値の変化（その他の包括利益）	-	-
損益に認識される公正価値の変化－リサイクリング	(23)	6
損益で認識される公正価値の変化－有効でない部分	-	-
12月31日の期末残高	(110)	(87)

公正価値ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、公正価値ヘッジ・デリバティブによる将来期待キャッシュ・フローを示したものである。

百万ユーロ	公正価値		予想キャッシュ・フローの分布					
	2016年 12月31日	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	それ 以降	
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
正の公正価値	27	14	14	32	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-	-

33.1.2 為替リスク

下表は、為替リスクに対応したヘッジ手段の2016年12月31日及び2015年12月31日現在の未決済の取引残高について、その想定元本と公正価値をヘッジ対象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	2016年12月31日現在		2015年12月31日現在	
クロス・カレンシー金利 スワップ (CCIRS)	固定金利の借り入れ	(474)	4,911	1	5,484
合計		(474)	4,911	1	5,484

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、これらは、外国通貨建て固定利率社債のヘッジである。

下表は、2016年12月31日現在と2015年12月31日現在の為替リスクに対応するデリバティブの想定元本と公正価値をヘッジのタイプ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	
	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在
キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ	2,517	3,928	751	888	2,394	1,556	(1,225)	(887)
為替予約	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
クロス・カレンシー金利スワップ	2,517	3,928	751	888	2,394	1,556	(1,225)	(887)
為替レート デリバティブ合計	2,517	3,928	751	888	2,394	1,556	(1,225)	(887)

クロス・カレンシー金利スワップの2016年12月31日現在の想定元本は、4,911百万ユーロ（2015年12月31日現在では、5,484百万ユーロ）に上り、これに対応する負の公正価値は、474百万ユーロであった（2015年12月31日現在では、正の1百万ユーロ）。

2016年には、期限切れになった為替リスクヘッジおよび新たに設定したヘッジはなかった。従って、デリバティブの想定元本および関連する公正価値の変動は、対英ポンドで上昇し、米国ドルで下落したユーロ価格を主に反映している。

キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

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・ヘッジの デリバティブ為替レート：	2016年 12月31日	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	それ 以降
正の公正価値	751	99	98	100	62	61	685
負の公正価値	(1,225)	(71)	(70)	(222)	(36)	(55)	(683)

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、株主資本に与えた影響であり、税効果控除前の金額である。

百万ユーロ	2016年	2015年
1月1日の期首残高	(208)	(310)
株主資本で認識される公正価値の変化（その他の包括利益）		-
損益に認識される公正価値の変化－リサイクリング	(118)	102
損益で認識される公正価値の変化－有効でない部分		-
12月31日の期末残高	(326)	(208)

33.2 損益を通じたデリバティブの公正価値

下表は、2016年12月31日および2015年12月31日の時点でのFVTPL（損益を通じた公正価値の測定）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	
	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在
FVTPLでの デリバティブ- 金利リスクに対応	10,524	9,918	527	415	10,663	10,055	(604)	(486)
金利スワップ	10,524	9,918	527	415	10,663	10,055	(604)	(486)
FVTPLでの デリバティブ- 為替レートリスク に対応	11,577	14,817	1,644	1,552	11,577	14,817	(1,656)	(1,568)
為替予約	2,699	5,694	158	308	2,699	5,694	(158)	(311)
クロス・カレンシー 金利スワップ	8,878	9,123	1,486	1,244	8,878	9,123	(1,498)	(1,257)
FVTPLでの デリバティブ合計	22,101	24,735	2,171	1,967	22,240	24,872	(2,260)	(2,054)

2016年12月31日現在、金利リスクおよび為替レートリスクに対応する損益を通じたデリバティブの公正価値の想定元本は、44,341百万ユーロ（2015年12月31日現在では、49,607百万ユーロ）に達し、これに対応する負の公正価値は、88百万ユーロ（2015年12月31日現在では、負の87百万ユーロ）であった。

損益を通じたデリバティブの公正価値の想定元本は対前年比で減少したが、これは、為替効果で6,480百万ユーロ減少したことを反映しており、金利スワップの想定元本が1,214百万ユーロ増加したことでわずかに相殺されている。

事業年度末の金利スワップは、主にグループ会社の市場や仲介を通じた負債に係るヘッジであり、それらの会社の同額の想定元本に係る10,524百万ユーロである。

金利スワップの想定元本の全体としての前年比の増加（1,214百万ユーロ）は、将来における資金調達のコストを事前に設定する目的で、2019～2020年の将来の債券発行に関連して行った事前ヘッジ戦略の一部として完了した新たな取引に帰し得る。2015年12月31日と比較した公正価値全体の変動（負の6百万ユーロ）は、主に、年間イールドカーブの全体的な低下に関連したものである。

想定元本2,699百万ユーロ（2015年12月31日現在では、5,694百万ユーロ）の先物契約は主に、グループ会社の調達プロセスの範囲内でエネルギーコモディティの価格に係る為替リスクを軽減させるために締結した店頭デリバティブに関するものであり、市場での取引と一致させてある。これらのデリバティブは、エネルギー以外の商品ならびに再生可能エネルギー、インフラおよび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）の取得に関連する勘定通貨以外の通貨建ての予想キャッシュ・フローもヘッジしている。

想定元本と公正価値の前年度からの変化は、通常の事業活動に関連するものである。

想定元本8,878百万ユーロ（2016年12月31日現在では、9,123百万ユーロ）のクロス・カレンシー金利スワップは、グループ会社のユーロ以外の通貨建て債の為替リスクのヘッジに関連しており、市場での取引と一致させてある。

クロス・カレンシー金利スワップの想定元本と公正価値の変動要因は、主として、他の主要通貨に対するユーロの為替レートの展開である。

注記34 公正価値測定

当社は、国際会計基準によって必要とされているときは、IFRS第13号に従って公正価値を測定している。

公正価値とは、資産の売却によって受け取るであろう、または負債を移転するために支払うであろう価格をいう。最良の見積は市場価格である、すなわち活発な流動市場で公開されている現在の取引価格のことである。

資産・負債の公正価値は、以下に定義される、公正価値を測定するために使用される評価技法へのインプットの基準として3レベルからなる公正価値ヒエラルキーに分類される。

- > レベル1：企業が測定日において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（調整されていない）公表価格；
- > レベル2：直接（価格など）または間接（価格等から派生）を問わず、資産または負債に関する観察可能である、レベル1に含められる公表価格以外のインプット；
- > レベル3：資産または負債に関する観察不能なインプット

この注記では、以下を評価するための関連情報が開示されている：

- > 初期認識以後の財政状態計算書上で、継続的にまたは非継続的に公正価値で測定されている資産負債については、かかる測定に使用される評価技法及びインプット；及び
- > 重要な観察不能なインプット（レベル3）を使用して継続的に公正価値の測定しているものについては、測定が、事業年度の損益や他の包括利益に与える影響

この目的上：

- > 継続的な公正価値の測定は、各事業年度末の財政状態計算書においてIFRSが要求するまたは容認する方法である。
- > 非継続的な公正価値の測定は、特別な状況下における財政状態計算書においてIFRSが要求するまたは容認する方法である。

デリバティブ契約の公正価値は、規制された市場で取引されているデリバティブの公式価格を使って決定される。規制された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はECBが提示する為替レートを使って換算して決定する。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使って測定する。

新しい国際会計基準に沿って、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（クレジット・バリュエーション・アジャストメント、CVA）と自社（デビット・バリュエーション・アジャストメント、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基礎的前提に変化が生じた場合、かかる商品の公正価値に影響をおよぼすこともありうる。

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金額として表示できる（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、欧州中央銀行が公表する為替レートによりユーロに換算される。

ここで報告するデリバティブの想定元本は、必ずしも当事者間で交換される金額を表示するものではなく、そのため、信用リスクに対する当グループのエクスポージャーの尺度ではない。

上場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使用して決定される。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 財政状態計算書上、公正価値で測定される資産

下記の表は、財政状態計算書上、継続的にまたは非継続的に公正価値で測定された資産のクラス別に、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		非流動資産				流動資産			
		2016年 12月31日 現在の 公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2016年1 2月31日 現在の 公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
	注記								
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	751	-	751	-	-	-	-	-
合計		751	-	751	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ:									
- 金利リスク	33	27	-	27	-	-	-	-	-
合計		27	-	27	-	-	-	-	-
損益を通じた公正価値:									
- 金利リスク	33	527	-	527	-	1	-	1	-
- 為替リスク	33	1,164	-	1,164	-	479	-	479	-
- 商品リスク		-	-	-	-	-	-	-	-
合計		1,691	-	1,691	-	480	-	480	-
合計		2,469	-	2,469	-	480	-	480	-

34.2 財政状態計算書上、公正価値で測定される負債

下記の表は、財政状態計算書上、継続的にまたは非継続的に公正価値で測定された負債のクラス別に、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		非流動負債				流動負債			
		2016年 12月31日 現在の 公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2016年 12月31日 現在の 公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
	注記								
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	154	-	154	-	-	-	-	-
- 為替リスク	33	1,225	-	1,225	-	-	-	-	-
合計		1,379	-	1,379	-	-	-	-	-
損益を通じた公正価値:									
- 金利リスク	33	530	-	530	-	74	-	74	-
- 為替リスク	33	1,173	-	1,173	-	482	-	482	-
合計		1,703	-	1,703	-	556	-	556	-
合計		3,082	-	3,082	-	556	-	556	-

34.3 財政状態計算書上、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				
	注記	2016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	13,117	13,117	-	-
- 変動金利	31.2.1	1,858	587	1,271	-
合計		14,975	13,704	1,271	-
銀行借入金：					
- 固定金利		-	-	-	-
- 変動金利	31.2.1	50	-	50	-
合計		50	-	50	-
グループ会社からのローン：					
- 固定金利	31.2.1	1,575	-	1,575	-
- 変動金利		-	-	-	-
合計		1,575	-	1,575	-
合計		16,600	13,704	2,896	-

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適用可能なCONSOBの措置に基づいて特定されている。

エネル・エスピーエーが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（<https://www.enel.com/en/investors/a201608-transactions-with-related-parties.html> 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公表の規定の導入時に採用された。2016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く情報開示が必要とされる取引は実施されなかった。

以下の表は、当社と関連当事者間の商業取引、財務取引、およびその他の取引の概要である。

商業取引およびその他の取引

2016年

百万ユーロ	営業費用				収益	
	売掛金	買掛金	商品	サービス	商品	サービス
	2016年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2016年		2016年	
子会社						
セントラル・ゲラドーラ・テルムエレクトリカ・フォルタレザ・エス エー	1	-	-	-	-	1
エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー	5	-	-	-	-	3
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエーエー	6	-	-	-	-	3
エネル・ジェネラシオン・ピウラ・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・ブラジル・エスエー	13	-	-	-	-	7
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	36	1	-	-	-	18
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	20	1	-	1	-	17
エネル・ラティノアメリカ・エスエー	-	1	-	1	-	-
エンデサ・エスエー	-	2	-	1	-	1
イー・ディストリビューティー・バナト・エスエー	3	-	-	-	-	2
イー・ディストリビューティー・ドブロジャ・エスエー	2	-	-	-	-	1
イー・ディストリビューティー・ムンテニア・エスエー	6	-	-	-	-	3
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	132	263	-	-	-	53
エネル・エネルギー・エスピーエー	120	37	-	-	-	16
エネル・イペロアメリカ・エスエル	2	10	-	10	-	1
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	16	15	-	-	-	20
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	1	1	-	-	-	-
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	-	12	-	-	-	-
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	17	3	-	1	-	5
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	67	186	-	-	-	24
エネル・ルーマニア・エスアールエル	5	-	-	-	-	1
エネル・イタリア・エスアールエル	61	55	-	64	-	10
エネル・セルヴィツィオ・エレクトリコ・エスピーエー	51	20	-	-	-	4
エネル・ソール・エスアールエル	4	5	-	-	-	1
エネル・トレード・エスピーエー	57	2	-	-	-	3
エネル・ファクター・エスピーエー	1	2	-	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エンデサ・エナルジア・エスエー	5	-	-	-	-	1
エネル・アメリカス・エスエー	4	-	-	-	-	1
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	3	-	-	-	-	2
ラス・エネルギー・ソビト・LLC	1	-	-	-	-	-
スロベンスケ・エレクトラーレ・エーエス	17	-	-	-	-	1
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	5	-	-	-	-	4
トレ・サン・エスアールエル	-	28	-	-	-	-
合計	662	645	-	78	-	204
その他の関連当事者：						
ジーエスイー	1	-	-	-	-	-
フォンダチオーネ・セントロ・スタディ・エネル	-	-	-	-	-	1
合計	1	-	-	-	-	1
合計	663	645	-	78	-	205

2015年

百万ユーロ	営業費用				収益	
	売掛金	買掛金	商品	サービス	商品	サービス
	2015年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2015年		2015年	
子会社						
セントラル・ゲラドーラ・テルムエレクトリカ・フォルタレザ・エス エー	1	-	-	-	-	1
エデジェル・エスエー	2	-	-	-	-	2
エンブレサ・デ・ディストリブシオン・エレクトリカ・デ・リマ・ ノルテ・エスエーエー	3	-	-	-	-	2
エネル・ブラジル・エスエー	15	-	-	-	-	15
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	19	1	-	1	-	8
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	3	-	-	-	-	5
エネル・ラティノアメリカ・エスエー	-	-	-	1	-	-
エンデサ・エスエー	-	1	-	3	-	-
エネル・ディストリビューティー・パナト・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・ディストリビューティー・ドブロジャ・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・ディストリビューティー・ムンテニア・エスエー	3	-	-	-	-	2
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	361	167	-	-	-	45
エネル・エネルギア・エスピーエー	102	26	-	-	-	7
エネル・イペロアメリカ・エスエル	1	8	-	9	-	1
エネル・フランス・エスエーエス	2	1	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	17	115	-	-	-	16
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	1	1	-	-	-	-
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	2	6	-	-	-	1
エネル・ロシア・ビージェーエスシー	18	4	-	-	-	7
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	132	153	-	-	-	23
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	84	64	-	58	-	80
エネル・セルヴィツィオ・エレトリコ・エスピーエー	57	13	-	-	-	4
エネル・ソール・エスアールエル	2	3	-	1	-	1
エネル・トレード・エスピーエー	5	85	-	-	-	4
エネル・ファクター・エスピーエー	-	2	-	-	-	-
エネル・インシュアランス・エヌヴィ	1	-	-	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	1	2	-	-	-	-
エネル・パワー・エスピーエー	-	3	-	-	-	-
エンデサ・エナルギア・エスエー	4	-	-	-	-	4
エネルシス・エスエー	3	-	-	-	-	2
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	1	-	-	-	-	2
ヌオーヴェ・エネルギエ・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
スロベンスケ・エレクトラーレ・エーエス	16	-	-	-	-	7
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	1	-	-	-	-	1
合計	863	656	-	73	-	243
その他の関連当事者：						
ジーエスイー	1	-	-	-	-	-
フォンダチオーネ・セントロ・スタディ・エネル	-	-	-	-	-	1
合計	1	-	-	-	-	1
合計	864	656	-	73	-	244

金融関係

2016年

百万ユーロ	売掛金	買掛金	保証	営業費用	収益	配当金
	2016年12月31日現在			2016年		
子会社						
コンチェルト・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	1,668	13	3,725	13	84	1,610
エネル・エネルジア・エスピーエー	6	791	1,733	-	6	358
エネル・イペロアメリカ・エスエル	1	1	54	-	1	550
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	733	3,207	23,131	178	1,068	-
エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティエーディーエー	3	3	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ	-	-	-	96	18	-
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	-	-	53	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	578	18	10,596	3	33	50
エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエー	5	-	-	-	6	-
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	19	-	30	-	-	-
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	-	2	2	-	-	-
エネル・エム・アット・ビー・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	463	30	2,412	19	29	304
エネル・イタリア・エスアールエル	83	-	94	-	6	-
エネル・セルヴィツィツィオ・エレットトリコ・エスピーエー	334	-	1,701	-	7	-
エネル・ソール・エスアールエル	1	70	231	-	1	-
エネル・トレード・ルーマニア・エスアールエル	-	-	7	-	-	-
エネル・トレード・エスピーエー	28	1,369	1,579	208	124	-
エネル・トレード・ディ・オー・オー	-	-	1	-	-	-
エネル・ファクター・エスピーエー	91	-	-	2	3	3
エネル・ニューハイドロ・エスアールエル	-	16	1	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	13	-	7	-	-	-
エネル・パワー・エスピーエー	-	37	1	-	-	-
ヌオーヴェ・エネルギー・エスアールエル	20	-	86	-	-	-
オーベン・ファイバー・エスピーエー	-	-	123	-	-	-
エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエー	-	2	-	-	-	-
トレ・サン・エスアールエル	-	-	-	2	-	-
合計	4,047	5,561	45,568	521	1,386	2,875
その他関連当事者：						
セシ・エスピーエー	-	-	-	-	-	1
合計	-	-	-	-	-	1
合計	4,047	5,561	45,568	521	1,386	2,876

2015年

百万ユーロ	売掛金	買掛金	保証	営業費用	収益	配当金
	2015年12月31日現在			2015年		
子会社						
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	165	890	3,719	2	48	1,245
エネル・エネルジア・エスピーエー	9	395	1,087	-	10	159
エネル・イベロアメリカ・エスエル	1	-	-	-	1	500
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	1,459	2,432	21,846	1,533	48	-
エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティエーディーエー	-	-	-	1	2	-
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ	107	-	-	-	13	-
エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ	-	3	-	-	2	-
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	-	-	51	1	2	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	331	7	1,804	67	132	109
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	1	3	33	1	2	-
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	1	87	376	-	1	-
エネル・ロンガネシ・デベロプメンツ・エスアールエル	28	-	2	-	-	-
エネル・エム・アット・ビー・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	119	648	2,415	145	36	-
エネル・イタリア・エスアールエル	101	84	73	-	6	9
エネル・セルヴィツィオ・エレットトリコ・エスピーエー	1,017	-	1,798	-	8	-
エネル・ソール・エスアールエル	17	-	110	-	1	-
エネル・トレード・ルーマニア・エスアールエル	-	-	8	-	-	-
エネル・トレード・エスピーエー	47	364	1,560	497	347	-
エネル・ファクター・エスピーエー	123	2	-	2	2	-
エネル・ニューハイドロ・エスアールエル	-	15	1	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	4	-	36	-	-	-
エネル・パワー・エスピーエー	-	36	1	-	-	-
マルシネル・エネルギー・エスエー	-	-	8	-	-	-
ヌオーヴェ・エネルギー・エスアールエル	13	-	86	-	-	-
エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエー	-	2	-	-	-	-
合計	3,544	4,968	35,015	2,249	661	2,022
その他の関連当事者：						
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー	-	-	-	-	-	1
セシ・エスピーエー	-	-	-	-	-	1
合計	-	-	-	-	-	2
合計	3,544	4,968	35,015	2,249	661	2,024

以下の表は、関連当事者取引が財政状態計算書、損益計算書、およびキャッシュ・フローに及ぼした影響を示したものである。

財政状態計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合%	合計	関連当事者	割合%
2016年12月31日現在				2015年12月31日現在		
資産						
デリバティブ- 非流動	2,469	953	38.6%	2,591	317	12.2%
その他の非流動金融資産	53	27	50.9%	107	71	66.4%
その他の非流動資産	188	154	81.9%	409	164	40.1%
売掛金	255	248	97.3%	283	278	98.2%
デリバティブ-流動	480	19	4.0%	299	26	8.7%
その他の流動金融資産	4,221	3,048	72.2%	3,403	3,130	92.0%
その他の流動資産	299	261	87.3%	460	422	91.7%
負債						
長期借入金	13,664	1,200	8.8%	14,503	-	-
デリバティブ- 非流動	3,082	747	24.2%	2,717	1,365	50.2%
その他の非流動負債	36	33	91.7%	243	243	100.0%
短期借入金	6,184	4,268	69.0%	4,914	3,243	66.0%
買掛金	150	68	45.3%	164	59	36.0%
デリバティブ-流動	556	464	83.5%	367	276	75.2%
その他の短期金融負債	550	82	14.9%	643	84	13.1%
その他の流動負債	1,694	544	32.1%	1,046	354	33.8%

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%
	2016年			2015年		
収益	207	205	99.0%	245	244	99.6%
サービス費用およびその他の営業費用	335	78	23.3%	399	73	18.3%
株式投資からの収益	2,882	2,876	99.8%	2,024	2,024	100.0%
デリバティブに関する金融収益	2,787	1,239	44.5%	3,358	500	14.9%
その他の金融収益	556	147	26.4%	177	161	91.0%
デリバティブに関する金融費用	3,127	467	14.9%	3,024	2,248	74.3%
その他の金融費用	979	54	5.5%	1,243	1	0.1%

キャッシュ・フローへの影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合%	合計	関連当事者	割合%
	2016年			2015年		
営業活動によるキャッシュ・フロー	2,511	(1,173)	-46.7%	1,062	1,092	102.8%
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー	(409)	(409)	100.0%	(560)	(559)	99.8%
財務活動によるキャッシュ・フロー	(4,989)	1,455	-29.2%	(1,549)	29	-1.9%

注記36 契約債務および保証

百万ユーロ	2016年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	変動
被保証者:			
- 第三者	347	376	(29)
- 子会社	45,568	35,015	10,553
合計	45,915	35,391	10,524

第三者に付与した保証は、エネル・エスピーエーが所有する資産またはその子会社の持分の第三者への処分の一環として親会社により付与された保証に関連しており、実質的には不動産資産（346百万ユーロ）の売却である。当保証は、契約上の義務の履行を確実にすることを意図しており、具体的には、支払うべき金額、および長期リース契約の少なくとも50%の6年間の更新をする義務である。

子会社の代わりに供与したその他の担保および保証は以下のとおり。

- > 350億ユーロのグローバル・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの一部を成す米ドル建、英ポンド建、ユーロ建、および円建の社債の保証として、エネル・ファイナンス・インターナショナルの代わりに供与した21,003百万ユーロの保証。
- > 主にグループ再編事業で買収した、エネル・グリーン・パワーが支配する様々な企業の代わりに供与した9,397百万ユーロ。
- > イー・ディストリブツィオーネ、エネル・プロデュツィオーネ、エネル・グリーン・パワーおよびエネル・ソールに対するローンに関して、欧州投資銀行（以下、「EIB」という。）に供与した2,810百万ユーロの保証。
- > グループVAT 手続に参加に関連して、エネル・ニューハイドロ、エネル・トレード、エネル・プロデュツィオーネ、エネルパワー、エネル・セルヴィツィオ・エレクトリコ、ヌオーヴェ・エネルギア、エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ、エネル・エム・アット・ピー、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・ハイドロ・ピアーヴの代わりに、税務当局に付与した1,997ユーロの保証。
- > ユーロ・コマーシャル・ペーパー・プログラムの保証として、エネル・ファイナンス・インターナショナルの代わりに供与した2,127百万ユーロの保証。
- > エネル・グリッド・エフィシェンシーIIの融資を受けたエネル・ディストリブツィオーネの代わりにカッサ・デポジティ・エ・プレステティに供与した1,407百万ユーロの保証。
- > 電力購買契約に基づく債務に関して、エネル・セルヴィツィオ・エレクトリコの代わりにエネル・エスピーエーがシングル・バイヤーに供与した1,150百万ユーロの保証。
- > その従業員が構造的従業員削減計画（2012年法律第92号第4条）への参加を選択した様々なグループ会社の代わりにINPSに供与した669百万ユーロの保証。
- > 送電サービス契約に関して、エネル・ディストリブツィオーネ、エネル・トレード、エネル・プロデュツィオーネ、エネル・グリーン・パワー、エネル・エネルギアの代わりにテルナに供与した524百万ユーロの保証。

- > ガス輸送容量に関して、エネル・トレードの代わりにスナム・レーテ・ガスに供与した347百万ユーロの保証。
- > エネル・トレードおよびエネル・プロデュツィオーネの代わりにエネルギー・マーケット・オペレーターを保証した諸銀行に対するカウンター保証として供与した330百万ユーロの保証。
- > 電力購入に関してエネル・トレードの代わりにアールダブリュイー・サブライ・アンド・トレーディング・ゲーエムベーハーに供与した80百万ユーロの保証。
- > 電力市場取引に関して、エネル・トレードの代わりにイー・オンに供与した50百万ユーロの保証。
- > ガス供給に関して、エネル・トレードの代わりにウィンガス・ゲーエムベーハー・アンド・カンパニー・ケージーに供与した32百万ユーロの保証。
- > 親会社による財政支援業務の一部として子会社の代わりに様々な受益者に供与した3,645百万ユーロの保証。

子会社の代わりに供与したその他の担保および保証は、2015年12月31日に比べて増加したが、これは主に、エネル・グリーン・パワー・グループの関与する金融取引を反映しており、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーが子会社に代わり行った多くの保証提供のエネル・エスピーエーへの譲渡もこれに含む。

親会社としての立場で、エネル・エスピーエーは、基本的には債権譲渡を目的に、様々なグループ会社に対して念書も供与している。

注記37 偶発債務および資産

偶発債務および資産の情報については、連結財務諸表の注記49を参照。

注記38 後発事象

後発事象に関する情報については、連結財務諸表の注記50を参照すること。

注記39 CONSOBの「発行者の規制」第149の12に基づく監査法人への報酬

次の表は、CONSOB「発行者の規制」第149の12の規定に基づき、2016年にエネル・エスピーエーおよびその子会社が、監査法人およびそのネットワークに属する他の監査法人に支払ったサービス報酬をまとめたものである。

サービスの種類	サービスを提供した監査法人	報酬額 (百万ユーロ)
エネル・エスピーエー		
監査	内訳	
	- イーワイ・エスピーエー	0.4
	- アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	-
証明業務	内訳	
	- イーワイ・エスピーエー	0.5
	- アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	-
その他のサービス	内訳	
	- イーワイ・エスピーエー	-
	- アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	-
合計		0.9
エネル・エスピーエーの子会社		
監査	内訳	
	- イーワイ・エスピーエー	2.1
	- アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	14.1
証明業務	内訳	
	- イーワイ・エスピーエー	1.3
	- アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	1.8
その他のサービス	内訳	
	- イーワイ・エスピーエー	-
	- アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	0.7
合計		20.0
合計		20.9

[前へ](#)

[次へ](#)

Consolidated financial statements

Consolidated Income Statement

Millions of euro	Notes				
		2016		2015	
			of which with related parties		of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	7.a	68,604	4,550	73,076	5,583
Other revenue and income	7.b	1,988	20	2,582	314
	[Subtotal]	70,592		75,658	
Costs					
Electricity, gas and fuel purchases	8.a	32,039	6,603	37,644	7,089
Services and other materials	8.b	17,393	2,577	16,457	2,431
Personnel	8.c	4,637		5,313	
Depreciation, amortization and impairment losses	8.d	6,355		7,612	
Other operating expenses	8.e	2,783	312	2,654	54
Capitalized costs	8.f	(1,669)		(1,539)	
	[Subtotal]	61,538		68,141	
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	9	(133)	29	168	(24)
Operating income		8,921		7,685	
Financial income from derivatives	10	1,884		2,455	
Other financial income	11	2,289	21	1,563	15
Financial expense from derivatives	10	2,821		1,505	
Other financial expense	11	4,339	39	4,969	29
Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method	12	(154)		52	
Income before taxes		5,780		5,281	
Income taxes	13	1,993		1,909	
Net income from continuing operations		3,787		3,372	
Net income from discontinued operations		-		-	
Net income for the year (shareholders of the Parent Company and non-controlling interests)		3,787		3,372	
Attributable to shareholders of the Parent Company		2,570		2,196	
Attributable to non-controlling interests		1,217		1,176	
<i>Basic earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)</i>	14	0.26		0.23	
<i>Diluted earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)</i>	14	0.26		0.23	
<i>Basic earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)</i>	14	0.26		0.23	
<i>Diluted earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)</i>	14	0.26		0.23	

Statement of Consolidated Comprehensive Income

Millions of euro	Notes	
	2016	2015
Net income for the year	3,787	3,372
Other comprehensive income recyclable to profit or loss (net of taxes)		
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges	(34)	359
Share of the other comprehensive income of equity investments accounted for using the equity method	(18)	29
Change in the fair value of financial assets available for sale	(24)	25
Change in translation reserve	1,952	(1,743)
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss (net of taxes)		
Remeasurement of net employee benefit liabilities/(assets)	(239)	184
Total other comprehensive income/(loss) for the period	32	(1,146)
Total comprehensive income/(loss) for the period	5,424	2,226
Attributable to:		
- shareholders of the Parent Company	3,237	2,191
- non-controlling interests	2,187	35

Consolidated Balance Sheet

Millions of euro		Notes	
ASSETS		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
		of which with related parties	of which with related parties
Non-current assets			
Property, plant and equipment	15	76,265	73,307
Investment property	18	124	144
Intangible assets	19	15,929	15,235
Goodwill	20	13,556	13,824
Deferred tax assets	21	6,665	7,386
Equity investments accounted for using the equity method	22	1,558	607
Derivatives	23	1,609	2,343
Other non-current financial assets	24	3,892	3,274
Other non-current assets	25	706	877
	(Total)	120,304	116,997
Current assets			
Inventories	26	2,564	2,904
Trade receivables	27	13,506	12,797
Income tax receivables		876	636
Derivatives	23	3,945	5,073
Other current financial assets	28	3,053	2,381
Other current assets	29	3,044	2,898
Cash and cash equivalents	30	8,290	10,639
	(Total)	36,281	37,328
Assets classified as held for sale	31	11	6,854
TOTAL ASSETS		155,596	161,179

Millions of euro		Notes	
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
		of which with related parties	of which with related parties
Equity attributable to the shareholders of the Parent Company			
Share capital		10,167	9,403
Other reserves		5,152	3,352
Retained earnings (loss carried forward)		19,484	19,621
	[Total]	34,803	32,376
Non-controlling interests		17,772	19,376
Total shareholders' equity	32	52,575	51,751
Non-current liabilities			
Long-term borrowings	33	41,336	44,872
Employee benefits	34	2,585	2,284
Provisions for risks and charges - non-current	35	4,981	5,192
Deferred tax liabilities	21	8,769	8,977
Derivatives	23	2,532	1,518
Other non-current liabilities	36	1,856	1,549
	[Total]	62,058	64,392
Current liabilities			
Short-term borrowings	33	5,372	2,155
Current portion of long-term borrowings	33	4,384	5,733
Provisions for risks and charges - current	35	1,433	1,630
Trade payables	37	12,688	11,775
Income tax payable		359	585
Derivatives	23	3,322	5,509
Other current financial liabilities	38	1,264	1,063
Other current liabilities	40	12,141	11,222
	[Total]	40,963	39,672
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	31	-	5,364
Total liabilities		103,021	109,428
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		155,596	161,179

Statement of Changes in Consolidated Shareholders' Equity (note 32)

Share capital and reserves attributable to the shareholders of the Parent Company

	Share capital	Share premium reserve	Legal reserve	Other reserves	Reserve from translation of financial statements	Reserve from measurement of cash flow in other than financial instruments	Reserve from measurement of financial instruments	Reserve from investments accounted for the equity method	Reserve from retirement of liabilities of defined benefit plans	Reserve from disposal of equity interests in controlled entities	Reserve from acquisitions of controlling interests	Equity attributable to the shareholders of the Parent Company	Non-controlling interests	Total shareholders' equity
At January 1, 2015	9,463	5,292	1,881	2,262	(1,321)	(1,806)	105	(74)	(671)	(2,113)	(183)	31,506	15,639	51,145
Distributions of dividends and interim dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,315)	(1,315)	(767)	(2,083)
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(3)	(5)	489	484
Change in scope of consolidation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Comprehensive income for the period	-	-	-	-	(635)	465	25	20	120	-	2,190	2,191	35	2,226
of which:														
- other comprehensive income/(loss) for the period	-	-	-	-	(635)	465	25	20	120	-	-	(5)	(1,141)	(1,146)
- net income/(loss) for the period	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,190	2,196	1,176	3,372
At December 31, 2015	9,463	5,292	1,881	2,262	(1,956)	(1,341)	130	(54)	(551)	(2,115)	(196)	32,376	18,375	51,751
Distributions of dividends and interim dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,542)	(2,542)	(1,032)	(3,574)
Allocation of net income for the previous year	-	-	153	-	-	-	-	-	-	-	(153)	-	-	-
Capital increase for non-proportional demerger of Enel Green Power	764	2,197	-	-	119	(31)	-	-	1	-	(974)	2,064	(2,106)	(42)
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(283)	-	(283)	(266)	(549)
Change in scope of consolidation	-	-	-	-	(136)	21	-	48	17	-	-	(49)	(366)	(435)
Comprehensive income for the period	-	-	-	-	568	(97)	(24)	(7)	(173)	-	2,570	3,237	2,187	5,424
of which:														
- other comprehensive income/(loss) for the period	-	-	-	-	568	(97)	(24)	(7)	(173)	-	-	667	970	1,637
- net income/(loss) for the period	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,570	2,570	1,217	3,787
At December 31, 2016	10,167	7,439	2,034	2,262	(1,005)	(1,448)	106	(12)	(706)	(2,398)	(1,176)	34,903	17,772	52,675

Consolidated Statement of Cash Flows

Millions of euro	Notes	2016		2015	
			of which with related parties		of which with related parties
Income before taxes for the year		5,780		5,281	
Adjustments for:					
Depreciation, amortization and impairment losses	8.d	6,355		7,612	
Financial (income)/expense	10-11	2,987		2,456	
Net income of equity investments accounting for using the equity method	12	154		(52)	
Changes in net working capital:		602		(1,249)	
- inventories	26	413		274	
- trade receivables	27	(959)	(21)	(2,329)	283
- trade payables	37	1,149	10	(581)	(248)
- other assets/liabilities		59	(81)	1,387	(6)
Accruals to provisions		772		1,137	
Utilization of provisions		(1,553)		(1,243)	
Interest income and other financial income collected	10-11	1,544	21	1,715	15
Interest expense and other financial expense paid	10-11	(4,343)	(39)	(4,326)	(29)
(Income)/expense from measurement of commodity contracts		(278)		142	
Income taxes paid	13	(1,959)		(1,516)	
(Gains)/Losses on disposals		(274)		(385)	
Cash flows from operating activities (A)		9,847		9,572	
Investments in property, plant and equipment	15	(7,927)		(7,000)	
Investments in intangible assets	19	(915)		(762)	
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	5	(382)		(78)	
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	5	1,032		1,350	
(Increase)/Decrease in other investing activities		105		69	
Cash flows from investing/disinvesting activities (B)		(8,087)		(6,421)	
Financial debt (new long-term borrowing)	33	2,339		1,474	
Financial debt (repayments and other net changes)	33	(4,049)	(89)	(5,015)	(89)
Transactions in non-controlling interests	32	(257)		456	
Dividends and interim dividends paid	32	(2,507)		(2,297)	
Cash flows from financing activities (C)		(4,474)		(5,382)	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (D)		250		(234)	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (A+B+C+D)		(2,464)		(2,465)	
Cash and cash equivalents at beginning of the period ⁽¹⁾		10,790		13,255	
Cash and cash equivalents at the end of the period ⁽²⁾		8,326		10,790	

(1) Of which cash and cash equivalents equal to €10,639 million at January 1, 2016 (€13,088 million at January 1, 2015), short-term securities equal to €1 million at January 1, 2016 (€140 million at January 1, 2015) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" equal to €150 million at January 1, 2016 (€27 million at January 1, 2015).

(2) Of which cash and cash equivalents equal to €8,290 million at December 31, 2016 (€10,639 million at December 31, 2015), short-term securities equal to €36 million at December 31, 2016 (€1 million at December 31, 2015) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" equal to €150 million at December 31, 2015.

Notes to the consolidated 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 Latin America.

The consolidated financial statements for the period ended December 31, 2016 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 16, 2017. These financial statements have been audited by EY SpA.

Basis of presentation

The consolidated financial statements for the year ended December 31, 2016 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 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, including 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 managers 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 recognition

Revenue from sales to customers is recognized when the risks and rewards of the good sold or the service rendered are substantially transferred and are measured on the basis of the fair value of the consideration received or receivable.

Revenue from sales of electricity and gas to retail customers is recognized at the time the electricity or gas is supplied and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic meter readings (pertaining to the year), an estimate of the value of electricity and gas sold during the period but not yet invoiced, which 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 end of the year is based on estimates of the daily consumption of individual customers calculated on the basis of their consumption record, adjusted to take account of weather conditions and other factors that may affect estimated consumption.

Pension plans 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 the cost of medical care.

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 medical care.

Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.

Recoverability of non-current assets

The carrying amount of non-current assets is reviewed periodically and wherever circumstances or events suggest that a 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 20 below.

In particular, the recoverable amount of non-current assets and goodwill is based on estimates and assumptions used in order to determine the amount of cash flow and the discount rates applied. Where the value of non-current assets is considered to be impaired, it is written down to the recoverable value, as estimated on the basis of the use of the assets and their possible future disposal, in accordance with the Company's most recent approved plan.

The factors used in the calculation of the recoverable amount are discussed in more detail in the section "Impairment of non-financial assets". Nevertheless, possible changes in the estimation of the 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.

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 to not attempt to formulate an 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 where this is not possible, the inputs are estimated by management taking due account of the characteristics of the instruments being measured.

In accordance with IFRS 13, the 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 45. Changes in the assumptions made in estimating the input data could have an impact on the fair value recognized for those instruments.

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2016, 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 legal disputes regarding the generation, transport and distribution of electricity. In view of the nature of such litigation, it is not always objectively possible to predict the outcome of such disputes, which in some cases could be unfavorable.

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.

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.

Other

In addition to the items listed above, the use of estimates regarded the fair value measurement of assets acquired and liabilities assumed in business combinations. For these items, the estimates and assumptions are contained in the discussion of the accounting policies adopted.

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 4 and 5 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 intangible assets, 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, 2016" 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 in the Latin America Region that operate in Brazil (essentially Ampla and Coelce).

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 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

The Group controls an entity 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. Power is defined as when the investor has existing rights that give it the current ability to direct the relevant activities.

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, 2016 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.

Investments 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 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 elektrarne 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.

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 in these financial statements 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 adjusted using the balance sheet exchange rate. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency stated at cost are translated using the exchange rate prevailing on the date of initial recognition of the transaction. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency stated at fair value are translated using the exchange rate prevailing on the date that value was determined. Any exchange rate differences are recognized through profit or loss.

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.

This cost 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 that is a financial instrument within the scope of IAS 39 is recognized in profit or loss. If the contingent consideration is not within the scope of IAS 39, 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;
- > 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 ongoing access to a supply of electricity is initially recognized at its fair value at the time of the transfer.

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	20-70 years
Buildings and civil works incorporated in plants	20-85 years
Hydroelectric power plants:	
- penstock	20-75 years
- mechanical and electrical machinery	24-40 years
- other fixed hydraulic works	25-100 years
Thermal power plants:	
- boilers and auxiliary components	19-46 years
- gas turbine components	10-40 years
- mechanical and electrical machinery	10-45 years
- other fixed hydraulic works	10-66 years
Nuclear power plants	60 years
Geothermal power plants:	
- cooling towers	10-20 years
- turbines and generators	20-30 years
- turbine parts in contact with fluid	10-25 years
- mechanical and electrical machinery	20-22 years
Wind power plants:	
- towers	20-25 years
- turbines and generators	20-25 years
- mechanical and electrical machinery	15-25 years
Solar power plants:	
- mechanical and electrical machinery	15-40 years
Public and artistic lighting:	
- public lighting installations	18-25 years
- artistic lighting installations	20-25 years
Transmission lines	20-50 years
Transformer stations	10-60 years
Distribution plant:	
- high-voltage lines	30-50 years
- primary transformer stations	10-60 years
- low- and medium-voltage lines	23-50 years
Meters:	
- electromechanical meters	2-27 years
- electricity balance measurement equipment	2-35 years
- electronic meters	10-20 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 undetermined useful life.

Assets recognized under property, plant and equipment are derecognized either at the time of their disposal 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, where present, 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. For Italy, the concessions terminate between 2020 and 2040.

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 in the period between 2017 and 2088.

Infrastructure used in the service concession arrangement

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 recognize the infrastructure within the scope of IFRIC 12 as property, plant and equipment and it accounts for revenue and costs relating to construction/upgrade services as discussed in the section "Construction contracts". In particular, the Group measures the consideration received or receivable for the construction/upgrading of infrastructure at its fair value and, depending on the characteristics of the service concession arrangement, it recognizes:

- > a financial asset, if the operator 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) and 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 operator 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 (the right to charge users of the public service), borrowing costs are capitalized using the criteria specified in the section "Property, plant and equipment".

During the operating phase of concession arrangements, the Group accounts for operating service payments in accordance with criteria specified in the section "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.

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 appreciation rather than for use in the production or supply of goods and services.

Investment property is measured at acquisition cost less any accumulated depreciation and any accumulated impairment losses.

Investment property, excluding land, is depreciated on a straight-line basis over the useful lives of the assets.

Impairment losses are determined on the basis of criteria discussed below.

The breakdown of the fair value of investment property is detailed in note 45 "Assets measured at fair value". Investment property is derecognized either at the time of its disposal or when no future economic benefit is expected from its 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, where present, and the net book value of the derecognized assets.

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 and that the asset will generate future economic benefits and it has intention and ability to complete the asset and use or sell it.

Research costs are recognized as expenses.

Intangible assets with a finite useful life are reported net of accumulated amortization and any impairment losses.

Amortization is calculated on a straight-line basis over the item's estimated useful life, which is reassessed at least annually; any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis. Amortization commences when the asset is ready for use. Consequently, intangible assets not yet available for use are not amortized, but are tested for impairment at least annually.

The 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 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, where present, 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	3-5 years
- acquired	3-5 years
Industrial patents and intellectual property rights:	
- internally generated	5 years
- acquired	3-25 years
Concessions, licenses, trademarks and similar rights:	
- internally generated	-
- acquired	2-60 years
Other:	
- internally generated	2-5 years
- acquired	3-40 years

Goodwill

Goodwill arises on the acquisition of subsidiaries and represents the excess of the consideration transferred, as measured at fair value at the acquisition date, and the value of any non-controlling interests over the net fair value of the acquiree's identifiable assets and liabilities. After initial recognition, goodwill is not amortized, but is tested for recoverability at least annually using the criteria discussed in the section "Impairment of non-financial assets". For the purpose of impairment testing, goodwill is allocated, from the acquisition date, to each of the identified cash generating units.

Goodwill relating to equity investments in associates and joint ventures 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 CO₂ emissions allowances) that were not utilized for compliance in the reporting period. As regards CO₂ 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, CO₂ 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.

Construction contracts

When the outcome of a construction contract can be estimated reliably and it is probable that the contract will be profitable, contract revenue and contract costs are recognized by reference to the stage of completion of the contract activity at the end of the reporting period. Under this criteria, revenue, expenses and profit are attributed in proportion to the 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, contract revenue is recognized only to the extent of contract costs incurred that are likely to be recoverable.

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 reporting 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 can be 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.

Financial instruments

A financial instrument is any contract that gives rise to a financial asset of one entity and a financial liability or equity instrument of another entity. Financial instruments are recognized and measured in accordance with IAS 32 and IAS 39.

A financial asset or liability is recognized in the consolidated financial statements when, and only when, the Group becomes party to the contractual provisions of the instrument (the trade date).

Financial instruments are classified as follows under IAS 39:

- > financial assets and liabilities at fair value through profit or loss;
- > held-to-maturity financial assets;
- > loans and receivables;
- > available-for-sale financial assets,
- > financial liabilities measured at amortized cost.

Financial assets and liabilities at fair value through profit or loss

This category includes: securities, equity investments in entities other than subsidiaries, associates and joint ventures and investment funds held for trading or designated as at fair value through profit or loss at the time of initial recognition.

Financial instruments at fair value through profit or loss are financial assets and liabilities:

- > classified as held for trading because acquired or incurred principally for the purpose of selling or repurchasing at short term;
- > designated as such upon initial recognition, under the option allowed by IAS 39 (the fair value option).

Such financial assets and liabilities are initially recognized at fair value with subsequent gains and losses from changes in their fair value recognized through profit or loss.

Held-to-maturity financial assets

This category comprises non-derivative financial assets with fixed or determinable payments and fixed maturity, quoted on an active market and not representing equity investments, for which the Group has the positive intention and ability to hold until maturity. They are initially recognized at fair value, including any transaction costs, and subsequently measured at amortized cost using the effective interest method.

Loans and receivables

This category mainly includes trade receivables and other financial receivables. Loans and receivables are non-derivative financial assets with fixed or determinable payments, that are not quoted on an active market, other than those the Group intends to sell immediately or in the short-term (which are classified as held for trading) and those that the Group, on initial recognition, designates as either at fair value through profit or loss or available for sale. Such assets are initially recognized at fair value, adjusted for any transaction costs, and are subsequently measured at amortized cost using the effective interest method, without discounting unless material.

Available-for-sale financial assets

This category mainly includes listed debt securities not classified as held to maturity and equity investments in other entities (unless classified as "designated as at fair value through profit or loss"). Available-for-sale financial assets are non-derivative financial assets that are designated as available for sale or are not classified as loans and receivables, held-to-maturity financial assets or financial assets at fair value through profit or loss.

These financial instruments are measured at fair value with changes in fair value recognized in other comprehensive income.

At the time of sale, or when a financial asset available for sale becomes an investment in a subsidiary as a result of successive purchases, the cumulative gains and losses previously recognized in equity are reversed to the income statement.

When the fair value cannot be determined reliably, these assets are recognized at cost adjusted for any impairment losses.

Impairment of financial assets

At each reporting date, all financial assets classified as loans and receivables (including trade receivables), held to maturity or available for sale, are assessed in order to determine if there is objective evidence that an asset or a group of financial assets is impaired.

An impairment loss is recognized if and only if such evidence exists as a result of one or more events that occurred after initial recognition and that have an impact on the future cash flows of the asset and which can be estimated reliably.

Objective evidence of an impairment loss includes observable data about, for example:

- > significant financial difficulty of the issuer or obligor;

- > a breach of contract, such as a default or delinquency in interest or principal payments;
- > evidence that the borrower will enter bankruptcy or other form of financial reorganization;
- > a measurable decrease in estimated future cash flows.

Losses that are expected to arise as a result of future events are not recognized.

For financial assets classified as loans and receivables or held to maturity, once an impairment loss has been identified, its amount is measured as the difference between the carrying amount of the asset and the present value of expected future cash flows, discounted at the original effective interest rate. This amount is recognized in profit or loss.

The carrying amount of trade receivable is reduced through use of an allowance account.

If the amount of a past impairment loss decreases and the decrease can be related objectively to an event occurring after the impairment was recognized, the impairment is reversed through profit or loss.

Further factors are considered in case of impairment of available for sale equity investments, such as significant adverse changes in the technological, market, economic or legal environment.

A significant or prolonged decline in fair value constitutes objective evidence of impairment and, therefore, the fair value loss previously recognized in other comprehensive income is reclassified from equity to income.

The amount of the cumulative loss is the difference between the acquisition cost and the current fair value, less any impairment loss previously recognized in profit or loss. An impairment loss on an available for sale equity investment cannot be reversed.

If there is objective evidence of impairment for unquoted equity instruments measured at cost because fair value cannot be reliably measured, the amount of the impairment loss is measured as the difference between the carrying amount and the present value of estimated future cash flows, discounted at the current rate of interest for a similar financial asset. Reversal of impairment are not permitted in these cases either.

The amount of the impairment loss on a debt instrument classified as available for sale, to be reclassified from equity, is the cumulative fair value loss recognized in other comprehensive income. Such impairment loss is reversed through profit or loss if the fair value of the debt instrument objectively increases as a result of an event that occurred after the impairment loss was recognized.

Cash and cash equivalents

This category includes deposits that are available on demand or at very short term, as well as highly liquid short-term financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value.

In addition, for the purpose of the consolidated statement of cash flows, cash and cash equivalents do not include bank overdrafts at period-end.

Financial liabilities at amortized cost

This category mainly includes borrowings, trade payables, finance lease obligations 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.

Derivative financial instruments

A derivative is a financial instrument or another contract:

- > whose value changes in response to the changes in an underlying variable such as an interest rate, commodity or security price, foreign exchange rate, a price or rate index, a credit rating or other variable;

- > that requires no initial net investment, or an initial net investment that is smaller than would be required for a contract with a 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 whether their fair value is positive or negative and they are classified as "held for trading" and measured at fair value through profit or loss, except for those designated as effective hedging instruments.

For more details about hedge accounting, please see note 44 "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 derivatives designated as effective hedging instruments are classified as current or non-current on the basis of their maturity date and the Group's intention to hold the financial instrument until 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.

Such contracts, which do not represent financial instruments to be measured at fair value, are analyzed in order to identify any embedded derivative, 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 through 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, do not fall within the scope of IAS 39 and are then recognized in accordance with the accounting treatment of such transactions (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 a "normal purchase or sale" if it is entered into:

- > for the purpose of physical delivery;
- > in accordance with the Group'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 should be classified and treated in accordance with IAS 39 or if they have been entered into for "own use"...

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 established by IAS 39 (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, canceled or expired.

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
- > it has the intention of either settling on a net basis, or realizing the asset and settling the liability simultaneously.

Employee benefits

Liabilities related to employee benefits paid upon or after ceasing employment in connection with defined benefit plans or other long-term benefits accrued during the employment period are determined separately for each plan, using actuarial assumptions to estimate the amount of the future benefits that employees have accrued at the balance sheet date (the projected unit credit method). More specifically, the present value of the defined benefit obligation is calculated by using a discount rate determined on the basis of market yields at the end of the reporting period on high-quality corporate bonds. If there is no deep market for high-quality corporate bonds in the currency in which the bond is denominated, the corresponding yield of government securities is used.

The liability is recognized on an accruals basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.

If the value of plan assets exceeds the present value of the related defined benefit obligation, the surplus (up to the limit of any cap) is recognized as an asset.

As regards the liabilities (assets) of defined benefit plans, the cumulative actuarial gains and losses from the actuarial measurement of the liabilities, the return on the plan assets (net of the associated interest income) and the effect of the asset ceiling (net of the associated interest income) are recognized in other comprehensive income when they occur. For other long-term benefits, the related actuarial gains and losses are recognized through profit or loss.

In the event of a change being made to an existing defined benefit plan or the introduction of a new plan, any past service cost is recognized immediately in profit or loss.

Employees are also enrolled in defined contribution plans under which the 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 as a result of a decision by the Group or an employee's decision to accept voluntary redundancy in exchange for these benefits, are recognized at the earlier of the following dates:

- > when the Group can no longer withdraw its offer of benefits; and
- > when the Group 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 benefit. Otherwise, if the termination benefits due to employees are expected to be settled wholly before 12 months after the end of the annual reporting period, the entity measures the liability in accordance with the requirements for short-term employee benefits; if they are not expected to be settled wholly before 12 months after the end of the annual reporting period, the entity measures the liability in accordance with the requirements for other long-term employee benefits.

Provisions for risks and charges

Provisions are recognized where there is a legal or constructive obligation as a result of a past event at the end of the reporting period, the settlement of which is expected to result in an outflow of resources whose amount can be reliably estimated. Where the impact is material, the accruals are determined by discounting expected future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and, 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 the expenditure required to extinguish a liability will be reimbursed by a third party, the reimbursement is recognized as a separate asset if such reimbursement is virtually certain.

Where the liability relates to plant decommissioning and/or site restoration, 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.

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 respect of 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 liabilities for plant dismantling and site restoration, especially those associated with nuclear power plants or the storage of waste fuel and other radioactive materials, 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". In Italy, which had a system of green certificates to encourage renewables generation until last year, since 2016 – in application of a Ministerial Decree of July 6, 2012 – the previous incentive mechanism was replaced by a "feed-in premium". The recognition in the accounts of these changes produced an increase in revenue, which now reports the entire amount of the sales price, including the incentive, and a corresponding decrease in other revenue and income, where amounts associated with the award of green certificates for electricity generated were reported, in accordance with the provisions of the incentive agreement for each plant.

In other countries in which a green certificate system is still in use, green certificates 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 from sales and services, with a corresponding decrease in inventories.

For the purposes of accounting for charges arising from regulatory requirements concerning green certificates, energy efficiency certificates and CO₂ 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

Revenue 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. Revenue includes only the gross inflows of economic benefits received and receivable by the Group on its own account. Therefore, in an agency relationship, the amount collected on behalf of the principal are excluded from revenue.

Revenue is measured at the fair value of the consideration received or receivable, taking into account the amount of any trade discounts and volume rebates allowed by the Group.

When goods or services are exchanged or swapped for goods or services which are of a similar nature and value, the exchange is not regarded as a transaction which generates revenue.

In arrangements under which the Group will perform multiple revenue-generating activities (a multiple-element arrangement), the recognition criteria are applied to the separately identifiable components of the transaction in order to reflect the substance of the transaction or to two or more transactions together when they are linked in such a way that the commercial effect cannot be understood without reference to the series of transactions as a whole.

More specifically, the following criteria are used depending on the type of transaction:

- > revenue from the sale of goods is recognized when the significant risks and rewards of ownership of the goods are transferred to the buyer and their amount can be reliably determined;
- > revenue from the sale of electricity and gas is recognized when these commodities are supplied to the customer and regard the quantities provided during the period, even if these have not yet been invoiced. It is determined using estimates as well as periodic meter readings. Where applicable, this revenue is based on the rates and related restrictions established by law or the Authority for Electricity, Gas and the Water System and analogous foreign authorities during the applicable period;
- > revenue from the transport of electricity and gas is recognized when the services are rendered to distribution customers even if they have not yet been invoiced. That revenue is determined on the basis of the amounts that have actually transited along the distribution network, net of estimated losses. Where provided for in the specific local regulations, such revenue is adjusted to take account of the restrictions and mandatory rates established by the Authority for Electricity, Gas and the Water System in Italy or the equivalent national organizations in other countries. In particular, in setting restrictions and mandatory rates, each authority covers the costs incurred for investments in the network, the associated remuneration based on an appropriate rate of return on capital and the timing with which those amounts are incorporated in rates. Where the inclusion of the investments in rates, which gives rise to the operator's right to receive the amount, in the year in which they are carried out is already virtually certain they are recognized on an accrual basis, regardless of the financial mechanism used to pay them. These arrangements reflect, for example, the provision of Authority Resolution no. 654/2015 concerning the definition of the criteria for the new rate period for distribution and metering in force for the regulatory cycle (2016-2023);
- > revenue from the rendering of services is recognized by reference to the stage of completion of services at the end of the reporting periods in which the services are rendered. The stage of completion of the transaction is determined based on an assessment of the service rendered as a percentage of the total services to be rendered or as costs incurred as a proportion 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;
- > revenue associated with construction contracts is recognized as specified in the section "Construction contracts";
 - > revenue from monetary and in-kind fees for connection to the electricity distribution network is recognized in full upon completion of connection activities if the service supplied 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 (electricity distribution 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;
 - > revenue from rentals and operating leases is recognized on an accruals basis in accordance with the substance of the relevant agreement.

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 exchange risks;
- > income and expense from fair value hedge derivatives on interest rate risk;
- > income and expense from cash flow hedge derivatives on interest rate and exchange risks.

Other financial income and expense

For all financial assets and liabilities measured at amortized cost and interest-bearing financial assets classified as available for sale, 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 also includes 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 receivables" 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 as at the end of the reporting period.

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 items

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. Recently issued accounting standards

New accounting standards applied in 2016

The Group adopted the amendments to existing standards with effect as from January 1, 2016:

- > "Amendments to IAS 1 - *Disclosure initiative*", issued in December 2014. The amendments, which form part of a broader initiative to improve presentation and disclosure requirements, including changes in the following areas:
 - materiality: the amendments clarify that the concept of materiality applies to all parts of the financial statements and that the inclusion of immaterial information could undermine the utility of financial disclosures;
 - disaggregation and subtotals: the amendments clarify that the line items in the income statement, the statement of comprehensive income and the balance sheet may be disaggregated. They also introduce new requirements concerning the use of subtotals;
 - the structure of the notes: the amendments clarify that entities have a certain degree of flexibility in the order in which the notes to the financial statements may be presented. They also emphasize that in establishing that order the entity must consider the requirements of understandability and comparability of the financial statements;
 - investments accounted for using the equity method: the entity's share of OCI of investments in equity-accounted associates and joint ventures must be split between the portion recyclable and that not recyclable to profit and loss; such portions must be presented as separate line items in the statement of comprehensive income.

The application of amendments did not have an impact on these consolidated financial statements.

- > "Amendments to IAS 19 - *Defined benefit plans: employees contributions*", issued in November 2013. The amendments are intended to clarify how to recognize contributions from employees within a defined benefit plan. More specifically, contributions linked to service should be recognized as a reduction in service cost:
 - over the periods in which employees render their services, if the amount of the contributions is dependent on the number of years of service; or
 - in the period in which the service is rendered, if the amount of the contributions is independent of the number of years of service.

The application of amendments did not have an impact on these consolidated financial statements.

- > "Amendments to IAS 27 - *Equity method in separate financial statements*" issued in August 2014. The amendments permit the use of the equity method for investments in subsidiaries, joint ventures and associates. The amendments also clarify a number of issues concerning investment entities. Specifically, when an entity ceases to be an investment entity, it must recognize investments in subsidiaries in accordance with IAS 27. Conversely, when an entity becomes an investment entity, it must recognize investments in subsidiaries at fair value through profit or loss in accordance with IFRS 9.

As the amendments regard the separate financial statements only, they are not expected to have an impact on the consolidated financial statements.

- > "Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 28 - *Investment entities: applying the consolidation exception*", issued in December 2014. The amendments clarify that if a parent entity (or intermediate parent) prepares its financial statements in conformity with IFRS 10 (including the case of an investment entity that does not consolidate its investments in subsidiaries but rather measures them at fair value), the exemption from preparing consolidated financial statements is available to the subsidiaries of an investment entity that in turn qualify as investment entities. In addition, the amendments also clarify that a parent entity that qualifies as an investment entity must consolidate a subsidiary that provides services related to the parent's investment activities if the subsidiary is not

itself an investment entity. The amendments also simplify application of the equity method for an entity that is not an investment entity but holds an interest in an associate or joint venture that is an investment entity. In particular, when applying the equity method, the entity may retain the fair value measurement applied by the associate or joint venture to its interests in subsidiaries. The application of amendments did not have an impact on these consolidated financial statements.

- > "Amendments to IFRS 11 - *Accounting for acquisitions of interests in joint operations*", issued in May 2014. The amendments clarify the accounting treatment of the acquisition of an interests in a joint operation that is business, pursuant to IFRS 3, requiring the application of all the accounting rules for business combinations under IFRS 3 and other applicable IFRS with the exception of those standards that conflict with the guidance on IFRS 11. Under the amendments, a joint operator that acquires such interests must measure the identifiable assets and liabilities at fair value; expense acquisition-related costs (with the exception of debt or equity issuance costs); recognize deferred taxes; recognized any goodwill or bargain purchase gain; perform impairment tests for the cash generating units to which goodwill has been allocated; and disclose information required for relevant business combinations.

The application of amendments did not have an impact on these consolidated financial statements.

- > "Amendments to IAS 16 and IAS 38 - *Clarification of acceptable methods of depreciation and amortization*", issued in May 2014. The amendments provide additional guidance on how the depreciation or amortization of property, plant and equipment and intangible assets should be calculated. The provisions of IAS 16 have been amended to clarify that a revenue-based depreciation method asset is not appropriate. The provisions of IAS 38 have been amended to introduce a presumption that a revenue-based amortization method is inappropriate. That presumption can be overcome when:
 - the intangible asset is expressed as a measure of revenue;
 - it can be demonstrated that revenue and the consumption of the economic benefit generated by an intangible asset are highly correlated.

The application of amendments did not have an impact on these consolidated financial statements.

- > "Amendments to IAS 16 and IAS 41 - *Bearer plants*", issued in June 2014. The amendments change the accounting treatment of biological assets that meet the definition of "bearer plants", such as fruit trees, that currently fall within the scope of "IAS 16 - *Property, plant and equipment*". As a consequence, they will be subject to all of the provisions of that standard. Accordingly, for measurement subsequent to initial recognition, the entity may choose between the cost model and the revaluation model. The agricultural products produced by the bearer plants (e.g. fruit) will remain within the scope of "IAS 41 - *Agriculture*".

The application of amendments did not have an impact on these consolidated financial statements.

- > "Annual improvements to IFRSs 2010-2012 cycle", issued in December 2013; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards that did not have an impact on these consolidated financial statements. More specifically, the following standards were amended:
 - "IFRS 2 - *Share-based payment*"; the amendment separates the definitions of "performance conditions" and "service conditions" from the definition of "vesting conditions" in order to clarify the description of each condition;
 - "IFRS 3 - *Business combinations*"; the amendment clarifies how to classify any contingent consideration agreed in a business combination. Specifically, the amendment establishes that if the contingent consideration does not represent an equity instrument, it shall be classified as a financial asset or liability (within the scope of IAS 39) or as a non-financial asset or liability. In both cases, the contingent consideration shall be measured at fair value and changes in fair value shall be recognized in profit or loss;

- "IFRS 8 - *Operating segments*"; the amendments introduce new disclosure requirements in order to enable the users of financial statements to understand the judgments adopted by management's in aggregating operating segments and the reasons for such aggregation. The amendments also clarify that the reconciliation of total segment assets and total assets of the entity is required only if provided periodically by management;
 - "IAS 16 - *Property, plant and equipment*"; the amendment clarifies that when an item of property, plant and equipment is revalued the gross carrying amount of that asset shall be adjusted in a manner consistent with the revaluation of the carrying amount. In addition, it also clarifies that the accumulated depreciation shall be calculated as the difference between the gross carrying amount and the carrying amount of the asset after taking account of accumulated impairment losses;
 - "IAS 24 - *Related party disclosures*"; the amendment clarifies that a management entity, i.e. an entity providing key management personnel services to an entity, is a related party of that entity. Accordingly, in addition to fees for services paid or payable to the management entity, the entity must report other transactions with the management entity, such as loans, within the disclosures required under IAS 24 for related parties. The amendment also clarifies that if an entity obtains key management personnel services from a management entity, the entity is not required to disclose the compensation paid or payable by the management entity to those managers;
 - "IAS 38 - *Intangible assets*"; the amendment clarifies that when an intangible asset is revalued, its gross carrying amount shall be adjusted in a manner consistent with the revaluation of the carrying amount. In addition, it also clarifies that the accumulated amortization shall be calculated as the difference between the gross carrying amount and the carrying amount of the asset after taking account of accumulated impairment losses.
- "Annual improvements to IFRSs 2010-2012 cycle" amended the Basis for Conclusions of "IFRS 13 - *Fair value measurement*" to clarify that short-term receivables and payables with no stated interest rate to apply to the invoice amount can still be measured without discounting, if the impact of discounting would not be material.
- > "Annual improvements to IFRSs 2012-2014 cycle", issued in September 2014; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards that did not have an impact on these consolidated financial statements. More specifically, the following standards were amended:
- "IFRS 5 - *Non-current assets held for sale and discontinued operations*"; the amendments clarify that the reclassification of an asset (or disposal group) from held for sale to held for distribution should not be considered as a new plan of sale but rather the continuation of the original plan. Accordingly, the reclassification does not give rise to any interruption in the application of the provisions of IFRS 5 or any change in the date of classification;
 - "IFRS 7 - *Financial instruments: disclosures*"; as regards disclosures to be provided on any continuing involvement in assets that have been transferred and derecognized in their entirety, the amendments clarify that for disclosure purposes, a servicing contract that provides for the payment of a fee can represent a continuing involvement in the transferred asset. The entity must assess the nature of the fee and the servicing contract to determine when disclosure is required. The amendments also clarify that disclosures concerning the offsetting of financial assets and liabilities are not required in condensed interim financial statements;
 - "IAS 19 - *Employee benefits*"; IAS 19 requires that the discount rate used to discount post-employment benefit obligations shall be determined by reference to market yields on high quality corporate bonds or government bonds where there is not deep market in such high quality corporate bonds. The amendment to IAS 19 clarifies that the depth of the market in high quality corporate bonds must be assessed on the basis of the currency in which the bond is denominated and not the currency of the country in which the bond is issued. If there is no deep market in high

quality corporate bonds in that currency, the corresponding market yield on government bonds shall be used;

- "IAS 34 - *Interim financial reporting*"; the amendment establishes that the required disclosures for interim financial reports shall be provided in the interim financial statements or cross-referenced in the interim financial statements by way of a reference to another statement (e.g. a management risk report) that is available on the same terms and at the same time to users of the interim financial statements.

Accounting standards taking effect at a future date

The following new standards, amendments and interpretations take effect after December 31, 2016:

- > "IFRS 9 - *Financial instruments*", the final version was issued on July 24, 2014, replacing the existing "IAS 39 - *Financial instruments: recognition and measurement*" and supersedes all previous versions of the new standard. The standard will take effect as from January 1, 2018 and early application will be permitted.

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.

As regards the classification of financial instruments, IFRS 9 provides for a single approach for all types of financial asset, including those containing embedded derivatives, under which financial assets are classified in their entirety, without the application of complex subdivision methods.

In order to determine how financial assets should be classified and measured, consideration must be given to the business model used to manage its financial assets and the characteristics of the contractual cash flows. In this regard, a business model is the manner in which an entity manages its financial assets in order to generate cash flows, i.e. collecting contractual cash flows, selling the financial assets or both.

Financial assets are measured at amortized cost if they are held in a business model whose objective is to collect contractual cash flows and are measured at fair value through other comprehensive income (FVTOCI) if they are held with the objective of both collecting contractual cash flows and selling the assets. This category enables the recognition of interest calculated using the amortized cost method through profit or loss and the fair value of the financial asset through OCI.

Financial assets at fair value through profit or loss (FVTPL) is now a residual category that comprises financial instruments that are not held under one of the two business models indicated above, including those held for trading and those managed on the basis of their fair value.

As regards the classification and measurement of financial liabilities, IFRS 9 maintains the accounting treatment envisaged in IAS 39, making limited amendments, for which most of such liabilities are measured at amortized cost. It is still permitted to designate a financial liability as at fair value through profit or loss if certain requirements are met.

The standard introduces new provisions for financial liabilities designated as fair value through profit or loss, under which in certain circumstances the portion of changes in fair value due to own credit risk shall be recognized through OCI rather than profit or loss. This part of the standard may be applied early, without having to apply the entire standard.

Since during the financial crisis the impairment approach based on "incurred credit losses" had displayed clear limitations connected with the deferral of the recognition of credit losses until the occurrence of a trigger event, the standard proposes a new model that gives users of financial statements more information on "expected credit losses".

In essence the model provides for:

- a) the application of a single approach for all financial assets;
- b) 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, with a view to reflecting changes in the credit risk of the financial instrument;

- c) 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;
- d) an improvement of disclosures on expected losses and credit risk.

IFRS 9 also introduces a new approach to hedge accounting, with the aim of aligning hedge accounting more closely with risk management, establishing a more principle-based approach. The new hedge accounting approach will enable entities to reflect their risk management activities in the financial statements, extending the criteria for eligibility as hedged items to the risk components of non-financial elements, to net positions, to layer components and to aggregate exposures (i.e., a combination of a non-derivative exposure and a derivative). The most significant changes regarding hedging instruments compared with the hedge accounting approach used in IAS 39 involve the possibility of deferring the time value of an option, the forward element of forward contracts and currency basis spreads (i.e. "hedging costs") in OCI up until the time in which the hedged element impacts profit or loss. IFRS 9 also eliminates the requirement for testing effectiveness under which the results of the retrospective test needed to fall within a range of 80%-125%, allowing entities to rebalance the hedging relationship if risk management objectives have not changed. Finally, IFRS 9 does not replace the provisions of IAS 39 concerning portfolio fair value hedge accounting for interest rate risk ("macro hedge accounting") as that phase of the IAS 39 replacement project has been separated and is still under discussion. In April 2014, the IASB published a *Discussion Paper Accounting for Dynamic Risk management: a Portfolio Revaluation Approach to Macro Hedging*.

In 2016 a transition project involving the three areas of application of the new standard was begun. The individual project areas address the following aspects:

- a) "Classification and Measurement": an assessment of the current procedures for classifying financial instruments compared with the new policies provided for under IFRS 9 (i.e. SPPI test and business model). In addition, the project activities also include the analysis of contracts that could be measured at fair value, as the contractual cash flows might not be composed solely of payments of principal and interest, and of minority interests in unlisted companies which under IAS 39 are subject to the cost exemption while under IFRS 9 they would be measured at fair value, in order to identify appropriate valuation models.
- b) "Impairment": analysis is under way of impaired financial assets, with a focus on trade receivables, which represent the majority of the Group's credit exposure. More specifically, those receivables have been sub-divided into specific clusters, taking due account of the applicable legislative and regulatory framework. Depending on the case, appropriate impairment models are being analyzed in application of the loss-rate approach or the general expected credit losses model.
- c) "Hedge Accounting": work on implementing the new hedge accounting model is under way, including effectiveness testing and rebalancing hedge relationships and analysis of the new strategies that can be applied under IFRS 9.

At the current stage of analysis it is not possible to provide a reasonable estimate of the possible impact of the new standard.

- > "IFRS 14 - *Regulatory deferral accounts*", issued in January 2014. The standard allows first-time adopters to continue to recognize rate-regulated amounts recognized under their previous GAAP at first-time adoption of the International Financial Reporting Standards. The standard may not be adopted by entities that already prepare their financial statements in accordance with the IFRS/IAS. In other words, an entity may not recognize rate-regulated assets and liabilities under IFRS 14 if its current GAAP do not permit such recognition or if the entity has not adopted such accounting treatment as permitted under its current GAAP. The European Commission has decided not to begin the endorsement process for this standard but to instead await the finalization of the broader project involving rate-regulated activities.

- > "IFRS 15 - Revenue from contracts with customers", issued in May 2014, including "Amendments of IFRS 15: effective date of IFRS 15", issued in September 2015. The new standard will replace "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" and "SIC 31 - Revenue - Barter transactions involving advertising services" and will apply to all contracts with customers, with a number of exceptions (for example, lease and insurance contracts, financial instruments, etc.). The new standard establishes a general framework for the recognition and measurement of revenue based on the following fundamental principle: the recognition of revenue in a manner that faithfully depicts the transfer of goods and services to customers in an amount that reflects the consideration to which the entity expects to be entitled in exchange for those goods or services. The fundamental principle will be applied on the basis of five key phases (steps): the entity must identify the contract with the customer (step 1); it must identify the performance obligations in the contract, recognizing separable goods or services as separate obligations (step 2); the entity must then determine the transaction price, which is represented by the consideration that it expects to obtain (step 3); the entity must then allocate the transaction price to the individual obligations identified in the contract on the basis of the individual price of each separable good or service (step 4); revenue is recognized when (or if) each individual performance obligation is satisfied through the transfer of the good or service to the customer, i.e. when the customer obtains control of the good or service (step 5).

IFRS 15 also provides for a series of notes to ensure complete disclosure concerning the nature, amount, timing and degree of uncertainty of the revenue and cash flows associated with contracts with customers.

The standard shall take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2018.

A project was initiated in 2016 to identify the possible impact of the standard on the Group's consolidated financial statements. At the current stage of analysis, which is still under way, the most significant aspects that we feel will be affected by the new provisions of IFRS 15 regard: (i) identification of the contractual obligations; (ii) contracts with multiple contractual obligations; (iii) contracts with variable consideration and the timing of recognition; (iv) contracts in which a third party is involved in supplying goods/services to customers, distinguishing between cases in which the Group (or the counterparty) is acting as a principal or as an agent; (v) the capitalization of contract acquisition costs and the performance of contracts with customers; and (vi) the disclosure to provide in order to comply with the standard.

At the current stage of analysis it is not possible to provide a reasonable estimate of the possible impact of the new standard.

During the analysis process, the Group may also define the procedures for the first-time application of the standard.

- > "Clarification to IFRS 15 - Revenue from contracts with customers", issued in April 2016, introduces amendments of the standard in order to clarify a number practical expedients and topics addressed by the Joint Transition Resource Group established by the IASB and the FASB. The aim of these amendments is to clarify a number of provisions of IFRS 15 without modifying the basic principles of the standard. The amendments shall take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2018.
- > "IFRS 16 - Leases", issued in January 2016, replaces the previous standard governing leases, IAS 17, and the associated interpretations. It establishes the criteria for the recognition, measurement and presentation of leases for both the lessor and the lessee and the associated disclosures. Although IFRS 16 does not modify the definition of a lease contract set out in IAS 17, the main change is represented by the introduction of the concept of control within that definition. More

specifically, in order to determine whether a contract represents a lease, IFRS 16 requires the lessee to determine whether it has the right to control the use of a given assets for a specified period of time. IFRS 16 eliminates the distinction between operating and finance leases, as required under IAS 17, introducing a single method for recognizing all leases. Under the new approach, the lessee must recognize:

- a) in the balance sheet, the assets and liabilities in respect of all leases with a term of more than 12 months, unless the underlying asset is of low value; and
- b) in the income statement, the depreciation of the assets involved in the lease contract separately from the interest connected with the associated liabilities.

For lessors, IFRS 16 essentially retains the recognition requirements provided for under IAS 17. Accordingly, the lessor shall continue to classify and recognize leases as operating or finance leases. The standard will apply, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2019. The Group is assessing the potential impact of the future application of the standard.

- > "Amendments to IAS 7: *Disclosure Initiative*", issued in January 2016. The amendments apply to liabilities and assets arising from financing activities, which are defined as liabilities and assets for which cash flows were, or will be, classified in the statement of cash flows as "cash flows from financing activities". The amendments require disclosure of changes in such liabilities/assets, distinguishing between cash flow changes and non-cash variations (i.e. variations arising from the effect of changes in foreign exchange rates and changes in fair values). The IASB suggests providing such disclosure in a reconciliation between the opening and closing balances for the period for such liabilities/assets. The amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2017. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.
- > "Amendments to IAS 12 - *Recognition of deferred tax assets for unrealised losses*", issued in January 2016. The amendments clarify the recognition of deferred tax assets in respect of debt instruments measured at fair value. More specifically, the amendments clarify the requirements for recognizing deferred tax assets for unrealized losses in order to eliminate differences in accounting treatment. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2017. Early application is permitted. The Group is assessing the potential impact of the future application of the amended standard.
- > "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 establish that in the case of the sale or contribution of assets to a joint venture or an associate, or the sale of an interest that gives rise to a loss of control while maintaining joint control or significant influence over the associate or joint venture, the amount of the gain or loss recognized shall depend on which the assets or interest constitute a business in accordance with "IFRS 3 - *Business combinations*". More specifically, if the assets/interest constitute a business, any gain (loss) shall be recognized in full; if the assets/interest does not constitute a business, any gain (loss) shall only be recognized to the extent of the unrelated investors' interests in the associate or joint venture, who represent the counterparties in the transaction. The EFRAG has recommended that the European Commission postpone endorsement of the amendments until the IASB completes its project on the elimination of gains and losses on transactions between an entity and its associates or joint ventures.
- > "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 share-based transaction settled in cash at the measurement date (i.e. at the grant date, at the close of each accounting period and at the settlement date) shall be calculated by taking account of market conditions (e.g. a target price for the shares) and non-vesting conditions, ignoring service conditions and performance conditions other than market conditions;

- clarify that share-based payments with net settlement for withholding tax obligations should be classified in their entirety as equity-settled transactions (if they would be so classified in the absence of the net settlement feature);
 - establish provisions for the accounting treatment of changes in terms and conditions that result in a change in the classification of the transaction from cash-settled to equity-settled.
- The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2018. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.
- > "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 ("temporary exemption"); and
 - permits insurers, until the future issue of the new accounting standard for insurance contracts, to recognize the volatility that should be caused by the application of IFRS 9 in other comprehensive income rather than through profit or loss (the "overlay approach").
- The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2018. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.
- > "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 be used in the 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 (liability) in respect of advance consideration paid (received). If there are multiple payments or receipts in advance, the entity shall determine a date of the transaction for each payment or receipt of advance consideration. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2018. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.
- > "Amendments to IAS 40: *Transfers of investment property*", issued in December 2016; the amendments clarify that transfers of property to or from investment property shall be permitted only when there is a change in use supported by evidence of that change. A change in management's intentions does not in itself provide evidence of a change in use sufficient to support the transfer. The amendments broadened the examples of changes of use to include property under construction or development and not just the transfer of completed properties. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2018. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.
- > "Annual improvements to IFRSs 2014-2016 cycle", issued in December 2016; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards that are not expected to have a significant impact on the Group. More specifically, the following standards were amended:
- "IFRS 1 - *First-time adoption of International Financial Reporting Standards*"; the amendments eliminated the "short-term exemptions from IFRSs" regarding the transition to IFRS 7, IAS 19 and IFRS 10. These transition provisions were only available for past reporting periods and are therefore now no longer applicable. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2018;
 - "IFRS 12 - *Disclosure of interests in other entities*"; the amendments clarify that the provisions governing disclosure under IFRS 12, with the exception of summarized financial information, also apply to interests in entities classified as held for sale. Prior to the amendments, it was not clear whether the provisions of IFRS 12 were applicable to such interests. The amendments will apply retrospectively, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2017;
 - "IAS 28 - *Investments in associates and joint ventures*"; the amendments clarify that the option available to a venture capital organization (or a mutual fund, unit trust and similar entities, including investment-linked insurance funds) to measure an investment in an associate or joint venture at fair value through profit or loss, those entities shall make this election at initial

recognition separately for each associate or joint venture. Similar clarifications were made for entities that are not investment entities and that, when they apply the equity method, elect to retain the fair value measurement applied by the investment entities that represent their interests in associates or joint ventures. The amendments will apply retrospectively, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2018.

4. Restatement of comparative disclosures

As from the close of the period at September 30, 2016, the new organizational model of the Enel Group can be considered fully operational. The adoption of the model was first announced in the 2nd Quarter of 2016, at the time of the presentation of the new organizational structure.

The main changes in the organizational model include the integration of the various companies belonging to the Enel Green Power Group in the various divisions by geographical area, functionally including the large hydro activities that are still formally operated by the thermal generation companies, and a new definition of the geographical areas (Italy, Iberia, Europe and North Africa, Latin America, North and Central America, Sub-Saharan Africa and Asia, Central/Parent Company). The new business structure is also broken down as follows: Thermal Generation and Trading, Infrastructure and Networks, Renewables, Retail, Services and Parent Company. Accordingly, the new matrix structure is organized into the following Divisions (Global Thermal Generation, Global Infrastructure and Networks, Renewable Energy and Global Trading) and Regions and Countries (Italy, Iberia, Europe and North Africa, Latin America, North and Central America, Sub-Saharan Africa and Asia), and will, from this year, also represent the basis of planning, reporting and assessment of the financial performance of the Group, both internally by top management and in relations with the financial community.

In view of these developments, it has also become necessary to review disclosures under "IFRS 8 - Operating segments", as reported in note 6 below, which have also been supplemented with restated comparative figures to ensure full comparability.

In addition, the structure of "cash flow from operating activities" in the consolidated statement of cash flows, which has maintained its overall value unchanged, underwent structural modifications in order to improve the presentation of events, which involved the restatement of items for 2015 in order to improve comparability.

5. 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 transaction.

2015

- > Acquisition, on March 6, 2015, of the share not previously held by the Group, amounting to 66.7%, of **3Sun**, a photovoltaic firm. Through this acquisition, the Group obtained control of the company, which is now consolidated on a line-by-line basis;
- > acquisition, on September 24, 2015, acting through the subsidiary Enel Green Power, of a controlling interest of 68% in **BLP Energy**, a company operating in the renewables sector in India;
- > acquisition, in September 2015, of the remaining 60% of the **ENEOP Group**, identified in a split agreement with the other participants in the venture, with the acquisition being settled with the concomitant transfer of the 40% that Enel Green Power held in the other two portfolios transferred to the other partners in the consortium;
- > disposal, on November 26, 2015, of the **ENEOP Group** and other Portuguese companies in which Enel Green Power held an interest;

- > full consolidation, following changes in shareholders' agreements, in December 2015, of **Osage Wind**, a company 50% held by Enel Green Power North America, previously accounted for using the equity method;
- > acquisition of a controlling interest of 78.6% in **Erdwärme Oberland**, a company specialized in the development of geothermal projects in Germany;
- > contribution, on December 31, 2015, of the former wholly-owned subsidiaries Altomonte, Enel Green Power San Gillio and Enel Green Power Strambino Solar to an equally held joint venture (**Uitor**) with the fund F2i accounted for using the equity method.

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:

- > disposal, on March 31, 2015, of 49% of **EGPNA Renewable Energy Partners**, an electricity generation company in the United States. Since the Group has maintained control of the company, the transaction is one involving a non-controlling interest;
- > acquisition, on April 8, 2015, of the remaining 49% of **Energia Eolica**, a wind generation company operating in Italy in which the Group already held an interest of 51%.

2016

- > Disposal, completed in early March 2016, of **Compostilla Re**, which at December 31, 2015 had been classified as "held for sale". The sale price was €101 million (the company also held liquid assets of about €111 million) and generated a gain of about €19 million;
- > disposal, on May 1, 2016, of 65% of **Drift Sand Wind Project**, a company operating in the wind generation sector in the United States. The sale price was €72 million and generated a gain of about €2 million and a remeasurement at fair value of the remaining 35% of about €4 million;
- > disposal, completed on July 13, 2016, of **Enel Longanesi**, which held the Italian assets (composed of 21 applications for on-shore and off-shore exploration permits and exploration permits) in the upstream gas sector. The maximum sales price is €30 million, of which about €7 million were collected immediately, while the right to receive the remainder (in multiple tranches) is subject to a number of conditions, such as the start of production at the Longanesi gas field in Emilia-Romagna, scheduled for 2019, and price developments in the gas market. No capital losses were recognized through profit or loss given that its value had already be adjusted to estimated realizable value;
- > disposal, on July 28, 2016, of 50% of **Slovak Power Holding ("SPH")**, which in turn holds 66% of **Slovenské elektrárne ("SE")**. More specifically, Enel Produzione finalized the disposal to EP Slovakia, a subsidiary of Energetický a priemyslový holding ("EPH"), of 50% of SPH in execution of the contract agreed on December 18, 2015 between Enel Produzione and EP Slovakia. The total price for the two phases, equal to €750 million (of which €150 million paid immediately in cash), is subject to a price adjustment mechanism, which will be calculated by independent experts and applied at the closing of the second phase on the basis of a number of parameters, including the evolution of the net financial position of SE, developments in energy prices in the Slovakian market, the operating efficiency of SE measured on the basis of benchmarks defined in the contract and the enterprise value of Mochovce units 3 and 4. Accordingly, the financial receivable generated by the disposal is measured at fair value through profit or loss. The same parameters described above were used in determining the recoverable value of the interest in the SPH joint venture;
- > acquisition of control, on October 1, 2016, of **Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca ("DEC")**, previously accounted for using the equity method, through the merger of DEC into Codensa (which had already held 49%); for more details, please see note 5.1 below;
- > loss of control, on November 21, 2016, following changes in governance arrangements and the disposal of an interest of 1%, for €12 million, of **EGPNA Renewable Energy Partners ("EGPNA**

- REP"), a developer of renewables generation projects in the United States. As from that it has been accounted for using the equity method. The transaction involved the recognition of a gain of €2 million and the recognition of income from remeasurement at fair value of the 50% still held by EGPNA of €95 million;
- > disposal, on November 30, 2016, of 100% of **Enel France**, a thermal generation company in France at a price of about zero, generating a loss of €4 million;
 - > loss of control, on December 20, 2016, of **Enel OpEn Fiber** (now OpEn Fiber - OF) following a capital increase by Enel and CDP Equity ("CDPE"), after which Enel and CDPE hold an equal stake in OF, which is therefore accounted for as from that date has been accounted for using the equity method;
 - > disposal, on December 28, 2016, of the **Cimarron and Lindahl** wind farms to the EGPNA REP joint venture, the starting point of a new industrial growth strategy founded on a less capital-intensive 'build, sell and operate' approach intended to accelerate the development of project pipelines at the global level. The loss of control generated a gain of €37 million;
 - > disposal, on December 30, 2016, of 100% of **Marcinelle Energie**, a thermal generation company in Belgium, for a total of €36.5 million, all of which has been paid. During 2016, the net asset value of Marcinelle was adjusted to its estimated realizable value with the recognition of an impairment loss of €51 million. The sales price is subject to customer price adjustments that include an earn-out clause.

In addition to the above changes in the scope of consolidation, the period also saw 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:

- > disposal, on February 29, 2016, of the remaining interest in **Hydro Dolomiti Enel**, a company operating in the hydroelectric generation sector in Italy. The sales price was initially estimated at €335 million. Subsequently, following specification of a price adjustment (a negative €22 million) in application of the contractual price formula updated on the basis of the final disposal accounts, a capital gain of €124 million was recognized;
- > on March 31, 2016, the non-proportional demerger of **Enel Green Power** took effect, following which – with a capital increase by Enel SpA as part of the demerger – the Group increased its stake in the company from 68.29% to 100%, with the consequent reduction of non-controlling interests; for more information, please see note 5.2 below;
- > acquisition, on May 3, 2016, of the remaining 40% of **Malcor Wind**, a company operating in the wind generation sector in Italy, becoming the sole shareholder;
- > on July 27, 2016, Enel Green Power International, a wholly-owned subsidiary of Enel, sold 60% of **Enel Green Power España ("EGPE")** to Endesa Generación, a wholly-owned subsidiary of Endesa, which as it already held the other 40% of EGPE became its sole shareholder. In the consolidated financial statements, the transaction produced a decrease in the interest pertaining to the Group (from 88.04% to 70.10%) in the results of EGPE as from the time the operation took effect;
- > merger, on December 1, 2016, into **Enel Américas** of Endesa Américas and Chilectra Américas, companies created with the demerger of Enersis, Endesa Chile and Chilectra. As the combined effect of exchange ratios between shares and the exercise of the right of withdrawal by some shareholders of the companies involved in the transaction, the percentage interest in the companies held directly or indirectly by Enel Américas changed. For more information, please see note 5.3 below.

5.1 Acquisition of control of Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca

On October 1, 2016, the Codensa subsidiaries Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ("DEC") and Empresa de Energía de Cundinamarca ("EEC") were merged into Codensa itself. More specifically, the merger was carried out with no monetary impact by way of the exchange of newly issued Codensa shares (equal to 1.25% of share capital, with a fair value of €25 million) with DEC and EEC shares. The

following table reports the effects of the transaction at the consolidated level, which involved a negative remeasurement at fair value of the interests held previously in DEC and EEC of €10 million and the recognition of negative goodwill from the business combination of €4 million.

Effects of the transaction

Millions of euro	
Property, plant and equipment	125
Trade receivables	19
Cash and cash equivalents	8
Borrowings	(38)
Employee benefits	(27)
Provisions for risks and charges	(11)
Trade payables	(19)
Other net liabilities	(4)
Non-controlling interests	(29)
Fair value of net assets corresponding to interest held previously	24
Carrying amount of book interest held previously	34
Remeasurement to fair value of the interest prior to acquisition of control	(10)
Millions of euro	
Fair value of interest held previously	24
Fair value of newly issued Codensa shares	25
Cost of the acquisition	49
Fair value of net assets acquired	53
Negative goodwill	4

5.2 Enel Green Power integration

Following the execution of the instrument of demerger on March 25, 2016, which took effect at the last moment of March 31, 2016, the partial, non-proportional demerger of Enel Green Power SpA ("EGP") to Enel was completed. The operation involved:

- > the assignment by EGP to Enel of the demerged assets represented by the 100% stake held by EGP in Enel Green Power International, a Dutch holding company that holds investments in nearly all companies operating in the renewable energy sector abroad, and all the assets, liabilities, contracts and other legal relationships associated with that investment; and
- > the retention by EGP of all remaining assets and liabilities other than those that are part of the demerged assets indicated above (and thus, essentially, all Italian operations and a small number of remaining foreign investments).

Since the transaction involved a non-proportional demerger:

- > shareholders of EGP other than Enel exchanged all the shares they hold in EGP with Enel shares at an exchange ratio of 0.486 Enel shares for each EGP share; and
- > Enel exchanged the shares corresponding to its stake in the demerged assets with Enel shares, which were immediately cancelled in accordance with Article 2504-ter, paragraph 2, and Article 2506-ter, paragraph 5, of the Italian Civil Code.

At the consolidated level, the operation therefore involved:

- > an increase of €764 million in the share capital of Enel SpA (which at March 31, 2016 was therefore equal to €10,166,679,946, represented by the same number of ordinary shares with a par value of €1 each), following the issue of shares as part of the demerger;
- > an increase in the share premium reserve of €2,212 million, reflecting the value of the shares issued as part of the demerger;
- > a reclassification of €80 million from non-controlling interests to a Group equity reserve to reflect the increase in the investment in EGP from 68.29% to 100%;
- > a reduction of non-controlling interests in respect of the financial outlay incurred to redeem the shares of former EGP shareholders who exercised the right of withdrawal (€27 million);
- > the recognition, directly in equity as a reduction in the share premium reserve, of transaction costs (€14 million net of tax effects).

Effects of the transaction

Millions of euro	
Increase in share capital	764
Increase in share premium reserve	2,212
Cash payment following exercise of the right of withdrawal	27
Cost of the acquisition	3,003
Non-controlling interests acquired ⁽¹⁾	(2,026)
Reserve from transactions in non-controlling interests	(977)

(1) Does not include portion under other comprehensive income in the amount of €80 million.

5.3 Corporate reorganization in Latin America

During 2016, the ownership structure of the companies previously belonging to the Enersis Group underwent a far-reaching reorganization with a view to separating assets in Chile from those in the other Latin America countries. The first step in the reorganization – in March 2016 – involved the split of Enersis into two companies (Enersis Chile – now Enel Chile – and Enersis Américas – now Enel Américas), with an analogous process for the subsidiaries Endesa Chile and Chilectra.

At the Extraordinary Shareholders' Meeting of September 28, 2016, shareholders of Enersis Américas, Endesa Américas and Chilectra Américas approved, with more than two thirds of voting shares of each of the entities, the merger of the three companies.

On September 14, 2016, Enersis Américas initiated a tender offer for all shares issued by Endesa Américas and a tender offer for the American Depositary Shares ("ADS"). The offer closed – once all conditions had been met – on October 28, 2016, increasing the interest in Endesa Américas by 3.23%, with a cash outlay of €140 million.

Following the merger, which took place on December 1, 2016, and taking account of the effects of the above tender offer, the Group's interest in all of the companies were changed, prompting a reclassification between Group equity and non-controlling interests.

6. 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 2016 and 2015

Results for 2016 ⁽¹⁾

Millions of euro	Italy	Iberia	Latin America	Europe and North Africa	North and Central America	Sub-Saharan Africa and Asia	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from third parties	36,081	18,831	10,739	3,618	1,122	29	172	70,592
Revenue from transactions with other segments	876	122	29	180	3	-	(1,210)	-
Total revenue	36,957	18,953	10,768	3,798	1,125	29	(1,038)	70,592
Total costs	30,012	15,522	7,221	3,030	291	15	(508)	55,183
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	(266)	131	9	(6)	(1)	-	-	(133)
Depreciation and amortization	1,898	1,677	952	246	249	12	56	4,890
Impairment losses	596	350	442	248	19	7	55	1,728
Reversals of impairment losses	(2)	(240)	(1)	(18)	-	-	-	(261)
Operating income	4,387	1,766	2,163	286	565	(5)	(241)	8,921
Capital expenditure	1,883	1,147	3,069	265 ⁽²⁾	1,832	304	52 ⁽³⁾	8,552

(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 €283 million regarding units classified as "held for sale".

(3) Does not include €7 million regarding units classified as "held for sale".

Results for 2015 restated ⁽¹⁾

Millions of euro	Italy	Iberia	Latin America	Europe and North Africa	North and Central America	Sub-Saharan Africa and Asia	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from third parties	39,252	20,021	10,818	4,645	579	18	25	75,658
Revenue from transactions with other segments	1,475	463	10	345	3	-	(2,296)	-
Total revenue	40,727	20,484	10,828	4,990	582	18	(2,271)	75,658
Total costs	33,996	17,132	7,518	3,522	305	11	(1,955)	60,529
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	185	1	(4)	(17)	(2)	-	5	168
Depreciation and amortization	1,699	1,679	935	334	202	2	36	4,687
Impairment losses	629	422	69	1,700	35	1	122	2,978
Reversals of impairment losses	-	(221)	(18)	(14)	-	-	-	(253)
Operating income	4,588	1,473	2,320	(569)	338	4	(469)	7,685
Capital expenditure	1,843 ⁽²⁾	1,001	2,937	249 ⁽³⁾	720	311	52	7,113

(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 €1 million regarding units classified as "held for sale".

(3) Does not include €648 million regarding units classified as "held for sale".

Financial position by segment

At December 31, 2016

Millions of euro	Italy	Iberia	Latin America	Europe and North Africa	North and Central America	Sub-Saharan Africa and Asia	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	25,981	24,174	17,411	3,048	4,831	780	46	76,271
Intangible assets	1,314	15,671	11,045	743	633	113	(34)	29,485
Trade receivables	9,429	2,243	1,835	317	111	18	(447)	13,506
Other	3,409	1,461	515	179	41	2	(134)	5,473
Operating assets	40,133 ⁽¹⁾	43,549	30,806	4,287	5,616 ⁽²⁾	913	(569)	124,735
Trade payables	7,606	2,155	2,433	374	493	23	(396)	12,688
Sundry provisions	3,077	4,096	1,039	127	25	18	617	8,999
Other	7,125	3,042	1,850	305	210	54	340	12,926
Operating liabilities	17,808	9,293	5,322	806	728	95	561	34,613

(1) Of which €4 million regarding units classified as "held for sale".

(2) Of which €2 million regarding units classified as "held for sale".

At December 31, 2015 restated

Millions of euro	Italy	Iberia	Latin America	Europe and North Africa	North and Central America	Sub-Saharan Africa and Asia	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	25,998	24,640	14,115	6,658	5,174	394	72	77,051
Intangible assets	1,161	15,701	10,376	997	673	107	51	29,066
Trade receivables	8,862	2,260	1,815	410	110	6	(607)	12,856
Other	3,709	1,470	485	636	107	4	(334)	6,077
Operating assets	39,730	44,071	26,791	8,701⁽¹⁾	6,064	511	(818)	125,050
Trade payables	6,982	2,156	2,349	809	395	80	(718)	12,053
Sundry provisions	3,626	3,828	834	2,062	34	14	661	11,059
Other	7,035	2,852	1,190	627	128	33	16	11,881
Operating liabilities	17,643	8,836	4,373	3,498⁽²⁾	557	127	(41)	34,993

(1) Of which €4.231 million regarding units classified as "held for sale".
 (2) Of which €2.331 million regarding units classified as "held for sale".

The following table reconciles segment assets and liabilities and the consolidated figures.

Millions of euro		
	at December 31, 2016	at December 31, 2015
Total assets	155,696	161,179
Equity investments accounted for using the equity method	1,558	607
Other non-current financial assets	3,892	3,274
Long-term tax receivables included in "Other non-current assets"	301	463
Other current financial assets	3,053	2,381
Derivatives	5,554	7,416
Cash and cash equivalents	8,290	10,639
Deferred tax assets	6,665	7,386
Income tax receivables	879	636
Long-term tax receivables included in "Other current assets"	664	706
Financial and tax assets of "Assets held for sale"	5	2,621
Segment assets	124,735	125,050
Total liabilities	103,021	109,428
Long-term borrowings	41,336	44,872
Short-term borrowings	5,372	2,155
Current portion of long-term borrowings	4,384	5,733
Other current financial liabilities	1,264	1,063
Derivatives	5,854	7,027
Deferred tax liabilities	8,768	8,977
Income tax payable	359	585
Other tax payables	1,071	990
Financial and tax liabilities included in disposal groups classified as "held for sale"	-	3,033
Segment liabilities	34,613	34,993

Revenue

7.a Revenue from sales and services - €68,604 million

Millions of euro

	2016	2015	Change	
Revenue from the sale of electricity	42,337	46,638	(4,301)	-9.2%
Revenue from the transport of electricity	9,587	9,911	(324)	-3.3%
Fees from network operators	557	828	(269)	-32.6%
Transfers from institutional market operators	1,462	1,152	310	26.9%
Revenue from the sale of gas	3,876	4,045	(169)	-4.2%
Revenue from the transport of gas	563	509	54	10.6%
Revenue from fuel sales	7,028	7,104	(76)	-1.1%
Connection fees to electricity and gas networks	814	829	(15)	-1.8%
Revenue from the sale of environmental certificates	560	343	217	63.3%
Revenue from other sales and services	1,820	1,719	101	5.9%
Total	68,604	73,076	(4,472)	-6.1%

In 2016, "revenue from the sale of electricity" came to €42,337 million (€46,638 million in 2015), including €29,101 million in revenue from electricity sales to end users (€29,994 million in 2015), €11,009 million in revenue from wholesale electricity sales (€13,355 million in 2015), and €2,227 million in revenue from the trading of electricity (€3,289 million in 2015). The decrease was mainly due to a general reduction in volumes generated and transported in an environment of declining average sales prices and was heavily influenced by the deconsolidation of Slovenské elektrárne.

"Revenue from the transport of electricity" totaled €9,587 million in 2016, a decrease of €324 million, which was particularly concentrated in Italy where the effect of volume increases was more than offset by a reduction in distribution rates (under the provisions of Resolution no. 654/15 of the Authority for Electricity, Gas and the Water System concerning the regulation of electricity transmission, distribution and metering rates for the 2016-2023 regulatory period) and by the further negative effect of greater revenue recognized in 2015 as a result of changes to the regulatory lag established with the above resolution.

In 2016, revenue related to "transfers from institutional market operators" came to €1,462 million, up €310 million compared with the previous year. The increase can be attributed to the increase in incentives received as "feed-in premiums" (formerly green certificates) of the renewable energy companies in Italy following replacement of the green-certificate incentives mechanism under a Ministerial Decree of July 6, 2012.

"Revenue from the sale of gas" in 2016 came to €3,876 million (€4,045 million in 2015), decreasing by €169 million, due essentially to reduced revenue in the Iberian Peninsula as a result, in particular, of lower unit prices compared with the rates applied in 2015.

"Revenue from the transport of gas" totaled €563 million, increasing by €54 million (+10.6%) due above all to the greater quantities transported in Italy.

"Revenue from fuel sales" in 2016 amounted to €7,028 million, including €6,953 million for the sale of gas (€7,053 million in 2015) and €75 million for the sale of other fuels (€51 million in 2015). The decrease for the year was due to lower average prices.

Finally, "revenue from the sale of environmental certificates" increased by €217 million, largely due to an increase in sales of environmental certificates and CO₂ emissions allowances.

The table below gives a breakdown of revenue from sales and services by geographical area:

Millions of euro		
	2016	2015
Italy	27,516	28,705
Europe		
Spain	17,097	18,261
Portugal	856	914
France	1,001	1,439
Switzerland	367	362
Germany	1,880	2,556
Austria	10	20
Slovenia	29	26
Slovakia	660	1,240
Romania	996	1,031
Greece	60	64
Bulgaria	9	9
Belgium	416	365
Czech Republic	382	679
Hungary	335	356
Russia	961	1,022
Netherlands	3,554	3,414
United Kingdom	1,008	1,214
Other European countries	144	67
Américas		
United States	367	463
Canada	-	11
Mexico	144	166
Brazil	2,536	2,864
Chile	3,510	3,377
Peru	1,215	1,226
Colombia	2,028	2,114
Argentina	1,051	588
Other South American countries	156	172
Other		
Africa	28	3
Asia	288	348
Total	68,604	73,076

7.b Other revenue and income - €1,988 million

Millions of euro

	2016	2015	Change	
Operating grants	22	8	14	-
Grants for environmental certificates	536	874	(338)	-38.7%
Capital grants (electricity and gas business)	19	17	2	11.8%
Sundry reimbursements	241	239	2	0.8%
Gains on disposal and negative goodwill on acquisitions of subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale	399	313	86	27.5%
Gains on remeasurement at fair value after changes in control	99	80	19	23.8%
Gains on the disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	65	52	13	25.0%
Service continuity bonuses	51	65	(14)	-21.5%
Other revenue	556	934	(378)	-40.5%
Total	1,988	2,562	(594)	-23.0%

"Grants for environmental certificates" decreased by €338 million from the prior year due to replacement of the green-certificate incentives mechanism as established by Ministerial Decree on July 6, 2012, as mentioned above.

"Sundry reimbursements" concern reimbursements from customers and suppliers totaling €57 million (€110 million in 2015) and insurance indemnities in the amount of €184 million (€129 million in 2015). This performance is in line with the previous year, although it includes an increase in insurance indemnities, particularly in Brazil for the distribution companies, which was nearly entirely offset by the decrease in Spain due to significant reimbursements from customers for fraudulent connections to the network recognized in 2015.

"Gains on disposals and negative goodwill" amounted to €399 million in 2016, an increase of €86 million, mainly attributable to a gain of €171 million on the sale GNL Quintero (an associated company in which the Group held a 20% interest), a gain of €124 million on the sale of Hydro Dolomiti Enel, and a gain of €35 million recognized by Enel Green Power Kansas for the sale of its subsidiaries Cimarron and Lindahl in December 2016. There was also a gain of about €2 million on the sale of a 1% interest in EGPNA REP.

The figure for the previous year mainly included a gain of about €141 million on the sale of SE Hydropower, a gain of around €15 million from the sale of SF Energy and negative goodwill in the amount of €76 million following the acquisition of a controlling interest in 3Sun.

"Gains on remeasurement at fair value after changes in control" totaled €99 million and mainly concerned the aforementioned adjustment to fair value of the assets and liabilities of the Group following the loss of a controlling interest in EGPNA REP due to the sale of the 1% interest.

The decrease in "other revenue" is mainly attributable to the greater revenue recognized during the previous year (in the amount of €354 million) by the Argentine distribution company due to regulatory changes introduced with *Resolución* no. 32/2015, which were extensively revised following an increase in rates agreed on by regulators in Argentina beginning in 2016.

Costs

8.a Electricity, gas and fuel purchases - €32,039 million

Millions of euro

	2016	2015	Change	
Electricity	18,514	22,218	(3,704)	-16.7%
Gas	10,514	11,710	(1,196)	-10.2%
Nuclear fuel	165	250	(85)	-34.0%
Other fuels	2,846	3,486	(620)	-17.9%
Total	32,039	37,644	(5,605)	-14.9%

"Electricity" purchases for 2016 included purchases from the *Acquirente Unico* (Single Buyer) in the amount of €3,169 million (€3,695 million in 2015) and from the *Gestore dei Mercati Energetici* (Energy Markets Operator) in the amount of €1,769 million (€1,553 million in 2015). The decrease in the aggregate mainly regards the reduction in costs for electricity purchases on electricity exchanges and on national and international markets due to a decrease in both average prices and quantities purchased.

Purchases of "gas" decreased by €1,196 million, essentially due to a reduction in intermediation activities on the fuel market as result of both lower volumes handled and consumed and lower average unit costs compared with the previous year.

Purchases of "other fuels" diminished by €620 million, to €2,846 million in 2016, mainly due to the reduction in consumption in an environment of falling prices.

8.b Services and other materials - €17,393 million

Millions of euro

	2016	2015	Change	
Transmission and transport	9,448	9,118	330	3.6%
Maintenance and repairs	1,169	1,213	(44)	-3.6%
Telephone and postal costs	190	209	(19)	-9.1%
Communication services	113	104	9	8.7%
IT services	442	354	78	21.4%
Leases and rentals	541	577	(36)	-6.2%
Other services	3,782	3,794	(12)	-0.3%
Other materials	1,708	1,078	630	58.4%
Total	17,393	16,457	936	5.7%

Costs for services and other materials amounted to €17,393 million in 2016, an increase on 2015 of €936 million, due essentially to greater costs for the purchase of environmental certificates and CO₂ emissions allowances.

Transmission and transport costs increased by €330 million due mainly to an increase in electricity consumption in the leading markets in which the Group operates.

8.c Personnel - €4,637 million

Millions of euro

	2016	2015	Change	
Wages and salaries	3,127	3,306	(179)	-5.4%
Social security contributions	901	953	(52)	-5.5%
Deferred compensation benefits	105	125	(20)	-16.0%
Other post-employment and long-term benefits	129	(831)	960	-
Early retirement incentives	228	1,601	(1,373)	-85.8%
Other costs	147	159	(12)	-7.5%
Total	4,637	5,313	(676)	-12.7%

Personnel costs amounted to €4,637 million in 2016, a decrease of €676 million.

The workforce contracted by 5,834 due both to the net balance of hirings and terminations related to early retirement incentives (a decrease of 1,554) and, above all, to the change in the scope of consolidation (a decrease of 4,280) related essentially to the deconsolidation of the companies in Slovakia.

The reduction in "wages and salaries" and in "social security contributions" essentially reflects the decrease in the average workforce in 2016 as described below.

The change in "other post-employment and long-term benefits" can essentially be attributed to the reversal of the provision for the electricity discount related to former Italian employees (€902 million) following the unilateral revocation of that benefit in 2015.

"Early retirement incentives" amounted to €228 million in 2016. The decrease compared with 2015 (in the amount of €1,373 million) is mainly attributable to the agreements for early retirement reached in Italy in December 2015, in accordance with Article 4 of Law 92/2012 (€1,128 million) and to the reduction in early-retirement terminations in Spain ("*Acuerdo Voluntario de Salida*"), which produced a decrease of €159 million in costs compared with 2015.

For more details, see the section concerning the provision for early retirement incentives under note 35 below.

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, 2016.

	Average number ⁽¹⁾			Headcount ⁽¹⁾
	2016	2015	Change	at Dec. 31, 2016
Senior managers	1,329	1,457	(128)	1,284
Middle managers	10,185	10,177	8	9,795
Office staff	34,373	34,769	(396)	32,654
Blue collar	19,401	21,978	(2,577)	18,347
Total	65,288	68,381	(3,093)	62,080

(1) For companies consolidated on a proportionate basis, the headcount corresponds to Enel percentage share of the total.

8.d Depreciation, amortization and impairment losses - €6,355 million

Millions of euro

	2016	2015	Change	
Property, plant and equipment	4,171	4,190	(19)	-0.5%
Investment property	8	8	-	-
Intangible assets	711	689	22	3.2%
Impairment losses	1,726	2,978	(1,252)	-42.0%
Reversals of impairment losses	(261)	(253)	(8)	-3.2%
Total	6,355	7,612	(1,257)	-16.5%

"Depreciation, amortization and impairment losses" for 2016 decreased by €1,257 million due mainly to a reduction in impairment losses recognized in 2016 as compared with the previous year, as detailed and described below.

Millions of euro

	2016	2015	Change	
Impairment losses:				
- property, plant and equipment	280	1,246	(966)	-77.5%
- investment property	6	5	1	20.0%
- intangible assets	241	68	173	-
- goodwill	31	13	18	-
- trade receivables	973	1,058	(85)	-8.0%
- assets classified as held for sale	74	574	(500)	-87.1%
- other assets	121	14	107	-
Total impairment losses	1,726	2,978	(1,252)	-42.0%
Reversals of impairment losses:				
- property, plant and equipment	(2)	(21)	19	-90.5%
- investment property	-	-	-	-
- intangible assets	(5)	-	(5)	-
- trade receivables	(250)	(230)	(20)	-8.7%
- assets classified as held for sale	-	-	-	-
- other assets	(4)	(2)	(2)	-
Total reversals of impairment losses	(261)	(253)	(8)	-3.2%

"Impairment losses" decreased by €1,252 million on the previous year.

Impairment losses on property, plant and equipment in 2016 mainly concerned adjustments to the value of a number of assets connected with the construction of hydroelectric plants on the Choshuenco and Neltume rivers in Chile for which there have been certain procedural difficulties (€33 million), as well as to: impairment testing of the CGUs of Enel Green Power Romania (€68 million) and Nuove Energie (for a total of €92 million, €66 million of which on property, plant and equipment and €26 million on goodwill); impairment losses of €51 million on the assets of Marcinelle, a subsidiary that was sold in November 2016; impairment of €55 million on upstream gas exploration assets; impairment losses on land owned by the Spanish subsidiary operating in the distribution segment (€22 million); and other minor items related mainly to companies operating in the renewable energy segment.

Impairment losses on property, plant and equipment in 2015, which were much higher than for the year under review, mainly regarded:

- > power plants in Russia in the amount of €899 million;

- > the property, plant and equipment of Enel Green Power Romania for €139 million and of 3Sun for €42 million;
- > a number of mineral exploration assets in Algeria (attributable to the upstream gas area) totaling €132 million.

Impairment losses on intangible assets came to €241 million in 2016 and mainly concerned adjustments to the value of rights to use the water of the Neltume river mentioned above (€240 million).

Impairment losses recognized on assets classified as held for sale in 2015, in the amount of €574 million, concerned the net assets of Slovenské elektrárne.

8.e Other operating expenses - €2,783 million

Millions of euro

	2016	2015	Change	
System charges - emissions allowances	557	340	217	63.8%
System charges - energy efficiency certificates	426	315	111	35.2%
System charges - green certificates	(19)	181	(200)	-
Losses on disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	266	49	217	-
Taxes and duties	1,060	1,272	(212)	-16.7%
Other	493	497	(4)	-0.8%
Total	2,783	2,654	129	4.9%

Other operating expenses, totaling €2,783 million, increased by €129 million due essentially to the following:

- > the release of the nuclear fuel disposal provision in Slovakia in the 3rd Quarter of 2015 in the amount of €550 million, based on a study conducted by independent experts, following the new regulations introduced in July 2015 by the Slovak government, which approved a new strategy for dealing with the "back end" of spent nuclear fuel;
- > losses in the amount of €196 million recognized in Latin America due to the waiving of water rights for six development projects in Chile and Peru following an analysis of their profitability and socio-economic impact. This concerned the Puelo, Futaleufú, Bardón, Chillán 1 and 2, and Huechún projects in Chile (€166 million) and the Curibamba and Marañon projects in Peru (€30 million);
- > a reduction in costs (€56 million) as the combined effect of provisions made in 2015 and their subsequent reversal in 2016 (€28 million) related to obligations for the construction and development of the hydroelectric plant in Girabolhos, Portugal;
- > the provision of €327 million recognized in 2015 for indemnities for the unilateral revocation, for former employees in Italy, of the electricity discount as from December 31, 2015, which was then reversed in 2016 in the amount of €56 million for non-participation by the deadline of December 31, 2016;
- > the reversal of the provision for disputes allocated in relation to the SAPE dispute in the amount of €80 million following the arbitration award in 2016.

Net of these items, other operating expenses declined by €98 million due essentially to the following:

- > a decrease of €212 million in taxes and duties related essentially to:
 - a reduction of €76 million in power generation taxes in Spain under Law 15/2012 in correlation with a decline in quantities generated;

- elimination of the nuclear power generation tax, which was deemed to be unconstitutional, in Catalonia, Spain, in the amount of €89 million;
- the reduction in environmental taxes in a number of Italian regions due to lower local property taxes following certain regulatory changes in the taxation of industrial plants (about €60 million);
- > an increase in environmental compliance charges for a total of €129 million.

8.f Capitalized costs - €(1,669) million

Millions of euro

	2016	2015	Change	
Personnel	(730)	(746)	16	2.1%
Materials	(544)	(433)	(111)	-25.6%
Other	(395)	(360)	(35)	-9.7%
Total	(1,669)	(1,539)	(130)	-8.4%

Capitalized costs consist of €730 million in personnel costs, €544 million in materials costs, and €395 million in service costs (compared with €746 million, €433 million, and €360 million, respectively, in 2015).

9. Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value - €(133) million

Net expense from commodity contracts measured at fair value amounted to €133 million, the result of net unrealized income on open positions in derivatives at December 31, 2016, in the amount of €74 million (net expense of €304 million in 2014) and net realized expense on positions closed during the year of €207 million (net income of €472 million in 2015).

Millions of euro

	2016	2015	Change	
Income:				
- unrealized on positions open at the end of the period	2,568	2,832	(264)	-9.3%
- realized on positions closed during the period	7,815	6,702	1,113	16.6%
Total income	10,383	9,534	849	8.9%
Expense:				
- unrealized on positions open at the end of the period	(2,494)	(3,136)	642	-20.5%
- realized on positions closed during the period	(8,022)	(6,230)	(1,792)	-28.8%
Total expenses	(10,516)	(9,366)	(1,150)	-12.3%
NET INCOME/(EXPENSE) FROM COMMODITY CONTRACTS MEASURED AT FAIR VALUE	(133)	168	(301)	-

10. Net financial income/(expense) from derivatives - €(937) million

Millions of euro				
	2016	2015	Change	
Income:				
- income from cash flow hedge derivatives	475	1,507	(1,032)	-68.5%
- income from derivatives at fair value through profit or loss	1,369	907	462	50.9%
- income from fair value hedge derivatives	40	41	(1)	-2.4%
Total income	1,884	2,455	(571)	-23.3%
Expense:				
- expense on cash flow hedge derivatives	(1,141)	(330)	(811)	-
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	(1,620)	(1,145)	(475)	-41%
- expense on fair value hedge derivatives	(60)	(30)	(30)	-
Total expenses	(2,821)	(1,505)	(1,316)	-87.4%
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	(937)	950	(1,887)	

Net expense from derivatives amounted to €937 million in 2016 (as compared with net income of €950 million in 2015), which can be broken down as follows:

- > net expense on cash flow hedge derivatives in the amount of €666 million (compared with net income of €1,177 million in 2015);
- > net expense on derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €251 million (compared with €238 million in 2015);
- > net expense on fair value hedge derivatives in the amount of €20 million (compared with net income of €11 million in 2015).

For more information on derivatives, see note 44 "Derivatives and hedge accounting".

11. Other net financial income/(expense) - €(2,050) million

Other financial income

Millions of euro				
	2016	2015	Change	
Interest income from financial assets (current and non-current):				
- interest income at effective rate on non-current securities and receivables	45	85	(40)	-47.1%
- interest income at effective rate on short-term financial investments	179	180	(1)	-0.6%
Total interest income at the effective interest rate	224	265	(41)	-15.5%
Financial income on non-current securities at fair value through profit or loss	-	5	(5)	-
Exchange gains	1,776	882	894	-
Income on equity investments	9	11	(2)	-18.2%
Other income	280	400	(120)	-30.0%
TOTAL FINANCIAL INCOME	2,289	1,563	726	46.4%

"Other financial income", in the amount of €2,289 million, increased by €726 million compared with the previous year due to:

- > an increase in exchange gains in the amount of €894 million, reflecting the impact, above all, of developments in exchange rates on net financial debt denominated in currencies other than the euro;
- > a decrease of €41 million in interest income at the effective interest rate related essentially to long-term financial receivables and a slight reduction in income on equity investments, which came to €9 million in 2016;
- > a decrease of €120 million in other income due essentially to the recognition in 2015 of income related to regulatory items on the electricity-distribution business in Argentina following the changes introduced by Resolutions nos. 476/2015 and 1208/2015 concerning the CAMMESA remuneration mechanism (a total of €86 million) and interest recognized in 2015 on the refund of the "eco-tax" in the Extremadura region in Spain (€10 million).

Other financial expense

Millions of euro				
	2016	2015	Change	
Interest expense on financial debt (current and non-current):				
- interest on bank borrowings	405	371	34	9.2%
- interest expense on bonds	2,135	2,314	(179)	-7.7%
- interest expense on other borrowings	138	143	(5)	-3.5%
Total interest expense	2,678	2,828	(150)	-5.3%
Expense on securities at fair value through profit or loss	1	-	1	-
Exchange losses	947	1,738	(791)	-45.5%
Accretion of post-employment and other employee benefits	79	101	(22)	-21.8%
Accretion of other provisions	286	210	76	36.2%
Charges on equity investments	-	3	(3)	-
Other charges	349	89	260	-
TOTAL FINANCIAL EXPENSE	4,339	4,969	(630)	-12.7%

"Other financial expense" amounted to €4,339 million, a total decrease of €630 million on 2015. The change reflects the following factors in particular:

- > a decrease of €179 million in interest expense on bonds attributable mainly to Enel SpA (€89 million) and Enel Finance International (€92 million);
- > a decrease of €791 million in exchange losses due to the performance of the euro against the other currencies in which bonds have been issued;
- > a decrease of €22 million in charges from accretion of post-employment and other employee benefits due essentially to the elimination of interest on the electricity discount (see note 34 for details);
- > an increase of €76 million in the accretion of other provisions, mainly related to *Resolución ENRE* no. 1/2016, which resulted in the accretion of a number of past fines being disputed in Argentina (€63 million) and an increase in interest expense on the early-retirement provision (€57 million). These factors were only partially offset by a reduction in charges for the decommissioning provision (€48 million) following the deconsolidation of Slovenské elektrárne ("SE");
- > an increase of €260 million in other charges (€349 million in 2016 compared with €89 million in 2015), due essentially to the adjustment of the fair value of the financial receivable that arose from the sale of a 50% interest in Slovak Power Holding (a negative €220 million) in light of updates to a number of parameters used to determine the pricing formula, including the evolution of the net financial position of SE, the developments in energy prices in the Slovak market, the level of operating efficiency of SE measured on the basis of benchmarks defined by contract, and the enterprise value of Mochovce units 3 and 4. It should also be noted that measurement of the equity investment takes account of the

current best estimate of these parameters, which depend, in part, on meeting the budget and on the time it takes to complete the Mochovce plant.

12. Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method - €(154) million

Millions of euro

	2016	2015	Change	
Share of income of associates	115	152	(37)	-24.3%
Share of losses of associates	(269)	(100)	(169)	-
Total	(154)	52	(206)	-

The share of income and losses of equity investments accounted for using the equity method decreased by €206 million compared with the previous year. This change was mainly due to the adjustment to the value of the 50% equity interest in Slovak Power Holding (€219 million) recognized following the aforementioned changes to the parameters used to determine the pricing formula, including the change in the net financial position for SE, the trend in energy prices on the Slovak market, the levels of operating efficiency of SE measured based on benchmarks defined by contract, and the enterprise value of Mochovce units 3 and 4. It should also be noted that measurement of the equity investment takes account of the current best estimate of these parameters, which depend, in part, on meeting the budget and on the time it takes to complete the Mochovce plant.

13. Income taxes - €1,993 million

Millions of euro

	2016	2015	Change	
Current taxes	1,695	2,061	(366)	-17.8%
Adjustments for income taxes relating to prior years	1	(19)	20	-
Total current taxes	1,696	2,042	(346)	-16.9%
Deferred tax liabilities	(312)	(125)	(187)	-
Deferred tax assets	609	(8)	617	-
TOTAL	1,993	1,909	84	4.4%

Income taxes for 2016 amounted to €1,993 million, compared with €1,909 million in 2015.

The increase of €84 million in income taxes for 2016 compared with the previous year reflects both the increase in pre-tax income and the following factors:

- > the increase in taxes recognized in 2016 following an adjustment of €60 million in deferred tax liabilities due to the change to the income tax rate in Peru from a descending rate (27% for 2017 and 2018 and 26% thereafter) to a fixed rate of 29.5%;
- > the effect of the recognition in 2015 of a negative adjustment of net deferred tax assets in the amount of €197 million due to the effect of the Stability Act, which reduced the corporate income tax rate (IRES) in Italy from 27.5% to 24%;
- > the change in the contribution of operations subject to tax rates that varied from the theoretical rates (in 2016, the gains on Hydro Dolomiti Enel and GNL Quintero and the value adjustments to the assets related to Slovak Power Holding and, in 2015, the gain on the sale of SE Hydropower and the fair value measurement and negative goodwill of 3Sun).

Millions of euro				
	2016		2015	
Income before taxes	5,780		5,281	
Theoretical taxes	1,590	27.5%	1,452	27.5%
Change in tax effect on impairment losses, capital gains and negative goodwill	118		(51)	
Additional taxes for change in tax rate on temporary fiscal differences during the year	44		-	
Impact on deferred taxation of changes in tax rates	55		197	
IRAP	208		250	
Other differences, effect of different foreign tax rates, and minor items	(22)		61	
Total	1,993		1,909	

14. 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 9,975,849,408 shares, adjusted for the diluting effect of outstanding stock options (none in both periods). As a result of the change in the number of ordinary shares during 2016 due to the partial non-proportional demerger of Enel Green Power SpA to Enel SpA, which involved the issue of 763,322,151 new ordinary shares with a par value of €1 each on March 31, 2016, the share capital of the Parent Company now consists of 10,166,679,946 ordinary shares with a par value of €1 each.

The number of shares used to calculate earnings per share therefore reflects the weighting of the number of shares outstanding by the corresponding fraction of the year in which they were in circulation.

	2016	2015	Change	
Net income from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	2,570	2,196	374	17.0%
Net income from discontinued operations attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	-	-	-	-
Net income attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	2,570	2,196	374	17.0%
Average number of ordinary shares	9,975,849,408	9,403,357,785	572,491,613	6.1%
Dilutive effect of stock options	-	-	-	-
Basic and diluted earnings per share (euro)	0.26	0.23	0.03	13.0%
Basic and diluted earnings from continuing operations per share (euro)	0.26	0.23	0.03	13.0%
Basic and diluted earnings from discontinued operations per share (euro)	-	-	-	-

15. Property, plant and equipment - €76,265 million

The breakdown of and changes in property, plant and equipment for 2016 is shown below.

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leased assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost	953	8,788	147,014	400	1,289	1,030	364	5,468	166,016
Accumulated depreciation and impairment	-	4,959	85,910	323	1,035	258	224	-	92,709
Balance at Dec. 31, 2015	663	3,829	61,104	77	254	772	140	5,468	73,307
Capital expenditure	2	110	1,316	20	39	7	12	5,131	7,637
Assets entering service	(20)	412	4,709	5	56	-	29	(5,191)	-
Exchange rate differences	19	103	1,138	-	10	8	(2)	412	1,688
Change in the scope of consolidation	(5)	(186)	(1,426)	(1)	(4)	-	(1)	(577)	(2,200)
Disposals	(1)	(28)	(86)	(1)	(2)	(2)	-	(81)	(201)
Depreciation	-	(137)	(3,800)	(17)	(75)	(45)	(42)	-	(4,116)
Impairment losses	-	-	(121)	-	-	-	-	(159)	(280)
Reversals of impairment losses	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Other changes	2	23	159	(4)	(8)	(10)	13	262	437
Reclassifications to/from assets held for sale	-	-	(4)	-	-	-	-	(5)	(9)
Total changes	(3)	297	1,887	2	16	(42)	9	792	2,968
Cost	660	9,224	152,781	414	1,398	1,015	402	7,260	173,092
Accumulated depreciation and impairment	-	5,088	89,790	335	1,056	285	253	-	96,827
Balance at Dec. 31, 2016	660	4,136	62,991	79	270	730	149	7,260	76,265

"Plant and machinery" includes assets to be relinquished free of charge with a net carrying amount of €9,459 million (€8,516 million at December 31, 2015), largely regarding power plants in the Iberian Peninsula and Latin America amounting to €5,280 million (€5,155 million at December 31, 2015) and the electricity distribution network in Latin America totaling €3,630 million (€2,998 million at December 31, 2015).

For more information on "leased assets", see note 17 below.

The types of capital expenditure made during 2016 are summarized below. These expenditures, totaling €7,637 million, increased by €1,284 million from 2015, an increase that was particularly concentrated in wind and solar power plants.

Millions of euro		
	2016	2015
Power plants:		
- thermal	694	757
- hydroelectric	551	807
- geothermal	265	197
- nuclear	115	128
- alternative energy sources	3,407	1,900
Total power plants	5,032	3,789
Electricity distribution networks	2,558	2,466
Land, buildings, and other assets and equipment	47	98
TOTAL	7,637	6,353

Capital expenditure on power plants amounted to €5,032 million, an increase of €1,243 million on the previous year, essentially reflecting increased investment in alternative-energy plants, mainly wind, in the amount of €2,207 million, and photovoltaic plants, in the amount of €1,185 million. In terms of geographical distribution, growth in capital expenditure was particularly significant in North America, Latin America and South Africa.

Expenditure on the electricity distribution network totaled €2,558 million and increased by €92 million from the previous year. The rise is essentially attributable to the efforts to increase and maintain service-quality levels in Italy.

The "change in the scope of consolidation" for 2016 is mainly related to the sales in the United States in December as a result of joint-venture agreements with General Electric (EGPNA Renewable Energy Partners, Cimarron, and Lindahl).

"Impairment losses" on property, plant and equipment amounted to €280 million. For a more detailed analysis, see note 8.d.

In addition to the impairment of the EGP Romania and Nuove Energie CGUs noted elsewhere, at December 31, 2016, testing was conducted of the recoverability of the value of the assets of a number of other CGUs (Enel Russia, Enel Green Power Hellas and Enel Produzione) that showed evidence of impairment, following which it was determined that the values were essentially recoverable. The underlying assumptions used to perform this testing are summarized in the detailed table reported in note 20 below.

In order to verify the robustness of the value in use identified for those CGUs, sensitivity analyses were conducted for the main value drivers, and in particular WACC, the long-term growth rate and EBITDA, assuming individual changes in each assumption of up to 5% of the value used in the tests. Within those ranges of variation, it was found that:

- for the Enel Produzione CGU, the main value drivers were broadly in line with those for breakeven;
- for the Enel Russia CGU, achieving the breakeven level of the main value drivers is expected with an increase of 1.5% in the pre-tax WACC, a reduction of 1.2% in the growth rate and a contraction of 0.9% in EBITDA.

"Other changes" include, among other items, the effect of the capitalization of interest on specific loans for capital expenditure in the amount of €201 million (€208 million in 2015), as detailed in the following table.

Millions of euro

	2016	Rate (%)	2015	Rate (%)	Change	
Enel Green Power Group	146	5.2%	80	5.2%	66	45.2%
Enel Américas Group	28	18.1%	104	23.7%	(76)	-
Enel Chile Group	4	9.0%	-	-	4	-
Endesa Group	8	2.6%	7	2.7%	1	12.5%
Enel Produzione	13	4.8%	15	4.7%	(2)	-15.4%
Enel Trade	2	0.4%	2	0.4%	-	-
Total	201⁽¹⁾		208⁽²⁾		(7)	-3.5%

(1) The figure does not include €46 million for the period in which Slovenské elektrárne was reclassified as held for sale.

(2) The figure does not include €51 million regarding units classified as held for sale.

At December 31, 2016, contractual commitments to purchase property, plant and equipment amounted to €537 million.

16. 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 financial assets at Dec. 31, 2016	Amount recognized among intangible assets at Dec. 31, 2016
Ampla Energia e Serviços	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1997-2026	10 years	Yes	654	1,079
Companhia Energética do Ceará	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	11 years	Yes	322	876
Enel Green Power Mourão	Brazilian government	Power generation	Brazil	2016-2046	29 years	No	8	-
Enel Green Power Paranapanema	Brazilian government	Power generation	Brazil	2018-2048	29 years	No	38	-
Total							1,022	1,955

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 45 “Assets measured at fair value”.

17. 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 (19 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 an average term of eight years remunerated at an annual rate of Libor + 1.75%) as at December 31, 2016, as well as an agreement that financed construction of a new open-cycle system at the Santa Rosa plant (with a term 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

	2016	2015	Change
Property, plant and equipment	730	772	(42)
Intangible assets	-	-	-
Total	730	772	(42)

The following table reconciles total future minimum lease payments and the present value, broken down by maturity.

Millions of euro				
	Future minimum payments	Present value of future minimum payments	Future minimum payments	Present value of future minimum payments
	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2015	
Periods:				
2017	108	75	97	58
2018-2021	338	217	322	199
Beyond 2021	625	453	696	498
Total	1,071	745	1,115	755
Finance charges	(326)		(360)	
Present value of minimum lease payments	745		755	

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	
	2016
Minimum lease payments	2,071
Contingent rents	-
Sublease payments	-
Total	2,071

The future minimum lease payments due by the Group under such leases break down by maturity as follows:

Millions of euro	
	2016
Periods:	
within 1 year	205
beyond 1 year and within 5 years	787
beyond 5 years	1,079
Total	2,071

18. Investment property - €124 million

Investment property at December 31, 2016, amounted to €124 million, essentially in line with the previous year.

Millions of euro	
	2016
Cost	187
Accumulated depreciation and impairment	43
Balance at Dec. 31, 2015	144
Assets entering service	-
Exchange rate differences	1
Depreciation	(8)
Impairment losses	(6)
Other changes	(7)
Total changes	(20)
Cost	167
Accumulated depreciation and impairment	43
Balance at Dec. 31, 2016	124

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.

For more details on the valuation of investment property, see notes 45 "Assets measured at fair value" and 45.1 "Fair value of other assets".

19. Intangible assets - €15,929 million

A breakdown of and changes in intangible assets for 2016 is 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	Total
Cost	28	2,999	13,394	2,972	1,642	574	21,609
Accumulated amortization and impairment	18	2,418	1,252	1,470	1,216	-	6,374
Balance at Dec. 31, 2015	10	581	12,142	1,502	426	574	15,235
Investments	4	138	29	361	11	372	915
Assets entering service	-	222	-	-	32	(254)	-
Exchange differences	1	4	824	394	7	16	1,046
Change in the scope of consolidation	-	(7)	(17)	-	(43)	(1)	(68)
Disposals	(13)	-	(123)	(36)	(9)	-	(181)
Amortization	(1)	(278)	(158)	(165)	(114)	-	(716)
Impairment losses	-	-	(241)	-	-	-	(241)
Reversals of impairment losses	-	-	5	-	-	-	5
Other changes	(1)	(33)	16	(101)	63	5	(51)
Reclassifications to assets held for sale	-	-	(14)	-	-	(1)	(15)
Total changes	(10)	46	121	453	(53)	137	694
Cost	19	3,213	13,910	3,946	1,632	711	23,431
Accumulated amortization and impairment	19	2,586	1,847	1,991	1,259	-	7,502
Balance at Dec. 31, 2016	-	627	12,263	1,955	373	711	15,929

"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.

Millions of euro

	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	at Dec. 31, 2016	Initial fair value
Endesa Distribución Eléctrica	-	Electricity distribution	Spain	Indefinite	Indefinite	-	5,679	5,673
Codensa	Republic of Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinite	-	1,710	1,839
Enel Distribución Chile (formerly Chilectra)	Republic of Chile	Electricity distribution	Chile	Indefinite	Indefinite	-	1,716	1,667
Enel Distribución Perú (formerly Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Republic of Peru	Electricity distribution	Peru	Indefinite	Indefinite	-	671	548
Enel Distribuție Muntenia	Romanian Ministry for the Economy	Electricity distribution	Romania	2005-2054	37 years	Yes	150	191

The item includes assets with an indefinite useful life in the amount of €9,776 million (€9,454 million at December 31, 2015), essentially accounted for by concessions for distribution activities in Spain (€5,679 million), Colombia (€1,710 million), Chile (€1,716 million), and Peru (€671 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, please see note 24.

The "change in the scope of consolidation" for 2016 is mainly related to the sales in the United States in December as a result of joint-venture agreements with General Electric (EGPNA Renewable Energy Partners, Cimarron, and Lindahl).

"Impairment losses" amounted to €241 million in 2016. For more information, see note 8.d.

At December 31, 2016, contractual commitments for the acquisition of intangible assets amounted to €20 million.

20. Goodwill - €13,556 million

Goodwill amounted to €13,556 million, a decrease of €268 million for the year.

Millions of euro	at Dec. 31, 2015			Change in consol.	Exchange rate diff.	Impairment losses	Other changes	at Dec. 31, 2016		
	Cost	Cumulative impairment	Net carrying amount					Cost	Cumulative impairment	Net carrying amount
Endesa ⁽¹⁾	10,999	(2,392)	8,607	157	-	-	-	11,157	(2,393)	8,764
Latin America	3,285	-	3,285	-	-	-	-	3,285	-	3,285
Enel Green Power Group ⁽²⁾	798	(132)	666	(157)	16	(5)	(16)	641	(137)	504
Enel Energia	579	-	579	-	-	-	-	579	-	579
Enel Distributie Muntenia	548	-	548	-	-	-	(187)	361	-	361
Enel Energie Muntenia	113	-	113	-	-	-	(50)	63	-	63
Nuove Energie	26	-	26	-	-	(26)	-	26	(26)	-
Total	16,348	(2,524)	13,824	-	16	(31)	(253)	16,112	(2,566)	13,556

(1) Includes Enel Green Power España.

(2) Includes Enel Green Power Latin America, Enel Green Power North America, Enel Green Power Hellas, Enel Green Power Romania, Enel Green Power Bulgaria, Enel Green Power Italia.

The "change in the scope of consolidation" mainly refers to the sale of the equity investment in Enel Green Power España to Endesa.

The "other changes" mainly refer to the reduction of goodwill for the two Romanian companies, Enel Distributie Muntenia and Enel Energie Muntenia, as a result of:

- > an adjustment to the value of debt related to the put option on 13.6% based on the international arbitration ruling with SAPE, which was concluded in February 2017;
- > a 10% reduction in the Group's interest following the cessation of the tag-along rights of former employees tied to the put option supported by further analyses by outside legal counsel.

It should be noted that the transaction has been recognized in compliance with paragraphs 65A to 65E of IFRS 3, which make reference to the previous version of IFRS 3 for option rights granted when said version was applicable. This standard provided the option of recognizing changes in debt for put options as an entry to goodwill in the event the option right had been granted in conjunction with a business combination and classified, for accounting purposes, as contingent consideration.

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 and on the corporate organization, as well as 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 and drawn:

- > for the explicit period, from the 5-year business plan approved by the Board of Directors of the Parent Company 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 results of the sensitivity analysis for the CGUs with goodwill and without goodwill recognized, at the close of the period, along with the discount rates applied and the time horizon over which the expected cash flows have been discounted.

Millions of euro	at Dec. 31, 2016			at Dec. 31, 2015						
	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⁾
CGUs with goodwill										
Endesa - Iberian Peninsula	8,607	1.40%	7.78%	5 years	Perpetuity	8,607	1.77%	7.90%	5 years	Perpetuity
Endesa - Latin America ⁽⁴⁾	3,285	2.71%	8.83%	5 years	Perpetuity	3,285	3.12%	8.42%	5 years	Perpetuity
Enel Romania ⁽⁵⁾	424	2.00%	7.24%	5 years	Perpetuity	660	2.30%	7.65%	5 years	Perpetuity
Enel Energia	579	0.23%	12.16%	5 years	15 years	579	0.16%	11.92%	5 years	15 years
Enel Green Power España	157	1.60%	7.96%	5 years	13 years	157	2.00%	7.63%	5 years	12 years
Enel Green Power Latin America	360	3.27%	8.72%	5 years	21 years	350	3.34%	8.16%	5 years	21 years
Enel Green Power North America	121	2.20%	6.03%	5 years	21 years	131	2.20%	9.27%	5 years	19 years
Nuove Energie	-	-	10.06%	29 years	-	26	0.20%	9.94%	9 years	15 years
Enel Green Power Italia	23	1.50%	8.48%	5 years	Perpetuity/16 years ⁽⁶⁾	23	2.00%	8.50%	5 years	Perpetuity/17 years ⁽⁶⁾
Enel Green Power Bulgaria	-	-	7.51%	5 years	13 years	5	2.20%	8.09%	5 years	14 years
CGUs without goodwill but tested for impairment in the presence of the indicators provided for in IAS 36										
Enel Russia	-	2.93%	14.86%	5 years	Perpetuity	-	4.00%	15.31%	5 years	Perpetuity
Enel Produzione	-	0.65%	9.65%	5 years	Perpetuity	-	0.82%	9.06%	5 years	Perpetuity
Enel Green Power Romania	-	2.00%	7.26%	5 years	15 years	-	2.30%	8.08%	5 years	15 years
Enel Green Power Grecia	-	-	13.83%	5 years	16 years	-	-	13.61%	5 years	21 years

- (1) Perpetual growth rate for cash flows after the explicit forecast period.
(2) Pre-tax WACC calculated using the iterative method: the discount rate that ensures that the value in use calculated with pre-tax cash flows is equal to that calculated with post-tax cash flows discounted with the post-tax WACC.
(3) The terminal value has been estimated on the basis of a perpetuity or an annuity with a rising yield for the years indicated in the column.
(4) Goodwill includes the goodwill pertaining to Enel Green Power España.
(5) Includes all companies operating in Romania.
(6) The terminal value for Enel Green Power Italia was estimated on the basis of a perpetuity for the hydroelectric and geothermal plants and an expected annuity with a rising yield for a period of 16 years for other renewables technologies (wind, solar, biomass). It was 17 years at December 31, 2016.

At December 31, 2016, impairment testing for the CGUs that had goodwill pointed to an impairment loss of €26 million on the Nuove Energie CGU and a €5 million impairment loss on the Enel Green Power Bulgaria CGU.

At December 31, 2015, impairment testing of the CGUs to which goodwill had been allocated found an impairment loss of €155 million on the Enel Green Power Romania CGU, of which €13 million attributed to goodwill, while the remainder was allocated among the generation assets.

21. Deferred tax assets and liabilities - €6,665 million and €8,768 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. The table also reports the amount of deferred tax assets that, where allowed, can be offset against deferred tax liabilities.

Millions of euro	at Dec. 31, 2015					at Dec. 31, 2016				
		Increase/(Decrease) taken to income statement	Increase/(Decrease) taken to equity	Change in scope of consolidation	Other changes	Exchange rate differences	Reclassifications of assets held for sale			
Deferred tax assets:										
- differences in the value of property, plant and equipment and intangible assets	1,598	(294)	-	(18)	106	11	(7)			1,796
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses with deferred deductibility	1,456	(57)	14	7	60	41	-			1,521
- tax loss carried forward	145	17	-	(2)	(82)	4	(1)			81
- measurement of financial instruments	824	(25)	(80)	-	(2)	2	3			722
- employee benefits	620	(61)	63	1	-	14	-			637
- other items	2,343	(212)	(34)	-	(207)	17	1			1,908
Total	7,386	(632)	(37)	(12)	(125)	89	(4)			6,665
Deferred tax liabilities:										
- differences on non-current and financial assets	6,606	(300)	(2)	(25)	(147)	310	9			6,451
- measurement of financial instruments	433	(15)	(29)	-	(5)	1	-			385
- other items	1,938	(15)	(29)	1	19	18	-			1,932
Total	8,977	(330)	(60)	(24)	(133)	329	9			8,768
Non-offsettable deferred tax assets										
										3,428
Non-offsettable deferred tax liabilities										
										3,741
Excess net deferred tax liabilities after any offsetting										
										1,788

At December 31, 2016, "deferred tax assets", recognized when there is a reasonable certainty of their recoverability, totaled €6,665 million (€7,386 million at December 31, 2015).

The change during the year amounted to €721 million, mainly reflecting the tax effect of income components not recognized for tax purposes, particularly related to derivative instruments and provisions for risks.

It should also be noted that no deferred tax assets were recorded in relation to prior tax losses in the amount of €1,185 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 €8,768 million at December 31, 2016 (€8,977 million at December 31, 2015). 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.

The change for the year, in the amount of €209 million, includes the adjustment (of €60 million) to deferred taxes recognized following the change to the income tax rate in Peru from a descending rate (27% for 2017 and 2018 and 26% thereafter) to a fixed rate of 29.5%

22. Equity investments accounted for using the equity method - €1,558 million

Investments in joint arrangements and associated companies accounted for using the equity method are as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2015			at Dec. 31, 2016		
	% held	Income effect	Change in scope of consol.	Dividends	Other changes	% held
Joint arrangements						
EGPNA Renewable Energy Partners	-	4	401	-	15	420
OpEn Fiber	-	-	355	-	-	355
Slovak Power Holding	-	(219)	375	-	-	156
Enel F2i Solare Italia (formerly Ulterior)	110	2	52	-	-	164
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	63	10	-	(9)	7	71
RusEnergosbyt	32	34	-	-	5	71
Energie Electrique de Tahiti	30	6	-	(5)	-	31
Drift Sand Wind Project LLC	-	-	20	-	(3)	17
Empresa de Energía de Cundinamarca	29	1	(30)	-	-	-
Electrogas	16	6	-	(5)	-	17
Transmisora Eléctrica de Quilota	10	2	-	-	-	12
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	8	(2)	-	-	3	9
PowerCrop	4	(2)	-	-	-	2
Associates						
Elica 2	50	-	-	-	(5)	45
CESI	39	4	-	(1)	-	42
Tecnatom	33	1	-	-	-	34
GNL Quintero	22	4	(6)	(1)	(19)	-
Suministradora Eléctrica de Cádiz	17	3	-	(3)	-	17
Terraé	12	-	(12)	-	-	-
Compañía Eléctrica Terres Altas	14	(1)	-	-	-	13
Other	118	(7)	-	(10)	(19)	82
Total	607	(154)	1,155	(34)	(16)	1,558

ENEL - Annual Report 2016

Changes in the scope of consolidation resulted in an increase of €1,155 million attributable essentially to the following:

- > the remaining 50% interest in Slovak Power Holding, the company which holds the 66% interest in Slovenské elektrárne and 50% of which was then sold at the end of July 2016;
- > the 50% interest in OpEn Fiber (formerly Enel OpEn Fiber) that remained after the sale of a 50% interest to F2i at the end of December 2016;
- > the 50% interest in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), the special-purpose vehicle that received (and will receive in the future) the plants operating in the United States for which a partnership agreement was reached with General Electric.

These effects were only partially offset by the change to line-by-line consolidation concerning the assets of Empresa de Energía de Cundinamarca following this company's merger into Codensa.

Income effects mainly concern the €219 million charge related to the impairment loss on the joint venture Slovak Power Holding.

With regard to this charge, given the agreement between Enel Produzione and EP Slovakia that establishes mutual rights and obligations for the sale (by the former) and purchase (by the latter) of the remaining 50% interest held in Slovak Power Holding following certain future events related to completion of Mochovce units 3 and 4 of the subsidiary Slovenské elektrárne ("SE"), any impairment loss is measured by determining the recoverable value of the investment by applying the pricing formula defined in the agreement for the sale of the 66% interest in SE, which is based on a variety of parameters, including the evolution of SE net financial position, developments in energy prices in the Slovak market, the level of operating efficiency of SE based on benchmarks established in the agreement, and the enterprise value of Mochovce units 3 and 4.

It should also be noted that application of the equity method to the investments in RusEnergosbyt and PowerCrop incorporates implicit goodwill of €27 million and €9 million, respectively.

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	Non-current assets		Current assets		Total assets		Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Equity	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Joint arrangements														
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	22	20	1	1	23	21	-	-	5	4	5	5	18	16
OpEn Fiber	769	-	240	-	1,009	-	-	-	299	-	299	-	710	-
Enel F2i Solare Italia (formerly Ulterior)	279	269	70	39	349	328	139	147	4	6	143	153	205	175
RusEnergosbyt	6	4	213	108	219	112	-	-	129	104	129	104	90	8
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	277	326	134	140	411	466	163	214	84	90	247	304	164	162
Energie Electrique de Tahadant	111	120	32	32	143	152	9	26	36	33	45	59	98	93
PowerCrop	40	41	41	15	81	57	1	1	61	33	62	34	19	23
Associates														
Tecnatom	77	77	58	69	135	146	31	28	26	46	57	74	78	72
Suministradora Eléctrica de Cádiz	74	76	18	16	92	92	23	24	17	17	40	41	52	51
Compañía Eléctrica Tierras Altas	35	40	2	4	37	44	1	2	2	4	3	6	34	38

Millions of euro	Total revenue		Income before taxes		Net income from continuing operations	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Joint arrangements						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	-	(6)	(7)	(5)	(7)
OpEn Fiber	15	-	(11)	-	(9)	-
Enel F2i Solare Italia (formerly Ultor)	26	10	5	2	5	2
RusEnergySbyt	1,991	2,019	86	94	69	76
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	207	221	31	29	22	21
Energie Electrique de Tahadriat	55	55	28	25	19	18
PowerCrop	-	2	(4)	(2)	(4)	(2)
Associates						
Elica 2	-	-	-	-	-	-
Tecnatom	88	5	1	5	1	5
Suministradora Eléctrica de Cádiz	15	15	8	9	8	8
Compañía Eólica Tierras Altas	8	11	(2)	3	(1)	3

23. Derivatives

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Derivative financial assets	1,609	2,343	3,945	5,073
Derivative financial liabilities	2,532	1,518	3,322	5,509

For more information on derivatives classified as non-current financial assets, please see note 44 for hedging derivatives and trading derivatives.

24. Other non-current financial assets - €3,892 million

Millions of euro	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Equity investments in other companies measured at fair value	146	181	(35)	-19.3%
Equity investments in other companies	50	56	(6)	-10.7%
Receivables and securities included in net financial debt (see note 24.1)	2,621	2,335	286	12.2%
Service concession arrangements	1,022	631	391	62.0%
Non-current prepaid financial expense	53	71	(18)	-25.4%
Total	3,892	3,274	618	18.9%

"Other non-current financial assets" increased by €618 million in 2016 as compared with the previous year. In particular, the increase reflected an increase of receivables included in net financial debt, as discussed in note 24.1, and service concession arrangements in Brazil.

"Equity investments in other companies" include investments for which the market value is not readily measurable; therefore, in the absence of expected sales of these investments, they have been measured at purchase cost and adjusted for any impairment.

Equity investments in other companies measured at fair value and at cost break down as follows:

Millions of euro	% held		% held	
	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2015	
Bayan Resources	130	10.0%	175	10.0%
Echelon	1	7.1%	2	7.1%
Galsi	17	17.6%	17	17.6%
Other	39		43	
Total	196		237	

The change on the previous year essentially reflects the increase in the fair value of Bayan Resources, an Indonesian company listed on the local stock exchange that operates in the coal extraction industry, as based on market prices for its stock.

"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.

24.1 Other non-current financial assets included in net financial debt

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Securities held to maturity	-	117	(117)	-
Financial investments in funds or portfolio management products at fair value through profit or loss	-	45	(45)	-
Securities available for sale	440	-	440	-
Financial receivables in respect of Spanish electrical system deficit	15	2	13	-
Other financial receivables	2,166	2,171	(5)	-0.2%
Total	2,621	2,335	286	12.2%

"Securities held to maturity" and "available for sale", as well as "financial investments in funds or portfolio management products", represent the financial instruments in which the Dutch insurance companies invest a portion of their liquidity. During the year, following a new assessment of an investment strategy for those companies involving more active management of the portfolio, the corresponding financial assets were reclassified from "held to maturity" to "available for sale" and measured using the measurement criteria provided for that category. In addition, in view of this choice the Group will apply the tainting rule under IAS 39, i.e. it will not classify financial assets as "held to maturity" for the next two financial years.

"Other financial receivables" decreased by €5 million in 2016 compared with the previous year. The change mainly reflects the following factors:

- > an increase of €168 million in the financial receivables from EGPNA REP Wind Holdings related to the financing for development of the new wind farms by the joint venture;
- > an increase of €5 million in relation to the receivable resulting from the sale of the 50% interest in Slovak Power Holding. This receivable has been measured at fair value, which was determined based on the pricing formula contained in the agreements with EPH and which takes account of a number of parameters, including the evolution of Slovenské elektrárne net financial position, trends in energy prices on the Slovak 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;
- > a decrease of €87 million in the receivable for CO₂ emissions allowances connected with "new entrant" plants;
- > the reclassification to short term of €46 million of the receivable in respect of the Energy & Environmental Services Fund (formerly the Electricity Equalization Fund), the balance of which was €340 million as at December 31, 2016 (compared with €386 million at December 31, 2015), concerning the reimbursement of costs incurred with the early replacement of electromechanical meters;
- > the reclassification to short term of €56 million of the receivable in respect of the reimbursement, provided for by the Authority for Electricity, Gas and the Water System in Italy with Resolution 157/2012, of costs incurred with the termination of the Electrical Worker Pension Fund in the total amount of €280 million at December 31, 2016 (€336 million at December 31, 2015).

25. Other non-current assets - €706 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Receivables from institutional market operators	106	67	39	58.2%
Other receivables	600	610	(210)	-25.9%
Total	706	677	(171)	-19.5%

At December 31, 2016, "other receivables" mainly regarded tax receivables in the amount of €301 million (€463 million at December 31, 2015), security deposits in the amount of €157 million (€16 million at the end of 2015), advances to suppliers in the amount of €1 million (€141 million at December 31, 2015), and non-monetary grants to be received in respect of green certificates totaling €51 million (€78 million at December 31, 2015).

The decrease for the year was mainly due to the reimbursement, to Enel SpA, of the receivable (in the amount of €229 million, including both principal and interest) related to the years 2004-2010 from the Italian Revenue Agency for excess income taxes paid due to not deducting a portion of IRAP when calculating taxable income.

26. Inventories - €2,564 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Raw materials, consumables and supplies:				
- fuel	1,119	1,212	(93)	-7.7%
- materials, equipment and other inventories	812	819	(7)	-0.9%
Total	1,931	2,031	(100)	-4.9%
Environmental certificates:				
- CO ₂ emissions allowances	412	680	(268)	-39.4%
- green certificates	7	78	(71)	-91.0%
- white certificates	-	1	(1)	-
Total	419	759	(340)	-44.8%
Buildings available for sale	65	68	(3)	-4.4%
Payments on account	149	46	103	-
TOTAL	2,564	2,904	(340)	-11.7%

Raw materials, consumables and supplies, in the amount of €1,931 million at December 31, 2016 (€2,031 million in 2015), consist of fuel inventories 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.

The decrease for the year (€340 million) is mainly attributable to the decline in stocks of gas and other fuels, following a decline in average prices, and in stocks of green certificates. The buildings available for sale are related to remaining units from the Group's real estate portfolio and are primarily civil buildings.

27. Trade receivables - €13,506 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Customers:				
- sale and transport of electricity	10,488	9,603	885	9.2%
- distribution and sale of natural gas	1,645	1,755	(110)	-6.3%
- other activities	1,258	1,396	(138)	-9.9%
Total customer receivables	13,391	12,754	637	5.0%
Trade receivables due from associates and joint arrangements	115	43	72	-
Total	13,506	12,797	709	5.5%

Trade receivables from customers are recognized net of allowances for doubtful accounts, which totaled €2,027 million at the end of the year, as compared with an opening balance of €2,085 million. More specifically, the increase for the period mainly reflects an increase in revenue from the sale and transport of electricity following the change in payment terms applied to invoices for the electricity transport service, which went into effect on January 1, 2016, in accordance with Resolution 268/2015 of the Authority for Electricity, Gas and the Water System (the Grid Code).

The decrease in other activities reflects an increase in collections in 2016 in respect of fuel sales.

For more details on trade receivables, see note 41 "Financial instruments".

28. Other current financial assets - €3,053 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Other current financial assets included in net debt	2,924	2,241	683	30.5%
Other	129	140	(11)	-7.9%
Total	3,053	2,381	672	28.2%

28.1 Other current financial assets included in net financial debt - €2,924 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Short-term portion of long-term financial receivables	767	769	(2)	-0.3%
Receivables for factoring	128	147	(19)	-12.9%
Securities measured at FVTPL	1	-	1	-
Securities held to maturity	-	1	(1)	-
Securities available for sale	35	-	35	-
Financial receivables and cash collateral	1,082	1,020	62	6.1%
Other	911	304	607	-
Total	2,924	2,241	683	30.5%

"Other current financial assets included in net financial debt" totaled €2,924 million (€2,241 million at December 31, 2015). The change in this aggregate was mainly due to an increase in the financial receivables recognized by EGP North America on the transfer of the tax benefits received in the United States for the production of renewable energy (specifically concerning the wind-farm projects Lindahl, in the amount of €174 million, and Cimarron Bend II, in the amount of €258 million).

29. Other current assets - €3,044 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Receivables from institutional market operators	1,025	765	260 34.0%
Advances to suppliers	188	219	(31) -14.2%
Receivables due from employees	37	26	11 42.3%
Receivables due from others	913	960	(47) -4.9%
Sundry tax receivables	664	706	(42) -5.9%
Accrued operating income and prepaid expenses	146	174	(28) -16.1%
Revenue for construction contracts	71	48	23 47.9%
Total	3,044	2,898	146 5.0%

"Receivables from institutional market operators" include receivables in respect of the Italian system in the amount of €862 million (€664 million at December 31, 2015) and the Spanish system in the amount of €147 million (€101 million at December 31, 2015). The increase for the period was mainly due to the increase in receivables from the ESO for green certificates (€80 million) and the verification of equalization of energy purchases recognized by the Italian company involved in the sale of electricity to customers on the regulated market.

Including the portion of receivables classified as long-term in the amount of €106 million (€67 million in 2015), receivables due from institutional market operators at December 31, 2016, totaled €1,131 million (€832 million at December 31, 2015), with payables of €4,966 million (€5,122 million at December 31, 2015).

30. Cash and cash equivalents - €8,290 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, 2016
Bank and post office deposits	7,777
Cash and cash equivalents on hand	298
Other liquid investments	215
Total	8,290

31. Assets and disposal groups classified as held for sale - €11 million and €0 million

Changes in assets held for sale during 2016 can be broken down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	Reclassification between current and non-current assets	Disposals and changes in consolidation	Impairment losses	Other changes	at Dec. 31, 2016
Property, plant and equipment	3,744	10	(3,920)	(74)	246	6
Intangible assets	7	15	(20)	-	(2)	-
Deferred tax assets	1,066	8	(1,085)	-	11	-
Investments accounted for using the equity method	209	-	(192)	-	(17)	-
Non-current financial assets	1,066	-	(1,107)	-	46	5
Other non-current assets	18	-	(18)	-	-	-
Cash and cash equivalents	150	8	(124)	-	(34)	-
Current financial assets	111	-	(150)	-	39	-
Inventories, trade receivables, and other current assets	483	12	(593)	-	98	-
Total	6,854	53	(7,209)	(74)	387	11

Assets held for sale totaled €11 million at December 31, 2016, and included minor assets, all of limited significance.

At December 31, 2015, they included the assets of Slovenské elektrárne (€6,549 million), Hydro Dolomiti Enel (€189 million), Compostilla RE (€111 million), and other minor companies which, in view of the decisions taken by management, met the requirements of IFRS 5 for classification as assets held for sale.

Liabilities held for sale were practically eliminated during 2016 following completion of the disposals described above, i.e. of Slovenské elektrárne (€5,335 million) and Compostilla RE (€29 million).

The changes in 2016 in these liabilities are detailed below:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	Reclassification between current and non-current assets	Disposals and changes in consolidation	Other changes	at Dec. 31, 2016
Long-term borrowings	1,701	-	(1,198)	(503)	-
Post-employment and other employee benefits	68	1	(68)	(1)	-
Provisions for risks and charges, non-current portion	1,867	-	(1,919)	52	-
Deferred tax liabilities	639	-	(639)	-	-
Non-current financial liabilities	231	-	(231)	-	-
Other non-current liabilities	2	-	(2)	-	-
Short-term borrowings	339	16	(1,141)	786	-
Other current financial liabilities	111	-	(110)	(1)	-
Provisions for risks and charges, current portion	19	1	(26)	6	-
Trade payables and other current liabilities	387	12	(440)	41	-
Total	5,364	30	(5,774)	380	-

32. Shareholders' equity - €52,575 million

32.1 Equity attributable to the shareholders of the Parent Company - €34,803 million

Share capital - €10,167 million

At December 31, 2016, the share capital of Enel SpA – considering that as at December 31, 2015 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 9,403,357,795 ordinary shares with a par value of €1.00 each.

This represents an increase of €763,322,151 compared with the previous amount of €9,403,357,795 at December 31, 2015, as a result of the partial, non-proportional demerger of the subsidiary Enel Green Power to Enel SpA effective as of March 31, 2016.

At December 31, 2016, 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 shareholders with interests of greater than 3% in the Company's share capital were the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake) and BlackRock Inc. (with a 5.049% stake held at November 30, 2016 through subsidiaries for asset management purposes).

Other reserves - €5,152 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. The change of €2,197 million in the period reflected the capital increase noted above and includes transaction costs net of the associated tax effect of €15 million.

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*), this amount does not constitute taxable income when distributed.

Reserve from translation of financial statements in currencies other than euro - €(1,005) million

The increase for the year, equal to €951 million, is due to the net depreciation of the functional currency against the foreign currencies used by subsidiaries, as well to the change in the scope of consolidation, with a negative effect of €17 million, following the disposal of 50% of Slovak Power Holding, which in turn holds 86% of Slovenské elektrárne, and the acquisition of 31.71% of Enel Green Power SpA in the partial non-proportional demerger, which gave rise to a change in the Group's interests in companies using currencies other than the euro.

Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments - €(1,448) million

This includes the net charges recognized in equity from the measurement of cash flow hedge derivatives. The cumulative tax effect is equal to €355 million.

Reserve from measurement of financial instruments available for sale - €106 million

This includes net unrealized income from the measurement at fair value of financial assets.

Reserve from equity investments accounted for using the equity method - €(12) 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 €19 million.

Reserve from remeasurement of net defined benefit plan liabilities/(assets) - €(706) million

The reserve includes all actuarial gains and losses, net of tax effects. The change is 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 €112 million.

Reserve from disposal of equity interests without loss of control - €(2,398) 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 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 change for the period, a negative €283 million, represents the net balance between the effects of the merger into Enel Américas of Endesa Américas and Chilectra Américas and the disposal to third parties of a minority interest without loss of control in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners.

Reserve from transactions in non-controlling interests - €(1,170) million

The reserve reports the amount by which the purchase price in purchases from third parties of additional stakes in companies already controlled in Latin America (generated in previous years by the purchase of additional stakes in Ampla Energia e Serviços, Ampla Investimentos e Serviços, Eléctrica Cabo Blanco, Coelce, Generandes Perú, Enersis and Endesa Latinoamérica) exceeds the value of the equity acquired. The change for the period regards the difference between the share of equity acquired from non-controlling shareholders of Enel Green Power SpA and the purchase price.

Retained earnings and loss carried forward - €19,484 million

The 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, 2015					Change					at Dec. 31, 2016				
	Total	Of which shareholders of Parent Company	Of which non-controlling interests	Gains/(Losses) recognized in equity for the year	Released to income statement	Taxes	Total	Of which shareholders of Parent Company	Of which non-controlling interests	Of which non-controlling interests	Total	Of which shareholders of Parent Company	Of which non-controlling interests		
Reserve from translation of financial statements in currencies other than euro	(4,855)	(1,956)	(2,899)	1,952	-	-	1,952	968	984		(2,903)	(988)	(1,915)		
Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	(1,697)	(1,341)	(356)	(1,243)	1,275	(66)	(34)	(97)	63		(1,731)	(1,438)	(293)		
Reserve from measurement of financial instruments available for sale	129	130	(1)	(14)	(6)	(4)	(24)	(24)	-		105	106	(1)		
Share of OCI of associates accounted for using the equity method	(44)	(54)	10	(28)	10	-	(18)	(7)	(11)		(62)	(51)	(1)		
Remeasurements of net employee benefit liabilities/assets	(688)	(551)	(137)	(206)	-	57	(239)	(173)	(66)		(927)	(724)	(203)		
Total gains/(losses) recognized in equity	(7,155)	(3,772)	(3,383)	371	1,279	(13)	1,637	667	970		(5,518)	(3,105)	(2,413)		

32.2 Dividends

	Amount distributed (millions of euro)	Dividend per share (euro)
Net dividends paid in 2015		
Dividends for 2014	1,316	0.14
Interim dividends for 2015	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2015	1,316	0.14
Net dividends paid in 2016		
Dividends for 2015	1,627	0.16
Interim dividends for 2016	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2016	1,627	0.16

In accordance with the decision of November 10, 2016, of the Board of Directors, as from 2016, Enel has adopted a policy providing for the payment of interim dividends, with the intention of optimizing shareholder remuneration: at that meeting, the Board approved the distribution of an interim dividend of €0.09 per share, for a total of €915 million. That interim dividend, gross of any withholding tax, was paid as of January 25, 2017, with an ex-dividend date for coupon no. 25 of January 23, 2017 and a record date of January 24, 2017.

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 2016.

To this end, the Group constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2016 and 2015 is summarized in the following table.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Non-current financial position	41,336	44,872	(3,536)
Net current financial position	(1,162)	(4,992)	3,830
Non-current financial receivables and long-term securities	(2,621)	(2,335)	(286)
Net financial debt (debt)	37,553	37,545	8
Equity attributable to the shareholders of the Parent Company	34,803	32,376	2,427
Non-controlling interests	17,772	19,375	(1,603)
Shareholders' equity (equity)	52,575	51,751	824
Debt/equity ratio	0.71	0.73	-

32.3 Non-controlling interests - €17,772 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, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Endesa Group	6,956	6,742	352	280
Enel Latinoamérica Group	9,233	8,052	659	1,032
Enel Investment Holding Group	1,011	803	73	(275)
Slovenské elektrárne Group	-	386	(2)	(3)
Enel Green Power Group	570	3,392	135	142
Total	17,772	19,375	1,217	1,176

The decrease in non-controlling interests reflects the non-proportional demerger of Enel Green Power SpA, with which the Group increased its interest in the company from 68.29% to 100%, and the disposal of 50% of Slovak Power Holding, which in turn holds 66% of Slovenské elektrárne, leading to the loss of control and measurement of the company using the equity method.

33. Borrowings

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Long-term borrowings	41,336	44,872	4,384	5,733
Short-term borrowings	-	-	5,372	2,155
Total	41,336	44,872	9,756	7,888

For more details on the nature of borrowings, please see note 41 "Financial instruments".

34. Employee benefits - €2,585 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, 2016 and December 31, 2015, respectively, as well as a reconciliation of that obligation with the actuarial liability.

Millions of euro	2016					2015				
	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	2,126	724	202	285	3,337	2,458	1,927	223	263	4,871
Current service cost	14	4	5	50	73	24	6	5	54	89
Interest expense	106	19	11	7	143	106	41	10	8	165
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	2	-	(2)	1	1	1	-	-	-	1
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	221	96	20	10	347	(124)	(66)	(8)	4	(194)
Experience adjustments	9	22	(4)	(14)	13	10	(196)	2	4	(180)
Past service cost	1	-	1	1	3	(43)	-	-	(5)	(48)
(Gains)/losses arising from settlements	2	-	-	-	2	1	(902)	-	-	(901)
Exchange differences	126	1	14	6	147	(157)	(1)	(17)	(6)	(181)
Employer contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Employee contributions	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Benefits paid	(194)	(25)	(14)	(62)	(295)	(154)	(88)	(13)	(39)	(294)
Other changes	24	3	4	1	32	4	3	-	2	9
Liabilities classified as held for sale	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
Actuarial obligation at year end (A)	2,440	841	237	284	3,802	2,126	724	202	265	3,337
CHANGES IN PLAN ASSETS										
Fair value of plan assets the start of the year	1,110	-	-	-	1,110	1,252	-	-	-	1,252
Interest income	75	-	-	-	75	68	-	-	-	68
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	40	-	-	-	40	(30)	-	-	-	(30)
Exchange differences	104	-	-	-	104	(125)	-	-	-	(125)
Employer contributions	136	20	14	22	200	98	88	13	24	223
Employee contributions	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Benefits paid	(194)	(28)	(14)	(22)	(258)	(154)	(88)	(13)	(24)	(279)
Other payments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Changes in scope of consolidation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fair value of plan assets at year-end (B)	1,272	-	-	-	1,272	1,110	-	-	-	1,110
EFFECT OF ASSET CEILING										
Asset ceiling at the start of the year	57	-	-	-	57	68	-	-	-	68
Interest income	5	-	-	-	5	5	-	-	-	5
Changes in asset ceiling	(20)	-	-	-	(20)	2	-	-	-	2
Exchange differences	13	-	-	-	13	(18)	-	-	-	(18)
Changes in scope of consolidation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asset ceiling at year end (C)	55	-	-	-	55	57	-	-	-	57
Net liability in balance sheet (A-B+C)	1,223	841	237	284	2,585	1,073	724	202	265	2,284

Millions of euro

	2016	2015
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost and past service cost	34	(5)
Net interest expense	78	102
(Gains)/losses arising from settlements	2	(901)
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	42	46
Other changes	(4)	1
Total	152	(757)

Millions of euro

	2016	2015
Change in (gains)/losses in OCI		
Return on plan assets excluding amounts included in interest income	(40)	30
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	365	(374)
Changes in asset ceiling excluding amounts included in interest income	(20)	2
Other changes	(9)	(2)
Total	296	(344)

The change in cost recognized through profit or loss, equal to €909 million, is mainly attributable to the cancellation in 2015, for the Italian companies only, of the electricity discount benefit for former Group employees, which involved the reversal of the associated liability.

In addition, the supplemental provisions of the union agreements implementing the new plan under Article 4 of the Fornero Act established in December 2015 prompted an adjustment of the liability in respect of other employee benefit plans.

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 €1,272 million at December 31, 2016. Those assets, which are entirely in Spain and Brazil, break down as follows:

	2016	2015
Investments quoted in active markets		
Equity instruments	2%	4%
Fixed-income securities	35%	25%
Investment property	5%	4%
Other	1%	1%
Unquoted investments		
Assets held by insurance undertakings	-	-
Other	57%	67%
Total	100%	100%

The main actuarial assumptions used to calculate the liabilities in respect of employee benefits and the plan assets, which are consistent with those used the previous year, are set out in the following table.

	Italy	Iberia	Latin America	Other	Italy	Iberia	Latin America	Other
	2016				2015			
Discount rate	0.30%-1.40%	0.64%-1.75%	4.70%-12.31%	1.40%-8.36%	0.50%-2.15%	1.17%-2.56%	4.95%-14.21%	2.03%-9.72%
Inflation rate	1.40%	2.00%	3.00%-6.00%	1.40%-4.84%	1.60%	2.00%	3.00%-6.50%	1.50%-5.50%
Rate of wage increases	1.40%-3.40%	2.00%	3.00%-9.19%	2.90%-4.84%	1.60%-3.60%	2.00%	3.00%-9.69%	2.00%-5.50%
Rate of increase in healthcare costs	2.40%	3.20%	3.50%-9.19%	-	2.60%	3.20%	4.20%-9.69%	-
Expected rate of return on plan assets	-	1.74%	12.20%-12.31%	-	-	2.54%	14.18%-14.21%	-

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, 2016				at Dec. 31, 2015			
Decrease of 0.5% in discount rate	159	75	12	4	131	60	12	4
Increase of 0.5% in discount rate	(136)	(69)	(15)	(10)	(116)	(54)	(12)	(10)
Increase of 0.5% in inflation rate	30	74	2	2	33	59	8	4
Decrease of 0.5% in inflation rate	(20)	(67)	(18)	(10)	(26)	(38)	(9)	(7)
Increase of 0.5% in remuneration	8	-	-	1	8	-	-	2
Increase of 0.5% in pensions currently being paid	12	-	-	(3)	11	-	-	(3)
Increase of 1% healthcare costs	-	-	20	-	-	-	20	-
Increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees	50	12	5	(3)	47	24	3	(2)

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 €26 million.

The following table reports expected benefit payments in the coming years for defined benefit plans.

Millions of euro	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Within 1 year	204	201
In 1-2 years	186	211
In 2-5 years	589	601
More than 5 years	1,058	944

35. Provisions for risks and charges - €6,414 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2015	
	Non-current	Current	Non-current	Current
Provision for litigation, risks and other charges:				
- nuclear decommissioning	567	-	528	-
- retirement, removal and site restoration	754	35	611	11
- litigation	698	36	762	47
- environmental certificates	-	7	-	19
- taxes and duties	290	56	290	20
- other	770	859	819	1,062
Total	3,079	993	3,010	1,159
Provision for early retirement incentives	1,902	440	2,182	471
TOTAL	4,981	1,433	5,192	1,630

Millions of euro	at Dec. 31, 2015					at Dec. 31, 2016				
	Accrual	Reversal	Utilization	Unwinding of interest	Change in scope of consolidation	Translation adjustment	Other			
Provision for litigation, risks and other charges:										
- nuclear decommissioning	526	-	-	6	-	-	33	567		
- retirement, removal and site restoration	622	(18)	(24)	8	(13)	11	20	789		
- litigation	809	(222)	(110)	49	1	39	(11)	734		
- environmental certificates	19	(7)	(12)	-	-	-	-	7		
- taxes and duties	310	(28)	(32)	3	-	4	(5)	346		
- other	1,831	(185)	(550)	98	9	15	(48)	1,629		
Total	4,169	(440)	(728)	164	(3)	69	(1)	4,072		
Provision for early retirement incentives	2,653	(13)	(454)	67	3	-	(117)	2,342		
TOTAL	6,822	(453)	(1,192)	231	-	69	(118)	6,414		

ENEL- Annual Report 2016

Nuclear decommissioning provision

At December 31, 2016, the provision reflected solely the costs that will be incurred at the time of decommissioning of nuclear plants by Endesa in respect of Enresa, 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 Enresa (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.

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 estimates are based on the opinions of internal and external legal counsel. The balance for litigation mainly regards disputes concerning service quality and disputes with employees, and users or suppliers of the companies in Spain (€235 million), Italy (€219 million) and Brazil (€199 million).

The reduction compared with the previous year, equal to €75 million, mainly reflects the reversal of the provision for the SAPE dispute (€80 million) following the favorable arbitration ruling.

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.

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 change of €252 million for the year is mainly due to the use and reversal (for non-participants) of the provision (€328 million) recognized by the Italian companies in 2015 to cover the charge for the one-off indemnity granted to former employees following the Group's unilateral revocation of the electricity discount benefit.

In addition, the balance for other provisions for risks and charges 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.

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 change 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.

36. Other non-current liabilities - €1,856 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Accrued operating expenses and deferred income	973	966	7	0.7%
Other items	883	583	300	51.5%
Total	1,856	1,549	307	19.8%

At December 31, 2016 the item was essentially accounted for by revenue for electricity and gas connections and grants received in respect of specific assets. The increase in "other items" mainly regarded an increase in a number of regulatory liabilities in Argentina and Brazil, totaling €113 million, and the reclassification from the early retirement incentive provision of amounts to be paid to employees who terminated their employment in implementation of the provisions of Article 4 of Law 92/2012 (€87 million net of payments made).

37. Trade payables - €12,688 million

The item amounted to €12,688 million (€11,775 million in 2015) 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 €12,230 million (€11,261 million in 2015), while those with falling due in more than 12 months amounted to €458 million (€514 million in 2015).

38. Other current financial liabilities - €1,264 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Deferred financial liabilities	842	957	(115)	-12.0%
Other items	422	106	316	-
Total	1,264	1,063	201	18.9%

The increase in other current financial liabilities reflects an increase in financial debt as a result of the change in the method used to finance the rate deficit in the Spanish electrical system following the amendment of the regulatory framework of the electrical system begun in 2013 and completed in 2014. "Deferred financial liabilities" regard accrued expense on bonds.

39. Net financial position and long-term financial receivables and securities - €37,553 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, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Long-term borrowings	41	41,336	44,872	(3,536)	-7.9%
Short-term borrowings	41	5,372	2,155	3,217	-
Other current financial payables ⁽¹⁾		296	-	296	-
Current portion of long-term borrowings	41	4,384	5,733	(1,349)	-23.5%
Non-current financial assets included in debt	24	(2,621)	(2,335)	(286)	12.2%
Current financial assets included in debt	28	(2,924)	(2,241)	(683)	30.5%
Cash and cash equivalents	30	(8,290)	(10,639)	2,349	22.1%
Total		37,553	37,545	8	-

(1) Includes current financial payables included in Other current financial liabilities.

Pursuant to the CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial position at December 31, 2016, and December 31, 2015, reconciled with net financial debt as provided for in the presentation methods of the Enel Group.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Cash and cash equivalents on hand	298	582	(284)	-48.8%
Bank and post office deposits	7,777	10,057	(2,280)	-22.7%
Other investments of liquidity	215	-	215	-
Securities	36	1	35	-
Liquidity	8,326	10,640	(2,314)	-21.7%
Short-term financial receivables	1,993	1,324	669	50.5%
Factoring receivables	128	147	(19)	-12.9%
Short-term portion of long-term financial receivables	767	769	(2)	-0.3%
Current financial receivables	2,888	2,240	648	28.9%
Short-term bank debt	(909)	(180)	(729)	-
Commercial paper	(3,059)	(213)	(2,846)	-
Short-term portion of long-term bank debt	(749)	(844)	95	-11.3%
Bonds issued (short-term portion)	(3,446)	(4,570)	1,124	24.6%
Other borrowings (short-term portion)	(189)	(319)	130	40.8%
Other current financial payables ⁽¹⁾	(1,700)	(1,762)	62	-3.5%
Total short-term financial debt	(10,052)	(7,888)	(2,164)	-27.4%
Net short-term financial position	1,162	4,992	(3,830)	-76.7%
Debt to banks and financing entities	(7,446)	(6,863)	(583)	-8.5%
Bonds	(32,401)	(35,987)	3,586	10.0%
Other borrowings	(1,489)	(2,022)	533	26.4%
Long-term financial position	(41,336)	(44,872)	3,536	7.9%
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB instructions	(40,174)	(39,880)	(294)	-0.7%
Long-term financial receivables and securities	2,621	2,335	286	12.2%
NET FINANCIAL DEBT	(37,553)	(37,545)	(8)	-

(1) Includes current financial payables included in Other current financial liabilities.

40. Other current liabilities - €12,141 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change	
Payables due to customers	1,785	1,567	218	13.9%
Payables due to institutional market operators	4,617	4,879	(262)	-5.4%
Payables due to employees	436	459	(23)	-5.0%
Other tax payables	1,071	990	81	8.2%
Payables due to social security institutions	215	216	(1)	-0.5%
Contingent consideration	85	36	49	-
Payables for put options granted to minority shareholders	403	793	(390)	-49.2%
Current accrued expenses and deferred income	325	294	31	10.5%
Payables for acquisition of equity investments	-	-	-	-
Liabilities for construction contracts	358	347	11	3.2%
Other	2,846	1,641	1,205	73.4%
Total	12,141	11,222	919	8.2%

"Payables due to customers" include €1,038 million (€1,066 million at December 31, 2015) in security deposits related to amounts received from customers in Italy as part of electricity and gas supply contracts. Following the finalization of the contract, deposits for electricity sales, the use of which is not restricted in any way, are classified as current liabilities given that the Company does not have an unconditional right to defer repayment beyond 12 months.

"Payables due to institutional market operators" include payables arising from the application of equalization mechanisms to electricity purchases on the Italian market amounting to €3,069 million (€3,439 million at December 31, 2015) and on the Spanish market amounting to €1,285 million (€1,392 million at December 31, 2015) and on the Latin American market amounting to €263 million (€48 million at December 31, 2015).

"Contingent consideration" regards a number of investees held 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 item "payables for put options granted to minority shareholders" at December 31, 2016 includes the liability in respect of Enel Distributie Muntenia and Enel Energie Muntenia in the total amount of €401 million (€778 million at December 31, 2015). The decline in the period mainly reflects the writedown of €48 million in the liability in respect of the put option on 13.6% as a result of the ruling in the international arbitration proceeding with SAPE, which was completed in February 2017, and €329 million in respect of the 10% reduction in the Group's interest following the cessation of the right of former employees to exercise the tag-along right connected with the put option following further legal analysis supported by external legal counsel.

41. Financial instruments

This note provides disclosures necessary for users to assess the significance of financial instruments for the Company's financial position and performance.

41.1 Financial assets by category

The following table reports the carrying amount for each category of financial asset provided for under IAS 39, 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	Notes	Non-current		Current	
		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Loans and receivables	41.1.1	2,181	2,173	24,684	25,676
Available for sale financial assets	41.1.2	1,658	848	35	-
Financial assets held to maturity	41.1.3	-	117	-	1
Financial assets at fair value through profit or loss					
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	41.1.4	-	45	-	-
Derivative financial assets at FVTPL	41.1.4	21	13	3,027	4,466
Other financial assets held for trading	41.1.4	-	-	1	-
Total financial assets at fair value through profit or loss		21	58	3,028	4,466
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	41.1.5	36	46	1	-
Cash flow hedge derivatives	41.1.5	1,552	2,284	917	607
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		1,588	2,330	918	607
TOTAL		5,448	5,546	28,665	30,750

For more information on fair value measurement, please see note 45 "Assets measured at fair value".

41.1.1 Loans and receivables

The following table shows loans and receivables by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Notes	Non-current		Notes	Current	
		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Cash and cash equivalents		-	-	30	8,290	10,639
Trade receivables	27	-	-	27	13,506	12,797
Short-term portion of long-term financial receivables		-	-	28,1	767	769
Receivables for factoring		-	-	28,1	128	147
Cash collateral		-	-	28,1	1,082	1,020
Other financial receivables	24,1	2,181	2,173	28,1	911	304
Total		2,181	2,173		24,684	25,676

Trade receivables from customers at December 31, 2016 amounted to €13,506 million (€12,797 million at December 31, 2015) and are recognized net of allowances for impairment losses, which amounted to €2,028 million at the end of the year, compared with the opening balance of €2,085 million.

The table below shows impairment losses on trade receivables.

Millions of euro		
Trade receivables	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Gross value	15,534	14,882
Allowances for impairment	(2,028)	(2,085)
Net value	13,506	12,797

The table below shows changes in these allowances during the year.

Millions of euro	
Opening balance at January 1, 2015	1,662
Charge for the year	992
Utilized	(546)
Unused amounts reversed	(178)
Other changes	155
Closing balance at December 31, 2015	2,085
Opening balance at January 1, 2016	2,085
Charge for the year	873
Utilized	(548)
Unused amounts reversed	(151)
Other changes	(231)
Closing balance at December 31, 2016	2,028

Note 42 "Risk management" provides additional information on the ageing of receivables past due but not impaired.

41.1.2 Available for sale financial assets

The following table shows available for sale financial assets by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Notes	Non-current		Notes	Current	
		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Equity investments in other companies	24	196	237	24	-	-
Available for sale securities	24.1	440	-	28.1	35	-
Service concession arrangements	24	1,022	631		-	-
Total		1,658	868		35	-

Changes in financial assets available for sale

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at January 1, 2016	868	-
Increases	1,096	-
Decreases	(17)	-
Changes in fair value through OCI	(36)	-
Reclassifications	218	23
Other changes	(471)	12
Closing balance at December 31, 2016	1,658	35

41.1.3 Held to maturity financial assets

At December 31, 2016 financial assets held to maturity amounted to zero. The decrease compared with the previous year essentially reflects the reduction of €117 million in non-current securities held by Enel Insurance.

41.1.4 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	Notes	Non-current		Notes	Current	
		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Derivatives at FVTPL	44	21	13	44	3,027	4,466
Securities held for trading		-		24.1	1	-
Financial investments in funds	24.1	-	45		-	-
Total financial assets designated upon initial recognition (fair value option)		-	45		-	-
TOTAL		21	58		3,028	4,466

41.1.5 Derivative financial assets designated as hedging instruments

For more information on derivative financial assets, please see note 44 "Derivatives and hedge accounting".

41.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liability provided for under IAS 39, 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, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Financial liabilities measured at amortized cost	41.2.1	41,336	44,872	22,444	19,663
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	44	22	41	3,016	4,734
Total financial liabilities at fair value through profit or loss		22	41	3,016	4,734
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	44	15	-	1	-
Cash flow hedge derivatives	44	2,495	1,477	305	775
Total derivative financial liabilities designated as hedging instruments		2,510	1,477	306	775
TOTAL		43,868	46,390	25,766	25,172

For more information on fair value measurement, please see note 46 "Liabilities measured at fair value".

41.2.1 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	Notes	Non-current		Notes	Current	
		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Long-term borrowings	41.3	41,336	44,872	41.3	4,384	5,733
Short-term borrowings		-	-	41.3	5,372	2,155
Trade payables	37	-	-	37	12,688	11,775
Total		41,336	44,872		22,444	19,663

41.3 Borrowings

41.3.1 Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) - €45,720 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, 2016, broken down by type of borrowing and interest rate.

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	at Dec. 31, 2016		Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Changes in carrying amount
			Current portion	Portion due in more than 12 months							
Bonds:											
- listed, fixed rate	26,426	25,770	1,593	24,187	30,332	30,250	29,809	3,351	26,458	34,897	(4,039)
- listed, floating rate	3,338	3,320	378	2,944	3,673	4,098	4,076	1,155	2,921	4,190	(756)
- unlisted, fixed rate	5,660	5,619	1,422	4,197	6,240	5,479	5,436	-	5,436	6,186	183
- unlisted, floating rate	1,138	1,138	65	1,073	1,132	1,236	1,236	64	1,172	1,193	(98)
Total bonds	36,562	35,847	3,446	32,401	41,377	41,063	40,557	4,570	35,987	46,466	(4,710)
Bank borrowings:											
- fixed rate	1,293	1,278	152	1,126	1,372	1,189	1,147	137	1,010	1,256	131
- floating rate	6,951	6,902	597	6,305	7,187	6,555	6,529	707	5,822	6,812	373
- use of revolving credit lines	15	15	-	15	15	31	31	-	31	31	(16)
Total bank borrowings	8,249	8,195	749	7,446	8,574	7,755	7,707	844	6,863	8,099	488
Non-bank borrowings:											
- fixed rate	1,549	1,548	159	1,389	1,565	2,012	2,012	250	1,762	2,012	(464)
- floating rate	130	130	30	100	138	329	329	68	260	341	(199)
Total non-bank borrowings	1,679	1,678	189	1,489	1,703	2,341	2,341	319	2,022	2,353	(663)
Total fixed-rate borrowings	34,918	34,215	3,316	30,899	39,509	38,910	38,404	3,738	34,666	44,351	(4,189)
Total floating-rate borrowings	11,572	11,505	1,068	10,437	12,145	12,249	12,201	1,995	10,205	12,567	(696)
TOTAL	46,490	45,720	4,394	41,336	51,654	51,159	50,805	5,733	44,872	56,918	(4,885)

ENEL- Annual Report 2016

The balance for bonds is reported net of €842 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, 2016		at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2016	
Euro	25,546	26,127	31,059	31,433	3.7%	4.1%
US dollar	9,879	9,978	9,552	9,636	6.1%	6.3%
Pound sterling	4,955	5,011	5,775	5,845	6.1%	6.2%
Colombian peso	1,872	1,872	1,358	1,358	11.1%	11.1%
Brazilian real	1,088	1,098	875	880	13.7%	13.8%
Swiss franc	539	540	534	535	3.1%	3.1%
Chilean peso/UF	490	501	445	456	7.9%	8.1%
Peruvian sol	437	437	410	410	6.2%	6.2%
Russian ruble	295	295	124	124	12.2%	12.2%
Japanese yen	255	255	240	240	2.4%	2.5%
Other currencies	364	376	233	242		
Total non-euro currencies	20,174	20,363	19,546	19,726		
TOTAL	45,720	46,490	50,605	51,159		

Long-term financial debt denominated in currencies other than the euro increased by €628 million. The change is largely attributable to new borrowing in US dollars by the companies operating in Latin America.

Change in the nominal value of long-term debt

Millions of euro	Nominal value	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, 2015								at Dec. 31, 2016
Bonds	41,063	(5,289)	(34)	-	183	946	(307)		36,562
Borrowings	10,096	(1,450)	-	(504)	-	1,393	393		9,928
Total financial debt	51,159	(6,739)	(34)	(504)	183	2,339	86	-	46,490

Compared with December 31, 2015, the nominal value of long-term debt at December 31, 2016 decreased by €4,669 million, the net effect of €2,339 million in new borrowings, €183 million in the bond exchange transaction carried out by Enel Finance International and €86 million in exchange rate losses, which were easily offset by repayments of €6,739 million and the change in the scope of consolidation in the amount of €504 million. The latter change mainly reflected the deconsolidation of the debt of EGPNA Renewable Energy Partners LLC ("EGPNA REP"), following the reduction by Enel Green Power North America of its interest in EGPNA REP from 51% to 50% and the transformation of the latter company into an equally held joint venture with GE Energy Financial Services.

The main repayments in 2016 concerned bonds in the amount of €5,289 million and borrowings totaling €1,450 million.

More specifically, the main bonds maturing in 2016 included:

- > a floating-rate bond (€1,000 million) issued by Enel SpA, maturing in February 2016;
- > a fixed-rate bond (€2,000 million) issued by Enel SpA, maturing in February 2016;
- > a fixed-rate bond (€1,080 million) issued by Enel Finance International, maturing in September 2016;
- > a fixed-rate bond in US dollars (the equivalent of €235 million) issued by Enel Américas, formerly Enersis, maturing in December 2016;
- > bonds (the equivalent of €158 million) issued by a number of Latin American companies, maturing in 2016.

The main repayments of borrowings in the year included the following:

- > €281 million in respect of subsidized loans of e-distribuzione and Enel Produzione;
- > €152 million in respect of floating-rate bank borrowings of Endesa, of which €41 million in subsidized loans;
- > €142 million in respect of floating-rate bank borrowings of Enel Green Power SpA, of which €45 million in subsidized loans;
- > the equivalent of €224 million in respect of bank borrowings of Enel Russia, of which €81 million in subsidized loans;
- > the equivalent of €263 million in respect of loans of companies in Latin America;
- > the equivalent of €172 million in respect of loans of Enel Green Power North America.

In May 2016, following a non-binding exchange offer, the subsidiary Enel Finance International carried out the repurchase and concomitant issue of a senior fixed-rate bond maturing in June 2026 (the "exchange offer"). The amount repurchased (€1,074 million) and that issued (€1,257 million) generated a net cash inflow of €183 million. From an accounting standpoint, taking account of the characteristics of the instruments exchanged and the quantitative limits set by the applicable accounting standard, the exchange offer did not give rise to the extinguishment of the pre-existing financial liability. As the non-binding exchange offer was subscribed by only part of the original bondholders, the previous issue remains in circulation on the market in the total notional amount of €5,458 million, maturing between 2017 and 2023.

The main new borrowing carried out in 2016 involved bonds in the amount of €946 million and borrowings of €1,393 million.

The table below shows the main characteristics of financial transactions carried out in 2016:

	Issuer/grantor	Issue/grant date	Amount in millions of euro	Currency	Interest rate	Interest rate type	Maturity
Bonds:							
Local bonds	Enel Américas	25/10/2016	552	USD	4.00%	Fixed rate	25/10/2026
	Emgesa	11/02/2016	61	COP	COP CPI 3M + 349 bp	Floating rate	11/02/2019
	Emgesa	11/02/2016	75	COP	COP CPI 3M + 469 bp	Floating rate	11/02/2023
	Emgesa	27/09/2016	91	COP	7.59%	Fixed rate	27/09/2022
Total bonds			779				
Bank borrowings:							
	Ampla	07/03/2016	70	USD	USD LIBOR 6M + 153 bp	Floating rate	07/03/2019
	Codensa	17/03/2016	57	COP	6.49%	Fixed rate	18/03/2019
	Codensa	10/06/2016	49	COP	6.82%	Fixed rate	10/06/2020
	Enel Russia	03/03/2016	131	RUR	12.50%	Fixed rate	04/02/2021
	Enel Green Power Brasile	14/01/2016	134	USD	USD LIBOR 3M + 115 bp	Floating rate	10/01/2020
	Enel Green Power Brasile	18/05/2016	63	BRL	CDI + 300 bp	Floating rate	18/05/2017
	Enel Green Power Brasile	22/12/2016	55	BRL	TJLP + 202 bp	Floating rate	15/06/2037
	Enel Sole	22/12/2016	75	EUR	EURIBOR 6M + 46 bp	Floating rate	22/12/2031
	Enel Produzione	22/12/2016	50	EUR	EURIBOR 6M + 46 bp	Floating rate	22/12/2034
	Enel	20/07/2016	50	EUR	EURIBOR 6M + 33 bp	Floating rate	15/07/2020
	Enel Green Power	28/10/2016	50	EUR	EURIBOR 6M + 41 bp	Floating rate	28/10/2031
Total bank borrowings			784				

Among the main financing contracts finalized in 2016, on July 15, 2016, a 4-year €500 million credit facility was agreed between Enel SpA and UniCredit SpA. The facility was drawn in the amount of €50 million at December 31, 2016.

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 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 Medium-Term Notes program of (i) Enel and Enel Finance International NV and of (ii) Endesa Capital SA and International Endesa BV, 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 and the other Latin American subsidiaries (notably Enel Generación Chile SA) contain covenants and events of default typical of international business practice.

The following table reports the impact on gross long-term debt of hedges established to mitigate exchange risk.

Long-term financial debt by hedged currency

Millions of euro	at Dec. 31, 2016						at Dec. 31, 2015					
	Initial debt structure			Impact of hedge			Initial debt structure			Impact of hedge		
	Carrying amount	Nominal amount	%				Carrying amount	Nominal amount	%			
Euro	25,546	26,127	96.2%	12,220	82.5%	38,347	31,059	31,433	61.4%	12,770	44,203	86.4%
US dollar	9,878	9,978	21.5%	(6,089)	6.6%	3,009	9,552	9,638	19.6%	(6,660)	2,976	5.6%
Pound sterling	4,965	5,011	10.8%	(5,011)	-	-	5,775	5,845	11.4%	(5,845)	-	-
Colombian peso	1,872	1,872	4.0%	-	4.0%	1,872	1,358	1,358	2.7%	57	1,415	2.8%
Brazilian real	1,088	1,098	2.4%	276	3.0%	1,374	875	880	1.7%	28	908	1.8%
Swiss franc	539	540	1.2%	(540)	-	-	534	535	1.0%	(535)	-	-
Chilean peso/UF	490	501	1.1%	-	1.1%	501	445	456	0.9%	230	686	1.3%
Peruvian sol	437	437	0.9%	-	0.9%	437	410	410	0.8%	(58)	352	0.7%
Russian ruble	295	295	0.6%	112	0.9%	407	124	124	0.2%	235	359	0.7%
Japanese yen	255	255	0.5%	(255)	-	-	240	240	0.5%	(240)	-	-
Other currencies	364	376	0.8%	87	1.0%	463	233	242	0.5%	18	260	0.5%
Total non-euro currencies	20,174	20,363	43.8%	(12,220)	17.5%	8,143	19,546	19,726	38.6%	(12,770)	6,956	13.6%
TOTAL	45,720	46,490	100.0%	-	100.0%	46,490	50,605	51,159	100.0%	-	51,159	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	2016				2015			
	Pre-hedge	%	Post-hedge	%	Pre-hedge	%	Post-hedge	%
Floating rate	17,240	33.1%	14,667	28.1%	14,405	27.0%	11,055	20.7%
Fixed rate	34,918	66.9%	37,491	71.9%	38,910	73.0%	42,260	79.3%
Total	52,158		52,158		53,315		53,315	

At December 31, 2016, 33% of financial debt was floating rate (27% at December 31, 2015). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IFRS-EU, 28% of net financial debt (21% at December 31, 2015) was exposed to interest rate risk. Including interest rate derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, 72% of net financial debt was hedged (79% hedged at December 31, 2015).

These results are in line with the limits established in the risk management policy.

41.3.2 Short-term borrowings - €5,372 million

At December 31, 2016 short-term borrowings amounted to €5,372 million, an increase of €3,217 million on December 31, 2015. They break down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Short-term bank borrowings	909	180	729
Commercial paper	3,059	213	2,846
Cash collateral on derivatives and other financing	1,286	1,698	(412)
Other short-term borrowings ⁽¹⁾	118	64	54
Short-term borrowings	5,372	2,155	3,217

(1) Does not include current financial debt included in other current financial liabilities.

Short-term bank borrowings amounted to €909 million.

The payables represented by commercial paper relate to issues outstanding at the end of December 2016 in the context of the €6,000 million program launched in November 2005 by Enel Finance International and guaranteed by Enel SpA, which was renewed in April 2010, as well as the €3,000 million program of International Endesa BV and that of Enel Américas and Enel Generación Chile of \$400 million (equal to €379 million).

At December 31, 2016 issues under these programs totaled €3,059 million, of which €2,127 million pertaining to Enel Finance International and €932 million to International Endesa BV.

41.4 Derivative financial liabilities

For more information on derivative financial liabilities, please see note 44 "Derivatives and hedge accounting".

41.5 Net gains and losses

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives:

Millions of euro	2016		2015	
	Net gains/(losses)	Of which impairment/reversal of impairment	Net gains/(losses)	Of which impairment/reversal of impairment
Available for sale financial assets measured at fair value	59	-	-	-
Available for sale financial assets measured at amortized cost	7	-	8	-
Held to maturity financial assets	(1)	-	7	-
Loans and receivables	(595)	(764)	149	-
Financial assets at FVTPL				
Financial assets held for trading	1	-	-	-
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	(1)	-	5	-
Total financial assets at FVTPL	-	-	5	-
Financial liabilities measured at amortized cost	(1,873)	-	(3,900)	-
Financial liabilities at FVTPL				
Financial liabilities held for trading	-	-	-	-
Financial liabilities designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial liabilities at FVTPL	-	-	-	-

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 10 "Net financial income/(expense) from derivatives".

42. Risk management

Financial risk management objectives and policies

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.

The Group's governance arrangements for financial risk envisage:

- > specific internal committees, formed of members of the Group's top management and chaired by the CEO, which are responsible for strategic policy-making and oversight of risk management;
- > the establishment of specific policies set at both the Group level and at the level of individual regions/countries/global business lines, which define the roles and responsibilities for those involved in managing, monitoring and controlling risks, ensuring the organizational separation of units involved in managing the Group's business and those responsible for managing risk;
- > the specification of operational limits at both the Group level and at the level of individual regions/countries/global business lines for the various types of risk. These limits are monitored periodically by the risk management units.

Market risks

Market risk is the risk that the expected cash flows or the fair value of financial and non-financial assets and liabilities could change owing to changes in market prices.

Market risks are essentially composed of interest rate risk, exchange risk and commodity price risk.

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, commercial paper, derivatives, cash collateral for derivatives transactions, liabilities for construction contracts and trade payables.

The main purpose of those financial instruments is to finance the operations of the Group.

The main financial assets held by the Group include financial receivables, factoring receivables, derivatives, cash collateral for derivatives transactions, cash and cash equivalents, receivables for construction contracts and trade receivables.

For more details, please see note 40 "Financial instruments".

The sources of exposure to interest rate risk and exchange risk did not change with respect to the previous year.

The nature of the financial risks to which the Group is exposed is such that changes in interest rates can cause an increase in net financial expense or adverse changes in the value of assets/liabilities measured at fair value.

The Group is also exposed to the risk that changes in the exchange rates between the euro and the main foreign currencies could have an adverse impact on the value in euro of performance and financial aggregates denominated in foreign currencies, such as costs, revenue, assets and liabilities, as well as the consolidation values of equity investments denominated in currencies other than the euro (translation risk). As with interest rates, changes in exchange rates can cause variations in the value of financial assets and liabilities measured at fair value.

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. This objective is achieved both at the source of the risk, through the strategic diversification of the nature of financial assets and liabilities, and by modifying the risk profile of specific exposures with derivatives entered into on over-the-counter markets.

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, Enel develops, in accordance with the Group's policies and risk governance limits, 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 hedging, and plans and techniques for hedging financial risks with derivatives. The Group companies develop strategies for hedging the price risk arising from trading in commodities and, using financial instruments, reduce or eliminate market risk, sterilizing the variable components of price. If authorized, they can also engage in proprietary trading in the energy commodities used by the Group in order to monitor and enhance their understanding of the most relevant markets.

The organizational structure provides for a single entity to operate on behalf of the entire Group in sourcing fuels and selling electricity and gas on wholesale markets, as well as centralizing trading with the direct control of the units involved in that business, which as they also operate at the local level can maintain effective relationships with the markets. The Global Business line cooperates with units of the holding company designated to steer, monitor and integrate global performance. In order to manage and control market risks associated with energy commodities, strengthening an integrated vision of our business and a geographical awareness of sales and trading operations is consistent with the global environment in which the Group operates, creating opportunities for improvement in both maximizing margins and governing risks.

As part of its governance of market risks, the Company 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). During 2016, no overshoot of those threshold values was detected.

Interest rate risk

Interest rate risk is the risk that the fair value or expected cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in market interest rates.

The main source of interest rate risk for the Enel Group is the presence of financial instruments. It manifests itself primarily 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.

For more information, please see note 40 "Financial instruments".

The Enel Group 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 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 and interest rate options. 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 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 permit the exchange of floating-rate interest flows based on different indexes.

Some structured borrowings have multi-stage interest 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) on the debt as a result of the hedge. Hedging strategies can also make 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 Enel's expectations for future interest rate developments. In addition, interest rate options are also considered most appropriate in periods of 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, 2016 and December 31, 2015 broken down by type of contract:

Millions of euro	Notional amount	
	2016	2015
Floating-to-fixed interest rate swaps	11,526	10,910
Fixed-to-floating interest rate swaps	853	853
Fixed-to-fixed interest rate swaps	-	-
Floating-to-floating interest rate swaps	165	180
Interest rate options	50	50
Total	12,694	11,993

For more details on interest rate derivatives, please see note 44 "Derivatives and hedge accounting".

Interest rate risk sensitivity analysis

The Group 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 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 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 Group's profit before tax would be affected by a change in the level of interest rates as follows:

Millions of euro	2016				
	Basis points	Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
		Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt after hedging	25	22	(22)	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	7	(7)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	25	-	-	188	(188)
Fair value hedges	25	(6)	6	-	-

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 the companies of the Enel Group, the main source of exchange risk is the presence of financial instruments and cash flows denominated in a currency other than its current of account and/or functional currency.

More specifically, exchange risk is mainly generated with the following transaction categories:

- > debt denominated in currencies other than the currency of account or the functional currency entered into by the holding company or the individual subsidiaries;
- > cash flows in respect of the purchase or sale of fuel or electricity on international markets;

- > cash flows in respect of investments in foreign currency, dividends from unconsolidated foreign companies or the purchase or sale of equity investments.

The sources of exposure to exchange risk did not change with respect to the previous year.

For more details, please see note 41 "Financial instruments".

In order to minimize this risk, the Group normally uses a variety of over-the-counter (OTC) derivatives such as cross currency interest rate swaps, currency forwards and currency swaps.

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 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 in foreign currency into an equivalent liability in the current of account or functional currency of the company holding the 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). 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, 2016 and December 31, 2015, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	2016	2015 restated
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs) hedging debt denominated in currencies other than the euro	14,973	15,612
Currency forwards hedging exchange risk on commodities	2,887	4,334
Currency forwards hedging future cash flows in currencies other than the euro	6,036	4,079
Currency swaps hedging commercial paper	-	-
Currency forwards hedging loans	-	181
Other currency forwards	1,014	262
Total	24,910	24,668

More specifically, these include:

- > CCIRSs with a notional amount of €14,973 million to hedge the exchange risk on debt denominated in currencies other than the euro (€15,612 million at December 31, 2015);
- > currency forwards with a total notional amount of €8,923 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 (€8,413 million at December 31, 2015);
- > 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).

At December 31, 2016, 44% (39% at December 31, 2015) of Group long-term debt was denominated in currencies other than the euro.

Taking account of hedges of exchange risk, the percentage of debt not hedged against that risk amounted to 18% at December 31, 2016 (13% at December 31, 2015).

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 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		2016			
	Exchange rate	Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
		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%	227	(277)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%	-	-	(1,787)	2,184
Fair value hedges	10%	-	-	-	-

Commodity risk

The Group is exposed to the risk of fluctuations in the price of commodities mainly associated with the purchase of fuel for power plants and the purchase and sale of natural gas under indexed contracts, as well as the purchase and sale of electricity at variable prices (indexed bilateral contracts and sales on the electricity spot market).

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 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 risk factors generating the exposure are not available on the market or are not sufficiently liquid, while portfolio hedging techniques can be used to assess opportunities for netting intercompany flows.

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, which are performed only by Group companies expressly

authorized to do so under corporate policies, consist in taking on exposures in energy commodities (oil products, gas, coal, CO₂ certificates and electricity in the main European countries) using financial derivatives and physical contracts traded on regulated and over-the-counter markets, exploiting profit opportunities through arbitrage transactions carried out on the basis of expected market developments. The commodity risk management processes established at the Group level are designed to constantly monitor developments in risk over time and to determine whether the risk levels, as observed for specific analytical dimensions (for example, geographical areas, organizational structures, business lines, etc.), comply with the thresholds consistent with the risk appetite established by top management. These operations are conducted within the framework of formal governance rules that establish strict risk limits. Compliance with the limits is verified daily by units that are independent of those undertaking the transactions. Positions are monitored monthly, assessing the Profit at Risk, in the case of industrial portfolios, and daily, calculating Value at Risk, in the case of the trading book. The risk limits for Enel's proprietary trading are set in terms of Value at Risk over a 1-day time horizon and a confidence level of 95%; the Group the limit for 2016 is equal to €15 million.

The following table reports the notional amount of outstanding transactions at December 31, 2016 and December 31, 2015, broken down by type of instrument.

Millions of euro	Notional amount	
	2016	2015
Forward and futures contracts	28,197	30,791
Swaps	8,195	5,904
Options	308	340
Embedded derivatives	-	-
Total	34,700	37,035

For more details, please see note 44 "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 analysis assesses the impact of shifts in the commodity price curve of +10% and -10%.

The impact on pre-tax profit is mainly attributable to the change in the price of electricity and, to a lesser extent, gas and petroleum products. The impact on equity is almost entirely due to changes in the prices of coal and electricity. The Group's exposure to changes in the prices of other commodities is not material.

Millions of euro	2016				
	Commodity price	Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
		Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in the fair value of trading derivatives on commodities	10%	(16)	33	-	-
Change in the fair value of derivatives on commodities designated as hedging instruments	10%	-	-	52	(54)

Credit risk

The Group's commercial, commodity and financial operations expose it to credit risk, i.e. the possibility that an unexpected change in the creditworthiness of a counterparty could have an effect on the creditor position, in terms of insolvency (default risk) or changes in its market value (spread risk).

In recent years, in view of the instability and uncertainty that have affected the financial markets and an economic crisis of global proportions, average collection times have trended upwards. In order to minimize credit risk, credit exposures are managed at the region/country/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 particular, the policy for managing credit and the associated risks provides for the assessment of the creditworthiness of the main counterparties, the adoption of risk mitigation tools, such as secured and unsecured guarantees and standardized contractual frameworks in specific business areas, and the analysis of credit exposures.

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.

As regards the credit risk associated with commodity transactions, a uniform counterparty assessment system is used at the Group level, with local level implementation. Risk limits defined by the appropriate units of the regions/countries/global business lines have been applied and monitored.

For the credit risk generated by financial transactions, including those in derivatives, risk is minimized by selecting counterparties with high standing from among leading national and international financial institutions, diversifying the portfolio, entering into margin agreements that call for the exchange of cash collateral and/or using netting arrangements. An internal assessment system was used again in 2016 to apply and monitor operational limits for credit risk, approved by the Group Financial Risk Committee in respect of financial counterparties at the region/country/global business line level and at the consolidated level.

To manage credit risk even more effectively, for a number of years the Group has carried out non-recourse assignments of receivables, which have mainly involved specific segments of the commercial portfolio and, to a lesser extent, invoiced receivables and receivables to be invoiced of companies operating in other segments of the electricity industry than retail sales.

All of the above transactions are considered non-recourse transactions for accounting purposes and therefore involved the full derecognition of the corresponding assigned assets from the balance sheet, as the risks and rewards associated with them have been transferred.

Concentration of customer credit risk

Trade receivables are generated by the Group's operations in many regions and countries (Italy, Spain, Latin America, Romania, Russia, North America, etc.) with a base of customers and counterparties that is highly diversified, whether geographically, sectorally (industrial companies, energy companies, communications, government entities, enterprises in retail trade, tourism, consumer goods, etc.) or by size (large corporate, small and medium-sized enterprises, residential customers). Through its subsidiaries, Enel has more than 60 million customers or counterparties with whom it has generally granular credit exposures.

Financial assets past due but not impaired

Millions of euro		
	2016	2015
Impaired trade receivables	2,027	2,085
Not past due and not impaired trade receivables	10,006	8,520
Past due but not impaired trade receivables:	3,500	4,277
- less than 3 months	1,350	1,696
- from 3 months to 6 months	288	505
- from 6 months to 12 months	334	588
- from 12 months to 24 months	500	386
- more than 24 months	1,028	1,102
Total	15,533	14,882

Liquidity risk

Liquidity risk is the risk that the Group 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 liquidity and short-term deposits, available committed credit lines and a portfolio of highly liquid asset.

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 Group holds the following undrawn lines of credit:

Millions of euro		at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2015	
		Expiring within one year	Expiring beyond one year	Expiring within one year	Expiring beyond one year
Committed credit lines		176	14,214	377	13,042
Uncommitted credit lines		448	19	848	-
Commercial paper		6,320	-	9,153	-
Total		6,944	14,234	10,178	13,042

Committed credit lines amounted to €14,390 million at the Group level, with €14,214 million expiring after 2017. Total available resources came to €21,178 million, of which €6,320 million in commercial paper.

In May 2016 Enel Finance International NV carried out an offer to exchange seven euro-denominated bonds maturing between 2017 and 2023 with a new euro-denominated issue maturing at 10 years in the nominal amount of €1,257 million, paying a coupon of 1.375%.

The transaction was part of EFI's liability management program begun in the final Quarter of 2014 in order to actively manage maturities and the Group's funding costs.

For more information, please see note 41 "Financial instruments" in this report.

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the Group's long-term debt.

Millions of euro	Maturing in		2018	2019	2020	2021	Beyond
	Less than 3 months	From 3 months to 1 year					
Bonds:							
- listed, fixed rate	11	1,572	4,709	2,086	2,200	1,368	13,624
- listed, floating rate	214	162	797	322	124	135	1,566
- unlisted, fixed rate	-	1,422	-	1,655	-	-	2,542
- unlisted, floating rate	-	65	66	248	27	111	621
Total bonds	225	3,221	5,572	4,311	2,351	1,614	18,553
Bank borrowings:							
- fixed rate	24	128	296	192	214	67	357
- floating rate	91	506	812	827	704	643	3,319
- use of revolving credit lines	-	-	15	-	-	-	-
Total bank borrowings	115	634	1,123	1,019	918	710	3,676
Non-bank borrowings:							
- fixed rate	36	123	169	141	155	129	795
- floating rate	23	7	9	9	10	9	63
Total non-bank borrowings	59	130	178	150	165	138	858
Total	399	3,985	6,873	5,480	3,434	2,462	23,087

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, 2016:

Millions of euro					
Commitments to purchase commodities	at Dec. 31, 2016	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Beyond
- electricity	63,407	18,996	12,827	10,703	20,881
- fuels	47,305	28,251	11,646	5,980	1,428
Total	110,712	47,247	24,473	16,683	22,309

43. Offsetting financial assets and financial liabilities

At December 31, 2016, 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.

44. Derivatives and hedge accounting

The following tables show the notional amount and the fair value of derivative financial assets and derivative financial liabilities eligible for hedge accounting or measured at FVTPL, classified on the basis

of the type of hedge relationship and the hedged risk, broken down into current and non-current instruments.

The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are converted at the end-year exchange rates provided by the European Central Bank.

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional amount		Fair value		Notional amount		Fair value	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	848	868	36	46	20	15	1	-
Total	848	868	36	46	20	15	1	-
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	379	7,090	3	116	17	25	-	1
- on exchange rates	8,057	13,554	1,531	2,163	3,561	2,921	464	280
- on commodities	99	37	18	5	1,869	1,093	453	326
Total	8,535	20,681	1,552	2,284	5,447	4,039	917	607
Trading derivatives:								
- on interest rates	50	50	3	2	-	-	-	-
- on exchange rates	120	102	7	5	3,246	2,064	70	63
- on commodities	69	53	11	6	15,539	16,466	2,957	4,403
Total	239	205	21	13	18,785	18,552	3,027	4,466
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL ASSETS	9,622	21,754	1,609	2,343	24,252	22,606	3,945	5,073

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional amount		Fair value		Notional amount		Fair value	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	-	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	106	-	15	-	7	-	1	-
- on commodities	-	-	-	-	4	-	-	-
Total	106	-	15	-	11	-	1	-
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	11,042	3,643	695	459	31	95	1	2
- on exchange rates	5,686	1,991	1,764	1,006	457	673	88	96
- on commodities	352	187	36	12	1,096	2,028	216	677
Total	17,080	5,821	2,495	1,477	1,584	2,796	305	775
Trading derivatives:								
- on interest rates	88	107	13	16	119	100	73	65
- on exchange rates	37	140	5	18	3,633	3,223	62	43
- on commodities	64	93	4	7	15,608	17,056	2,881	4,626
Total	189	340	22	41	19,360	20,379	3,016	4,734
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL LIABILITIES	17,375	6,161	2,532	1,518	20,955	23,175	3,322	5,509

44.1 Derivatives designated as hedging instruments

Derivatives are initially recognized at fair value, at the trade date of the contract, and are subsequently re-measured at fair value.

The method for 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, exchange risk, commodity risk, credit risk and equity risk when all the criteria provided for under IAS 39 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 analyzes, both at hedge inception and on an ongoing systematic basis, the effectiveness of hedges using prospective and retrospective tests in order to determine whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items.

Depending on the nature of the risks to which it is exposed, the Group designates derivatives as hedging instruments in one of the following hedge relationships:

- > cash flow hedge derivatives in respect of the risk of: i) changes in the cash flows associated with long-term floating-rate debt; ii) changes in the exchange rates associated with long-term debt denominated in a currency other than the currency of account or the functional currency in which the company holding the financial liability operates; iii) changes in the price of fuels and non-energy commodities denominated in a foreign currency; iv) changes in the price of forecast electricity sales at variable prices; and v) changes in the price of transactions in coal and petroleum commodities;
- > fair value hedge derivatives involving the hedging of exposures to changes in the fair value of an asset, a liability or a firm commitment attributable to a specific risk;
- > derivatives hedging a net investment in a foreign operation (NIFO), involving the hedging of exposures to exchange rate volatility associated with investments in foreign entities.

For more details on the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Company is exposed, please see note 42 "Risk management".

Cash flow hedges

Cash flow hedges are used in order to hedge the Group's exposure to changes in future cash flows that are attributable to a particular risk associated with an asset, a liability or a highly probable transaction that could affect profit or loss.

The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges is recognized in other comprehensive income. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognized immediately in the income statement.

Amounts accumulated in equity are reclassified to profit or loss in the period when the hedged item affects profit or loss.

When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting but the hedged item has not expired or been cancelled, 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 profit or loss.

The Group currently uses these hedge relationships to minimize the volatility of profit or loss.

Fair value hedges

Fair value hedges are used to protect the Group against exposures to adverse 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 is ineffective or 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 Group currently makes marginal use of such hedge relationships to seize opportunities associated with general developments in the yield curve.

44.1.1 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, 2016 and December 31, 2015, broken down by type of hedge.

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
Hedging instrument	Hedged item	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2015	
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings	35	853	44	853
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	(691)	11,484	(342)	10,883
Total		(656)	12,337	(298)	11,736

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2016 and December 31, 2015, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Fair value hedge derivatives:								
- interest rate swaps	868	883	37	46	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:								
- interest rate swaps	306	7,115	3	117	11,073	3,738	(696)	(461)
Total interest rate derivatives	1,264	7,998	40	163	11,073	3,738	(696)	(461)

The notional amount of derivatives classified as hedging instruments at December 31, 2016, came to €12,337 million, with a corresponding negative fair value of €656 million. The notional amount rose by €601 million. More specifically, interest rate swaps with a total value of €110 million expired, while new derivatives amounted to €954 million, of which €900 million associated with the pre-hedge strategy implemented in 2015 for the future refinancing of bond issues maturing between 2019 and 2020, in order to fix the cost of future funding in advance. The value also reflected the reduction in the notional amount of amortizing interest rate swaps.

The deterioration in the fair value of €358 million mainly reflects the general decline in the yield curve during the year.

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, 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Beyond
Cash flow hedge derivatives on interest rates							
Positive fair value	3	(2)	1	2	2	1	-
Negative fair value	(896)	(91)	(100)	(115)	(121)	(106)	(202)

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, 2015	(641)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	13
Changes in fair value recognized in profit or loss	186
Closing balance at December 31, 2015	(442)
Opening balance at January 1, 2016	(442)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(361)
Changes in fair value recognized in profit or loss	35
Closing balance at December 31, 2016	(768)

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, 2016 and December 31, 2015, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value		Notional amount	
		at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2015 restated	
Hedging instrument:	Hedged asset:				
- Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- fixed-rate borrowings	148	13,988	1,170	15,078
- Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- floating-rate borrowings	(16)	650	25	401
- Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- future cash flows denominated in foreign currencies	(89)	335	(102)	306
- Currency forwards	- future commodity purchases denominated in foreign currencies	120	2,091	244	3,058
- Currency forwards	- future cash flows denominated in foreign currencies	1	38	(1)	59
- Currency forwards	- Purchases of investment goods	(57)	772	5	237
Total		127	17,874	1,341	19,139

Cash flow hedges and fair value hedges include:

- > CCIRSs with a notional amount of €13,988 million used to hedge the exchange risk on fixed-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a positive fair value of €148 million;
- > CCIRSs with a notional amount of €985 million used to hedge the exchange risk on floating-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a negative fair value of €85 million;
- > currency forwards with a notional amount of €2,129 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 fair value of €121 million;
- > currency forwards with a notional amount of €772 million and a negative fair value of €57 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).

The following table reports the notional amount and fair value of foreign exchange derivatives at December 31, 2016 and December 31, 2015, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Fair value hedge derivatives:								
- currency forwards	-	-	-	-	7	-	(1)	-
- CCIRSs	-	-	-	-	106	-	(15)	-
Cash flow hedge derivatives:								
- currency forwards	2,521	2,927	141	256	373	427	(76)	(8)
- CCIRSs	9,097	13,548	1,854	2,187	5,770	2,237	(1,776)	(1,094)
Total exchange derivatives	11,618	16,475	1,995	2,443	6,256	2,664	(1,868)	(1,102)

The notional amount of CCIRSs at December 31, 2016 amounted to €14,973 million (€15,785 million at December 31, 2015), a decrease of €812 million. Cross currency interest rate swaps with a total value of €181 million expired, while new derivatives amounted to €274 million. 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 €719 million.

The notional value of currency forwards at December 31, 2016 amounted to €2,894 million (€3,354 million at December 31, 2015), a decrease of €460 million. The exposure to exchange risk, especially that associated with the US dollar, is mainly due to purchases of natural gas and purchase of fuel. 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, 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Beyond
Cash flow hedge derivatives on exchange rates:							
Positive fair value	1,995	657	221	689	117	106	2,120
Negative fair value	(1,852)	(205)	(111)	(333)	(52)	(65)	(727)

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, 2015	(1,109)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	753
Changes in fair value recognized in profit or loss	(258)
Closing balance at December 31, 2015	(614)
Opening balance at January 1, 2016	(614)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(422)
Changes in fair value recognized in profit or loss	(230)
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	2
Closing balance at December 31, 2016	(1,264)

Commodity risk

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Fair value hedge derivatives								
Derivatives on power:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	-	-	-	-	4	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on power	-	-	-	-	4	-	-	-
Cash flow hedge derivatives								
Derivatives on power:								
- swaps	21	79	5	10	4	86	-	(4)
- forwards/futures	87	59	10	3	590	175	(66)	(51)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on power	108	138	15	13	594	261	(66)	(55)
Derivatives on coal:								
- swaps	380	6	247	-	1	978	-	(182)
- forwards/futures	-	-	-	-	-	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal	380	6	247	-	1	978	-	(182)
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	161	67	44	35	13	150	(2)	(49)
- forwards/futures	1,259	715	149	270	744	772	(160)	(402)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on gas and oil	1,420	782	193	305	757	922	(182)	(451)
Derivatives on CO₂:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	60	204	16	13	96	54	(4)	(1)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on CO₂	60	204	16	13	96	54	(4)	(1)
TOTAL DERIVATIVES ON COMMODITIES	1,968	1,130	471	331	1,452	2,215	(252)	(689)

The table reports the notional amount and fair value of derivatives hedging the price risk on commodities at December 31, 2016 and at December 31, 2015, broken down by type of hedge. The developments in the fair value reflect the positive impact of the increase in the forward prices of fuels as of December 31, 2016 compared with those prevailing at the time the hedges were established.

The positive fair value of cash flow hedge derivatives on commodities mainly regards hedges of coal purchases requested by the generation companies in the amount of €247 million, derivatives transactions on gas and oil commodities amounting to €193 million and, marginally, derivatives on power and CO₂ totaling €31 million.

Cash flow hedge derivatives on commodities with a negative fair value regard derivatives on gas and oil commodities amounting to €182 million and derivatives on power and CO₂ amounting to €70 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

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, 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Beyond
Cash flow hedge derivatives on commodities:							
- positive fair value	471	453	4	9	5	-	-
- negative fair value	(252)	(218)	(36)	-	-	-	-

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, 2015	(248)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(649)
Changes in fair value recognized in profit or loss	275
Closing balance at December 31, 2015	(622)
Opening balance at January 1, 2016	(622)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	137
Changes in fair value recognized in profit or loss	830
Closing balance at December 31, 2016	345

44.2 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, 2016 and December 31, 2015.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015 restated	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015 restated	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015 restated	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015 restated
Derivatives at FVTPL								
Derivatives on interest rates:								
- interest rate swaps	50	50	3	2	157	157	(79)	(75)
- interest rate options	-	-	-	-	50	50	(7)	(6)
Derivatives on exchange rates:								
- currency forwards	3,366	2,166	77	68	3,670	3,335	(67)	(61)
- CCIRS	-	-	-	-	-	28	-	-
Derivatives on commodities								
Derivatives on power:								
- swaps	1,105	796	163	73	1,169	714	(172)	(60)
- forwards/futures	5,820	5,994	1,005	421	5,705	5,879	(1,033)	(396)
- options	16	7	14	-	23	14	(9)	-
Total derivatives on power	6,941	6,797	1,182	494	6,897	6,607	(1,214)	(456)
Derivatives on coal:								
- swaps	1,077	881	387	246	1,069	930	(408)	(291)
- forwards/futures	103	76	15	14	93	24	(2)	(10)
- options	-	-	-	-	1	2	(1)	(7)
Total derivatives on coal	1,180	957	402	260	1,163	956	(412)	(308)
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	616	531	205	1,538	572	675	(109)	(1,592)
- forwards/futures	6,591	7,956	941	1,860	6,648	8,555	(853)	(1,975)
- options	125	133	177	236	143	184	(245)	(288)
Total derivatives on gas and oil	7,332	8,622	1,323	3,634	7,363	9,414	(1,207)	(3,855)
Derivatives on CO₂:								
- swaps	-	-	-	-	6	11	(3)	(5)
- forwards/futures	155	165	61	21	243	161	(49)	(7)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on CO₂	155	165	61	21	249	172	(52)	(12)
Embedded derivatives	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DERIVATIVES	19,024	18,757	3,048	4,479	19,549	20,719	(3,038)	(4,776)

At December 31, 2016 the notional amount of trading derivatives on interest rates came to €257 million. The fair value of a negative €83 million deteriorated by €4 million on the previous year, mainly due to the general decline in the yield curve.

At December 31, 2016, the notional amount of derivatives on exchange rates was €7,036 million. The increase in their notional value and the associated net fair value of €3 million mainly reflected normal operations and developments in exchange rates.

At December 31, 2016, the notional amount of derivatives on commodities came to €31,280 million. The figures for 2015 have been restated to enable comparison with those for 2016 following the adoption of new classification criteria with regard to vessel leasing (now included in derivatives on coal) and structured products. The fair value of trading derivatives on commodities classified as assets mainly reflects the market valuation of hedges of gas and oil amounting to €1,323 million and derivatives on power amounting to €1,182 million.

The fair value of trading derivatives on commodities classified as liabilities mainly regards hedges of gas and oil amounting to €1,207 million and derivatives on power amounting to €1,214 million. These values include transactions that, although established for hedging purposes, did not meet the requirements for hedge accounting.

45. 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 publicly available price actually used on a liquid and active market.

The fair value of assets and liabilities is classified in accordance with the three-level hierarchy described below, depending on the inputs and valuation techniques used in determining their fair value:

- > Level 1, where the fair value is determined on 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	Notes	Non-current assets				Current assets			
		Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Equity investments in other companies measured at fair value	24	146	142	-	4	-	-	-	-
Service concession arrangements	24	1,022	-	1,022	-	-	-	-	-
Securities available for sale	24, 1 and 28, 1	440	440	-	-	35	35	-	-
Securities held for trading and financial investments in funds or portfolio management products	28, 1 and 30	-	-	-	-	73	11	62	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	44	3	-	3	-	-	-	-	-
- on exchange rates	44	1,531	-	1,531	-	464	-	464	-
- on commodities	44	18	14	4	-	453	235	218	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	44	36	-	36	-	1	-	1	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	44	3	-	3	-	-	-	-	-
- on exchange rates	44	7	-	7	-	70	-	70	-
- on commodities	44	11	3	8	-	2,957	1,403	1,554	-
Inventories measured at fair value	26	-	-	-	-	14	14	-	-
Assets classified as held for sale	31	-	-	-	-	11	-	-	11

The fair value of "equity investments in other companies" 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 by Ampla and Coelce 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 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 European Central Bank. 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 European Central Bank.

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.

45.1 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	Notes	Non-current assets				Current assets			
		Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Investment property	18	137	-	-	137	-	-	-	-
Equity investments in other companies	24	8	-	-	8	-	-	-	-
Inventories	26	-	-	-	-	65	-	-	65

The table reports investment property, equity investments in other companies and inventories measured at cost, whose fair value has been estimated at €137 million and €8 million respectively. The amounts were calculated with the assistance of appraisals conducted by independent experts, who used different methods depending on the specific assets involved.

The value of equity investments classified in Level 3 increased by €1 million compared with 2015 and regards a number of equity investments of Endesa.

The value of inventories largely regards property not used in operations.

46. 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	44	695	-	695	-	1	-	1	-
- on exchange rates	44	1,764	-	1,764	-	88	-	88	-
- on commodities	44	36	9	27	-	216	51	165	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	44	-	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	44	15	-	15	-	1	-	1	-
- on commodities	44	-	-	-	-	-	-	-	-
Trading derivatives									
- on interest rates	44	13	-	13	-	73	-	73	-
- on exchange rates	44	5	-	5	-	62	-	62	-
- on commodities	44	4	-	4	-	2,881	1,173	1,708	-
Contingent consideration	40	9	-	9	-	85	-	-	85
Payables for put options granted to minority shareholders	40	-	-	-	-	403	-	-	403
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	31	-	-	-	-	-	-	-	-

Contingent consideration regards a number of equity investments held by the Group in North America, whose fair value was determined on the basis of the contractual terms and conditions.

The item "payables for put options granted to minority shareholders" includes the liability for the options on Enel Distributie Muntenia and Enel Energie Muntenia, determined on the basis of the exercise conditions.

46.1 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	41.3.1	36,572	33,685	2,687	-	
- floating rate	41.3.1	4,805	791	4,014	-	
Bank borrowings:						
- fixed rate	41.3.1	1,372	-	1,372	-	
- floating rate	41.3.1	7,202	-	7,202	-	
Non-bank borrowings:						
- fixed rate	41.3.1	1,565	-	1,565	-	
- floating rate	41.3.1	138	-	138	-	
Total		51,654	34,676	16,978		

47. 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 Authority for Electricity, Gas and the Water System.

The following tables summarize transactions with related parties, associated companies and joint arrangements outstanding at December 31, 2016 and December 31, 2015 and carried out during the period.

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other	Key management personnel	Total 2016	Associates and joint arrangements	Overall total 2016	Total in financial statements	% of total
Income statement											
Revenue from sales and services	46	1,486	2,190	468	90	-	4,280	270	4,550	68,604	6.6%
Other revenue and income	-	1	1	4	3	-	9	11	20	1,988	1.0%
Other financial income	-	-	17	-	-	-	17	4	21	2,289	0.9%
Purchases of electricity, gas and fuel	3,169	1,769	1,319	2	-	-	6,259	344	6,603	32,039	20.6%
Costs for services and other materials	-	75	2,259	4	139	-	2,477	100	2,577	17,393	14.8%
Other operating expenses	3	309	-	-	-	-	312	-	312	2,783	11.2%
Net income/(expense) from commodity risk management	-	-	5	-	-	-	5	24	29	(133)	-21.8%
Other financial expenses	-	-	12	1	-	-	13	26	39	4,339	0.9%

ENEL- Annual Report 2016

141

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other management personnel	Key management personnel	Total at Dec. 31, 2016	Associates and joint arrangements	Overall total at Dec. 31, 2016	Total in financial statements	% of total
Balance sheet											
Trade receivables	8	301	477	27	57	-	870	88	958	13,506	7.1%
Other current financial assets	-	-	-	9	-	-	9	126	135	3,053	4.4%
Other current assets	-	-	15	92	1	-	108	1	109	3,044	3.6%
Derivative assets	-	-	-	-	-	-	-	18	18	3,045	0.6%
Other non-current liabilities	-	-	-	-	6	-	6	17	23	1,856	1.2%
Long-term borrowings	-	-	1,072	-	-	-	1,072	-	1,072	41,335	2.6%
Trade payables	636	372	490	1,239	10	-	2,757	164	2,921	12,688	23.0%
Other current liabilities	-	-	3	-	21	-	24	4	28	12,141	0.2%
Current derivative liabilities	-	-	-	-	-	-	-	11	11	3,322	0.3%
Current portion of long-term borrowings	-	-	89	-	-	-	89	-	89	4,384	2.0%
Other information											
Guarantees issued	-	280	262	-	80	-	622	-	622		
Guarantees received	-	-	261	-	32	-	293	-	293		
Commitments	-	-	72	-	9	-	81	-	81		

ENEL- Annual Report 2016

ENEL - Annual Report 2016

Millions of euro											
	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other management personnel	Key management personnel	Total at Dec. 31, 2015	Associates and joint arrangements	Overall total at Dec. 31, 2015	Total in financial statements	% of total
Balance sheet											
Trade receivables	-	217	504	68	15	-	804	43	937	12,797	7.3%
Other current financial assets	-	-	-	-	-	-	-	2	2	2,381	0.1%
Other current assets	-	4	30	69	2	-	105	30	135	2,898	4.7%
Other non-current liabilities	-	-	-	-	4	-	4	-	4	1,549	0.3%
Long-term borrowings	-	-	1,161	-	-	-	1,161	-	1,161	44,872	2.6%
Trade payables	620	373	598	1,256	27	-	2,874	37	2,911	11,775	24.7%
Other current liabilities	-	-	9	-	4	-	13	1	14	11,222	0.1%
Current portion of long-term borrowings	-	-	89	-	-	-	89	-	89	5,733	1.6%
Other information											
Guarantees issued	-	260	253	-	1	-	534	-	534	-	-
Guarantees received	-	-	158	-	27	-	185	-	185	-	-
Commitments	-	-	23	-	14	-	37	-	37	-	-

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 http://www.enel.com/it-IT/group/governance/rules/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 2016, 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.

48. 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, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Guarantees given:			
- sureties and other guarantees granted to third parties	8,123	6,701	1,422
Commitments to suppliers for:			
- electricity purchases	63,407	48,733	14,674
- fuel purchases	47,305	64,114	(16,809)
- various supplies	1,309	1,725	(416)
- tenders	1,846	1,905	(59)
- other	3,751	2,895	856
Total	117,618	119,372	(1,754)
TOTAL	125,741	126,073	(332)

For more details on the expiry of commitments and guarantees, please see the section "Commitments to purchase commodities" in note 42.

49. Contingent liabilities and assets

The following reports the main contingent assets and liabilities at December 31, 2016, 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.

In August 2011, the Public Prosecutor's Office of Rovigo asked that a number of directors, former directors, officers, former officers and employees of Enel and Enel Produzione be remanded for trial on the charge of willful omission to take precautionary actions to prevent a disaster in respect of the alleged emissions from the Porto Tolle plant. Subsequently, the public prosecutor filed charges of willfully causing a disaster. During 2012, the pre-trial hearing judge of Rovigo, granting the request of the Public Prosecutor's Office of Rovigo, ordered the committal for trial of all of the accused for both offences. The Ministry for the Environment, the Ministry of Health and other actors, mainly local authorities in Emilia Romagna and Veneto, as well as the park agencies of the area, joined the case as injured parties, seeking unspecified damages from the above individuals, without citing Enel or Enel Produzione as liable parties. Evidence was submitted during 2013. During the year, as part of the agreement mentioned earlier, most of the public entities withdrew their suits.

At the hearing of March 31, 2014, the Court sitting en banc issued its ruling of first instance, acquitting all of the accused of the charge of willful omission to take precautionary safety measures. The Court also acquitted all of the accused of the charge of willfully causing a disaster, with the exception of the two former Chief Executive Officers of Enel SpA (although the Court did not grant the request for recognition of aggravating circumstances as provided for when the disaster actually occurs). The former Chief Executive Officers were then ordered to pay unspecified damages in a separate civil action, with a total provisional ruling of €410,000 and payment of court costs for the remaining civil parties to the action. The Court's full ruling was filed at the end of September 2014. The decision was appealed by the two former Chief Executive Officers and by the public prosecutor at the start of November 2014. Further appeals were later filed by (i) the Chief Executive Officer in office until 2014, despite having been acquitted, in order to obtain the denial of the grounds for appeal of the prosecutor and a broader acquittal that that obtained in the first trial; (ii) two local authorities that had not initially participated; (iii) the two Ministries (Environment and Health) and (iv) the Italia Nostra association.

The appellate level of the proceeding before the Court of Appeals of Venice was completed on January 18, 2017 with the acquittal of all defendants on the grounds that "no crime was committed".

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.

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 were adjourned to May 4, 2017, in order to hear the testimony of the final witnesses called by the other defendants.

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 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. At December 31, 2016 pending cases numbered about 15,000 as a result of additional appeals filed. 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. The suit was adjourned until February 23, 2018 for final pleadings.

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 of the amounts due to Enel and payment of those amounts by 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, granting time for the filing of briefs and adjourning the case for the examination of motions to July 4, 2017.

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 is scheduled for November 14, 2018.

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.

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. The proceeding is still under way. Subsequently, again at the initiative of BEG Ambient, Enel France was served with two "*Saisie Conservatoire de Créances*" (orders for the precautionary attachment of receivables) to conserve any receivables of Enel SpA in respect of Enel France.

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. The suit is pending and no measures, preliminary or otherwise, have been taken by the court. On April 27, 2015, Enel SpA and Enelpower SpA asked for the case to be transferred from the New York state courts to the federal courts. In a ruling of March 10, 2016, the federal court referred the case to the New York state court, where the case is proceeding. Enel SpA and Enelpower SpA appealed the decision denying the pleading that the New York state courts had no jurisdiction. The hearing was held on February 14, 2017 and a decision is pending.

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.

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. Enel and Enelpower filed on May 20, 2016 and are waiting for a hearing date to be set.

At the end of July 2014, Albania BEG Ambient Shpk filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands. On June 29, 2016, the court filed its judgment, which: (i) ruled that the Albanian ruling meet the requirements for recognition and enforcement in the Netherlands; (ii) ordered Enel and Enelpower to pay €433,091,870.00 to Albania BEG Ambient Shpk, in addition to costs and ancillary charges of €60,673.78; and (iii) denied Albania BEG Ambient Shpk's request to declare the ruling provisionally enforceable.

On June 29, 2016, Enel and Enelpower appealed the ruling. The appeal has full de novo effect. The Court of Appeal will re-examine the entire subject of the dispute. Accordingly, Enel and Enelpower will be able to present their defense in its entirety. 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. The parties are waiting for the Court of Appeal of Amsterdam to rule on joining the two appeals proceedings now under way at the preliminary stage before that court.

On July 14, 2016, Albania BEG Ambient filed an appeal for a precautionary seizure on the basis of the 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 SpA and Enelpower SpA in the Netherlands were revoked and no longer effective as from October 21, 2016. Albania BEG Ambient

Shpk appealed the decision of the Court of Amsterdam of August 26, 2016 but the proceeding was suspended pending the conclusion of the proceeding before the Court of Cassation involving the ruling of the Hague Court of Appeal of February 9, 2016.

Ireland and Luxembourg

Albania BEG Ambient Shpk also filed suits in Ireland and Luxembourg to render the ruling of the Court of Tirana enforceable in those two countries. In Ireland, the court issued a ruling on March 8, 2016 upholding the defense of Enel and Enelpower, finding that the country had no jurisdiction. Approval of the ruling by the court is pending. In Luxembourg, 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. The proceeding to obtain enforcement of the ruling of the Court of Tirana is still under way. The court has issued no ruling.

Violations of Legislative Decree 231/2001

A case for alleged violation of Legislative Decree 231/2001 concerning the administrative liability of legal persons is pending. It involves e-distribuzione for omission of accident prevention measures. More specifically, it regards a fatal accident involving an employee of a subcontractor in Palermo in 2008, for which e-distribuzione has been charged with administrative liability for manslaughter. The trial is proceeding.

CIEN 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 granted CIEN's motion to suspend the proceedings in view of the existence of other litigation pending between the parties. The amount involved in the dispute is estimated at about R\$118 million (about €27 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 €121 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 an appeal and the proceeding is under way.

Cibran litigation - Brazil

Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) has filed a number of suits against Ampla Energia e Serviços, SA (Ampla) to obtain damages for alleged losses incurred as a result of the interruption of service by the Brazilian distribution company. 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 Cibran's petition. Cibran appeal the decision and the ruling was in favor of Ampla. On December 16, 2016, Cibran filed an appeal (*recurso especial*) before the *Superior Tribunal de Justiça*, which is now being examined for admissibility.

Only two cases have been decided so far, while decisions in the remaining proceedings are still pending. The overall amount involved in all the disputes is estimated at about R\$394 million (about €102 million). With regard to the first case, in September 2014, the trial court issued a ruling against Ampla, levying a penalty 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 *Tribunal de Justiça* ruled in its favor. Cibrán appealed that decision (*recurso especial*) before the *Superior Tribunal de Justiça* and the proceeding is under way. With regard to the second case, on June 1, 2015, the courts issued a ruling ordering Ampla to pay R\$80,000 Brazilian (about €18,000) in non-pecuniary damages (less than in the first case) as well as R\$96,465,103 (about €22 million) in pecuniary damages, plus interest. On July 8, 2015 Ampla appealed the decision and the proceeding is under way.

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\$179 million (about €42 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 Aclaración*), 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. The proceedings are currently under way.

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 revenues 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 *Ministerio Minas y Energía* 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. During this period, Emgesa will have to demonstrate that the oxygenation system it implemented will achieve the specified oxygen levels.

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 €109 million).

SAPE (formerly Electrica) arbitration proceedings - Romania

On June 11, 2007, Enel SpA entered into a Privatization Agreement with SC Electrica SA for the privatization of Electrica Muntenia Sud ("EMS"). The accord provided for the sale to Enel of 67.5% of the Romanian company. In accordance with the unbundling rules, in September 2008 the distribution and electricity sales operations were transferred to two new companies, Enel Distribuție Muntenia ("EDM") and Enel Energie Muntenia ("EEM"). In December 2009, Enel transferred the entire capital of the two companies to Enel Investment Holding BV ("EIH").

On July 5, 2013, Electrica notified Enel SpA, EIH, EDM and EEM (limited to a number of claims) of a request for arbitration before the International Chamber of Commerce in Paris, claiming damages for alleged violations of specific clauses of the Privatization Agreement. More specifically, the plaintiff claimed payment of penalties of about €800 million, plus interest and additional unspecified damages.

On July 18, 2016, the ruling of the arbitration board unanimously rejecting SAPE's claims was notified, declaring them inadmissible or unfounded, and ordering SAPE to pay arbitration costs. On September 29, 2014, SAPE notified Enel and EIH that it had submitted a further arbitration request to the International Chamber of Commerce in Paris seeking around €500 million (plus interest) in connection with the put option contained in the Privatization Agreement. The put option gives SAPE the right to sell a 13.57% stake in e-distribuție Muntenia and Enel Energie Muntenia. In a ruling of February 3, 2017, the arbitration board set the purchase price of the shares involved in the put option at about €400 million. The board denied the request for interest, which amounted to about €60 million.

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 EIH concerning the failure to distribute dividends (plus interest). In September 2016, SAPE modified its arbitration claims, suing Enel Energie Muntenia and e-distribuție Muntenia as well and revising its monetary claim to about €56 million. The proceeding is at the preliminary stage.

Gabčíkovo dispute - Slovakia

Slovenské elektrárne ("SE") is involved in a number of cases before the national courts concerning the 720 MW Gabčíkovo hydroelectric plant, which is administered by Vodoohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VVP") 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 Public Procurement Office (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. The parties exchanged briefs and the hearing was held on February 2, 2017.

In parallel with the arbitration proceeding launched by SE, both VV and the National Property Fund (now MH Manazment) filed suits, currently pending, in the Slovakian courts to void the VEG Indemnity Agreement owing to the alleged connection of the latter with the VEG Operating Agreement. 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. 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 Gabčíkovo plant as part of the privatization, with a value of about €43 million plus interest. The proceedings are at the preliminary stage and SE has asked for denial of the VV claims.

CIS and Interporto Campano

On December 4, 2009 and August 4, 2010 Enel Green Power SpA ("EGP") signed, with Interporto Campano ("IC") and Centro Ingresso Sviluppo Campania Gianni Nappi SpA ("CIS"), respectively, a leasehold agreement with a term of more than nine years and a leasehold estate for the rooftops of the industrial sheds of the CIS and Interporto Campano in order to build and operate a photovoltaic plant. On April 22, 2011, during construction of the plant, a fire broke out on one of the shed owned by CIS, where EGP's contractor, General Membrane SpA, was installing the plant. On March 26, 2012, with the installation work completed, a second fire broke out on another of the sheds owned by CIS. These events gave rise to a series of disputes between the parties, including two arbitration proceedings.

The first proceeding ended with a ruling declaring the joint negligence of CIS and EGP in causing the losses and ordering EGP to pay CIS about €2.5 million, equal to half of the damages originally admitted for indemnification. For the losses incurred by EGP, the arbitration board found that the contractor was liable and that EGP would have to take action against the latter to obtain damages (see the following note on the dispute with General Membrane). That ruling was appealed by both parties.

The second proceeding initiated in 2014 by CIS and Interporto Campano against EGP asking for the termination of the leasehold estate and the more-than-9-year lease as well as damages for alleged losses following breaches by EGP quantified in the amount of about €65 million, of which about €35 million for costs incurred in dismantling the photovoltaic plants. EGP first objected that the arbitration board did not have jurisdiction (arguing that it was impossible for a single board to proceed with respect

to two separate contracts with different obligations), asking that the plaintiffs' claims to be denied and submitting a counterclaim against the plaintiffs for damages of about €40 million.

On January 20, 2017 EGP, CIS and IC reached an agreement to settle all claims involved in the disputes arising in relation to the fires affecting the EGP photovoltaic plant and the CIS sheds on which the plant was installed. The settlement provides for the parties to waive their reciprocal claims and reduces the lease payments to CIS and IC, as well as providing for EGP to pay CIS €2.5 million and for CIS to repay EGP – as from January 1, 2020 – the residual amounts of an advance on lease payments made by EGP on the occasion of the first fire at CIS. The agreement settles the two arbitration proceedings initiated by CIS and IC seeking payment of damages and removal of the photovoltaic plant.

Following the two fires, the tenants of the premises beneath the area covered by the photovoltaic plant had filed a number of suits for damages in respect of losses incurred in the two fires.

The settlement agreement does not extinguish those ancillary disputes.

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 on Chucas for the delays in entering service. Following the precautionary appeal of Chucas, payment of the fines was suspended.

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. The proceeding is under way and the setting of the date of the hearing is pending.

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 collected pending resolution of an arbitration proceeding initiated by FCC on October 27, 2015, at the International Court of Arbitration in Paris. In its Statement of Claim, filed on June 8, 2016, FCC requested payment of about \$36 million and an extension of the deadline to complete the works of about 200 days. Chucas responded by filing its own counter-claim. Chucas filed its Statement of Defense on October 7, 2016, quantifying its claim for damages as at least \$38 million. The hearing was scheduled for the first week of August 2017.

Tax litigation in Brazil

Withholding tax – Ampla

In 1998, Ampla Energia e Serviços SA financed the acquisition of Coelce with the issue of bonds in the amount of \$350 million ("Fixed Rate Notes" - FRN) subscribed by its Panamanian subsidiary, which had been established to raise funds abroad. Under the special rules then in force, subject to maintaining the bond until 2008, the interest paid by Ampla to its subsidiary was not subject to withholding tax in Brazil.

However, the financial crisis of 1998 forced the Panamanian company to refinance itself with its Brazilian parent, which for that purpose obtained loans from local banks. The tax authorities considered this financing to be the equivalent of the early extinguishment of the bond, with the consequent loss of entitlement to the exemption from withholding tax.

In December 2005, Ampla Energia e Serviços SA carried out a spin-off that involved the transfer of the residual FRN debt and the associated rights and obligations.

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 Declaración*"), 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*").

The amount involved in the dispute at December 31, 2016 was about €347 million.

Deadline for payment of ICMS - Ampla

In 2002, the State of Rio de Janeiro changed the deadlines for payment of the ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias and Serviços*) by withholding agents (to the 10th, 20th and 30th of each month – *Ley Benedicta*). Owing to liquidity problems, between September 2002 and February 2005, Ampla Energia e Serviços continued to pay the ICMS in compliance with the previous system (the 5th day of the subsequent month). Despite an informal agreement, the Brazilian tax authorities issued an assessment for late payment of the ICMS ("*multa de demora*"). Ampla appealed the measure (the highest level of administrative courts), arguing that the penalties imposed were not due owing to the application of a number of amnesties granted between 2004 and 2006. On October 25, 2015, Ampla filed the ruling issued by the Supreme Court of Brasília (published on October 2, 2015), which ruled that the change in the deadlines for the payment of the ICMS was unconstitutional. Consequently, in 2016 the Brazilian tax authorities terminated their legal action, settling the dispute in Ampla's favor.

ICMS - Ampla and Coelce

The States of Rio de Janeiro and Ceará issued a number of tax assessments against Ampla Energia e Serviços (for the years 1996-1999 and 2007-2014) and Companhia Energética do Ceará (for the years 2003, 2004 and 2006-2011), challenging the deduction of ICMS 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. One of the administrative proceedings ended with a ruling partially in Ampla's favor, with a reduction in the amount due to the tax authorities. Ampla has appealed the remainder.

The amount involved in the disputes totaled approximately €71 million at December 31, 2016.

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.

On December 2, 2014, the company appealed the initial ruling, arguing that its accounting treatment was correct.

In July 2016, the dispute was ruled at first instance in favor of the tax authorities. Endesa Brasil will therefore appealed the decision to the second level of administrative jurisdiction.

The overall amount involved in the dispute at December 31, 2016 was about €75 million.

50. Events after the reporting period

Renewable energy loan in Brazil

On January 4, 2017, the Enel Group and the Brazilian Development Bank ("BNDES"), the main financing agency for development in Brazil, signed a 20-year loan agreement worth around R\$373 million (about \$109 million) that will cover part of the investment required to build the 102 MW Apiacás hydropower plant, located in the state of Mato Grosso in Brazil's Central-West Region.

Under the provisions of the loan agreement, the first instalment of R\$293 million (about \$85 million) was disbursed at signing, while the second instalment of R\$80 million (about \$24 million) will be disbursed in early 2017, subject to the fulfilment of conditions precedent customary for this type of transaction. The loan bears an interest rate based on the TJLP (*Taxa de Juros de Longo Prazo*), the long-term interest rate reviewed quarterly by the Brazilian central bank. The TJLP currently stands at 7.5%, below the current interbank rate in Brazil of 13.63%. The TJLP is used as base rate for loans granted by BNDES to private companies whose projects are deemed eligible for federal funding.

Issue of first green bond

On January 9, 2017, Enel Finance International ("EFI") successfully placed on the European market its first green bond for institutional investors, backed by a guarantee issued by Enel. The issue totals €1,250 million and provides for repayment in one instalment at maturity on September 16, 2024, as well as the payment of a fixed-rate coupon of 1%, payable annually in arrears in September, as from September 2017. The issue price was set at 99.001% and the effective yield to maturity is equal to 1.137%. The expected date for settlement of the issue is January 16, 2017. The green bond is listed on the regulated markets of the Irish and Luxembourg Stock Exchanges. The transaction received subscriptions of about €3 billion, with considerable interest from socially responsible investors ("SRI"), enabling Enel to further diversify its investor base. The net proceeds raised from the issue – carried out under the medium-term note program of Enel and EFI (the Euro Medium Term Notes - EMTN) – will be used to finance the Enel Group's eligible green projects identified and/or to be identified in accordance with the Green Bond Principles 2016 published by the International Capital Market Association (ICMA). More specifically, the categories of projects that qualify as eligible green projects include, for example, the development, construction and repowering of renewable power plants, the development of transmission and distribution grids, and the implementation of smart grids and smart meters in the geographical areas in which the Group operates. The operation was led by a syndicate of banks comprising Banca IMI, BofA Merrill Lynch, Crédit Agricole CIB, Citi, Deutsche Bank, HSBC, J.P. Morgan, Mizuho Securities, Natixis, SMBC Nikko and UniCredit Bank as joint-bookrunners.

Acquisition of Demand Energy

On January 11, 2017, Enel Green Power North America ("EGPNA") acquired 100% of Demand Energy Networks ("Demand Energy"), a US-based company specialized in intelligent software and energy storage systems. Enel will work with Demand Energy, which has established itself as a leader in the New York City storage market, delivering value to commercial and industrial customers, to expand deployment of the company's Distributed Energy Network Optimization System (DEN.OSTM), an intelligent software controls platform that enables real-time optimization of energy management and revolutionizes the way electricity is generated, stored and consumed.

Collaboration agreement with Saudi Electricity Company

On January 11, 2017, Enel SpA and Saudi Arabian utility Saudi Electricity Company ("SEC") signed a framework agreement for cooperation in the power distribution sector that will see the two companies work together to develop long-term strategic knowledge sharing in the latest network technologies. Under the agreement, which has a term of three years but could be extended if both parties agree to, Enel and SEC

will enhance exchange of information, best practices and experiences in the distribution sector. More specifically, the two companies will share best practices and benchmarks to take the performance of distribution networks in areas like operations, efficiency and security to best-in-class levels, while also introducing a technology roadmap, aimed at digitizing distribution grids and improving energy efficiency at the service of customers. Enel and SEC will also jointly evaluate further areas of collaboration in the power distribution sector.

Agreement with Dubai Electricity and Water Authority

On January 14, 2017, Enel SpA and Dubai Electricity and Water Authority ("DEWA"), Dubai's public service infrastructure company, signed a memorandum of understanding (MoU) for cooperation in smart grids and network digitization. The MoU, which has a term of three years and could be extended if mutually agreed upon, aims to build a partnership between Enel and DEWA to facilitate the achievement of common strategic objectives and the exchange of information, experiences and studies in the areas of work outlined by the MoU, including the analysis of key performance indicators in smart grid management as well as network digitization and security. The parties will cooperate in research activities into the MoU's areas of work and will share Enel's know-how in distribution automation, renewable energy integration, smart meters and smart cities, with special reference to the role played by Enel in Expo Milano 2015, as well as DEWA's efforts in the field of smart grids. The parties will also evaluate cooperation opportunities in network technologies for Expo 2020 Dubai, given Enel's experience in building a fully-electric smart city for Expo Milano 2015 and DEWA's contribution to the development of network infrastructure and related technologies for Expo 2020.

Agreement with Aton Storage

On February 7, 2017, Enel SpA and Aton Storage, one of the leading Italian companies active in the development and manufacture of innovative storage systems, signed an agreement to cooperate in the field of renewable energy storage services. The aim is to enrich and strengthen the range of products offered to end users with innovative, high performance solutions that contribute to energy efficiency. Storage solutions play a key role in the development of renewable energy and electric mobility, sectors in which Enel is a world leader.

The battery developed by Aton was included among the new technologies that Enel presented during the Formula E event held in Marrakech on November 12, 2016, and the Capital Markets Day in London on November 22, 2016. Enel has also incorporated the Aton storage system in the manufacture of its photovoltaic panels.

Participation of Enel Green Power in the construction of a hospital in Uganda

On February 10, 2017, Enel Green Power participated in the project of Emergency and the architect Renzo Piano for the construction of a pediatric surgery hospital in Entebbe, Uganda, which will become the new center of pediatric excellence in Africa. The hospital, which will also be a training center for young doctors and nurses from Uganda and neighboring countries, will make a significant contribution to improving health standards in the area.

Enel Green Power will provide 2,600 thin-film photovoltaic modules manufactured at its 3Sun factory in Catania, for a total of 289.24 kWp (kilowatt peak), giving the new hospital energy autonomy and sustainability.

Enel included in ECPI sustainability indices for ninth time

On February 13, 2017, Enel SpA was named for the ninth time to be part of the ECPI Sustainability Index series, which assess companies on the basis of their environmental, social and governance (ESG) performance.

Enel has been included in four of ECPI's indices:

- > ECPI Global Renewable Energy Equity Index, which selects the 40 highest ESG-rated companies active in the production or trading of energy from renewable sources;
- > ECPI Global Megatrend Equity Index, which includes companies that are best placed to seize the opportunities presented by long-term global macro trends;
- > ECPI Euro ESG Equity Index, which is composed of the 320 companies with the largest market capitalization in the euro-area market that satisfy ECPI ESG criteria;
- > ECPI World ESG Equity Index, a broad benchmark representative of developed market companies that satisfy ECPI ESG criteria.

A key element of Enel's inclusion in the ECPI indices was its long-term strategic approach, the soundness of its operational management practices and its strong contribution to addressing social and environmental needs.

Acquisition of Brazilian distribution company CELG closes

On February 14, 2017, the Enel subsidiary Enel Brasil finalized the acquisition of about 94.8% of the share capital of Celg Distribuição, a power distribution company that operates in the Brazilian state of Goiás, for a total consideration of R\$2,187 billion (about \$640 million). The remaining stake of CELG will be offered to the company's current and retired employees, through a process that will allow Enel Brasil to purchase the shares not bought by those employees.

The transaction expands Enel's presence in the Brazilian distribution market, increasing Enel's customer base in Brazil from 7 million to 10 million, making Enel Brasil the second largest power distribution company in the country.

Enel invests in green start-ups in Hawaii

On February 28, 2017, Enel, acting through its US-based renewable energy subsidiary Enel Green Power North America ("EGPNA"), has become a global partner and strategic advisor of Energy Excelerator, a leading American incubator for clean energy start-ups based in Hawaii.

By joining Energy Excelerator, a non-profit organization with the mission to solve the world's energy systems challenges through innovation, Enel will access the organization's portfolio of start-ups and advise on the selection of projects to be supported by the incubator.

Hawaii has a very high penetration of renewables generation, enabling Enel to expand its innovation network, opening energy to new uses, new technologies and new people.

Financial statements of Enel SpA

Income statement

Euro	Notes	2016		2015	
			of which with related parties		of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	4.a	196,643,777	196,280,057	237,437,374	237,707,512
Other revenue and income	4.b	9,861,495	9,069,283	7,705,720	6,409,403
	[Subtotal]	206,505,275		245,143,094	
Costs					
Consumables	5.a	584,840		1,570,962	
Services, leases and rentals	5.b	151,952,810	77,696,819	199,160,903	72,721,157
Personnel	5.c	166,399,594		175,679,876	
Depreciation, amortization and impairment losses	5.d	448,085,594		327,066,874	
Other operating expenses	5.e	16,599,951	108,251	23,773,659	272,708
	[Subtotal]	783,622,789		727,262,274	
Operating income		(577,117,514)		(482,109,180)	
Income from equity investments	6	2,862,499,648	2,876,316,848	2,024,387,668	2,024,387,668
Financial income from derivatives	7	2,786,671,950	1,239,467,879	3,357,787,018	499,950,787
Other financial income	8	556,019,345	146,646,523	177,252,784	160,415,399
Financial expense from derivatives	7	3,126,763,778	466,545,748	3,024,073,367	2,248,211,467
Other financial expense	8	979,183,840	54,073,673	1,243,796,482	1,353,550
	[Subtotal]	2,119,263,325		1,291,567,621	
Income before taxes		1,542,145,811		809,448,441	
Income taxes	9	(177,792,922)		(201,206,058)	
NET INCOME FOR THE YEAR		1,719,938,733		1,010,654,499	

Statement of Comprehensive Income

Euro	Notes	2016	2015
Net income for the year		1,719,938,733	1,010,654,499
Other comprehensive income recyclable to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		(98,254,561)	55,191,519
Income/(Loss) recognized directly in equity recyclable to profit or loss		(98,254,561)	55,191,519
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss (net of taxes)			
Remeasurement of employee benefit liabilities		(11,273,042)	(6,262,322)
Income/(Loss) recognized directly in equity not recyclable to profit or loss		(11,273,042)	(6,262,322)
Income/(Loss) recognized directly in equity	22	(109,527,603)	48,929,197
TOTAL COMPREHENSIVE INCOME/(LOSS) FOR THE PERIOD		1,610,411,130	1,059,583,696

Balance Sheet

Euro		Notes	
ASSETS		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
		of which with related parties	of which with related parties
Non-current assets			
Property, plant and equipment	10	8,859,467	7,318,430
Intangible assets	11	18,440,490	13,979,194
Deferred tax assets	12	370,298,399	372,601,084
Equity investments	13	42,793,374,282	38,984,404,315
Derivatives	14	2,469,135,121	2,590,475,105
Other non-current financial assets	15	52,883,343	107,178,537
Other non-current assets	16	166,999,080	409,088,037
	[Total]	45,899,990,182	42,485,044,702
Current assets			
Trade receivables	17	255,046,164	283,402,770
Income tax receivables	18	212,324,448	319,245,633
Derivatives	14	480,063,926	298,808,858
Other current financial assets	19	4,220,574,127	3,402,558,948
Other current assets	20	298,790,729	459,912,939
Cash and cash equivalents	21	3,037,878,236	5,925,363,202
	[Total]	8,504,677,630	10,689,292,350
TOTAL ASSETS		54,404,667,812	53,174,337,052

Euro	Notes		
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
		of which with related parties	of which with related parties
Shareholders' equity			
Share capital		10,166,679,946	9,403,357,795
Other reserves		11,409,583,162	9,162,506,050
Retained earnings (loss carried forward)		4,534,347,074	5,303,025,796
Net income for the year ^(*)		804,937,538	1,010,654,499
TOTAL SHAREHOLDERS' EQUITY	22	26,915,547,720	24,879,544,140
Non-current liabilities			
Long-term borrowings	23	13,664,164,147	14,502,714,348
Employee benefits	24	285,581,064	290,995,396
Provisions for risks and charges	25	67,712,242	53,892,853
Deferred tax liabilities	12	246,395,098	290,738,493
Derivatives	14	3,082,463,484	2,716,865,899
Other non-current liabilities	26	35,665,460	243,205,378
	(Subtotal)	17,381,981,495	18,098,412,367
Current liabilities			
Short-term borrowings	23	6,184,078,839	4,914,568,035
Current portion of long-term borrowings	23	973,290,366	3,061,764,326
Trade payables	27	149,913,241	164,019,523
Derivatives	14	555,974,838	366,838,872
Other current financial liabilities	28	549,580,628	642,802,743
Other current liabilities	30	1,694,300,685	1,048,387,046
	(Subtotal)	10,107,138,597	10,196,380,545
TOTAL LIABILITIES		27,489,120,092	28,294,792,912
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		54,404,667,812	53,174,337,052

(*) For 2016, net income for the year (€1,720 million) is reported net of the interim dividend of €915 million.

Statement of Changes in Shareholders' Equity

Share capital and reserves (Note 22)									
Euro	Share capital	Share premium reserve	Legal reserve	Reserve pursuant to Law 290/1993	Other sundry reserves	Reserve from remeasurement of net employee benefit plan liabilities (assets)	Reserve from remeasurement of financial instruments	Retained earnings/(loss carried forward)	Total shareholders' equity
At January 1, 2015	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(9,669,380)	(333,191,360)	6,061,293,373	25,136,430,535
Other changes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Allocation of 2014 net income:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	(840,302,202)	(1,316,470,091)
- legal reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	88,034,625	-
Comprehensive income for the year:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- income/(loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	-	(6,262,322)	55,191,519	-	48,929,197
- net income for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	1,010,654,499
At December 31, 2015	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(15,930,702)	(277,999,841)	5,303,025,798	24,879,544,140
At January 1, 2016	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(15,930,702)	(277,999,841)	5,303,025,798	24,879,544,140
Other changes	-	-	-	-	881	-	-	-	881
Allocation of 2015 net income:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	(813,334,396)	(1,628,668,792)
- legal reserve	-	-	152,664,429	-	-	-	-	(152,664,429)	-
- retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	44,655,674	-
Capital increase	763,322,151	2,203,939,405	-	-	-	-	-	-	2,967,261,556
2016 interim dividend (*)	-	-	-	-	-	-	-	(915,001,195)	(915,001,195)
Comprehensive income for the year:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- income/(loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	-	(11,273,042)	(80,254,561)	-	(109,527,603)
- net income for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	1,719,938,733
Total at December 31, 2016	10,166,679,946	7,496,016,063	2,033,335,988	2,215,444,500	68,244,787	(27,203,744)	(376,254,402)	4,534,347,674	29,915,547,720

(*) Approved by the Board of Directors on November 10, 2016 and paid as from January 25, 2017.

Statement of Cash Flows

Euro	Notes	2016		2015	
			of which with related parties		of which with related parties
Income before taxes		1,542,145,811		809,448,441	
Adjustments for:					
Amortization and impairment losses of intangible assets and property, plant and equipment	5.d	16,085,594		12,603,102	
Exchange rate adjustments of foreign currency assets and liabilities		(353,311,142)		274,383,043	
Accruals to provisions		23,768,717		49,937,771	
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	(2,882,499,648)	(2,876,316,848)	(2,024,387,668)	(2,024,387,668)
Net financial (income)/expense		1,122,415,365	(865,494,981)	452,404,251	1,589,196,831
(Gains)/Losses from disposals and other non-monetary items		432,000,000		314,602,481	
Cash flows from operating activities before changes in net current assets		(99,395,303)		(111,008,579)	
Increase/(Decrease) in provisions		(15,363,660)		(28,744,537)	
(Increase)/Decrease in trade receivables	17	28,356,606	29,925,376	(151,458,645)	(150,839,951)
(Increase)/Decrease in other assets/liabilities		1,404,233,678	(522,696,024)	402,341,325	(414,927,710)
Increase/(Decrease) in trade payables	27	(14,106,282)	8,843,510	25,246,436	4,713,798
Interest income and other financial income collected		1,047,226,510	541,234,816	1,778,925,604	827,993,050
Interest expense and other financial expense paid		(1,806,973,424)	(365,049,730)	(2,528,984,520)	(764,118,403)
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	2,882,499,648	2,876,316,848	2,024,387,668	2,024,387,668
Income taxes paid (consolidated taxation mechanism)		(915,300,136)		(348,876,817)	
Cash flows from operating activities (a)		2,511,177,637		1,061,847,935	
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	10-11	(22,087,927)	(22,158,668)	(14,699,685)	(14,419,589)
Investments in equity investments	13	(386,599,202)	(386,599,202)	(546,800,000)	(546,800,000)
Disposals of equity investments	13	-	-	1,861,291	1,861,291
Cash flows from investing/disinvesting activities (b)		(408,687,129)		(559,638,394)	
Financial debt (new long-term borrowing)	23	50,000,000		-	
Financial debt (repayments)	23	(3,847,804,205)		(2,394,106,607)	
Net change in long-term financial payables/(receivables)		1,803,737,509	44,836,206	(348,634,658)	45,540,653
Net change in short-term financial payables/(receivables)		(1,358,393,143)	1,409,771,529	2,508,323,348	(15,837,605)
Dividends paid	22	(1,626,668,107)		(1,316,470,887)	
Increase in capital and reserves	22	(10,847,528)		-	
Cash flows from financing activities (c)		(4,989,975,474)		(1,548,838,604)	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c)		(2,887,484,966)		(1,046,679,263)	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	21	5,925,363,202		6,972,042,465	
Cash and cash equivalents at the end of the year	21	3,037,878,236		5,925,363,202	

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;
- > **Global business line functions**, which are responsible for coordination and development of their business in all the geographical areas in which the Group operates:
 - Global Infrastructure and Networks;
 - Global Thermal Generation;
 - Global Renewable Energy;
- > **Global service functions**, which are responsible at the Group level for coordinating all information technology and purchasing activities:
 - Global Purchasing;
 - Global ICT.

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, 2016, 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 16, 2017, the Board authorized the publication of these financial statements at December 31, 2016.

These financial statements have undergone statutory auditing by EY SpA.

Basis of presentation

The separate financial statements for the year ended December 31, 2016 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.

3. Recent accounting standards

For information on recent accounting standards, please refer to the corresponding section of the notes to the consolidated financial statements.

Information on the Income Statement

Revenue

4.a Revenue from sales and services - €197 million

"Revenue from sales and services" is composed of:

Millions of euro			
	2016	2015	Change
Services			
Group companies	197	237	(40)
Non-Group counterparties	-	-	-
Total revenue from sales and services	197	237	(40)

Revenue from "services" amounted to €197 million and essentially regards services provided by the Company to subsidiaries as part of its management and coordination function and the rebilling of sundry expenses incurred by it but pertaining to the subsidiaries. That revenue decreased by €40 million compared with the previous year, mainly due to a reduction of €69 million in revenue from communication activities, reflecting the new organizational structure of the Group, which transferred part of communication activities from the holding company to the countries. This factor was partially offset by an increase of €30 million in revenue from management fees and technical fees as a result of increased activity with the foreign subsidiaries.

"Revenue from sales and services" breaks down by geographical area as follows:

- > €129 million in Italy (€179 million in 2015);
- > €46 million in the European Union (€30 million in 2015);
- > €13 million in non-EU Europe (€8 million in 2015);
- > €9 million in other countries (€20 million in 2015).

4.b Other revenue and income - €10 million

"Other revenue and income" came to €10 million in 2016. In both 2016 and the previous year it mainly regarded seconded personnel, up €2 million from the previous year (€8 million in 2015).

Costs

5.a Consumables - €1 million

Purchases of "consumables" came to €1 million, unchanged from the previous year. They comprise purchases from non-Group suppliers of consumable materials of various kinds.

5.b Services, leases and rentals - €152 million

Costs for "services, leases and rentals" break down as follows:

Millions of euro			
	2016	2015	Change
Services	135	182	(47)
Leases and rentals	17	17	-
Total services, leases and rentals	152	199	(47)

Costs for "services", totaling €135 million, concerned costs for services provided by third parties in the amount of €73 million (€124 million in 2015) and services provided by Group companies totaling €62 million (€57 million in 2015). More specifically, the decrease in costs for services provided by third parties, equal to €51 million, is mainly attributable to the decline in advertising, communication and print campaign (€37 million) and event organization costs, as a consequence of the new organizational structure adopted by the Group, which transferred part of communication activities from the holding company to the countries. Costs for services rendered by Group companies increased by €4 million mainly due to higher costs incurred in respect of IT services and training provided by Enel Italia Srl.

Costs for "leases and rentals" mainly comprise costs for leasing assets from the subsidiary Enel Servizi Srl and were essentially unchanged on the previous year.

5.c Personnel - €166 million

Personnel costs break down as follows:

Millions of euro				
	Notes	2016	2015	Change
Wages and salaries		108	97	11
Social security costs		35	30	5
Post-employment benefits	24	7	(4)	11
Other long-term benefits	24	14	11	3
Other costs and other incentive plans	25	2	42	(40)
Total		166	176	(10)

"Personnel" costs amounted to €166 million, a decrease of €10 million compared with 2015, essentially the result of the reduction of €40 million in "other costs and other incentive plans", due essentially to the lack of personnel signing up for new early retirement schemes (€36 million). This increase was partly offset by an increase in €11 million in costs in respect of "post-employment benefits", which in 2015 had been impacted by the reversal of the provision for the electricity discount (€10 million), and by an increase of €16 million in wages and salaries and the associated social security costs, mainly due to an expansion of the workforce.

The item "post-employment benefits" includes cost for defined benefit plans and for defined contribution plans. In more detail, costs for defined contribution plans amounted to €6 million for 2016, an increase of €1 million compared with 2015 as a result of the expansion of the workforce.

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, 2016.

	Average number			Headcount
	2016	2015	Change	at Dec. 31, 2016
Senior managers	256	212	44	253
Middle managers	580	549	31	579
Office staff	335	337	(2)	338
Total	1,171	1,098	73	1,170

5.d Depreciation, amortization and impairment losses - €448 million

Millions of euro			
	2016	2015	Change
Depreciation	4	3	1
Amortization	12	9	3
Impairment losses	474	315	159
Reversals of impairment losses	42	-	42
Total	448	327	121

"Depreciation, amortization and impairment losses", amounting to €448 million, increased by €121 million compared with the previous year (€327 million in 2015). More specifically, amortization and depreciation totaled €16 million, of which €4 million in respect of property, plant and equipment and €12 million in respect of intangible assets, an overall increase of €4 million on 2015. This mainly reflected an increase in the average stock of industrial patent and intellectual property rights as a result of investment and the entry into service of assets in the 2nd Half of 2015.

In 2016, "impairment losses" amounted to €474 million and were accounted for by the writedown of the interest in Enel Produzione SpA as a result of the price adjustment on the sale of the interest in Slovenské elektrarne. In 2015, impairment losses amounted to €315 million, reflecting the impairment recognized on the investments in Enel Trade SpA (€250 million) and Enel Ingegneria e Ricerca SpA (€65 million).

During the year, "reversals of impairment losses" amounted to €42 million and were exclusively accounted for by the positive adjustment of the value of the interest in Enel Trade SpA, essentially reflecting the improvement compared with 2015 in the energy outlook for commodities, especially in the final months of the year.

For more information on the criteria adopted in determining those losses and reversals, please see note 13 below.

5.e Other operating expenses - €17 million

"Other operating expenses" amounted to €17 million, down €7 million on the previous year, mainly due to a reduction of €4 million in association dues paid in 2016 and the updating of estimates of positions arising in previous years in respect of the litigation provision, which was performed on the basis of the advice of internal and external legal counsel, involving net reversals of €2 million.

Operating income amounted to a negative €577 million, a deterioration of €95 million compared with the previous year, essentially due the joint impact of the recognition in 2016 of greater impairment losses on equity investments in the amount of €159 million and a reduction of €57 million in lower costs in 2016 for personnel and rental and leases.

6. Income from equity investments - €2,882 million

Income from equity investments, amounting to €2,882 million, collected in full in 2016, regards dividends approved by the shareholders' meetings of the subsidiaries, associated and other entities (€2,532 million) and the special dividend distributed in September 2016 by Enel Iberoamérica SL (€350 million).

Millions of euro			
	2016	2015	Change
Dividends from subsidiaries and associates	2,876	2,023	853
Enel Produzione SpA	304	-	304
e-distribuzione SpA	1,610	1,245	365
Enel Factor SpA	3	-	3
Enel Italia Srl	-	9	(9)
Enel Energia SpA	358	159	199
Enel Green Power SpA	50	109	(59)
Enel Iberoamérica SL	550	500	50
CESI SpA	1	1	-
Dividends from other entities	6	1	5
Emittenti Titoli SpA	6	1	5
Total	2,882	2,024	858

7. Net financial income/(expense) from derivatives- €(340) million

This item breaks down as follows.

Millions of euro	2016	2015	Change
Income from derivatives			
- on behalf of Group companies:	2,515	2,813	(298)
income from derivatives at fair value through profit or loss	2,515	2,813	(298)
- on behalf of Enel SpA:	272	545	(273)
income from fair value hedge derivatives	32	33	(1)
income from cash flow hedge derivatives	158	435	(277)
income from derivatives at fair value through profit or loss	82	77	5
Total income from derivatives	2,787	3,358	(571)
Expense on derivatives			
- on behalf of Group companies:	2,520	2,824	(304)
expense on derivatives at fair value through profit or loss	2,520	2,824	(304)
- on behalf of Enel SpA:	607	200	407
expense on fair value hedge derivatives	27	27	-
expense on cash flow hedge derivatives	497	102	395
expense on derivatives at fair value through profit or loss	83	71	12
Total expense from derivatives	3,127	3,024	103
TOTAL NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	(340)	334	(674)

Net expense from derivatives amounted to €340 million (compared with net income of €334 million in 2015) and essentially reflects the net expense from derivatives entered into on behalf of Enel SpA. The negative change of €674 million over 2015 reflected higher net expense on fair value hedge derivatives (€672 million), all entered into on behalf of Enel SpA on both interest rates and exchange rates.

For more details on derivatives, please see note 31 "Financial instruments" and note 33 "Derivatives and hedge accounting."

8. Other net financial income/(expense) - €(423) million

This item breaks down as follows.

Millions of euro			
	2016	2015	Change
Other financial income			
Interest income			
Interest income on long-term financial assets	4	5	(1)
Interest income on short-term financial assets	42	65	(23)
Total	46	70	(24)
Positive exchange rate differences	398	5	393
Income on fair value hedges - post hedge adjustment	8	4	4
Other financial income	104	98	6
Total other financial income	556	177	379
Other financial expense			
Interest expense			
Interest expense on bank borrowings	32	25	7
Interest expense on bonds	840	930	(90)
Interest expense on other borrowings	54	1	53
Total	926	956	(30)
Negative exchange rate differences	44	279	(235)
Interest expense on post-employment and other employee benefits	6	6	-
Other financial expense	3	2	1
Total other financial expense	979	1,243	(264)
TOTAL OTHER NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	(423)	(1,066)	643

Net other financial expense amounted to €423 million, mainly reflecting interest expense on borrowings (€926 million), partly offset by positive exchange rate differences in the amount of €398 million and by other financial income on guarantees granted on behalf of Group companies in the amount of €94 million. The decrease of €643 million in net financial expense over 2015 primarily reflected the combined impact of the increase of €393 million in exchange rate gains and the decrease of €235 million in exchange rate losses, both on hedged loans denominated in foreign currencies, which were affected by the positive developments in the euro against the dollar and the pound sterling.

9. Income taxes - € (178) million

Millions of euro			
	2016	2015	Change
Current taxes	(184)	(197)	13
Deferred tax income	6	(2)	8
Deferred tax expense	-	(2)	2
Total	(178)	(201)	23

Income taxes for 2016 showed a creditor position of €178 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's consolidated taxation mechanism in accordance with corporate income tax law (Article 96 of the Uniform Income Tax Code).

The decrease of €23 million compared with the previous year (a creditor position of €201 million) is largely attributable to non-recurring items.

The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate.

Millions of euro				
	2016	% rate	2015	% rate
Income before taxes	1,542		810	
Theoretical corporate income taxes (IRES) (27.5%)	424	27.5%	223	27.5%
Tax decreases:				
- dividends from equity investments	(753)	-48.8%	(529)	-65.3%
- prior-year writedowns	(13)	-0.8%	(10)	-1.2%
- other	(7)	-0.5%	(11)	-1.4%
Tax increases:				
- writedowns/(writebacks) for the year	119	7.7%	86	10.6%
- accruals to provisions	7	0.5%	17	2.1%
- prior-year expense	3	0.2%	2	0.2%
- other	25	1.6%	32	4.0%
Total current income taxes (IRES)	(195)	-12.6%	(190)	-23.5%
IRAP	-	-	-	-
Difference on estimated income taxes from prior years	11	0.7%	(7)	-0.9%
Total deferred tax items	6	0.4%	(4)	-0.5%
- of which impact of change in tax rate	1		7	
- of which changes for the year	5		(11)	
TOTAL INCOME TAXES	(178)	-11.5%	(201)	-24.8%

Information on the Balance Sheet

Assets

10. Property, plant and equipment - €9 million

Developments in property, plant and equipment for 2015 and 2016 are set out in the table below.

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leasehold improvements	Total
Cost	1	3	3	5	19	33	64
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(28)	(56)
Balance at Dec. 31, 2014	1	1	-	-	1	5	8
Capital expenditure	-	-	-	-	-	2	2
Depreciation	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Total changes	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Cost	1	3	3	5	19	35	66
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(31)	(59)
Balance at Dec. 31, 2015	1	1	-	-	1	4	7
Capital expenditure	-	-	-	-	1	5	6
Depreciation	-	-	-	-	(1)	(3)	(4)
Total changes	-	-	-	-	-	2	2
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

"Property, plant and equipment" totaled €9 million, an increase of €2 million compared with the previous year, essentially attributable to the positive net balance between capital expenditure during the year (€6 million) and depreciation for the period (€4 million). "Leasehold improvements" mainly regard the renovation and redevelopment of a number of buildings housing Enel SpA's headquarters.

11. Intangible assets - €18 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, 2014	10	1	11
Capital expenditure	-	13	13
Assets entering service	13	(14)	(1)
Amortization	(9)	-	(9)
Total changes	4	(1)	3
Balance at Dec. 31, 2015	14	-	14
Capital expenditure	9	7	16
Assets entering service	-	-	-
Amortization	(12)	-	(12)
Total changes	(3)	7	4
Balance at Dec. 31, 2016	11	7	18

"Industrial patents and intellectual property rights", in the amount of €11 million at December 31, 2016, 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).

The amount of the item decreased by €3 million as compared with the previous year, essentially attributable to amortization for the year (€12 million), partly offset by investment for the year amounting to €9 million. The investments essentially relate to software systems to manage consolidated and global reporting, risk and centralized finance systems.

"Other intangible assets under development" at December 31, 2016 totaled €7 million. They essentially regarded 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, Control and Global Procurement Departments (€3 million), as well as the New PRIMO project (€1 million), and other projects connected with the evolution of software associated with existing systems.

12. Deferred tax assets and liabilities - €370 million and €246 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, 2015	Increase/(Decrease) taken to income statement	Increase/(Decrease) taken to equity	Other changes	at Dec. 31, 2016
	Total				Total
Deferred tax assets					
Nature of temporary differences:					
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses	8	(1)	-	(1)	6
- derivatives	301	-	(2)	-	299
- costs for capital increase	-	-	2	-	2
- other items	64	(5)	3	1	63
Total	373	(6)	3	-	370
Deferred tax liabilities					
Nature of temporary differences:					
- measurement of financial instruments	284	-	(45)	-	239
- other items	7	-	-	-	7
Total	291	-	(45)	-	246
Excess net deferred IRES tax assets after any offsetting	136				169
Excess net deferred IRAP tax liabilities after any offsetting	(54)				(45)

"Deferred tax assets" totaled €370 million (€373 million at December 31, 2015) a decrease of €3 million compared with the previous year, mainly attributable to a reduction of €6 million, recognized in profit or loss, in deferred tax assets connected with provisions for risks and impairment losses, as well as other items, and an increase of €3 million in deferred tax assets recognized in equity, of which €2 million in respect of the tax provision on the transaction costs incurred by the Company in 2016 as a result of the non-proportional partial demerger of Enel Green Power SpA to Enel SpA, which increased the capital of the Parent Company by €763 million.

"Deferred tax liabilities" totaled €246 million (€291 million at December 31, 2015), a decrease of €45 million, due largely to the recognition of deferred taxes on the fair value measurement of cash flow hedge financial instruments.

The amount of deferred tax assets and liabilities was determined by applying a rate of 24% for IRES. IRAP was applied on deferred tax liabilities only at a rate of 5.57% (taking account of regional surtaxes). The amount of deferred tax assets was determined without applying IRAP as in the coming years we do not expect to earn income subject to IRAP sufficient to reverse the temporary deductible differences.

13. Equity investments - €42,793 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, associates and other companies.

Millions of euro	Original cost	(Withdrawn)/ Revaluations	Other charges IFRS 11 and IFRS 2	Carrying amount	%	holding	Changes in 2016					at Dec. 31, 2016					
							Acquisitions/(Disposals/ (Settlements)/(Deployments)	Formation/Contributions (+)/(Mergers (+)) (Divestments)/(-)	Value adjustments	Reclassification	Balance	Original cost	(Withdrawn)/ Revaluations	Other charges IFRS 11 and IFRS 2	Carrying amount	%	holding
A) Subsidiaries																	
Enel Produzione SpA	4.802	(512)	-	4.290	100.0	-	-	-	-	(474)	-	4.802	(880)	-	3.910	100.0	
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	80	(94)	-	-	100.0	-	-	-	-	-	-	80	(84)	-	3	100.0	
en-distribuzione SpA	4.054	-	-	4.054	100.0	-	-	-	-	-	-	4.054	-	-	4.054	100.0	
Enel Servizio Elettrico SpA	110	-	-	110	100.0	-	-	-	-	-	-	110	-	-	110	100.0	
Enel Trade SpA	1.401	(250)	-	1.151	100.0	-	-	-	-	42	-	1.401	(203)	-	1.194	100.0	
Enel Green Power SpA	3.640	-	-	3.640	100.0	-	-	-	-	2.898	-	3.640	-	-	2.840	100.0	
Enel Green Power International BV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Enel Investment Holding BV	8.498	(4.473)	-	4.025	100.0	-	-	-	-	-	-	8.498	(4.473)	-	4.025	100.0	
Enelcom SpA	199	(199)	-	0	100.0	-	-	-	-	-	-	199	(199)	-	0	100.0	
OpEn Fiber SpA	5	-	-	5	100.0	-	-	-	-	(205)	(19)	-	-	-	-	-	
Enel Energia SpA	1.321	(8)	-	1.313	100.0	-	-	-	-	-	-	1.321	(8)	-	1.313	100.0	
Enel Raccordamenti SL	18.300	-	-	18.300	100.0	-	-	-	-	-	-	18.300	-	-	18.300	100.0	
Enel Factor SpA	18	-	-	18	100.0	-	-	-	-	-	-	18	-	-	18	100.0	
Enel Sole Srl	5	-	-	5	100.0	-	-	-	-	-	-	5	-	-	5	100.0	
Enel Italia Srl	525	(41)	-	484	100.0	-	-	-	-	-	-	525	(41)	-	484	100.0	
Enel NewHydro Srl	70	(54)	-	16	100.0	-	-	-	-	-	-	70	(54)	-	16	100.0	
Enel Finance International NV	1.414	-	-	1.414	100.0	-	-	-	-	983	-	1.414	-	-	2.397	100.0	
Total	44.528	(5.581)	3.881	38.948	100.0	340	-	-	(412)	(365)	3.444	48.404	(6.913)	-	42.494	100.0	
B) Joint ventures																	
OpEn Fiber SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	365	365	-	-	365	50.0	
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	365	365	-	-	365	-	
C) Associates																	
CFI SpA	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7	
Total	23	-	-	23	-	-	-	-	-	-	-	23	-	-	23	-	
D) Other companies																	
Ecogas SA	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4.3	
EnelBnl Trade SpA	1	-	-	1	10.0	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	10.0	
Interscilia SpA	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0	
Total	6	(5)	-	1	-	-	-	-	-	-	-	6	(5)	-	1	-	
TOTAL	44.557	(5.586)	3.881	38.954	100.0	340	-	-	(412)	-	3.809	48.768	(6.918)	-	42.793	100.0	

The table below reports changes in equity investments in 2016:

Millions of euro	
Increases	
Partial non-proportional demerger of Enel Green Power SpA ("EGP SpA") to Enel SpA - Acquisition of portion of EGP SpA (31.7%) held by non-controlling shareholders	3,881
Partial non-proportional demerger of Enel Green Power SpA to Enel SpA - Assignment of total interest in Enel Green Power International BV	5,475
Demerger from Enel Green Power International BV of assets and liabilities to Enel Finance International NV	983
Cross-border merger of Enel Green Power International BV into Enel Green Power SpA	4,492
Recapitalization of OpEn Fiber SpA (formerly Enel OpEn Fiber SpA)	120
Capital contribution to OpEn Fiber SpA	236
Capitalization of transaction costs on interest in OpEn Fiber SpA	4
Reclassification of interest in OpEn Fiber from "subsidiary" to "joint venture"	365
Writeback of equity investment in Enel Trade SpA	42
Total	15,598
Decreases	
Partial non-proportional demerger of Enel Green Power SpA to Enel SpA - Reduction in value of interest in Enel Green Power SpA	(5,475)
Demerger from Enel Green Power International BV of assets and liabilities to Enel Finance International NV	(983)
Cross-border merger of Enel Green Power International BV into Enel Green Power SpA	(4,492)
Reclassification of interest in OpEn Fiber from "subsidiary" to "joint venture"	(365)
Writedown of equity investment in Enel Produzione SpA	(474)
Total	(11,789)
NET CHANGE	3,809

In 2016 the value of investments in subsidiaries, associated and other entities increased by €3,809 million as a result of:

- > partial non-proportional demerger of Enel Green Power SpA to Enel SpA with effect as from the last moment of March 31, 2016, which involved:
 - the acquisition by Enel SpA of the share of Enel Green Power SpA held by non-controlling interests. Following the transaction, Enel SpA became the sole shareholder of Enel Green Power SpA;
 - the assignment to Enel SpA of the 100% interest in the Netherlands-registered Enel Green Power International BV and the consequent adjustment of the value of the interest in Enel Green Power SpA on the basis of the reallocation between foreign and Italian assets, as provided for in the merger instrument;
- > the demerger in October 2016 from Enel Green Power International BV of assets and liabilities with a net value of €983 million to Enel Finance International NV;

- > the cross-border merger in October 2016 of Enel Green Power International BV into Enel Green Power SpA, with the consequent acquisition by the latter of all the assets, liabilities, rights and obligations of the merged company by way of universal succession. The merger also produced the extinction without liquidation of di Enel Green Power International BV;
- > the capital increase on July 7, 2016 of the subsidiary Enel OpEn Fiber SpA (renamed OpEn Fiber SpA as from December 1, 2016) by way of payment on the intercompany current account of €120 million. Subsequently, as provided for in the framework investment agreement signed on October 10, 2016, by Enel SpA, Enel OpEn Fiber SpA, CDP Equity SpA, FSI Investimenti SpA, F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture SGR SpA and Metroweb Italia SpA, a capital increase reserved for CDP Equity SpA was carried out in December 2016 in the amount of €125 million. In order to permit the equal capitalization of OpEn Fiber SpA by Enel SpA and CDP Equity SpA, as well as to give the company the financial resources necessary to acquire the entire share capital of Metroweb Italia SpA, in December Enel SpA executed its share of a capital contribution of €236 million. On December 20, 2016, OpEn Fiber SpA completed the acquisition of the entire share capital of Metroweb Italia SpA from F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture SGR SpA and FSI Investimenti SpA for about €714 million. As from that date Enel SpA and CDP Equity SpA hold equal interests in Open Fiber SpA. Accordingly, the value of the interest (including transaction costs of €4 million) recognized in the accounts of Enel SpA has been reclassified under joint ventures;
- > a writeback of €42 million in the value of the interest held in Enel Trade SpA to take account of the improvement in the outlook for energy commodities compared with 2015;
- > a writedown of €474 million in the value of the interest held in Enel Produzione SpA in order to reflect the price adjustment on the sale of Slovenské elektrarne. The writedown was calculated using a discounted cash flow model that confirmed the full recoverability of the residual value, even though it was greater than the book equity of the investee.

The following table reports the main assumptions used in determining the impairment and reversal of impairment of Enel Produzione SpA and Enel Trade SpA respectively.

	Original cost	Growth rate ⁽¹⁾	Discount rate pre-tax WACC ⁽²⁾	Explicit period of cash flows	Terminal value ⁽³⁾	Original cost	Growth rate ⁽¹⁾	Discount rate pre-tax WACC ⁽²⁾	Explicit period of cash flows	Terminal value ⁽³⁾
Millions of euro										
	at Dec. 31, 2016					at Dec. 31, 2015				
Enel Produzione SpA	4,384	0.65%	9.65%	5 years	Perpetuity	-	-	-	-	-
Enel Trade SpA	1,152	1.70%	9.62%	5 years	Perpetuity	1,402	1.90%	9.37%	5 years	Perpetuity

⁽¹⁾ Perpetual growth rate of cash flows after explicit 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 value with 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 5-year 2017-2021 business plan approved by the Board of Directors of the Parent Company containing forecasts for volumes, revenue, operating costs, capital expenditure, industrial and commercial organization and developments in the main macroeconomic variables (inflation, nominal interest rates and exchange rates) and commodity prices. The explicit period of cash flows considered in impairment testing was five years.

The terminal value was calculated as a perpetuity or annuity.

The share certificates for Enel SpA's investments in Italian subsidiaries are held in custody at Monte dei Paschi di Siena.

The following table lists reports the share capital and shareholders' equity of the investments in subsidiaries, associates and other companies at December 31, 2016.

	Registered office	Currency	Share capital (euro)	Shareholders' equity (millions of euro)	Prior year income/(loss) (millions of euro)	% holding	Carrying amount (millions of euro)
A) Subsidiaries							
Enel Produzione SpA	Rome	Euro	1,800,000,000	3,838	(379)	100.0	3,910
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Rome	Euro	30,000,000	21	(8)	100.0	3
e-distribuzione SpA	Rome	Euro	2,600,000,000	4,568	1,451	100.0	4,056
Enel Servizio Elettrico SpA	Rome	Euro	10,000,000	190	124	100.0	110
Enel Trade SpA	Rome	Euro	90,885,000	658	(104)	100.0	1,194
Enel Green Power SpA	Rome	Euro	272,000,000	6,610	50	100.0	6,540
Enel Investment Holding BV ⁽¹⁾	Amsterdam	Euro	1,593,050,000	4,710	284	100.0	4,025
Enelpower SpA	Milan	Euro	2,000,000	30	-	100.0	30
Enel Energia SpA	Rome	Euro	302,039	1,759	880	100.0	1,313
Enel Iberoamérica SL	Madrid	Euro	500,000,000	20,584	1,104	100.0	16,300
Enel Factor SpA	Rome	Euro	12,500,000	53	4	100.0	18
Enel Sole Srl	Rome	Euro	4,600,000	78	15	100.0	5
Enel Italia Srl	Rome	Euro	50,000,000	408	23	100.0	487
Enel NewHydro Srl	Rome	Euro	1,000,000	20	1	100.0	16
Enel Finance International NV	Amsterdam	Euro	1,478,810,370	2,006	45	100.0	2,397
B) Joint ventures							
OpEn Fiber SpA	Milan	Euro	250,000,000	713	(7)	50.0	365
C) Associates							
CESI SpA ⁽²⁾	Milan	Euro	8,550,000	101	9	42.7	23
D) Other companies							
Enicogas SA ⁽²⁾	Puerto Ileano	Euro	809,690	(105)	(26)	4.3	-
Emittenti Titoli SpA ⁽²⁾	Milan	Euro	4,264,000	72	63	10.0	1
Idrosicilia SpA ⁽²⁾	Milan	Euro	22,520,000	46	3	1.0	-

(1) The figures for shareholders' equity and the results for the period refer to the Group.

(2) The figures for share capital, shareholders' equity and net income refer to the financial statements at December 31, 2015.

The carrying amounts of the equity investments in Enel Italia Srl, Enel Finance International NV, as well as those in Enel Trade SpA and Enel Produzione SpA, are considered to be recoverable even though they individually exceed the value of the respective shareholders' equity at December 31, 2016. 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:

- > in the case of Enel Italia Srl it is attributable to the retroactive application of "IAS 19 - Employee benefits" in 2013, which involved the recognition of net actuarial losses and the consequent impact on

- the companies' shareholders' equity. As these losses are not monetary in nature, they will be recovered in future years with no cash outflow for the subsidiaries;
- > as to Enel Finance International NV, it is due essentially to decline in the fair value of a number of balance-sheet items that are reflected in shareholders' equity.

"Equity investments in other companies" at December 31, 2016 all regard unlisted companies and are measured at cost, as the fair value cannot be reliably determined.

The investment in Elcogas was 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, 2016	at Dec. 31, 2015
Equity investments in unlisted companies measured at cost	1	1
Elcogas SA	-	-
Emitenti Titoli SpA	1	1
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivatives - €2,469 million, €480 million, €3,082 million, €556 million

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Derivative financial assets	2,489	2,591	480	299
Derivative financial liabilities	3,082	2,717	556	367

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 - €53 million

The aggregate is composed of the following:

Millions of euro			at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
	Notes				
Prepaid financial expense			21	30	(9)
Other non-current financial assets included in debt	15.1		32	77	(45)
Total			53	107	(54)

"Prepaid financial expense" is essentially accounted for by residual transaction costs on the €10 billion revolving credit facility agreed on April 19, 2010, between Enel, Enel Finance International and Mediobanca, as well as those in respect of the Forward Start Facility Agreement signed on February 8, 2013, and the subsequent renegotiation of the facility on February 12, 2015 in the amount of €9.4 billion. The renegotiation involved a general reduction in the cost of the facility and extended its term until 2020. 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 - €32 million

Millions of euro				
	Notes	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Financial receivables				
Due from subsidiaries	31.1.1	27	72	(45)
Other financial receivables		5	5	-
Total		32	77	(45)

"Financial receivables due from subsidiaries", amounting to €27 million, refers to receivables in respect of the assumption by Group companies of their share of financial debt. The terms of the agreements call for the rebilling of the related finance costs and the income and expenses accrued on the interest-rate risk hedging contracts, as well as the repayment of the principal upon maturity of each loan. At December 31, 2016, the entirety of this receivable regarded the subsidiary Enel Italia Srl, as the principal amounts pertaining to the other Group companies involved (Enel Produzione SpA, e-distribuzione SpA, Enel Sole Srl) had been fully repaid as of that date.

The decrease of €45 million over December 31, 2015, is attributable to the reduction of the amount of the receivable as a result of repayment of principal and the reclassification under other current financial assets of the portion of receivables of Enel Italia Srl falling due within 12 months.

16. Other non-current assets - €188 million

This item can be broken down as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Tax receivables	34	244	(210)
Receivable from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities	154	162	(8)
Other long-term receivables	-	3	(3)
Total	188	409	(221)

"Tax receivables" regard the tax credit in respect of the claim for reimbursement submitted by Enel SpA on its own behalf for 2003 and on its own behalf and as the consolidating company for 2004-2011 for excess income tax paid as a result of not partially deducting IRAP in calculating taxable income for IRES purposes. This item decreased by €210 million over the previous year mainly due to the reimbursement of nearly all (€229 million in principal and interest) of the receivable for 2004-2010 and the updating at December 31, 2016 of the accrued portion of the residual receivable following the reimbursement from the Revenue Agency.

The item "receivable from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities" in the amount of €154 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 the "receivables from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities" came to €90 million (€100 million at December 31, 2015).

"Other long-term receivables" amounted to €0 million at December 31, 2016, a decrease of €3 million due to the collection of the receivable due from Enel Ingegneria e Ricerca SpA for the sale in 2011 of the interest held in Sviluppo Nucleare Italia Srl.

17. Trade receivables - €255 million

The item breaks down as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Trade receivables:			
- due from subsidiaries	229	276	(47)
- due from non-Group customers	26	7	19
Total	255	283	(28)

Trade receivables, which totaled €255 million, consist of receivables due from subsidiaries (€229 million) and non-Group customers (€26 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. The decrease of €47 million over December 31, 2015, is linked both with the new organizational structure of the Group, which transferred part of communication activities from the holding company to the countries, and with developments in the revenue associated with those services.

"Trade receivables due from non-Group customers" regard services of various types. They totaled €26 million, an increase of €19 million compared with December 31, 2015, attributable to the exit of a number of companies from the Group.

Trade receivables due from subsidiaries break down as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Subsidiaries			
Enel Iberoamérica SL	2	1	1
Enel Produzione SpA	16	23	(7)
e-distribuzione SpA	34	44	(10)
Enel Green Power SpA	16	17	(1)
Enel Américas SA	4	3	1
Endesa SA	-	(1)	1
Enel Servizio Elettrico SpA	4	3	1
Enel Trade SpA	4	5	(1)
Enel Energia SpA	10	7	3
Enel Italia Srl	9	78	(69)
Enel.si Srl	-	1	(1)
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-
Enel Russia PJSC	17	18	(1)
Endesa Distribución Eléctrica SL	36	19	17
Endesa Generación SA	20	3	17
Endesa Energía SA	5	4	1
Enel Romania Srl	4	4	-
Enel Brasil SA	13	15	(2)
Enel Distribución Perú SAA	5	2	3
Enel Generación Perú SAA	5	2	3
Slovenské elektrárne AS	-	16	(16)
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	5	1	4
Other	19	10	9
Total	229	276	(47)

Trade receivables by geographical area are shown below.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Italy	96	181	(85)
EU	103	56	47
Non-EU Europe	6	22	(16)
Other	50	24	26
Total	255	283	(28)

18. Income tax receivables - €212 million

Income tax receivables at December 31, 2016 amounted to €212 million and essentially regard the Company's IRES credit for current 2016 taxes (€195 million) and the receivable with respect to consolidated IRES return for 2015 (€14 million).

19. Other current financial assets - €4,221 million

This item can be broken down as follows.

Millions of euro				
	Notes	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Other current financial assets included in net financial debt	19.1	3,912	3,052	860
Other sundry current financial assets		309	351	(42)
Total		4,221	3,403	818

19.1 Other current financial assets included in net financial debt - €3,912 million

Millions of euro				
	Notes	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Financial receivables due from Group companies:				
- short-term financial receivables (intercompany current accounts)	31.1.1	2,849	2,912	(63)
- current portion of receivables for assumption of loans	31.1.1	45	46	(1)
Financial receivables due from others:				
- current portion of long-term financial receivables		1	-	1
- other financial receivables		5	8	(3)
- cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	31.1.1	1,012	86	926
TOTAL		3,912	3,052	860

"Other current financial assets included in net financial debt", amounting to €3,912 million at December 31, 2016, refer to "financial receivables due from Group companies" (€2,894 million) and "financial receivables due from others" (€1,018 million).

"Financial receivables due from Group companies" decreased by €64 million over December 31, 2015, due to the decline in short-term financial receivables due from Group companies on the intercompany current account (€63 million).

"Financial receivables due from others" increased by €924 million, essentially attributable to the increase in cash collateral paid to counterparties for OTC derivatives on interest rates and exchange rates.

20. Other current assets - €299 million

At December 31, 2016, the item broke down as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Tax receivables	34	21	13
Other receivables due from Group companies	261	422	(161)
Receivables due from others	4	17	(13)
Total	299	460	(161)

"Other current assets" decreased by €161 million as compared with December 31, 2015.

"Tax receivables" amounted to €34 million, primarily accounted for by the VAT receivable for the Group (€27 million) and other receivables with respect to prior-year income taxes (€7 million). The increase of €13 million on the previous year is essentially due to the larger VAT receivable for the Group.

"Other receivables due from Group companies" comprise IRES receivables in respect of the Group companies participating in the consolidated taxation mechanism (€208 million), and VAT receivables in

respect of participating in the Group VAT mechanism (€53 million). The decrease of €161 million on the previous year is essentially attributable to a decline in intercompany IRES receivables connected with the consolidated taxation mechanism (€104 million), and the Group consolidated VAT mechanism (€57 million). "Receivables due from others" amounted to €4 million at December 31, 2016, a decrease of €13 million over the previous year, mainly reflecting the decline in the value of prepaid expenses (€9 million).

21. Cash and cash equivalents - €3,038 million

Cash and cash equivalents are detailed in the following table.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Bank and post office deposits	3,038	5,925	(2,887)
Cash and cash equivalents on hand	-	-	-
Total	3,038	5,925	(2,887)

Cash and cash equivalents amounted to €3,038 million, a decrease of €2,887 million compared with December 31, 2015, mainly due to the impact of the redemption and repurchase of a number of bonds, the payment of dividends during 2015 as approved by the Shareholders' Meeting of Enel SpA on May 26, 2016, as well as normal operations connected with the central treasury function performed by the Parent Company.

Liabilities

22. Shareholders' equity - €26,916 million

Shareholders' equity amounted to €26,916 million, up €2,036 million compared with December 31, 2015. The increase is attributable to net income for the year (€1,810 million), the partial, non-proportional demerger of the subsidiary Enel Green Power to Enel SpA, which involved increases in share capital and the share premium reserve (€764 million and €2,204 million respectively), the distribution of the dividend for 2015 in the amount of €0.16 per share (for a total of €1,627 million), as approved by the shareholders on May 26, 2016, and the interim dividend for 2016 approved by the Board of Directors on November 10, 2016 and paid as from January 25, 2017 (€0.09 per share, for a total of €915 million).

Share capital - €10,167 million

At December 31, 2016, the share capital of Enel SpA amounted to €10,166,679,946 fully subscribed and paid up, represented by 10,166,679,946 ordinary shares with a par value of €1.00 each. The share capital of Enel SpA has therefore increased by €763,322,151 compared with the €9,403,357,795 registered at December 31, 2015, as a result of the partial, non-proportional demerger of the subsidiary Enel Green Power to Enel SpA, which took effect as from March 31, 2016.

At the same date, 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 shareholders with interests of greater than 3% in the Company's share capital were the Ministry for the Economy and Finance, which holds 23.585%, and BlackRock Inc. (5.049% held as at November 30, 2016, through subsidiaries, for asset management purposes).

Other reserves - €11,410 million

Share premium reserve - €7,496 million

Following the partial, non-proportional demerger of Enel Green Power to Enel SpA, the share premium reserve increased by €2,212 million. This was partially offset by the recognition of transaction costs of €11 million and the associated overall tax effect of €3 million. As a result, at December 31, 2016 the reserve amounted to €7,496 million.

Legal reserve - €2,034 million

The legal reserve, following the allocation of net income for 2015 by the Shareholders' Meeting of May 26 2016, is equal to 20.0% of share capital, as indicated in Article 2430, paragraph 1, of the Italian Civil Code.

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 - € (376 million)

At December 31, 2016, the item was entirely represented by the reserve from measurement of cash flow hedge derivatives with a negative value of €376 million (net of the positive tax effect of €59 million).

Reserve from remeasurement of net employee benefit plan liabilities/(assets) - €(27 million)

At December 31, 2016, the employee benefit plan reserve amounted to €27 million (net of the positive tax effect of €6 million). The reserve includes all actuarial gains and losses recognized directly in equity, as the corridor approach is no longer permitted under the revised 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 2015 and 2016.

Millions of euro	At Jan. 1, 2015	Gross gains/(losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes	at Dec. 31, 2015	Gross gains/(losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes	at Dec. 31, 2016
Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	(332)	441	(334)	(52)	(277)	(479)	339	41	(376)
Reserve from remeasurement of net employee benefit plan liabilities/(assets)	(10)	(5)	-	(1)	(16)	(15)	-	4	(27)
Gains/(Losses) recognized directly in equity	(342)	436	(334)	(53)	(293)	(494)	339	45	(403)

Retained earnings/(loss carried forward) - €4,534 million

For 2016, the item shows a decrease of €769 million, attributable to the resolution of the Shareholders' Meeting of May 26, 2016, which provided for the use of this reserve in the amount of €813 million for the distribution of dividends to shareholders and the allocation to "retained earnings" of part of the net income for 2015, equal to €44 million.

Net income - €805 million

Net income for 2016, net of the interim dividend for 2016 of €0.09 per share (for a total of €915 million), amounted to €805 million.

The table below shows the availability of shareholders' equity for distribution.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2016	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	(376)		
- reserve for capital grants	19	ABC	19
- stock option reserve	29	ABC	29 ⁽¹⁾⁽²⁾
- reserve from remeasurement of employee benefit plan liabilities	(27)		
- other	20	ABC	20
Retained earnings/(loss carried forward)	4,534	ABC	4,534
Total	26,111		14,313
<i>Of which amount available for distribution</i>			<i>14,310</i>

A: for capital increases.
 B: to cover losses.
 C: for distribution to shareholders.
 (1) Regards lapsed options.
 (2) Not distributable in the amount of €3 million regarding options granted by the Parent Company to employees of subsidiaries that have lapsed.

There are no restrictions on the distribution of the reserves pursuant to Article 2426, paragraph 1(5) of the Italian Civil Code since there are no unamortized start-up and expansion costs or research and development costs, or departures pursuant to Article 2423, paragraph 4, of the Italian Civil Code.

Note that in the three previous years, the available reserve denominated "retained earnings/(loss carried forward)" has been used in the amount of €1,659 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 2015 and 2016.

	Amount distributed (in millions of euro)	Net dividend per share (in euro)
Dividends paid in 2015		
Dividends for 2014	1,316	0.14
Interim dividend for 2015	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2015	1,316	0.14
Dividends paid in 2016		
Dividends for 2015	1,627	0.16
Interim dividend for 2016 ^(*)	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2016	1,627	0.16

(*) Approved by the Board of Directors on November 10, 2016 and paid as from January 25, 2017 (interim dividend per share of €0.09 for a total of €915 million).

The dividend for 2016, equal to €0.18 per share, amounting to a total of €1,830 million (of which €0.09 per share, for a total of €915 million, already paid as an interim dividend as from January 25, 2017), is to be proposed at the Shareholders' Meeting of May 4, 2017, at a single call. These financial statements do not reflect the effects of the distribution of this dividend for 2016 to shareholders, with the exception of liabilities due to shareholders for the 2016 interim dividend approved by the Board of Directors on November 10, 2016 and paid as from January 25, 2017.

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 2016.

To this end, the Company constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity.

The situation at December 31, 2016 and 2015 is summarized in the following table.

Millions of euro	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Non-current financial position	(13,664)	(14,503)	839
Net current financial position	(207)	1,001	(1,208)
Non-current financial receivables and long-term securities	32	77	(45)
Net financial debt	(13,839)	(13,425)	(414)
Shareholders' equity	26,916	24,860	2,056
Debt/equity ratio	(0.51)	(0.54)	0.03

23. Borrowings - €13,664 million, €973 million, €6,184 million

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Long-term borrowings	13,664	14,503	973	3,062
Short-term borrowings	-	-	6,184	4,914

For more details about the nature, recognition and classification of borrowings, please see note 31 "Financial instruments".

24. Employee benefits - €286 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 under statute, contract or other form of employee incentive scheme.

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 in the balance sheet at December 31, 2016 and December 31, 2015

Millions of euro	2016					2015				
	Pension benefits	Electrol y discount	Health insurance	Other benefits	Total	Pension benefits	Electrol y discount	Health insurance	Other benefits	Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION										
Actuarial obligation at January 1	230	-	37	24	291	242	11	35	14	302
Current service cost	-	-	1	14	15	6	-	-	11	17
Interest expense	5	-	1	-	6	5	-	1	-	6
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	1	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	10	-	3	-	13	-	-	-	-	-
Experience adjustments	1	-	1	-	2	6	-	-	-	6
Past service cost	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-	-	-	-	-	(10)	-	-	(10)
Other payments	(26)	-	(3)	(15)	(44)	(33)	(1)	(2)	(4)	(40)
Other changes	1	-	1	1	3	5	-	3	3	11
Actuarial obligation at December 31	222	-	40	24	286	230	-	37	24	291

Millions of euro		
	2016	2015
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost	15	16
Interest expense	6	6
(Gains)/Losses arising from settlements	-	(10)
Total	21	12

Millions of euro		
	2016	2015
Remeasurement (gains)/losses in OCI		
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	15	6
Other changes	-	-
Total	15	6

The current service cost for employee benefits in 2016 amounted to €15 million, recognized under personnel costs (€17 million in 2015), while the interest cost from the accretion of the liability amounted to €6 million (as in 2015).

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.

	2016	2015
Discount rate	0.30%-1.40%	0.50%-2.15%
Rate of wage increases	1.40%-3.40%	1.8%-3.60%
Rate of increase in healthcare costs	2.40%	2.60%

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)	3	3	3	3	6	2

25. Provisions for risks and charges - €68 million

The "provisions for risks and charges" cover 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 not related to the transferred business units.

The following table shows changes in provisions for risks and charges.

Millions of euro	Taken to income statement			Total	
	at Dec. 31, 2015	Accruals	Reversals	Utilization	at Dec. 31, 2016 of which current portion
Provision for litigation, risks and other charges:					
- litigation	15	2	(5)	-	12
- other	6	25		(3)	28
Total	21	27	(5)	(3)	40
Provision for early retirement incentives	32	-	(1)	(3)	28
TOTAL	53	27	(6)	(6)	68

The decrease in the litigation provision amounted to €3 million, essentially reflecting the revision of estimates for a number of outstanding disputes.

The provision covers disputes in Italy and essentially regards labor litigation (€9 million) and litigation concerning tender contracts (€2 million).

The increase of €22 million in other provisions is attributable the provision for other risks and the payments made through the use of the "compensation" provision, established on December 31, 2015, following the elimination of the electricity discount benefit for retired personnel with effect from January 1, 2016 after the termination of the agreement on rate discounts for retired personnel and their survivors.

The decrease in the provision for early retirement incentives (€4 million) is essentially attributable to payments in 2016 of voluntary terminations under Article 4 of the Fornero Act.

26. Other non-current liabilities - €36 million

"Other non-current liabilities" amounted to €36 million (€243 million at December 31, 2015). 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 decrease of €207 million is largely attributable to the payment to the consolidated companies of nearly all (€227 million) of the reimbursement of the receivable for 2004-2010 received from the Revenue Agency in 2016 (€229 million including Enel SpA's share of €2 million). The amount of the liability at December 31, 2016 reflects the updating of the interest accrued on the residual receivable.

27. Trade payables - €150 million

Millions of euro	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Trade payables:			
- due to third parties	83	105	(22)
- due to Group companies	67	59	8
Total	150	164	(14)

"Trade payables" mainly include payables for the supply of services and other activities performed in 2016, and comprise payables due to third parties of €83 million (€105 million at December 31, 2015) and payables due to Group companies of €67 million (€59 million at December 31, 2015).

Trade payables due to subsidiaries at December 31, 2016, break down as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Subsidiaries			
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	1	1	-
Enel Servizio Elettrico SpA	1	1	-
Enel Trade SpA	1	1	-
Enel Italia Srl	41	36	5
Enel Iberoamérica SL	10	8	2
Enel Factor SpA	1	2	(1)
Endesa SA	2	1	1
Enel Russia PJSC	3	4	(1)
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	-	-
Other	6	4	2
Total	67	59	8

Trade payables break down by geographical area as follows..

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Suppliers			
Italy	119	132	(13)
EU	20	18	2
Non-EU Europe	7	10	(3)
Other	4	4	-
Total	150	164	(14)

28. Other current financial liabilities - €550 million

"Other current financial liabilities" mainly regard interest expense accrued on debt outstanding at end-year.

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Deferred financial liabilities	31.2.1	501	584	(83)
Other items	31.2.1	49	59	(10)
Total		550	643	(93)

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, 2016 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 - €13,839 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, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Long-term borrowings	23	13,664	14,503	(839)
Short-term borrowings	23	6,184	4,914	1,270
Current portion of long-term borrowings	23	973	3,062	(2,089)
Non-current financial assets included in debt	15.1	32	77	(45)
Current financial assets included in debt	19.1	3,912	3,052	860
Cash and cash equivalents	21	3,038	5,925	(2,887)
Total		13,839	13,425	414

Pursuant to the CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial position at December 31, 2016, reconciled with net financial debt as reported in the report on operations.

Millions of euro					
	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2015		Change
		of which with related parties		of which with related parties	
Bank and post office deposits	3,038		5,925		(2,887)
Liquidity	3,038		5,925		(2,887)
Current financial receivables	3,912	2,894	3,052	2,958	860
Short-term bank debt	(809)		(2)		(807)
Short-term portion of long-term bank debt	(973)		(3,062)		2,089
Other short-term financial payables	(5,375)	(4,268)	(4,912)	(3,243)	(463)
Short-term financial debt	(7,157)		(7,976)		819
Net short-term financial position	(207)		1,001		(1,208)
Bonds	(12,414)		(14,503)		2,089
Long-term borrowings	(13,664)		(14,503)		839
Long-term financial position	(13,664)		(14,503)		839
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB instructions	(13,871)		(13,502)		(369)
Long-term financial receivables	32	27	77	72	(45)
NET FINANCIAL DEBT	(13,839)		(13,425)		(414)

30. Other current liabilities - €1,694 million

Other current liabilities* mainly concern payables due to the tax authorities and to the Group companies participating in the consolidated IRES taxation mechanism, as well as the Group VAT system, as well as the liability due to shareholders for the interim dividend for 2016 approved on November 10, 2016 and paid as from January 25, 2017.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Tax payables	184	650	(466)
Payables due to Group companies	544	354	190
Payables due to employees, recreational/assistance associations	30	24	6
Payables due to social security institutions	12	11	1
Payables due to customers for security deposits and reimbursements	1	1	-
Other	923	6	917
Total	1,694	1,046	648

*"Tax payables" amounted to €184 million and essentially regard amounts due to tax authorities for consolidated IRES (€177 million). The decrease as compared with the previous year amounted to €466 million, essentially due to the decrease in the debtor position with tax authorities for consolidated IRES. "Payables due to Group companies" amounted to €544 million. They consist of €457 million in payables in respect of the IRES liability under the consolidated taxation mechanism (€233 million at December 31, 2015) and €86 million in respect of Group VAT (€121 million at December 31, 2015). The increase of €190 million essentially reflects developments in the debtor positions noted above. The item "other", equal to €923 million, includes €915 million for the liability due to shareholders for the interim dividend to be paid as from January 25, 2017 (€0.09 per share).

31. Financial instruments

31.1 Financial assets by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial assets provided by IAS 39, broken down into current and non-current financial assets, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Loans and receivables	31.1.1	53	107	7,514	9,611
Financial assets available for sale	31.1.2	1	1	-	-
Financial assets at fair value through profit or loss					
Derivative financial assets at FVTPL	33	1,691	1,668	480	299
Total		1,691	1,668	480	299
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	751	888	-	-
Fair value hedge derivatives	33	27	35	-	-
Total		778	923	-	-
TOTAL		2,523	2,699	7,994	9,910

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 Loans and receivables

The following table shows loans and receivables by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Cash and cash equivalents		-	-	3,038	5,925
Trade receivables		-	-	255	283
Financial receivables due from Group companies					
Receivables for assumption of share of financial debt	15.1	27	72	-	-
Receivables on intercompany current accounts		-	-	2,849	2,912
Current portion of receivables for assumption of loans	19.1	-	-	45	46
Other financial receivables		-	-	154	173
Total		27	72	3,048	3,131
Financial receivables due from others					
Current portion of long-term financial receivables		-	-	1	-
Cash collateral for margin agreements on OTC derivatives		-	-	1,012	86
Other financial receivables		26	35	160	186
Total		26	35	1,173	272
TOTAL		53	107	7,514	9,611

The primary changes compared with 2015 related to:

- > a decrease in "cash and cash equivalents" of €2,887 million, essentially attributable to the redemption and repurchase of a number of bonds and to the normal central treasury functions performed by Enel SpA;
- > a decrease in "financial receivables due from Group companies" totaling €128 million, largely reflecting the decrease in receivables on the intercompany current account held with Group companies (€63 million) and in the amount of the receivable for assuming financial debt as a result of the repayment of principal (€45 million);
- > an increase of "financial receivables due from others" totaling €892 million, mainly as a result of an increase in cash collateral paid to counterparties for OTC derivatives transactions on interest rates and exchange rates (€926 million).

31.1.2 Financial assets available for sale

Financial assets available for sale amounted to €1 million and are represented by the equity investment held by Enel SpA in Emittenti Titoli SpA. The investment is classified as an "equity investment in other entities" and is carried at cost. The value is unchanged with respect to 2015.

31.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liabilities provided by IAS 39, 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	Notes	Non-current		Current	
		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Financial liabilities measured at amortized cost	31.2.1	13,664	14,503	7,857	8,783
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	33	1,703	1,687	556	367
Total		1,703	1,687	556	367
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	1,379	1,030	-	-
Total		1,379	1,030	-	-
TOTAL		16,746	17,220	8,413	9,150

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	Notes	Non-current		Note	Current	
		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Long-term borrowings	23	13,664	14,503		973	3,062
Short-term borrowings		-	-	23	6,164	4,914
Trade payables		-	-	27	150	164
Other current financial liabilities		-	-	28	550	643
Total		13,664	14,503		7,857	8,783

Borrowings

Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) - €14,637 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 €973 million), amounted to €14,637 million at December 31, 2016.

The following table shows the nominal values, carrying amounts and fair values of long-term borrowings at December 31, 2016, 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, 2016					at Dec. 31, 2015					Change
Bonds:											
- fixed rate	11,584	11,502	908	10,594	13,117	14,693	14,586	1,999	12,587	17,001	(3,084)
- floating rate	1,888	1,885	65	1,820	1,858	2,966	2,979	1,063	1,916	2,931	(1,094)
Total	13,472	13,387	973	12,414	14,975	17,679	17,565	3,062	14,503	19,932	(4,178)
Bank borrowings:											
- fixed rate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- floating rate	50	50	-	50	50	-	-	-	-	-	50
Total	50	50	-	50	50	-	-	-	-	-	50
Loans from Group companies:											
- fixed rate	1,200	1,200	-	1,200	1,575	-	-	-	-	-	1,200
- floating rate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1,200	1,200	-	1,200	1,575	-	-	-	-	-	1,200
Total fixed-rate borrowings	12,784	12,702	908	11,794	14,692	14,693	14,586	1,999	12,587	17,001	(1,884)
Total floating-rate borrowings	1,938	1,935	65	1,870	1,908	2,966	2,979	1,063	1,916	2,931	(1,044)
TOTAL	14,722	14,637	973	13,664	16,600	17,679	17,565	3,062	14,503	19,932	(2,928)

The balance for bonds is reported net of €842 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, 2015	at Dec. 31, 2016			
Euro	13,691	11,113	11,153	4.9%	5.2%
US dollar	1,130	1,168	1,166	8.8%	9.2%
Pound sterling	2,744	2,356	2,383	6.5%	6.7%
Total non-euro currencies	3,874	3,524	3,569		
TOTAL	17,565	14,637	14,722		

The table below reports changes in the nominal value of long-term debt.

Millions of euro	Nominal value	Repayments	New borrowing	Other	Own bonds repurchased	Exchange differences	Nominal value
	at Dec. 31, 2015						at Dec. 31, 2016
Bonds	17,679	(3,064)	-	-	(784)	(359)	13,472
Bank borrowings	-	-	50	-	-	-	50
Loans from Group companies	-	-	-	1,200	-	-	1,200
Total	17,679	(3,064)	50	1,200	(784)	(359)	14,722

Compared with December 31, 2015, the nominal value of long-term debt decreased by €2,957 million, reflecting:

- > the redemption of bonds in the year totaling €3,064 million. More specifically, redemptions regarded €3,000 million in respect of two bonds, of which a fixed-rate €2,000 million note and a floating rate €1,000 million note, issued in 2010 as part of a pan-European offer of bonds for retail investors that matured on February 26, 2016, as well as €64 million in respect of four tranches of INA and ANIA bonds;
- > the repurchase of own bonds in the amount of €784 million. More specifically, the repurchase involved:
 - €750 million in respect of a non-binding voluntary offer initiated on January 14, 2016 and closed on January 20, 2016 concerning the cash repurchase of bonds issued by Enel with a view to optimizing the Company's liability structure through the active management of maturities and the cost of funds;
 - €34 million in respect of unlisted floating-rate bonds of the "Special series of bonds reserved for employees 1994-2019";
- > the recognition of exchange gains of €359 million;
- > new bank borrowings of €50 million;
- > the assignment of €1,200 million, as part of the partial, non-proportional demerger of Enel Green Power SpA to Enel SpA, of a liability represented by a long-term fixed-rate loan falling due on July 31, 2023, initially in respect of the subsidiary Enel Green Power International BV and then, after the demerger from Enel Green Power International BV, of assets and liabilities to Enel Finance International NV, in respect of the latter.

The table below reports the characteristics of the bank borrowing obtained in 2016.

New borrowings

Type of loan	Counterparty	Issue date	Amount financed (millions of euro)	Currency	Interest rate (%)	Type of interest rate	Due date
Bank borrowings	UniCredit SpA	20/07/2016	50	Euro	0.1%	Floating rate	15/07/2020
Total			50				

In 2016, a loan was obtained from UniCredit SpA in the maximum amount of €500 million, to be drawn in three tranches up to March 15, 2017, with a final due date of July 15, 2020 and drawn at December 31, 2016 in the amount of €50 million.

The main long-term borrowings of Enel SpA are governed by covenants that are commonly adopted in international business practice. These borrowings are represented by the bond issues carried out within the framework of the Global Medium-Term Notes program, issues of subordinated unconvertible hybrid bonds, the €9.4 billion Forward Start Facility Agreement agreed on February 8, 2013 by Enel SpA and Enel Finance International NV with a pool of banks and the loans granted by UniCredit SpA.

The main covenants in respect of the bond issues in the Global Medium-Term Notes program of Enel SpA and Enel Finance International NV 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 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 Forward Start 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.

In addition, following the partial, non-proportional demerger of Enel Green Power SpA ("EGP") to Enel SpA, as from the final moment of March 31, 2016, certain balance-sheet items and legal relationships of EGP were assigned to Enel SpA. The legal relationships included guarantees issued by EGP on behalf of Enel Green Power International BV and its subsidiaries in respect of commitments assumed in loan transactions. Those 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.

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.

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, 2016					at Dec. 31, 2015				
	Initial debt structure			Impact of hedging instruments	Debt structure after hedging	Initial debt structure			Impact of hedging instruments	Debt structure after hedging
	Carrying amount	Notional amount	%			Carrying amount	Notional amount	%		
Euro	11,113	11,153	75.8%	3,569	14,722	13,691	13,751	77.8%	3,928	17,679
US dollar	1,168	1,186	8.0%	(1,166)	-	1,130	1,148	6.5%	(1,148)	-
Pound sterling	2,356	2,383	16.2%	(2,383)	-	2,744	2,780	15.7%	(2,780)	-
Total	14,637	14,722	100.0%	-	14,722	17,565	17,679	100.0%	-	17,679

The following table shows the effect of the hedges of interest rate risk on the gross long-term debt outstanding at the reporting date.

Outstanding gross debt	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2015	
	Before hedging	After hedging	Before hedging	After hedging
%				
Floating rate	13.2%	17.7%	16.9%	20.6%
Fixed rate	86.8%	82.3%	83.1%	79.4%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Short-term borrowings - €6,184 million

The following table shows short-term borrowings at December 31, 2016, by nature.

Millions of euro	at Dec. 31,		
	2016	at Dec. 31, 2015	Change
Borrowings from non-Group counterparties			
Bank borrowings	808	-	808
Short-term bank borrowings (ordinary current account)	1	2	(1)
Cash collateral for CSAs on OTC derivatives received	1,107	1,669	(562)
Total	1,916	1,671	245
Borrowings from Group counterparties			
Short-term borrowings from Group companies (on intercompany current account)	4,268	3,243	1,025
Other short-term borrowings from Group companies	-	-	-
Total	4,268	3,243	1,025
TOTAL	6,184	4,914	1,270

Short-term borrowings amounted to €6,184 million, up €1,270 million over the previous year (€4,914 million in 2015), mainly due to:

- > the €808 million increase in liabilities to banks for short-term loans received;
- > the €562 million decrease in cash collateral received from counterparties for transactions in OTC derivatives on interest rates and exchange rates;
- > the €1,025 million increase in "short-term borrowings from Group companies" attributable to the deterioration 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 (€1,703 million) and current (€556 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:
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	impairment/reversal of impairment
Available for sale financial assets	6	1	
Loans and receivables	-	5	1
Financial liabilities measured at amortized cost	(510)	(1,229)	

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.

Enel's governance arrangements for financial risk envisage:

- > specific internal committees, formed of members of the Group's top management and chaired by the CEO, which are responsible for strategic policy-making and oversight of risk management;
- > the establishment of specific policies set at both the Group level and at the level of individual regions/countries/global business lines, which define the roles and responsibilities for those involved in managing, monitoring and controlling risks, ensuring the organizational separation of units involved in managing the Group's business and those responsible for managing risk;
- > the specification of operational limits at both the Group level and at the level of individual regions/countries/global business lines for the various types of risk. These limits are monitored periodically by the risk management units.

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 (including revolving credit facilities and loans from EU bodies), 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 2016, 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, 2016, is reported below, with specification of the notional amount of each class of instrument as calculated at the year-end exchange rates provided by the European Central Bank where denominated in currencies other than the euro.

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, 2016	at Dec. 31, 2015
Interest rate derivatives		
Interest rate swaps	22,377	21,163
Total	22,377	21,163

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 €22,377 million (€21,163 million at December 31, 2015), of which €1,329 million (unchanged on December 31, 2015) in respect of

hedges of the Company's share of debt, and €10,524 million (€9,917 million at December 31, 2015) in respect of hedges of the debt of Group companies with the market intermediated in the same notional amount with those companies.

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, 2016, 13.2% of gross long-term financial debt was floating rate (16.9% at December 31, 2015). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IAS 39, 82.3% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2016 (79.4% at December 31, 2015).

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, 2016					at Dec. 31, 2015				
	Basis points	Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
		Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating rate debt after hedging	25	7	(7)	-	-	5	(9)	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	7	(7)	-	-	7	(7)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	25	-	-	13	(13)	-	-	13	(13)
Fair value hedges	25	(5)	5	-	-	(7)	7	-	-

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). In the latter case, the strike rate and/or the spot rate may be determined as averages of the official fixings of the European Central Bank.

Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term fixed- or floating-rate liability in foreign currency into an equivalent floating- or fixed-rate liability in euros. In addition to having notional amounts 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, 2016 and December 31, 2015, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Foreign exchange derivatives		
Currency forwards:	5,399	11,388
- hedging exchange risk on commodities	4,507	7,239
- hedging future cash flows	196	4,138
- other currency forwards	696	11
Cross currency interest rate swaps	22,668	23,730
Total	28,067	35,118

More specifically, these include:

- > currency forward contracts with a total notional amount of €4,507 million (€7,239 million at December 31, 2015), of which €2,253 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 €196 million (€4,138 million at December 31, 2015), to hedge the exchange risk associated with other expected cash flows in currencies other than the euro, of which €98 million in market transactions;
- > currency forward contracts with a notional amount of €696 million (€11 million at December 31, 2015), to hedge the exchange rate risk on investment spending, of which €348 million in market transactions;
- > cross currency interest rate swaps with a notional amount of €22,668 million (€23,730 million at December 31, 2015), 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 24.2% of gross medium and long-term debt (22.2% at December 31, 2015) 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									
	Exchange rate	at Dec. 31, 2016				at Dec. 31, 2015			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
		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 fair value of derivatives designated as hedging instruments:									
Cash flow hedges	10%	-	-	(462)	564	-	-	(507)	629
Fair value hedges	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

32.3 Credit risk

Credit risk is represented by the possibility that a change in the creditworthiness of a counterparty in a financial transaction could impact the creditor position, in terms of insolvency (default risk) or changes in its market value (spread risk) such as to give rise to a loss. The Company is exposed to credit risk from its financial activities, including transactions in derivatives, deposits with banks and financial institutions, foreign exchange transactions and other financial instruments.

The sources of exposure to credit risk did not change with respect to the previous year.

The Company's management of 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.

At December 31, 2016, the exposure to credit risk, represented by the carrying amount of financial assets net of related provisions for impairment as well as derivatives with a positive fair value, net of any cash collateral held, amounted to €9,388 million (€10,909 million at December 31, 2015). Of the total, €4,277 million regard receivables in respect of Group companies and €3,038 million regard cash and cash equivalents.

Millions of euro					
	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2015		Change
		of which Group		of which Group	
Non-current financial receivables	27	27	72	72	(45)
Other non-current financial assets	5	-	5	-	-
Trade receivables	255	229	283	276	(28)
Current financial receivables	2,894	2,894	2,958	2,958	(64)
Other current financial assets	1,327	154	445	173	882
Financial derivatives	1,842	973	1,221	343	621
Cash and cash equivalents	3,038	-	5,925	-	(2,887)
Total	9,388	4,277	10,909	3,822	(1,521)

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, 2016 Enel SpA had a total of about €3,038 million in cash or cash equivalents (€5,925 million at December 31, 2015), and committed lines of credit amounting to €6,170 million (of which none had been drawn) maturing in more than one year (€5,720 million at December 31, 2015).

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the Company's financial liabilities based on contractual undiscounted payments.

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	-	908	3,073	3,922	3,599
- floating rate	-	65	563	385	872
Total	-	973	3,636	4,307	4,471
Bank borrowings					
- fixed rate	-	-	-	-	-
- floating rate	-	-	-	50	-
Total	-	-	-	50	-
Loans from Group companies					
- fixed rate	-	-	-	-	1,200
- floating rate	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	1,200
TOTAL	-	973	3,636	4,357	5,671

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, 2016
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				Related 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	554	-	554	-	(59)	495
- on exchange risk	2,395	-	2,395	-	(1,834)	561
Total derivative financial assets	2,949	-	2,949	-	(1,893)	1,056
TOTAL FINANCIAL ASSETS	2,949	-	2,949	-	(1,893)	1,056
FINANCIAL LIABILITIES						
Derivative financial liabilities:						
- on interest rate risk	(757)	-	(757)	-	597	(160)
- on exchange risk	(2,881)	-	(2,881)	-	1,201	(1,680)
Total derivative financial liabilities	(3,638)	-	(3,638)	-	1,798	(1,840)
TOTAL FINANCIAL LIABILITIES	(3,638)	-	(3,638)	-	1,798	(1,840)
TOTAL NET ASSETS/(LIABILITIES)	(689)	-	(689)	-	(95)	(784)

33. Derivatives and hedge accounting

The following tables report the notional amount and fair value of derivative financial assets and liabilities by type of hedge relationship and hedged risk, broken down into current and non-current derivative financial assets and liabilities.

The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are converted at the end-year exchange rates provided by the European Central Bank.

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value		Change	Notional amount		Fair value		Change
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	
Derivatives designated as hedging instruments:										
Cash flow hedges										
- on exchange risk	2,517	3,928	751	888	(137)	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges	2,517	3,928	751	888	(137)	-	-	-	-	-
Fair value hedges:										
- on interest rate risk	800	800	27	35	(8)	-	-	-	-	-
Total fair value hedges	800	800	27	35	(8)	-	-	-	-	-
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	10,497	9,822	527	413	114	27	96	1	2	(1)
- on exchange risk	7,860	9,474	1,164	1,255	(91)	3,718	5,342	479	297	182
Total derivatives at FVTPL	18,357	19,296	1,691	1,668	23	3,745	5,438	480	299	181
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL ASSETS	21,674	24,024	2,469	2,591	(122)	3,745	5,438	480	299	181

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value		Change	Notional amount		Fair value		Change
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	390	390	154	143	11	-	-	-	-	-
- on exchange risk	2,394	1,556	1,225	887	338	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges	2,784	1,946	1,379	1,030	349	-	-	-	-	-
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	10,535	9,860	530	419	111	127	195	74	67	7
- on exchange risk	7,860	9,475	1,173	1,268	(95)	3,718	5,343	482	300	182
Total derivatives at FVTPL	18,395	19,335	1,703	1,687	16	3,845	5,538	556	367	189
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL LIABILITIES	21,179	21,281	3,082	2,717	365	3,845	5,538	556	367	189

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, exchange risk, commodity risk, credit risk and equity risk when all the criteria provided for under IAS 39 are met.

Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, exchange risk, commodity risk, credit risk and equity risk when all the criteria provided for under IAS 39 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 analyzes, both at hedge inception and on an ongoing systematic basis, the effectiveness of hedges using prospective and retrospective tests in order to determine whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items.

Depending on the nature of the risks to which it is exposed, the Company designates derivatives as hedging instruments in one of the following hedge relationships.

- > cash flow hedge derivatives in respect of the risk of: i) changes in the cash flows associated with long-term floating-rate debt; ii) changes in the exchange rates associated with long-term debt denominated in a currency other than the currency of account or the functional currency in which the company holding the financial liability operates; iii) changes in the price of fuels and non-energy commodities denominated in a foreign currency;
- > fair value hedge derivatives involving the hedging of exposures to changes in the fair value of an asset, a liability or a firm commitment attributable to a specific risk;
- > derivatives hedging a net investment in a foreign operation (NIFO), involving the hedging of exposures to exchange rate volatility associated with investments in foreign entities.

For more details on the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Company is exposed, please see note 32 "Risk management".

Cash flow hedges

Cash flow hedges are used in order to hedge the Company's exposure to changes in future cash flows that are attributable to a particular risk associated with an asset, a liability or a highly probable transaction that could affect profit or loss.

The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges is recognized in other comprehensive income. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognized immediately in the income statement.

Amounts accumulated in equity are reclassified to profit or loss in the period when the hedged item affects profit or loss.

When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting but the hedged item has not expired or been cancelled, 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 profit or loss.

The Company currently uses these hedge relationships to minimize the volatility of profit or loss.

Fair value hedges

Fair value hedges are used to protect the Company against exposures to adverse 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 is ineffective or 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 makes use of such hedge relationships to seize opportunities associated with general developments in the yield curve.

Hedge of a Net Investment in a Foreign Operation (NIFO)

Hedges of net investments in foreign operations, with a functional currency other than the euro, are hedges of the impact of changes in exchange rates in respect of investments in foreign entities. The hedge instrument is a liability denominated in the same currency as the investment. The foreign exchange differences of the hedged item and the hedge are accumulated each year in equity until the disposal of the investment, at which time the foreign exchange differences are transferred to profit or loss.

The Company does not currently hold any hedges of net investments in a foreign operation.

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, 2016 and December 31, 2015, 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, 2016		at Dec. 31, 2015	
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	(154)	390	(143)	390
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings	27	800	35	800
Total		(127)	1,190	(108)	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. More specifically, fair value hedge derivatives relate to the issue of an unconvertible hybrid bond denominated in euros in 2013, hedged in the amount of €800 million, while the cash flow hedge derivatives 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, 2016 and December 31, 2015, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Cash flow hedge derivatives	-	-	-	-	390	390	(154)	(143)
Interest rate swaps	-	-	-	-	390	390	(154)	(143)
Fair value hedge derivatives	800	800	27	35	-	-	-	-
Interest rate swaps	800	800	27	35	-	-	-	-
TOTAL INTEREST RATE DERIVATIVES	800	800	27	35	390	390	(154)	(143)

The notional amount of the interest rate swaps at December 31, 2016, came to €1,190 million (€1,190 million at December 31, 2015) with a corresponding negative fair value of €127 million (negative €108 million at December 31, 2015).

The deterioration in the fair value of derivatives compared with the previous year is mainly attributable to the general decline in the yield curve over the course of 2016.

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, 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Beyond
Positive fair value	-	-	-	-	-	-	-
Negative fair value	(154)	(15)	(14)	(14)	(14)	(13)	(97)

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	2016	2015
Opening balance at January 1	(87)	(93)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	-	-
Changes in fair value recognized in profit or loss - recycling	(23)	6
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-	-
Closing balance at December 31	(110)	(87)

Fair value hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from fair value hedge derivatives:

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Fair value hedge derivatives	at Dec. 31, 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Beyond
Positive fair value	27	14	14	32	-	-	-
Negative fair value	-	-	-	-	-	-	-

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, 2016 and December 31, 2015, 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, 2016		at Dec. 31, 2015	
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Fixed-rate borrowings	(474)	4,911	1	5,484
Total		(474)	4,911	1	5,484

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.

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives on exchange risk as at December 31, 2016 and December 31, 2015, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Cash flow hedge derivatives	2,517	3,928	751	888	2,394	1,556	(1,225)	(887)
Forwards	-	-	-	-	-	-	-	-
Options	-	-	-	-	-	-	-	-
Cross currency interest rate swaps	2,517	3,928	751	888	2,394	1,556	(1,225)	(887)
TOTAL FOREIGN EXCHANGE DERIVATIVES	2,517	3,928	751	888	2,394	1,556	(1,225)	(887)

The notional amount of the cross current interest rate swaps at December 31, 2016 came to €4,811 million (€5,484 million at December 31, 2015) with a corresponding negative fair value of €474 million (positive €1 million at December 31, 2015).

In 2016 no hedges of exchange risk expired and no new hedges were established. Accordingly, 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 the depreciation of the euro 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, 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Beyond
Positive fair value	751	99	98	100	62	61	685
Negative fair value	(1,225)	(71)	(70)	(222)	(36)	(55)	(683)

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		
	2016	2015
Opening balance at January 1	(208)	(310)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	-	-
Changes in fair value recognized in profit or loss - recycling	(118)	102
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-	-
Closing balance at December 31	(326)	(208)

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, 2016 and December 31, 2015:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015
Derivatives at FVTPL on interest rates	10,524	9,918	527	415	10,663	10,055	(604)	(486)
Interest rate swaps	10,524	9,918	527	415	10,663	10,055	(604)	(486)
Derivatives at FVTPL on exchange rates	11,577	14,817	1,644	1,552	11,577	14,817	(1,656)	(1,568)
Forwards	2,699	5,694	158	308	2,699	5,694	(158)	(311)
Cross currency interest rate swaps	8,878	9,123	1,486	1,244	8,878	9,123	(1,498)	(1,257)
TOTAL DERIVATIVES AT FVTPL	22,101	24,735	2,171	1,967	22,240	24,872	(2,260)	(2,054)

At December 31, 2016, the notional amount of derivatives at fair value through profit or loss on interest rates and foreign exchange rates came to €44,341 million (€49,607 million at December 31, 2015) corresponding to a negative fair value of €88 million (negative €87 million at December 31, 2015).

The decrease compared with the previous year in the notional amount of derivatives at fair value through profit or loss reflects €6,480 million from a decline in forex operations, slightly offset by an increase of €1,214 million in the notional amount of interest rate swaps.

Interest rate swaps at the end of the year refer primarily to hedges of the debt of the Group companies with the market and intermediated in the same notional amount with those companies in the amount of €10,524 million.

The overall increase in the notional amount of interest rate swaps (€1,214 million) compared with the previous year is attributable to new transactions closed as part of the pre-hedge strategy for future bond issues in 2019-2020 designed to set the cost of future funding in advance. Compared with December 31, 2015, the overall change in the fair value (a negative €6 million) is largely connected with the general decline in the yield curve over the course of the year.

Forward contracts, with a notional amount of €2,699 million (€5,694 million at December 31, 2015), 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).

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 €8,878 million (€9,123 million at December 31, 2016), 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 change in the notional amount and the fair value of the cross currency interest rate swaps is mainly due to developments in the exchange rate of the euro with 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 European Central Bank. 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 exchange rate provided by the European Central Bank.

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, 2016	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2016	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on exchange risk	33	751	-	751	-	-	-	-	-
Total		751	-	751	-	-	-	-	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rate risk	33	27	-	27	-	-	-	-	-
Total		27	-	27	-	-	-	-	-
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	527	-	527	-	1	-	1	-
- on exchange risk	33	1,164	-	1,164	-	479	-	479	-
- on commodity risk		-	-	-	-	-	-	-	-
Total		1,691	-	1,691	-	480	-	480	-
TOTAL		2,469	-	2,469	-	480	-	480	-

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, 2016	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2016	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk	33	154	-	154	-	-	-	-	-
- on exchange risk	33	1,225	-	1,225	-	-	-	-	-
Total		1,379	-	1,379	-	-	-	-	-
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	530	-	530	-	74	-	74	-
- on exchange risk	33	1,173	-	1,173	-	482	-	482	-
Total		1,703	-	1,703	-	556	-	556	-
TOTAL		3,082	-	3,082	-	556	-	556	-

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, 2016	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	31.2.1	13,117	13,117	-	-
- floating rate	31.2.1	1,858	587	1,271	-
Total		14,975	13,704	1,271	-
Bank borrowings:					
- fixed rate		-	-	-	-
- floating rate	31.2.1	50	-	50	-
Total		50	-	50	-
Loans from Group companies:					
- fixed rate	31.2.1	1,575	-	1,575	-
- floating rate		-	-	-	-
Total		1,575	-	1,575	-
TOTAL		16,600	13,704	2,896	-

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 <https://www.enel.com/en/investors/a201608-transactions-with-related-parties.html>) 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 2016, 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

2016

Millions of euro	Receivables at Dec. 31, 2016	Payables at Dec. 31, 2016	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
			2016	2016	2016	2016
Subsidiaries						
Central Generadora Termeléctrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	1
Enel Generación Perú SAA	5	-	-	-	-	3
Enel Distribución Perú SAA	6	-	-	-	-	3
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	13	-	-	-	-	7
Endesa Distribución Eléctrica SL	36	1	-	-	-	18
Endesa Generación SA	20	1	-	1	-	17
Enel Latinoamérica SA	-	1	-	1	-	-
Endesa SA	-	2	-	1	-	1
e-distributiv Banat SA	3	-	-	-	-	2
e-distributiv Dobrogea SA	2	-	-	-	-	1
e-distributiv Muntenia SA	6	-	-	-	-	3
e-distribuzione SpA	132	263	-	-	-	53
Enel Energia SpA	120	37	-	-	-	16
Enel Iberoamérica SL	2	10	-	10	-	1
Enel Green Power SpA	16	15	-	-	-	20
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	-	12	-	-	-	-
Enel Russia PJSC	17	3	-	1	-	5
Enel Produzione SpA	67	186	-	-	-	24
Enel Romania Srl	5	-	-	-	-	1
Enel Italia Srl	61	55	-	64	-	10
Enel Servizio Elettrico SpA	51	20	-	-	-	4
Enel Sole Srl	4	5	-	-	-	1
Enel Trade SpA	57	2	-	-	-	3
Enel Factor SpA	1	2	-	-	-	-
Enel.si Srl	-	1	-	-	-	-
Endesa Energía SA	5	-	-	-	-	1
Enel Américas SA	4	-	-	-	-	1
Gas y Electricidad Generación SAU	3	-	-	-	-	2
RusEnergosbyl LLC	1	-	-	-	-	-
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	1
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	5	-	-	-	-	4
3Sun Srl	-	28	-	-	-	-
Total	662	645	-	78	-	204
Other related parties						
GSE	1	-	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	-	-	-	-	-	1
Total	1	-	-	-	-	1
TOTAL	663	645	-	78	-	205

2015

Millions of euro	Receivables at Dec. 31, 2015	Payables at Dec. 31, 2015	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
			2015		2015	
Subsidiaries						
Central Generadora Termoelectrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	1
Edecol SA	2	-	-	-	-	2
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	3	-	-	-	-	2
Enel Brasil SA	15	-	-	-	-	15
Endesa Distribución Eléctrica SL	19	1	-	1	-	8
Endesa Generación SA	3	-	-	-	-	5
Enel Latinoamérica SA	-	-	-	1	-	-
Endesa SA	-	1	-	3	-	-
Enel Distributie Bariut SA	1	-	-	-	-	1
Enel Distributie Dobrogea SA	1	-	-	-	-	1
Enel Distributie Muntenia SA	3	-	-	-	-	2
Enel Distribuzione SpA	361	167	-	-	-	45
Enel Energia SpA	102	26	-	-	-	7
Enel Iberoamérica SL	1	8	-	9	-	1
Enel France Sas	2	1	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	17	115	-	-	-	16
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	2	8	-	-	-	1
Enel Russia PJSC	18	4	-	-	-	7
Enel Produzione SpA	132	153	-	-	-	23
Enel Romania Srl	4	-	-	-	-	1
Enel Italia Srl	84	64	-	58	-	80
Enel Servizio Elettrico SpA	57	13	-	-	-	4
Enel Sole Srl	2	3	-	1	-	1
Enel Trade SpA	5	85	-	-	-	4
Enel Factor SpA	-	2	-	-	-	-
Enel Insurance NV	1	-	-	-	-	-
Enel.si Srl	1	2	-	-	-	-
Enelpower SpA	-	3	-	-	-	-
Endesa Energia SA	4	-	-	-	-	4
Enersis SA	3	-	-	-	-	2
Gas y Electricidad Generación SAU	1	-	-	-	-	2
Nuove Energie Srl	-	1	-	-	-	-
Slovenské elektrárne AS	16	-	-	-	-	7
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	-	-	-	-	1
Total	863	656	-	73	-	243
Other related parties						
GSE	1	-	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	-	-	-	-	-	1
Total	1	-	-	-	-	1
TOTAL	864	656	-	73	-	244

Financial relationships

2016

Millions of euro	Receivables	Payables	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2016			2016		
Subsidiaries						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	1,668	13	3,725	13	84	1,610
Enel Energia SpA	6	791	1,733	-	6	358
Enel Iberoamérica SL	1	1	54	-	1	550
Enel Finance International NV	733	3,207	23,131	178	1,068	-
Enel Green Power Chile Ltda	3	3	-	-	-	-
Enel Green Power International BV	-	-	-	96	18	-
Enel Green Power North America Inc.	-	-	53	-	-	-
Enel Green Power SpA	578	18	10,596	3	33	50
Enel Green Power Perú SA	5	-	-	-	6	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	19	-	30	-	-	-
Enel Investment Holding BV	-	2	2	-	-	-
Enel M&P Srl	1	-	1	-	-	-
Enel Produzione SpA	463	30	2,412	19	29	304
Enel Italia Srl	83	-	94	-	6	-
Enel Servizio Elettrico SpA	334	-	1,701	-	7	-
Enel Sole Srl	1	70	231	-	1	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	7	-	-	-
Enel Trade SpA	28	1,369	1,579	208	124	-
Enel Trade d.o.o.	-	-	1	-	-	-
Enel Factor SpA	91	-	-	2	3	3
Enel Newhydro Srl	-	16	1	-	-	-
Enel.si Srl	13	-	7	-	-	-
Enelpower SpA	-	37	1	-	-	-
Nuove Energie Srl	20	-	86	-	-	-
OpEn Fiber SpA	-	-	123	-	-	-
Enel Oil & Gas SpA	-	2	-	-	-	-
3Sun Srl	-	-	-	2	-	-
Total	4,047	5,561	45,568	521	1,386	2,875
Other related parties						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Total	-	-	-	-	-	1
TOTAL	4,047	5,561	45,568	521	1,386	2,876

2015

Millions of euro	Receivables	Payables	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2015			2015		
Subsidiaries						
Enel Distribuzione SpA	165	890	3,719	2	48	1,245
Enel Energia SpA	9	395	1,087	-	10	159
Enel Iberoamérica SL	1	-	-	-	1	500
Enel Finance International NV	1,459	2,432	21,846	1,533	48	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	-	1	2	-
Enel Green Power International BV	107	-	-	-	13	-
Enel Green Power Mexico S de RL de Cv	-	3	-	-	2	-
Enel Green Power North America Inc.	-	-	51	1	2	-
Enel Green Power SpA	331	7	1,804	67	132	109
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	1	3	33	1	2	-
Enel Investment Holding BV	1	87	376	-	1	-
Enel Longanesi Developments Srl	28	-	2	-	-	-
Enel M&P Srl	1	-	1	-	-	-
Enel Produzione SpA	119	648	2,415	145	36	-
Enel Italia Srl	101	84	73	-	6	9
Enel Servizio Elettrico SpA	1,017	-	1,798	-	8	-
Enel Sole Srl	17	-	110	-	1	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	8	-	-	-
Enel Trade SpA	47	364	1,560	497	347	-
Enel Factor SpA	123	2	-	2	2	-
Enel Newhydro Srl	-	15	1	-	-	-
Enel.si Srl	4	-	36	-	-	-
Enelpower SpA	-	36	1	-	-	-
Marcinelle Energie SA	-	-	8	-	-	-
Nuove Energie Srl	13	-	86	-	-	-
Enel Oil & Gas SpA	-	2	-	-	-	-
Total	3,544	4,968	35,015	2,249	661	2,022
Other related parties						
Emittenti Titoli SpA	-	-	-	-	-	1
CEGI SpA	-	-	-	-	-	1
Total	-	-	-	-	-	2
TOTAL	3,544	4,968	35,015	2,249	661	2,024

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, 2016			at Dec. 31, 2015		
Assets						
Derivatives - non-current	2,469	953	38.6%	2,591	317	12.2%
Other non-current financial assets	53	27	50.9%	107	71	66.4%
Other non-current assets	188	154	81.9%	409	164	40.1%
Trade receivables	255	248	97.3%	283	278	98.2%
Derivatives - current	490	19	4.0%	299	26	8.7%
Other current financial assets	4,221	3,048	72.2%	3,403	3,130	92.0%
Other current assets	299	261	87.3%	460	422	91.7%
Liabilities						
Long-term borrowings	13,664	1,200	8.8%	14,503	-	-
Derivatives - non-current	3,082	747	24.2%	2,717	1,385	50.2%
Other non-current liabilities	36	33	91.7%	243	243	100.0%
Short-term borrowings	6,184	4,268	69.0%	4,914	3,243	66.0%
Trade payables	150	68	45.3%	164	59	36.0%
Derivatives - current	556	464	83.5%	367	276	75.2%
Other current financial liabilities	550	82	14.9%	643	84	13.1%
Other current liabilities	1,694	544	32.1%	1,046	354	33.8%

Impact on income statement

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2016			2015		
Revenue	207	205	99.0%	245	244	99.6%
Services and other operating expenses	335	78	23.3%	399	73	18.3%
Income from equity investments	2,862	2,878	99.8%	2,024	2,024	100.0%
Financial income on derivatives	2,787	1,239	44.5%	3,358	500	14.9%
Other financial income	556	147	26.4%	177	161	91.0%
Financial expense on derivatives	3,127	467	14.9%	3,024	2,248	74.3%
Other financial expense	979	54	5.5%	1,243	1	0.1%

Impact on cash flows

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2016			2015		
Cash flows from operating activities	2,511	(1,173)	-46.7%	1,062	1,092	102.8%
Cash flows from investing/disinvesting activities	(409)	(409)	100.0%	(550)	(559)	99.8%
Cash flows from financing activities	(4,989)	1,455	-29.2%	(1,549)	29	-1.9%

36. Contractual commitments and guarantees

Millions of euro

	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2015	Change
Sureties and guarantees given:			
- third parties	347	376	(29)
- subsidiaries	45,568	35,015	10,553
Total	45,915	35,391	10,524

Sureties granted to third parties regard guarantees issued by the Parent Company as part of the disposal to third parties of assets owned by Enel SpA or in the interest of its subsidiaries and they essentially regard the sale of real estate assets (€346 million). The guarantee is meant to ensure the performance of contractual obligations, specifically payments due and the commitment to renew at least 50% of the long-term lease agreements for six years.

Other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries include:

- > €21,003 million issued on behalf of Enel Finance International securing bonds denominated in dollars, pounds, euros and yen as part of the €35 billion Global Medium-Term Notes program;
- > €9,397 million issued on behalf of various companies controlled by Enel Green Power, mainly acquired in Group reorganization operations;
- > €2,810 million issued to the European Investment Bank (EIB) for loans granted to e-distribuzione, Enel Produzione, Enel Green Power and Enel Sole;
- > €1,997 issued to the tax authorities in respect of participation in the Group VAT procedure on behalf of Enel Newhydro, Enel Trade, Enel Produzione, Enel power, Enel Servizio Elettrico, Nuove Energie, Enel Ingegneria e Ricerca, Enel M@p, Enel.si, Enel Green Power Enel Sole and Energy Hydro Piave;
- > €2,127 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 Enel Servizio Elettrico for obligations under the electricity purchase contract;
- > €669 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);
- > €524 million issued to Terna on behalf of e-distribuzione, Enel Trade, Enel Produzione, Enel Green Power and Enel Energia in respect of agreements for electricity transmission services;
- > €347 million issued to Snam Rete Gas on behalf of Enel Trade for gas transport capacity;
- > €330 million as counter-guarantees in favor of the banks that guaranteed the Energy Markets Operator on behalf of Enel Trade and Enel Produzione;
- > €80 million issued to RWE Supply & Trading GmbH on behalf of Enel Trade for electricity purchases;
- > €50 million issued to E.ON on behalf of Enel Trade for trading on the electricity market;
- > €32 million issued to Wingas GmbH & CO.KG on behalf of Enel Trade for the supply of gas;
- > €3,645 million issued to various beneficiaries as part of financial support activities by the Parent Company on behalf of subsidiaries.

Compared with December 31, 2015, the increase in other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries mainly reflects the effects of the corporate finance transactions involving the Enel Green Power Group, which included the transfer to Enel SpA of a number of guarantees issued by Enel Green Power SpA on behalf of its subsidiaries.

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 liabilities and assets

Please see note 49 to the consolidated financial statements for information on contingent liabilities and asset.

38. Events after the reporting date

Please see note 50 to the consolidated financial statements for information on events after the reporting date.

39. Fees of audit firm pursuant to Article 149-duodecies of the CONSOB "Issuers Regulation"

Fees paid in 2016 by Enel SpA and its subsidiaries to the audit firm and entities belonging to its network for services are summarized in the following table, pursuant to the provisions of Article 149-duodecies of the CONSOB "Issuers Regulation".

Type of service	Entity providing the service	Fees (millions of euro)
Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- EY SpA	0.4
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	-
Certification services	of which:	
	- EY SpA	0.5
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	-
Other services	of which:	
	- EY SpA	-
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	-
Total		0.9
Enel SpA subsidiaries		
Auditing	of which:	
	- EY SpA	2.1
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	14.1
Certification services	of which:	
	- EY SpA	1.3
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	1.8
Other services	of which:	
	- EY SpA	-
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	0.7
Total		20.0
TOTAL		20.9

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50「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・ロマーニャ州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。

2011年8月に、ロヴィゴ(Rovigo)検察局は、エネル及びエネル・プロデュツィオーネの多くの取締役、元取締役、役員、元役員及び従業員に対し、ポルト・トッレ発電所からの排出の嫌疑に関連した災害を防ぐための予防措置の採用を故意に怠ったことについて公判に応じるよう求めた。その後、検察は故意に災害を発生させたとして起訴した。2012年において、ロヴィゴの予審判事は、ロヴィゴ検察局の要求を承諾し、双方の違反行為について、被告人全ての審理を行うことが言い渡された。環境省、厚生省、並びにエミリア・ロマーニャ州及びヴェネト州の地方当局を主とするその他の機関は、その代理機関とともに、被害者として本件に加わり、責任当事者としてエネル又はエネル・プロデュツィオーネに言及することなく、上記個人に対して不特定の損害賠償を求めた。証拠は、2013年中に提出された。当該年中、前述した合意の一部として、多くの公共団体は訴訟を取り下げた。2014年3月31日の審理において、裁判官全員出席の上で第一審判決が出され、予防的安全措置の採用を故意に怠ったとされた被告人全てが無罪となった。裁判所はまた、(実際の災害発生時に発生する悪化した状況を認めよとの要求は承認しなかったものの、)エネル・エスピーエーの元最高経営責任者2名を除く、災害を故意に発生させたとされた被告人全てに無罪判決を出した。元最高経営責任者は、別個の民事訴訟において、合計410,000ユーロの仮決定額及び係争中の残りの民間当事者の訴訟費用の支払とともに、不特定の損害賠償の支払を命じられた。2014年9月末、全裁判に対する判決が下された。同判決に対しては、2014年11月初旬、元最高経営責任者2名及び検察が上訴した。さらに、()2014年までその役職にあった最高経営責任者(無罪判決を受けているものの、検察による上訴理由の否定及び第一審判決よりも広範な無罪判決を求めるため)、()当初は不参加であった2つの地方自治体、()2つの省庁(環境省及び保健省)、及び()イタリア・ノストラ協会が後に上訴した。ペニス上訴裁判所における二審の訴訟手続は、「犯罪に関与していない」との理由で、全ての被告に無罪判決を言い渡して、2017年1月18日に完了した。

ブリンディジ・スト火力発電所 - 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・スト(Brindisi Sud)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、()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、()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、()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、()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、()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。

また、レッジョ・カラブリア(Reggio Calabria)裁判所及びビーボ・バレンティア(Vibo Valentia)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。ビーボ・バレンティア裁判所における訴訟手続は、他の被告人が求めた最終証人の証言を審問するため、2017年5月4日まで延期された。

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・ディストリブツィオーネに有利な判決を下した。2016年12月31日現在、係争中の訴訟は、さらに上訴がされた結果約15,000件となった。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（カトリカ（Cattolica））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、カトリカが、ローマ裁判所に対し、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。同訴訟は、最終答弁の2018年2月23日まで停止している。

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、準備書面提出の時間を付与し、2017年7月4日まで申立ての審理の延期を求める相手方の申立てを棄却した。

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アンピエントを通して、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アンピエントは、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アンピエント・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、ピ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アンピエント・エスエイチピーケーに支払う必要が生じる金額の賠償金の支払をピ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。次回の審理は2018年11月14日に予定されている。

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。

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アンピエント・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アンピエントは、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。訴訟は現在も継続している。

その後、またBEGアンピエントの主導で、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「Saise Conservatoire de Créances」（債権の予備的差押命令）を受けた。

ニューヨーク州

2014年3月、アルバニアBEGアンピエント・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。訴訟は現在係争中であり、同裁判所は予備又はその他のいかなる措置も講じていない。2015年4月27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、本件をニューヨーク州裁判所から連邦裁判所に移管することを求めた。2016年3月10日付け判決において、連邦裁判所は、訴訟手続が進められるニューヨーク州裁判所に本件を移送した。エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーは、ニューヨーク州裁判所が管轄権を有していないとして、申立を棄却した判決に対して上訴した。審理は2017年2月14日に開催され、判決が待たれている。

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。

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。エネル及びエネルパワーは、2016年5月20日に申立てを行い、審理日の決定を待っている。

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、（ ）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、（ ）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（ ）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6月29日に、エネル及びエネルパワーは上訴を行った。かかる上訴は覆審の効力を持ち、オランダ裁判所は訴訟の全てを再審理する。したがって、エネル及びエネルパワーは完全に争うことができる。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。

当事者は、アムステルダム上訴裁判所が同裁判所で予備段階の現在進行中の2件の上訴手続の併合に関して判決を下すのを待っている。

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・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエ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日付けのアムステルダム裁判所の判決に上訴したが、同手続は、2016年2月9日付けのハーグ上訴裁判所の判決に関する大審院の手続の判決の結論が出るまで停止中である。

アイルランド及びルクセンブルグ

また、アルバニアBEGアンピエント・エスエイチピーケーは、アイルランド及びルクセンブルグにて、これら2国において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。アイルランドにおいて、同裁判所は、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。ルクセンブルグにおいて、アルバニアBEGアンピエント・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。ティラナ裁判所の判決を執行するための訴訟手続は現在進行中である。裁判所は、判決を下していない。

法令第231/2001号の違反

法人の管理責任に関する法令第231/2001号の違反を申し立てられた訴訟は係争中である。これはイー・ディストリブツィオーネが、事故防止措置の不作为で訴えられたものである。より具体的には、これは2008年におきたパレルモの下請会社の従業員の死亡事故についてのものであり、これについてイー・ディストリブツィオーネは過失致死に関する管理責任について起訴された。訴訟は継続中である。

CIEN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（Tractebel）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。係争額は、約118百万ブラジルレアル（約27百万ユーロ）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（Furnas）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121百万ユーロ）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も上訴しており、訴訟手続は継続中である。

シبران（Cibran）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（シبران）（Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran)）は、アンブラ・エネルギア・エ・セルヴィソス・エスエー（アンブラ）（Ampla Energia e Serviços, SA (Ampla)）に対して、ブラジルの供給会社の役務の中断によって被ったとする損失の損害賠償を求めて、複数の訴訟を提起した。同裁判所は、それらの訴訟のために統一された技術評価を命じたが、評価結果の一部はアンブラにとって不利なものだった。アンブラは、結果に異議を申し立て、新たな調査を求め、これにより、シبرانの申立ては棄却された。シبرانは、同判決に上訴し、判決はアンブラの勝訴であった。2016年12月16日、シبرانは、最高裁判所（Superior Tribunal de Justiça）に上訴（特別上訴（recurso especial））したが、これは認定のために現在審理中である。

2件の訴訟のみがこれまでに判決を下されているが、残りの訴訟の判決はまだ下されていない。全訴訟に関連する合計額は、約394百万ブラジルレアル（約102百万ユーロ）と推定されている。

最初の訴訟に関して、2014年9月、第一審の裁判所は、アンブラに対する判決を下し、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。アンブラは、同判決に上訴し、司法裁判所はこれを認める判決を下した。シブランは、同判決(特別上訴)に対して最高裁判所に上訴し、訴訟手続は継続中である。

2件目の訴訟に関して、2015年6月1日、裁判所は、アンブラに、非金銭的損害賠償80,000ブラジルレアル(約18,000ユーロ)(1件目よりも少ない。)及び金銭的損害賠償96,465,103ブラジルレアル(約22百万ユーロ)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、アンブラは、同判決に上訴し、訴訟手続は継続中である。

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・エスピーエー(以下「コエルチェ」という。)(Companhia Energética do Ceará SA (Coelce)) (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)(Cooperativa de Eletrificação Rural do V do Acarau Ltda (Coperva))による約179百万ブラジルレアル(約42百万ユーロ)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、コペルヴァは再抗告(Embargo de Aclaración)し、再抗告は2016年1月11日の判決において棄却され、その後、コペルヴァは、2016年2月3日、最高裁判所に非常上告を行った。訴訟手続は現在進行中である。

エル・キンボ(El Quimbo) - 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(Paso El Colegio))の閉鎖に関する損害賠償を主張している。告訴(acciones populares)又は集団訴訟(class action lawsuits)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(acciones populares)は、複数の漁業会社によって提起され、キンボ流域(Quimbo basin)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。この期間において、エムゲサは、これが実施した酸化システムが特定の酸素基準を達成することを立証しなければならない。

ニヴェル・デ・テンション・ウノ（Nivel de Tension Uno）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 Médico 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109百万ユーロ）である。

SAPE（旧エレクトリカ）仲裁手続 - ルーマニア

2007年6月11日、エネル・エスピーエーは、エレクトリカ・ムンテニア・スード（Electrica Muntenia Sud）（「EMS」）の民営化のためSCエレクトリカ・エスエーと民営化契約を締結した。本契約は、当該ルーマニア企業の67.5%をエネルに売却することを定めている。個別規則に従い、2008年9月、配電及び電力販売事業がエネル・ディストリビューティ・ムンテニア（「EDM」）及びエネル・エネルギー・ムンテニア（「EEM」）の2つの新会社に譲渡された。2009年12月、エネルは、当該2会社の全資本をエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ（「EIH」）に譲渡した。

2013年7月5日、エレクトリカは、EIH、EDM及びEEM（訴えの一部に限定）に、民営化契約の特別条項の違反を主張する損害賠償請求のためパリの国際商業会議所に仲裁申立書を提出したことを通知した。より具体的には、原告は、約800百万ユーロの違約金に加え、利息及び追加の不特定の損害賠償の支払を求めた。

2016年7月18日、仲裁委員会が全会一致でSAPEの要求を拒否するという判決が通知され、SAPEの要求は認められず、根拠がないとして、SAPEに仲裁費用を支払うよう命じた。2014年9月29日、SAPEは、エネル及びEIHに対して、民営化契約に含まれるプットオプションに関連して約500百万ユーロ（及びその利息）を求めて、パリの国際商業会議所にさらなる仲裁申立書を提出したことを通知した。かかるプットオプションは、イー・ディストリビューティ・ムンテニア及びエネル・エネルギー・ムンテニア持分13.57%を売却する権利をSAPEに与える。2017年2月3日付け判決において、仲裁委員会は、プットオプションに関する株式の購入価格を約400百万ユーロに設定した。同委員会は、約60百万ユーロにのぼる利息を求める申立てを退けた。

2016年4月20日に、SAPEは、配当金（及びその利息）の分配の不履行に関連して、エネル・エスピーエー及びEIH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・エネルギー・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。当該手続は予備段階にある。

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（「SE」）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（「VV」）（Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV)）によって管理され、かかる発電所の稼働及び維持管理は、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）（a management agreement (the VEG Operation Agreement)）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（PP0）（the Public Procurement Office (PP0)）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PP0は同判決に対して直ちに上訴した。

PP0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、VI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（PP0）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（「VIAC」）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。当事者は書面を交換し、審理は2017年2月2日に開催された。

SEが開始した仲裁手続と平行して、VV及び国家資産基金（現在はMHマナズメント）の両方が、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訴訟を提起し、現在係属中である。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。最後に、ブラチスラヴァ裁判所への別の訴訟手続において、VI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。訴訟手続は予備段階にあり、SEは、VVの請求の却下を要求している。

CIS及びインターポート・カンパーノ（Interporto Campano）

2009年12月4日及び2010年8月4日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（以下「EGP」という。）は、インターポート・カンパーノ（Interporto Campano）（以下「IC」という。）及びセントロ・イングロッソ・スヴィラッポ・カンパーニャ・ギアニ・ナピ・エスピーエー（Centro Ingrosso Sviluppo Campania Gianni Nappi SpA）（以下「CIS」という。）のそれぞれと、9年超の賃借契約及び太陽光発電所の建設及び運営のため、CIS及びインターポート・カンパーノとの間で、業務用倉庫の屋根上面の賃借契約を締結した。

2011年4月22日、発電所の建設中に、EGPの請負業者であるジェネラル・メンブラン・エスピーエー（General Membrane SpA）が設備を設置している、CISが所有する倉庫の1つで火災が発生した。2012年3月26日、設置作業は完了したが、CISが所有する別の倉庫で2件目の火災が発生した。これらの事象により、2件の仲裁訴訟を含む当事者間での一連の訴訟が起きた。

1件目の訴訟手続は、CIS及びEGPの損失の発生に共同過失があるという判決を下して終了し、EGPに対して、当初賠償金として認められていた賠償金額の半分に相当する約2.5百万ユーロを支払うよう命じた。EGPが被った損失に関して、仲裁委員会は、請負業者に責があり、EGPは後者に対して損害賠償を得るための措置を講じなくてはならないと判断した（ジェネラル・メンブランとの訴訟についての以下の注記を参照のこと。）。かかる判決は、両当事者により上訴された。

2 件目の訴訟手続は、2014年、CIS及びインターポート・カンパーノが、EGPに対して、賃借不動産及び9年超の賃貸借の停止、並びに約65百万ユーロ（そのうち約35百万ユーロは、太陽光発電所の取壊しに係る費用）と評価されるEGPの債務不履行に基づく損害賠償を求めて、開始された。EGPは、最初に調停委員会は管轄権を有さないという異議申立てをし（異なる義務に関する2つの個別契約に関して単独の委員会が訴訟手続を行うことは不可能であると主張した。）、原告の請求の却下を求め、約40百万ユーロの損害賠償を求めて原告に対する反訴を提起した。

2017年1月20日、EGP、CIS及びICは、EGPの太陽光発電プラント及びプラントが設置されたCISの倉庫に影響を及ぼした火災に関して生じた訴訟に関する全ての請求について和解する合意に達した。かかる和解は、当事者が遡及的請求を放棄することを規定し、CIS及びICに対する賃料支払を減額するとともに、EGPがCISに2.5百万ユーロを支払い、かつ2020年1月1日以降、CISでの1件目の火災の際にEGPが支払った賃料の前払金の残額をCISがEGPに返済することも規定している。かかる合意は、CIS及びICが開始した2件の仲裁手続の和解に関するものであり、損害賠償の支払及び太陽光発電プラントの撤収を求めている。

2件の火災の後、太陽光発電プラントの対象となる地域の下敷地の居住者が、2件の火災で被った損失に関する損害賠償を求めて、複数の訴訟を提起した。

かかる和解合意は、これらの付随する訴訟を消滅させない。

予防的行政訴訟及びチュカス（Chucas）仲裁

ビーエイチ・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（インスティテュート・コスタリセンス・デ・エレクトリシダッド（Instituto Costarricense de Electricidad））（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9百万ドルをチュカスに課した。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。

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。本手続は進行中であるが、期日の指定はまだ行われていない。

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（FCC Construcción America SA）及びエフシーシー・コンストラクション・エスエー（FCC Construcción SA）（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仲裁訴訟の判決を待つ間、保証はまだ徴収されていない。FCCは、2016年6月8日提出の請求の原因を記載した申立書において、約36百万ドルの支払及び工事完了期限の約200日の延長を求めた。チュカスは、自身の反訴状の提出により対応した。チュカスは、2016年10月7日、損害賠償請求の金額を38百万ドル以上とした答弁書を提出した。審理は、2017年8月の第1週に予定されていた。

ブラジルにおける税務訴訟

源泉徴収税 - アンブラ

1998年、アンブラ・エネルギア・エ・セルヴィソス・エスエーは、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（Coelce）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、アンブ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、アンブラ・エネルギア・エ・セルヴィソス・エスエーは残余FRN債務及び関連する権利並びに義務の譲渡を含む、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、アンブラに対して不利な判決を下したが、アンブラは裁判所に対し、ただちにその明確化を要求した。2013年10月15日、アンブラは、明確化の要求（以下「エンバルゴ・デ・デクララシオン」（Embargo de Declaración）という。）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、通常裁判所（以下「トリビュナル・デ・ジャスティシア」（Tribunal de Justicia）という。）において訴訟を継続した。

2016年12月31日現在において、係争額は約347百万ユーロであった。

ICMSの支払期限 - アンブラ

2002年、リオデジャネイロ州は、源泉徴収義務者が支払う商品及びサービスの流通税ICMS（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços）の支払期限を変更した（各月の10日、20日及び30日 - ベネディクタ法（Ley Benedicta））。流動性の問題のため、2002年9月から2005年2月まで、アンブラ・エネルギア・エ・セルヴィソスは、以前のシステム（翌月の5日目を支払期限とする。）に従ってICMSを支払い続けていた。非公式な協定があったにもかかわらず、ブラジルの税務当局は、ICMSの支払遅延（以下「ムルタ・デ・デモラ（multa de demora）」という。）についての判断を発表した。アンブラはかかる措置に対して、2004年から2006年までの間に認められたいくつかの執行免除の適用により、科されている罰金を支払う必要がないと主張して（最上級の行政裁判所に）申し立てた。2015年10月25日、アンブラは、ブラジル最高裁判所に判決（2015年10月2日に公表された。）を申し立てたが、ICMSの支払期限の変更は違憲ではない旨の判決が下された。その結果として、2016年、ブラジルの税務当局は、当該案件をアンブラの有利に和解して、訴訟を終了した。

ICMS - アンブラ及びコエルチェ

リオ・デ・ジャネイロ州及びセアラ州は、特定の固定資産の購入に関連するICMSの控除額に異議を申し立て、アンブラ・エネルギア・エ・セルヴィソス（Ampla Energia e Serviços）（1996年から1999年及び2007年から2014年の期間）並びにコンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ（Companhia Energética do Ceará）（2003年、2004年及び2006年から2011年の期間）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。行政手続の1つが、アンブラの一部勝訴の判決により終了し、税務当局への支払額は減少した。アンブラは、残りの部分について上訴した。

係争額は、2016年12月31日現在で、総額約71百万ユーロとなった。

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。

2014年12月2日、かかる会社は最初の判決に上訴し、会社方針は正しいと主張した。

2016年7月、本件は、第一審で税務当局の勝訴の判決が下された。エンデサ・ブラジルは、したがって、当該判決を行政裁判の第二審に上訴した。

2016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75百万ユーロである。

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、2016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2016年12月31日時点の連結財務諸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場合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）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。

（4）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。

（5）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。

（6）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。

(7) 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。

(8) 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。

(9) 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。

(10) 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免的な費用が、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。

(11) 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。

(12) 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 | 平成28年 6 月30日関東財務局長に提出 |
| 2 . 半期報告書 | 平成28年 9 月30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2015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2016年4月13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、2016年4月13日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー

マッシモ デリ パオリ
(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 13, 2016 with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2015 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 13, 2016

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Partner)

[次へ](#)

2010年1月27日政令第39条14項及び16項に基づく独立監査人の報告書 (イタリア語原文からの翻訳)

エネル・エスピーエー

株主各位

連結財務諸表についての報告書

我々は、エネル・グループの連結財務諸表、すなわち、2015年12月31日現在の連結財政状態計算書、同日をもって終了する連結損益計算書、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、ならびに重要な会計方針の要約及び注記について監査を行った。

連結財務諸表に対する経営者の責任

エネル・エスピーエーの経営者は、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2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、真実かつ公正な情報を提供するこれらの連結財務諸表を作成する責任がある。

監査人の責任

我々の責任は、我々が実施した監査に基づいてこれらの連結財務諸表について意見を表明することにある。我々は、2010年1月27日政令第39条11項3号に基づく国際監査基準（ISA イタリア）に準拠して監査を行った。

監査の基準は、我々に連結財務諸表に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るために、我々が倫理基準に準拠し監査計画を策定し、これに基づき監査を実施することを求めている。

監査は、連結財務諸表に記載されている金額及び開示についての監査証拠を入手するための手続を実施することを含んでいる。監査手続は、会計監査人の判断により選択されており、不正又は誤謬による連結財務諸表の重要な虚偽表示のリスクの評価を含んでいる。財務諸表監査の目的は、内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、我々は、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、会社の真実かつ公正な連結財務諸表の作成に関連する内部統制を検討する。また、監査には、経営者が適用した会計方針の適切性及び会計上の見積りの合理性の評価、そして全般的な連結財務諸表の表示の評価が含まれる。

我々は、我々が入手した監査証拠は、我々の監査意見の基礎を提供するために十分かつ適切であると信じている。

監査意見

我々の意見によれば、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2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、エネル・グループの2015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。

その他の法的、規制上の要件に関する報告

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連結財務諸表との間の整合性に対する意見

我々は監査基準SAイタリア n.720.Bにおいて求められる監査手続を、法的要件に準拠し、事業報告書及び1998年2月24日付政令第58条123-2項第4号により要求されているコーポレートガバナンスと株主構成の報告書の特定の情報と連結財務諸表との間の整合性に対して意見を表明するために行った。エネル・エスピーエーの経営者には、適用される法律及び規制に準拠した事業報告書並びに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。

我々の意見では、事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成の報告書に開示された情報は、エネル・グループの2015年12月31日現在の連結財務諸表と整合している。

ローマ市、2016年4月13日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー

(署名) : マッシモ デリ パオリ、パートナー

当該監査報告書は、外国の読者の便宜のために英語へ翻訳されたものである。

[前へ](#)

[次へ](#)

Enel S.p.A.
Consolidated financial statements as of December 31, 2015

**Independent auditors' report in accordance with articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39,
dated January 27, 2010**
(Translation from the original Italian text)

Independent auditors' report
in accordance with articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010
(Translation from the original Italian text)

To the Shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the consolidated financial statements

We have audited the accompanying consolidated financial statements of the Enel Group, which comprise the balance sheet as of December 31, 2015, the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of changes in shareholders' equity, and the statement of cash flow for the year then ended, and a summary of significant accounting policies and the notes to the financial statements.

Directors' responsibility for the consolidated financial statements

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of these consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union as well as with the regulations issued to implement art. 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Auditor's responsibility

Our responsibility is to express an opinion on these consolidated financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia) implemented in accordance with article 11, paragraph 3 of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010. Those standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the consolidated financial statements. The procedures selected depend on the auditor's professional judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation of the consolidated financial statements that give a true and fair view 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 entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by Directors, as well as evaluating the overall presentation of the consolidated financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Enel Group as of December 31, 2015, 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 article 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the consistency of the Report on Operations and of specific information of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure with the consolidated financial statements

We have performed the procedures required under audit standard SA Italia n. 720B in order to express an opinion, as required by law, on the consistency of the Report on Operations and of specific information of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4 of Legislative Decree n. 58, dated February 24, 1998, with the consolidated financial statements. 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 in accordance with the applicable laws and regulations. In our opinion the Report on Operations and the specific information of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure are consistent with the consolidated financial statements of the Enel Group as of December 31, 2015.

Rome, April 13, 2016

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Signed by: Massimo delli Paoli, 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2015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2016年4月13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、2016年4月13日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー

マッシモ デリ パオリ
(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 13, 2016 with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2015 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 13, 2016

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Partner)

[前へ](#)

[次へ](#)

2010年1月27日政令第39条14項及び16項に基づく独立監査人の報告書 (イタリア語原文からの翻訳)

エネル・エスピーエー

株主各位

財務諸表についての報告書

我々は、エネル・エスピーエーの事業年度の財務諸表、すなわち、2015年12月31日現在の財政状態計算書、同日をもって終了する損益計算書、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、ならびに重要な会計方針の要約及び注記について監査を行った。

財務諸表に対する経営者の責任

エネル・エスピーエーの経営者は、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2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、真実かつ公正な情報を提供するこれらの財務諸表を作成する責任がある。

監査人の責任

我々の責任は、我々が実施した監査に基づいてこれらの財務諸表について意見を表明することにある。我々は、2010年1月27日政令第39条11項3号に基づく国際監査基準（ISA イタリア）に準拠して監査を行った。

監査の基準は、我々に財務諸表に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るために、我々が倫理基準に準拠し監査計画を策定し、これに基づき監査を実施することを求めている。

監査は、財務諸表に記載されている金額及び開示についての監査証拠を入手するための手続を実施することを含んでいる。監査手続は、会計監査人の判断により選択されており、不正又は誤謬による財務諸表の重要な虚偽表示のリスクの評価を含んでいる。財務諸表監査の目的は、内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、我々は、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、会社の真実かつ公正な財務諸表の作成に関連する内部統制を検討する。また、監査には、経営者が適用した会計方針の適切性及び会計上の見積りの合理性の評価、そして全般的な財務諸表の表示の評価が含まれる。

我々は、我々が入手した監査証拠は、我々の監査意見の基礎を提供するために十分かつ適切であると信じている。

監査意見

我々の意見によれば、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2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、エネル・エスピーエーの2015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。

その他の法的、規制上の要件に関する報告

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財務諸表との間の整合性に対する意見

我々は監査基準SAイタリア n.720.Bにおいて求められる監査手続を、法的要件に準拠し、事業報告書及び1998年2月24日付政令第58条123-2項第4号により要求されているコーポレートガバナンスと株主構成の報告書の特定の情報と財務諸表との間の整合性に対して意見を表明するために行った。

エネル・エスピーエーの経営者には、適用される法律及び規制に準拠した事業報告書並びに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。

我々の意見では、事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成の報告書に開示された情報は、エネル・エスピーエーの2015年12月31日現在の財務諸表と整合している。

ローマ市、2016年4月13日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー

(署名) : マッシモ デリ パオリ、パートナー

当該監査報告書は、外国の読者の便宜のために英語へ翻訳されたものである。

[前へ](#) [次へ](#)

Enel S.p.A.
Financial statements as of December 31, 2015

**Independent auditors' report in accordance with articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39,
dated January 27, 2010**
(Translation from the original Italian text)

Independent auditors' report
in accordance with articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010
(Translation from the original Italian text)

To the Shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the financial statements

We have audited the accompanying financial statements of Enel S.p.A., which comprise the balance sheet as of December 31, 2015, the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of changes in shareholders' equity, the statement of cash flow for the year then ended, a summary of significant accounting policies and the notes to the separate financial statements.

Directors' responsibility for the financial statements

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of these financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union as well as with the regulations issued to implement art. 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Auditor's responsibility

Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia) implemented in accordance with article 11, paragraph 3 of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010. Those standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. The procedures selected depend on the auditor's professional judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation of the financial statements that give a true and fair view 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 entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by Directors, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion

In our opinion, the financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel S.p.A. as of December 31, 2015, 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 article 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the consistency of the Report on Operations and of specific information of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure with the financial statements

We have performed the procedures required under audit standard SA Italia n. 720B in order to express an opinion, as required by law, on the consistency of the Report on Operations and of specific information of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4 of Legislative Decree n. 58, dated February 24, 1998, with the financial statements. 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 in accordance with the applicable laws and regulations. In our opinion the Report on Operations and the specific information of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure are consistent with the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2015.

Rome, April 13, 2016

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Signed by: Massimo delli Paoli, 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2016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2017年4月11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、2017年4月11日

EY・エスピーエー

マッシモ デリ パオリ
(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 11, 2017 with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2016 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 11, 2017

EY S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Partner)

[次へ](#)

2010年1月27日政令第39条14項及び16項に基づく独立監査人の報告書 (イタリア語原文からの翻訳)

エネル・エスピーエー

株主各位

連結財務諸表についての報告書

我々は、エネル・グループの連結財務諸表、すなわち、2016年12月31日現在の連結財政状態計算書、同日をもって終了する連結損益計算書、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、ならびに重要な会計方針の要約及び注記について監査を行った。

連結財務諸表に対する経営者の責任

エネル・エスピーエーの経営者は、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2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、真実かつ公正な情報を提供するこれらの連結財務諸表を作成する責任がある。

監査人の責任

我々の責任は、我々が実施した監査に基づいてこれらの連結財務諸表について意見を表明することにある。我々は、2010年1月27日政令第39条11項に基づく国際監査基準（ISA イタリア）に準拠して監査を行った。

監査の基準は、我々に連結財務諸表に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るために、我々が倫理基準に準拠し監査計画を策定し、これに基づき監査を実施することを求めている。

監査は、連結財務諸表に記載されている金額及び開示についての監査証拠を入手するための手続を実施することを含んでいる。監査手続は、会計監査人の判断により選択されており、不正又は誤謬による連結財務諸表の重要な虚偽表示のリスクの評価を含んでいる。財務諸表監査の目的は、内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、我々は、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、会社の真実かつ公正な連結財務諸表の作成に関連する内部統制を検討する。また、監査には、経営者が適用した会計方針の適切性及び会計上の見積りの合理性の評価、そして全般的な連結財務報告書の表示の評価が含まれる。

我々は、我々が入手した監査証拠は、我々の監査意見の基礎を提供するために十分かつ適切であると信じている。

監査意見

我々の意見によれば、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2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、エネル・グループの2016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。

その他の法的、規制上の要件に関する報告

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連結財務諸表との間の整合性に対する意見

我々は監査基準（SAイタリア）n.720.Bにおいて求められる監査手続を、法的要件に準拠し、事業報告書及び1998年2月24日付政令第58条123-2項第4号により要求されているコーポレートガバナンスと株主構成の報告書の特定の情報と連結財務諸表との間の整合性に対して意見を表明するために行った。エネル・エスピーエーの経営者には、適用される法律及び規制に準拠した事業報告書並びに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。

我々の意見では、事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成の報告書に開示された情報は、エネル・グループの2016年12月31日現在の連結財務諸表と整合している。

ローマ市、2017年4月11日

EY・エスピーエー

（署名）：マッシモ デリ パオリ、パートナー

当該監査報告書は、外国の読者の便宜のために英語へ翻訳されたものである。

[前へ](#)

[次へ](#)

Enel S.p.A.

Consolidated financial statements as of December 31, 2016

**Independent auditor's report in accordance with articles 14 and 16
of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010**

(Translation from the original Italian text)

**Independent auditor's report
in accordance with articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010
(Translation from the original Italian text)**

To the Shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the consolidated financial statements

We have audited the accompanying consolidated financial statements of Enel Group, which comprise the balance sheet as of December 31, 2016, 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, a summary of significant accounting policies and the notes to the financial statements.

Directors' responsibility for the consolidated financial statements

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of these consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union as well as with the regulations issued to implement art. 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Auditor's responsibility

Our responsibility is to express an opinion on these consolidated financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia) implemented in accordance with article 11 of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010. Those standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the consolidated financial statements. The procedures selected depend on the auditor's professional judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation of the consolidated financial statements that give a true and fair view 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 entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by Directors, as well as evaluating the overall presentation of the consolidated financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel Group as of December 31, 2016, 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 article 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the consistency of the Report on operations and of specific information of the Report on corporate governance and ownership structure with the consolidated financial statements

We have performed the procedures required under audit standard (SA Italia) n. 720B in order to express an opinion, as required by law, on the consistency of the Report on operations and of specific information of the Report on corporate governance and ownership structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4 of Legislative Decree n. 58, dated February 24, 1998, with the consolidated financial statements. 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 in accordance with the applicable laws and regulations. In our opinion the Report on operations and the specific information of the Report on corporate governance and ownership structure are consistent with the consolidated financial statements of Enel Group as of December 31, 2016.

Rome, April 11, 2017

EY S.p.A.

Signed by: Massimo delli Paoli, 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2016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2017年4月11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、2017年4月11日

EY・エスピーエー

マッシモ デリ パオリ
(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 11, 2017 with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2016 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 11, 2017

EY S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Partner)

[前へ](#)

[次へ](#)

2010年1月27日政令第39条14項及び16項に基づく独立監査人の報告書 (イタリア語原文からの翻訳)

エネル・エスピーエー

株主各位

財務諸表についての報告書

我々は、エネル・エスピーエーの事業年度の財務諸表、すなわち、2016年12月31日現在の財政状態計算書、同日をもって終了する損益計算書、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、ならびに重要な会計方針の要約及び注記について監査を行った。

財務諸表に対する経営者の責任

エネル・エスピーエーの経営者は、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2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、真実かつ公正な情報を提供するこれらの財務諸表を作成する責任がある。

監査人の責任

我々の責任は、我々が実施した監査に基づいてこれらの財務諸表について意見を表明することにある。我々は、2010年1月27日政令第39条11項に基づく国際監査基準（ISA イタリア）に準拠して監査を行った。

監査の基準は、我々に財務諸表に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るために、我々が倫理基準に準拠し監査計画を策定し、これに基づき監査を実施することを求めている。

監査は、財務諸表に記載されている金額及び開示についての監査証拠を入手するための手続を実施することを含んでいる。監査手続は、会計監査人の判断により選択されており、不正又は誤謬による財務諸表の重要な虚偽表示のリスクの評価を含んでいる。財務諸表監査の目的は、内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、我々は、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、会社の真実かつ公正な財務諸表の作成に関連する内部統制を検討する。また、監査には、経営者が適用した会計方針の適切性及び会計上の見積りの合理性の評価、そして全般的な財務諸表の表示の評価が含まれる。

我々は、我々が入手した監査証拠は、我々の監査意見の基礎を提供するために十分かつ適切であると信じている。

監査意見

我々の意見によれば、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2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、エネル・エスピーエーの2016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。

その他の法的、規制上の要件に関する報告

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財務諸表との間の整合性に対する意見

我々は監査基準（SAイタリア）n.720.Bにおいて求められる監査手続を、法的要件に準拠し、事業報告書及び1998年2月24日付政令第58条123-2項第4号により要求されているコーポレートガバナンスと株主構成の報告書の特定の情報と財務諸表との間の整合性に対して意見を表明するために行った。

エネル・エスピーエーの経営者には、適用される法律及び規制に準拠した事業報告書並びに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。

我々の意見では、事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成の報告書に開示された情報は、エネル・エスピーエーの2016年12月31日現在の財務諸表と整合している。

ローマ市、2017年4月11日

EY・エスピーエー（署名）：マッシモ デリ パオリ、パートナー

当該監査報告書は、外国の読者の便宜のために英語へ翻訳されたものである。

[前へ](#)

[次へ](#)

Enel S.p.A.

Financial statements as of December 31, 2016

**Independent auditor's report in accordance with articles 14 and 16
of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010**

(Translation from the original Italian text)

**Independent auditor's report
in accordance with articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010
(Translation from the original Italian text)**

To the Shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the financial statements

We have audited the accompanying financial statements of Enel S.p.A., which comprise the balance sheet as of December 31, 2016, 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, a summary of significant accounting policies and the notes to the separate financial statements.

Directors' responsibility for the financial statements

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of these financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union as well as with the regulations issued to implement art. 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Auditor's responsibility

Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia) implemented in accordance with article 11 of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010. Those standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. The procedures selected depend on the auditor's professional judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation of the financial statements that give a true and fair view 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 entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by Directors, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion

In our opinion, the financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel S.p.A. as of December 31, 2016, 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 article 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the consistency of the Report on operations and of specific information of the Report on corporate governance and ownership structure with the financial statements

We have performed the procedures required under audit standard (SA Italia) n. 720B in order to express an opinion, as required by law, on the consistency of the Report on operations and of specific information of the Report on corporate governance and ownership structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4 of Legislative Decree n. 58, dated February 24, 1998, with the financial statements. 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 in accordance with the applicable laws and regulations. In our opinion the Report on operations and the specific information of the Report on corporate governance and ownership structure are consistent with the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2016.

Rome, April 11, 2017

EY S.p.A.

Signed by: Massimo delli Paoli, partner

This report has been translated into the English language solely for the convenience of international readers.

[前へ](#)