

【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28年6月30日

【事業年度】 自 平成27年1月1日 至 平成27年12月31日

【会社名】 エネル・エスピーエー
(ENEL S.p.A.)

【代表者の役職氏名】 フランチェスコ・ストラーチェ
(Francesco 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

【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

【縦覧に供する場所】 該当なし

(注) 1. (イ) 本書において、「ドル」、「\$」および「U.S.ドル」は米ドルを意味し、「リラ」、「lire」、「lira」および「Lit.」はイタリアンリラを意味し、「euro」または「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 = 123.04円（株式会社三菱東京UFJ銀行が発表した2016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（百万ユーロまたは千ユーロ）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、切上げまたは切捨てを行うことによる一定の調整をしたうえで、1ユーロ単位にしているものがある。しかしながら、日本円およ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。本文書中の「追求する」、「意図する」、「見積もる」、「計画する」、「企画する」、「目標とする」、「予想する」、「予定である」、「可能性がある」、「確信する」、「見込まれている」、「企図されている」等の用語および類似の表現は、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、不確実性およ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また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または改訂して公表する義務を負わない。これらのリスク、不確実性および仮定に照らし、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、意図または予想を実際に達成また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。当社の活動および業務の実際の成績が、かかる将来的な記述中の予想と著しく異ならないという保証はし得ない。かかる予想と異なる実際の成績をもたらし得る要素には、以下の事項をはじめ、「第一部 - 第3 - 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、エネルがリスクおよ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、およ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また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また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、および
- ・ 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し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・アジオニ（societa per azioni）」または「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また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、優先株式および貯蓄株式からなる。イタリア法にしたがい、無額面株式、連動株式また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、利益の分配およ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、または一定の条件に従って議決権のある株式は、エスピーエーの資本金総額の2分の1を超えてはならない。非上場会社は、保有者に複数議決権を永久付与する複数議決権付株式を発行することができる。かかる株式は、規制市場にその後上場する場合、維持されることができ、反対に、現在上場している会社はそれらを発行することはできない。上場会社はまた、長期保有者が議決権を増やせるロイヤルティ株式を発行することができる（1株式につき2議決権を上限とする。）。通常、エスピーエーの株主は、そのエスピーエーの資本金に拠出した額を超えて当該エスピーエーの債務について個人的責任を負わない。

エスピーエーの経営については、専ら取締役が責任を負い、会社の目的を達成するために必要なすべての行為を取締役が行う。イタリア民法（法令第6/2003号および法令第37/2004号により改正）によれば、エスピーエーは、3つの選択的な経営およ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、取締役会または単独取締役（経営を担当）および法定監査役会（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、これらはすべて株主総会で選任される。代替システム（いわゆる「一元型」または「ワン・ティア」システムおよびいわゆる「二元型」または「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、会社の経営および監査は、（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。）および監査取締役会（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。）およ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、専門性およ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。

取締役の員数および任期は定款により定められる。定款により、取締役の員数また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諸表の承認。
- (b) 取締役の選任および解任、法定監査役の選任なら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および法定監査役の報酬の決定ならびに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、ゼネラルマネージャーおよ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) 取締役およ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、およ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、財務諸表を承認するため、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諸表を作成することが法律により義務付けられている場合または当該会社の構造もしくは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、交替および権能なら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すべ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および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()適用ある法律およ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、内部統制ならびに管理運営およ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、ならびに()企業がその遵守を公表している規制市場の管理会社また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、内部監査および会社リスク管理の有効性、()年次および連結会計の監査、ならびに()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、連結財務諸表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、その定款および株主総会規則に規定されている。その要約およ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およ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

定時および臨時株主総会は、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、財務諸表を承認するため事業年度終了後120日以内また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、もしくはいかなる場合においても当社の構造およ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、法律の規定にしたがい、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、議題における全てまた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。当社および当社の子会社の従業員なら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および手続によって、株主協会が通信およ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すべ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、また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、定時および臨時株主総会の定足数および議決権の過半数（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) 取締役および取締役会

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. 選任および任期

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、株主およ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、当社ウェブサイトおよ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。

単独また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最初の選任のときから適用され、取締役会の最初の3回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。

各名簿とともに、立候補を受け入れ、自己の責任において、不適格性または兼職禁止の原因がない旨および当該役職に関して適用ある法律およ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、不適格性または兼職禁止事由が発生した場合、およ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、いまだ取締役が選任されていない候補者名簿また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いまだ取締役が選任されていない場合また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、すべての候補者は、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すべての候補者の人数が、選任されるべき取締役の人数を下回る場合には、残りの取締役は、下記d)に従って株主総会決議によって任命される。
- c) 選任の対象となる取締役を認定する目的において、候補者名簿において指名されている候補者で、獲得した投票数の割合が当該候補者名簿を提出するために必要な割合の半分に満たなかった者は、考慮に入れないものとする。

c-2) 決議および上記の手続後、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、従って、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、最多の票数を獲得した候補者名簿から選任された候補者に有利に行われる。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など、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また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、会長または（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、法定監査役会またはその構成員それぞれにより招集されることがある。

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

D. 定足数

取締役会の定足数は、議決権を有する現任取締役の過半数とする。

E. 議決権

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

F. 取締役会の権限

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

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

- a) 法律に規定される場合における、吸収合併および会社分割
- b) 支店の設立および閉鎖
- c) 当社の代表権を有する取締役の選任
- d) 1人また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、制限およ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また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、当社の従業員または第三者に特定の行為また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

当社を代表しまた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、当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および補欠監査役は、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また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、提示およ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およびジェンダー・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席およ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名の正規監査役および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。残りの正規監査役およ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日付法務省令第162号の第1章第1項の規定ならびに少数株主の代表の原則およびジェンダー・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) 会社財務および株式に関する事項

2016年6月15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、当社の財務諸表を作成する。

当社の株主は、当社取締役会が提案する中間配当また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およ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すべ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、保有および処分また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」および「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かかる源泉徴収税

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かか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、長期の遅延およ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したが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(または、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・ティートリ・エスピーエー（Monte Titoli S.p.A.）が運営する集中決済制度（イタリアにおいて現在認可されている唯一の制度である）を通じて普通株式が保有される場合、配当金に対する当社による源泉徴収税は適用されない。源泉徴収税の代わりに、代用税（インポスタ・ソスティトゥティーバ（imposta sostitutiva））が普通株式の非居住保有者に対する配当金分配に対して、源泉所得税と同率で適用される。代用税は、普通株式の預託を受け、かつ（直接に、またはモンテ・ティート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・ティートリの制度に参加している居住また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したがって低減された税率を適用するために、非居住者保有者がしたがうべき手続は、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および当該所得税条約の適用を受けるために必要なすべての条件が存在することおよ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、ならびに（ ）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さないとする証明書（かかる証明書は提出の翌年の3月31日まで効力を有する）。普通株式が非居住仲介機関に預託されている場合、かかる仲介機関はイタリアにおいて、次の者を財務代理人として任命しなければならない。すなわち、イタリアの居住者たる銀行もしくは投資サービス会社、非居住者たる銀行も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、または代用税の適用および管理に関するすべての義務を実行する、集中預託およ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かかる所得税

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

日本の個人または法人の所得が上記(1)の(a)および(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、相続税法およびその他の現行の関連法令に従い、その制限の範囲内で、当該個人また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・アジオリ）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 - 規制および料金問題 - イタリアの規制枠組み」および「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および変更

a) 修正

新たに適用された会計基準また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 21 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、年度末および2014年12月31日現在の業績およ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およ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

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、保有持分に関わらず、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／負債および費用／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、すべての業績および金融項目の修正をもたらすが、当グループの純利益また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、関連契約ならびに関連する権利およ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。

・遡及的効力を持つIAS第32号の新規定の2014年1月1日からの適用。

当該新規定は、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、子会社および共同支配企業に関する金融債権ならびにデリバティブおよ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およ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、貸借対照表およびキャッシュ・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および設備費を「原料および消耗品」から「サービスおよびその他原料」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日現在および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444百万ユーロおよび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2,285百万ユーロおよび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2,257百万ユーロおよび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2,535百万ユーロおよび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、かかる損益計算書および貸借対照表は、原料およびエネルギー購入費用、建設契約に関する売掛金および買掛金、ならびにデリバティブが業績およ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年度についておよび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

連結財務諸表において比較目的のみのため報告された貸借対照表およ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「IAS19 - 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すべ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およ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。

すべ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)の認識およ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)およびエオリカ・ゾピロアパン(Eólica Zopilopan)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。

より詳細については、連結財務諸表の注記4を参照のこと。以下の表は、当グループの部門ごとの収益、売上総利益および営業利益における効果を表している。

2013年12月31日現在および2013年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記4を参照のこと。

2011年12月31日現在の比較数値の修正

上述した2012年下半期に導入されたホワイト証書のための新たな会計方針により、2011年12月31日現在の連結財務諸表における貸借対照表および損益計算書の一定の項目が修正されることとなり、それらは、比較目的のみのために2012年12月31日現在の連結財務諸表に含まれている。

2012年12月31日現在および2012年12月31日に終了した年度についての連結財務諸表の注記4を参照のこと。

b) 部門開示における変更

2015会計年度から、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およびネットワーク、再生可能エネルギー、国際取引ならびにアップストリームガス）ならびに地域／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、報告および評価の基礎を示している。

これらの展開を考慮して、下記注記5記載のとおり、「IFRS 8 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	
	(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	9,309
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費	7,612	937
その他	60,529	7,447
営業費用合計	68,141	8,384
コモディティリスク管理による純利益(費用)	168	21
営業利益	7,685	946
財務収益	4,018	494
財務費用	6,474	797
持分法による投資持分収益(費用)	52	6
法人税等控除前利益	5,281	650
法人税	1,909	235
継続事業による利益	3,372	415
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	415
1株当たり利益 ⁽¹⁾ (ユーロ/円)	0.23	28
発行済株式数(百万株)	9,403	

	12月31日現在	
	2015年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表		
固定資産(純額)	73,307	9,020
流動資産	37,328	4,593
資産合計	161,179	19,831
流動負債 ⁽²⁾	31,784	3,911
短期債務 ⁽³⁾	7,888	971
長期債務 ⁽⁴⁾	44,872	5,521
株主持分	32,376	3,984

	12月31日に終了した事業年度	
	2015年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書		
営業活動から生じたキャッシュ・フロー	9,572	1,178
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,421)	(790)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(5,382)	(662)

	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)
(ただし、1株当たりの金額を除く。)				
連結損益計算書				
営業収益	75,791	9,325	78,663	9,679
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	12,670	1,559	6,951	855
その他	59,809	7,359	61,594	7,579
営業費用合計	72,479	8,918	68,545	8,434
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	380	9,740	1,198
財務収益	3,326	409	2,449	301
財務費用	6,456	794	5,253	646
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	880
法人税	(850)	(105)	2,373	292
継続事業による利益	772	95	4,780	588
廃止事業による利益	-	-	-	-
当期純利益（少数株主持分控除前）	772	95	4,780	588
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	8,993	80,263	9,876
流動資産	42,181	5,190	35,369	4,352
資産合計	166,634	20,503	163,865	20,162
流動負債 ⁽²⁾	32,304	3,975	28,515	3,508
短期債務 ⁽³⁾	8,377	1,031	7,142	879
長期債務 ⁽⁴⁾	48,655	5,987	50,905	6,263
株主持分	31,506	3,876	35,941	4,422

	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	1,238	7,254	893
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,137)	(755)	(4,103)	(505)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	1,536	189	(4,598)	(566)

	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)
(ただし、1株当たりの金額を除く。)				
連結損益計算書				
営業収益	80,535	9,909	84,949	10,452
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	7,067	870	9,003	1,108
その他	63,146	7,769	69,178	8,512
営業費用合計	70,213	8,639	78,181	9,619
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	1,224	6,806	837
財務収益	2,453	302	2,185	269
財務費用	5,266	648	5,197	639
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	888	3,882	478
法人税	2,437	300	2,440	300
継続事業による利益	4,780	588	1,442	177
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	588	1,442	177
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	9,972	83,115	10,226
流動資産	35,323	4,346	38,222	4,703
資産合計	164,148	20,197	172,097	21,175
流動負債 ⁽²⁾	26,786	3,296	27,336	3,363
短期債務 ⁽³⁾	7,219	888	8,027	988
長期債務 ⁽⁴⁾	51,113	6,289	55,959	6,885
株主持分	35,941	4,422	35,775	4,402

	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	891	10,415	1,281
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(4,147)	(510)	(6,588)	(811)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(4,544)	(559)	(995)	(122)

	12月31日に終了した事業年度			
	2012年		2011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	84,889	10,445	79,514	9,783
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	9,003	1,108	6,327	778
その他	68,189	8,390	62,181	7,651
営業費用合計	77,192	9,498	68,508	8,429
コモディティリスク管理による純利益(費用)	38	5	272	33
営業利益	7,735	952	11,278	1,388
財務収益	2,272	280	2,693	331
財務費用	5,275	649	5,717	703
持分法による投資持分収益(費用)	88	11	96	12
法人税等控除前利益	4,820	593	8,350	1,027
法人税	2,745	338	3,027	372
継続事業による利益	2,075	255	5,323	655
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	255	5,323	655
1株当たり利益 ⁽¹⁾ （ユーロ/円）	0.09	11	0.44	54
発行済株式数(百万株)	9,403		9,403	

	12月31日現在			
	2012年		2011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)	83,115	10,226	80,592	9,916
流動資産	38,222	4,703	35,586	4,379
資産合計	171,656	21,121	169,891	20,903
流動負債 ⁽²⁾	27,336	3,363	26,177	3,221
短期債務 ⁽³⁾	8,027	988	14,471	1,781
長期債務 ⁽⁴⁾	55,959	6,885	48,703	5,992
株主持分	36,771	4,524	38,650	4,755

	12月31日に終了した事業年度			
	2012年		2011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	10,415	1,281	11,713	1,441
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,588)	(811)	(7,400)	(910)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(995)	(122)	(2,509)	(309)

連結損益計算書	12月31日に終了した事業年度	
	2011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	79,514	9,783
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費	6,351	781
その他	62,069	7,637
営業費用合計	68,420	8,418
コモディティリスク管理による純利益(費用)	272	33
営業利益	11,366	1,398
財務収益	2,693	331
財務費用	5,717	703
持分法による投資持分収益(費用)	96	12
法人税等控除前利益	8,438	1,038
法人税	3,080	379
継続事業による利益	5,358	659
廃止事業による利益	-	-
当期純利益(少数株主持分控除前)	5,358	659
1株当たり利益 ⁽¹⁾ (ユーロ/円)	0.44	54
発行済株式数(百万株)	9,403	

連結貸借対照表	12月31日現在	
	2011年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
固定資産(純額)	80,592	9,916
流動資産	35,585	4,378
資産合計	169,805	20,893
流動負債 ⁽²⁾	26,177	3,221
短期債務 ⁽³⁾	14,471	1,781
長期債務 ⁽⁴⁾	48,703	5,992
株主持分	38,790	4,773

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	
	2011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	11,713	1,441
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(7,400)	(910)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(2,509)	(309)

	12月31日現在				
	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
営業に係る情報					
純発電容量(GW)	97.3	97.8	98.9	96.1	89.7
純発電量(TWh)	293.9	294.8	286.1	283.1	284.0
エンドユーザーに対する電力販売量(TWh) ⁽⁵⁾	311.8	316.8	295.5	261.0	260.1
電力供給量総計(TWh)	435.0	414.2	404.0	395.4	417.4
エンドユーザーに対する天然ガス販売量 (十億立方メートル)	8.5	8.7	8.6	7.8	8.9
従業員数	75,360	73,702	71,394	68,961	67,914

- (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 33.64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。2015年12月31日現在、当グループの普通株式をMEFが約25.50%を保有していた。2015年12月31日現在、当グループの株式資本の総額は9,403,357,795ユーロであり、額面金額を1ユーロとして9,403,357,795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。

現行の法令また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また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、フランスおよ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

自由化

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。ベルサーニ法令およびその他自由化は、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および管理ならびに送電業務をMEFの完全子会社であるGRTN（現ジェストレー・デイ・セルヴィッツイ・エレットリシ（GSE））に譲渡した。続いて、イタリアの送電網の90%超を保有する当社の旧完全子会社テルナの株式の94.88%を売却した。その結果、テルナは2005年9月15日付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）およ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・アツィオナーリオに上場された。MEFは、かかる初回公募の後にも2003年、2004年および2005年に、海外の機関投資家および/また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、これら公募および売却によって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・デボジータ・エ・プレステータ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・デボジータ・エ・プレステータ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日および5月28日の決議に基づく当社の増資の全額引受後、MEFの直接所有は当社の株式資本の13.88%となり、カーサ・デボジータ・エ・プレステータ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・デボジータ・エ・プレステータティから、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（CONSOB11971/1999号の34-ter. Cooma 1. let. Bに定義される。）およ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）への登録および関連する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。

当グループの再編および事業の多角化

エネルギー市場の自由化およ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ならびに新規事業（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およびエネル・ディストリブツィオーネが設立された。生産、送電およ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、発電所の建設およ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・テレコムおよびドイツ・テレコムにより設立された電気通信会社）の株式の処分ならびに当社およびフランス・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、当社はイタリアで一流の電気通信会社の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。

国際化およ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およ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（電力およびガス）に注力する新たな戦略に着手した。

当グループは、2002年のスペインの発電およ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）の買収ならびに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・ユニオン・フェノーサ・レノバブルズを設立した。その後数年間にわたり、以下を含む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・パナト・エスエー（現在のエネル・ディストリビューティー・パナト・エスエー（以下「ディストリビューティー・パナト」という。））およびエレクトリカ・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ー・ドブロジャ・エスエー（以下「ディストリビューティー・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、当社はロシアの電力取引会社ルスエネルゴスピトの株式49.5%を105百万米ドルで買収し、2006年11月サンクトペテルブルグにおける第二の複合サイクル火力発電所（発電容量450MW）の運営が可能となった。
- ・2006年12月、中核のエネルギー事業に注力する目的に従い、当社はウィンドの持株会社であるウェザーに株式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、当社およ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および合意の後、当社はエンデサ株式の67.05%を保有した。2009年6月、当社およびアクシオーナは、アクシオーナが直接的また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。詳細に関しては、下記の「エンデサの買収」を参照。
- ・2007年6月、当社およ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。その後の処分およ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、およ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。当社またはエレクトリカが保有していない各社の12%の持分は、フォンダル・プロプリエタテ・エスエーが保有している。
- ・2008年10月30日、エニ、当社およびガスプロムは、既存の協力関係を一層推し進めていくことで合意した。セヴェレネルギアおよびその子会社の開発に関する契約、ならびに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ギ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。当社およびユニは同日、セヴェレネルギ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。セヴェレネルギアは、アルクティック・ガス、ウレンゴルおよびネフテガステクノロジーの全株主資本を保有している。本取引は2009年9月に完了し、セヴェレネルギ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および風力発電のプラント（一部は既に稼働しており、一部は建設中である。）を20百万ユーロでミティリネオスから取得する予定である。
- ・2010年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 Eléctrica）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、稼働中の資産およ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）およびマリッツァ・オーアンドエム・ホールディング・ネザーランド（Maritza O&M Holding Netherlands）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%、およびマリッツァのプラントの稼働およ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株すべてが引き受けられ、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、直接的におよ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、配送およ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およ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。）。

エンデサの買収

2007年度中、当グループのスペインのパートナーであるアクシオーナとともに、当グループは、最大の買収であるエンデサの買収を行った。エンデサは、スペイン有数の電力会社であり、ラテンアメリカにおける有数の民間業者であり、かつヨーロッパにおける主要企業の1社である。エンデサの主な事業は、スペインにおけるガスの販売および配給に加え、電力の生産、配給および販売である。2010年度末時点で、エンデサの設備容量は約39GWで、その内訳は57%がイベリア半島、40%がラテンアメリカおよび3%がその他ヨーロッパにおけるものであった。配電部門において、エンデサは、イベリア半島で約11.8百万人の顧客に対して103.5TWhを配電しており、ラテンアメリカでは約13.3百万人の顧客に67.3TWhの電力を配電している。

2007年2月、当グループは、エンデサ株式の9.99%を総額4,126百万ユーロで購入した。その後、2007年3月に実施された3つの取引により、当グループは、UBSリミテッドおよびメディアバンカとの間で、エンデサの株式資本の最大14.98%を対象株式とする株式交換契約を締結した。2007年6月、必要な行政許可を取得した後、当グループは株式の引渡しによる交換の物理的な決済を請求した。その結果、当グループは、保有割合を株式資本の9.99%から24.97%へ増加させた。

2007年3月、当グループは、エンデサを共同運営するためにアクシオーナと契約を締結したが、かかる共同経営は、株式公開買付けを通じての実施も予定されていた。契約は、エーオンが、契約締結時に進行中の自身の株式公開買付けを通じて、エンデサの50%超を取得しないという（後に充足する）条件に基づいていた。当社はまた、アクシオーナに対し、アクシオーナが直接的または間接的に保有するすべての株式に対するプットオプションを付与した。

2007年4月、当グループは、エーオンが開始した株式公開買付けが成功しなかった場合、エーオンは、当該契約後4年間、エンデサの持分を取得しようと試みることを控えることにつき合意する旨の契約を、エーオンと締結した。同時に、当社およびアクシオーナは、両社が保有する株式投資（ただし、エネル・ユニオン・フェノーサ・レノバブルズを除く。）に加え、エンデサがイタリア、フランス、ポーランドおよびトルコにおいて直接的または間接的に保有する資産および負債、ならびに当社がエネル・ヴィエスゴにおいて有する出資金をエーオンに譲渡することに合意した。

2007年4月、エーオンの株式公開買付けの失敗の後、当社およびアクシオーナはエンデサの直接的および間接的な保有割合を株式資本の67.05%および25.01%に増加させ、これに準じて自らの株式公開買付けを進めた。

2009年2月20日、当社はアクシオーナが直接的および間接的に所有するエンデサの株式25.01%を取得する契約に調印した。アクシオーナによるプットオプションの期限前行使（当初行使日は2010年3月であった）が含まれる当該契約は、多数の停止条件の対象であり、また、エンデサによるアクシオーナに対する特定の使用可能な風力水力資源の移転を定めた。同日、エンデサの取締役会はまた、6.2十億ユーロの配当金の配分を承認した。当社（67.05%）約4.2十億ユーロであり、アクシオーナ（25.01%）約1.5十億ユーロおよびその他の少数持分（7.94%）約0.5十億ユーロである。同会議において、取締役会は、スペインおよびポルトガルにおける総計2,105MWの一定の発電資産、そのうち1,423MWは代替再生資源、682MWは従来型水力資源によるもののアクシオーナへの売却を、同契約に従って、一斉に承認した。

2009年2月20日の契約に適用される条件が満たされた後、当社およびアクシオーナは2009年6月25日において、エネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）に対してアクシオーナが直接的または間接的に所有しているエンデサの25.01%を移転する合意をした。この取引に伴い、当社は、エネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）を通して、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。

エネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）は、移転のために現金9,627百万ユーロを支払った。この金額は、当社およびアクシオナー間の契約において、2007年3月26日に定められた基準で設定され、2009年2月20日の契約において併合された持ち株の価値（11,107百万ユーロ）から、2009年2月20日以降にアクシオナーから受け取ったエンデサの配当金（1,561百万ユーロ）を差し引き、その日以降発生した利息（81百万ユーロ）を足すことにより決定され、エンデサの25.01%の持分を取得するためにアクシオナーが引き受けた負債の負担額に適用された。

2009年2月20日の契約の一部として、エンデサは、スペインおよびシンガポールにおいて運営している多数の工場を、最初の計画と比較して関連する工場に多数の変更を伴い、主に再生可能エネルギーから総容量2,079MWをアクシオナーに対して売却することを表明した。資産の価格は2,817百万ユーロ（このうち2,814百万ユーロは、2009年12月31日現在に完了した売却に伴い受領した。）であった。

購入の融資を手助けするために、当社は、当初額が35十億ユーロのシンジケート・クレジット・ラインに上乗せするため、2009年4月に8十億ユーロの貸付を契約した（2009年与信契約）。その条件には、2010年度のアクシオナーによるプットオプションの行使の際の、Ｃトランシェ（2012年満期で10十億ユーロ相当）の増加のオプション（最大8.5十億ユーロまで）が含まれる。12の銀行と合意した総額8十億ユーロの貸付のうち、70%弱の満期は5年（5.5十億ユーロが2014年満期）であり、残りの部分の満期は7年（2.5十億ユーロが2016年満期）である。

8十億ユーロのクレジット・ラインは、2つの契約を構成する。

- ・「ファシリティーCの増加」は、2012年に満期になるＣトランシェを総額8十億ユーロまで引上げられる。
- ・8十億ユーロの「ロールオーバー」契約は2012年から「ファシリティーCの増加」を代替および更新することを目的とし、1つは、2014年に満期になる総額5.5十億ユーロで、もう1つは、2016年に満期になる2.5十億ユーロの2つの新たなトランシェを伴う。

2007年与信契約と同様に、2009年与信契約における利率は、当社の格付に伴い変更する。

2014年7月30日に、エネル・エスピーエーの取締役会は、イベリア半島およ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およ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ならびにスペインおよ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。）の売出しが引き起こされた。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。

当社の増資

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回また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およ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および市場慣行に先立って、当社の株価および市況が上昇することが考慮される。）および（ ）発行すべき新株の数およびそれに係る先買率である。

2009年4月29日の臨時株主総会の承認を受けて、2009年5月6日の取締役会において、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、最大で合計8十億ユーロ（プレミアムを含む。）の可分の増資を行うことが決議された。かかる株式は、既に発行済みの株式と同様の特徴を有し、保有する株式数に応じた申込の権利行使の開始日付で、当社の株主に先買で付与された。2009年5月28日、取締役会は、最終的な新株発行の条件を決定し、引受価格は1株当たり2.48ユーロ（そのうち1.48ユーロは資本剰余金）と設定され、オプション・レートについては、既存株式25株について13株であった。最大で3,216,938,192株の新株発行が行われ、これは、3,216,938,192ユーロ相当の株式資本の増加を意味する。一方で、新株発行による総収益は合計7,978,006,716.16ユーロ（資本剰余金を含む。）となった。

当社の株主である経済財務省は、当社に対し、最終的な新株発行期間を考慮した最終評価を行った上で、直接的または間接的に増資に参加する意志を表明している。2009年3月25日、当社の株主であるカッサ・デボジーティ・エ・プレスティーティ・エスピーエーは、自社に直接付与された権利および同省に付与された権利（同省の権利をカッサ・デボジーティ・エ・プリエスティーティへ移転することが前提となる）を行使することについて、取締役会で満場一致で決定されたことを市場に通知した。

2009年5月28日、ジョイント・グローバル・コーディネーターおよびジョイント・ブックランナーであるメディオバンカ、JPモルガンおよびバンカIMI、共同ブックランナーであるバンク・オブ・アメリカ、メリル・リンチ、クレディ・スイス、ゴールドマン・サックス、モルガン・スタンレー、ユニクレジット、シニアの共同リード・マネージャー1である銀行13行および共同リード・マネージャー2である銀行13行は、当社との引受契約に調印した。かかる契約の規定によれば、上記の銀行は、総額5.5十億ユーロを上限として、すなわち同省に関連する直接的または間接的な引受が期待されない増資部分の正味全額に至るまで、未行使の権利（もしあれば）に関する増資を引受けるものとされている。

市場慣行に準拠する引受契約の一部として、当社は、新株発行の締切日から180日目まで継続するロックアップ条項に合意した。具体的には、当社は、直接株式の発行やその提案をしないことに加えて、当社株式を取得、当社株式へ交換または転換される権利の付与された有価証券、ワラントその他の金融商品の発行を通じて、株式の発行やその提案をしないことに合意している。市場慣行に従い、ロックアップ条項は特に次の（ ）当該新株発行に係る株式の発行もしくは引受、または（ ）現存するストック・オプション制度の下における、当社株の発行もしくは当社もしくは当グループの役員ないし従業員に対するオプションの付与には適用されない。

上記の経済財務省、カッサ・デボジーティ・エ・プレスティーティ・エスピーエーおよび銀行による契約を考慮して、当社は増資が全額引受けられることを期待した。

2009年6月1日に開始され6月19日に終了した募集期間中、総計6,160,693,425の権利が行使された。結果として、当社の募集株式3,216,938,192株の99.58%に等しい合計3,203,560,581株の当社の新規発行普通株式が引き受けられ、当社の手取金は、総額7,944,830,240.88ユーロとなった。

募集期間の終了時、未行使の権利は総計25,726,175であり、これには13,377,611株の新しく発行される当社の株式を引き受ける権利を付与されており、総額33,176,475.28ユーロであった。未行使の権利は、イタリアの民法第2441条第3項に従って、2009年6月26日の議会において、メディオバンカを通してイタリアの証券取引所において募集され、総額13,120,349ユーロで購入された。

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およ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%およ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およ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・コーディネーターおよびジョイント・ブックランナーであるバンカIMI、JPモルガンおよびメディオバンカにより調整および管理される引受分については、株式の引受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。

エネル・グリーン・パワー株式のグローバル・パブリック・オファリング

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および株式上場の承認をCONSOBに求めた。

2010年10月13日、EGPは、公募のための目論見書の公開およびEGP株式の上場についてCONSOBから承認を受けた。この承認に続いて、イタリアのMTAにおけるEGP株式の取引の認可についてのイタリア証券取引所による10月11日付の認可がなされた。スペインの規制市場におけるEGP株式の上場計画に関して、スペインでも行われる公募の観点から、EGPおよび当社はまた、CONSOBに対し、スペインの証券市場委員会（Comisión Nacional del Mercado de Valores）（CNMV）に、目論見書が指令2003/71/ECの規定に従って作成されていることを証明する認可証明書を送付することを求めた。

10月15日、当社は、EGP株式のグローバル・オファリングの一環として、機関投資家からの関心度を測るため、EGPの経済資本の指標となる、EGP株式の価格幅を設定したことを公表した。価格幅は最低額9十億ユーロと最高額10.5十億ユーロの間で設定された（法的拘束力のない最低価格である1株当たり1.80ユーロと法的拘束力のある最高価格である1株当たり2.10ユーロに相当し、後者は最高募集価格に相当する）。

10月28日、当社は、上述の気配値幅を害することなく、重要な資産としてのEGPの想定されうる最高の価値を達成するために関心表明を考慮して1株当たり1.60ユーロ以上にすると発表した。

2010年10月30日、当社は、ジョイント・グローバル・コーディネーターおよびジョイント・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、公募および機関投資家向け私募とも同じ設定で、とりわけ、イタリアおよ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、なら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。

募集は、グローバル・オファリングにおける1,415百万のEGP株式に対して、総額約1,780百万株の需要を生み（そのうち約1,260百万株はイタリアおよびスペインの個人投資家の一部に、約520百万株は、機関投資家の一部に）、グローバル・コーディネーターがさらにEGP株式の取引開始日から30日以内に彼らに留保されたグリーンシュエアップションの行使により購入することができる最大210百万株を追加した。上記プロセスの完了後、2010年11月4日より、EGP株式は、イタリア証券取引所のMTA市場およびスペインの規制された市場に上場されている。

2010年12月3日、ジョイント・グローバル・コーディネーターは、目論見書の規定に従って、約126百万株のグリーンシュエアップションの行使することを発表し、それはグローバル・オファリングの9%に相当した。かかるグリーンシュエアップションの行使後、当社のEGPにおける持分は、その株式資本の69.2%となった。

2015年11月17日、エネル・エスピーエー（Enel SpA（以下「エネル」という。））およびエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（Enel Green Power SpA（以下「EGP」という。））の取締役会は、EGPの一部をエネルに統合する非比例式スピノフのプロジェクト（以下「スピノフ・プロジェクト」という。）を承認した（以下「本スピノフ」という。）。本スピノフは、実質的に（ ）北・中・南米、ヨーロッパ、南アフリカおよ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有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・ビービー（Enel Green Power International BV）の、EGPが有する持分の全部、ならびに（ ）これらの投資に関連した資産、債務、契約およびその他の法的関係からなるスピノフの対象資産（以下「スピノフ資産」という。）をEGPがエネルに譲渡し、スピノフ資産以外のすべての残りの資産および債務（すなわち実質的に、イタリアでの業務およびわずかに残存する外国での投資のすべて）はEGPが保持することを想定している。この取引は非比例的なスピノフを行うものであるため、（ ）EGPのエネル以外の株主が有しているEGPの株式をエネルの株式と交換すること、ならびに（ ）エネルがスピノフ資産のうちの自身の持分に相当する株式をエネル株式と交換し、当該株式をイタリア民法典第2504条の3第2項および第2506条の3第5項に従って直ちに消却すること、が考えられる。本スピノフは、交換が申し出られたEGP株式1株あたりエネルの新規発行株式0.486株の交換比率（以下「本交換比率」という。）で実行され、現金による調整は行われない。その結果、本スピノフの発効日現在では、EGPは、スピノフ資産の価値に相当する金額分だけ株式資本が減少し、エネルでは、スピノフ資産の対価を賄う分だけ株式資本が増加する。具体的には、エネルは、本交換比率に従ってEGPの少数株主に対し、完全な権利の付された1株あたり1ユーロの新株を、最高で770,588,712株発行する。本スピノフの発効日をもって、エネルは、EGPの単独の株主となり、EGP株式については、イタリア証券取引所（Borsa Italiana SpA）が設置および運営している証券取引所であるメルカート・テレマティコ・アツツィオナリーオ（Mercato Telematico Azionario）（以下「MTA」という。）およびスペインの継続電子取引システム（Sistema de Interconexión Bursátil（以下「SIBE」という。））での取引が終了する。

2015年12月23日、上記取引に関連する情報提供文書が公表された。

グループの再編成

2008年に、当グループの経営陣は、新たな部門を創設することにより、当グループの内部構造を再編することを決定した。

当社の国際市場の成長およびその買収に応じて、当グループは、「イベリアおよびラテンアメリカ部門」および「エンジニアリングおよびイノベーション部門」の2部門を追加で設立することによりその組織構造を見直した（2008年1月1日より）。とりわけ、イベリアおよびラテンアメリカ部門はスペイン、ポルトガル、ラテンアメリカの電力およびガス市場に関連する当グループ全体の活動に割り当てられた。エンジニアリングおよびイノベーション部門は、当グループ事業全体のイノベーション機会を高める活動に加え、発電所の開発および建設に関連するすべての活動に割り当てられた。かかる再分離のさらなる過程として、国内販売部門は「販売部門」として、国内発電およびエネルギー・マネージメント部門は「発電およびエネルギー・マネージメント部門」として、また国内インフラストラクチャーおよびネットワーク部門は「インフラストラクチャーおよびネットワーク部門」として改名された。

最後に、2008年9月、当グループは「再生可能エネルギー」部門を設立することによりさらなる変化を組織構造にもたらした。既存の部門における再生可能資源による発電のすべての活動およびとりわけ次に挙げる活動は、すべて新たに設立された再生可能エネルギー部門に統合された。（ ）以前は発電およびエネルギー・マネージメント部門内であったイタリアに位置する発電所、（ ）以前はイベリアおよびラテンアメリカ部門内にあったラテンアメリカおよびスペインに位置する発電所（エンデサに関連する活動を除く）、（ ）海外の再生可能資源に関連する残存する活動（以前は国際部門内であった）、（ ）以前は販売部門であったイタリアにおける太陽光発電の市場の開発およびエネルギー効率化活動。

新たな構造の下での当社の部門は以下のとおりである。

- ・ 販売部門
- ・ 発電およびエネルギー・マネージメント部門
- ・ エンジニアリングおよび研究部門
- ・ イベリアおよびラテンアメリカ部門
- ・ インフラストラクチャーおよびネットワーク部門
- ・ 国際部門
- ・ 再生可能エネルギー部門

各事業部門は、当社の最高経営責任者に直接報告するシニア・マネージャーに率いられている。さらに、当グループ会社により当グループの他の会社に対して提供されるすべての非中核事業は、サービスおよびその他活動部門に分類された。当社は親会社として、当グループのための戦略的目標を定め、全グループ会社の活動を調整している。当社（報告の便宜上、「親会社」と分類する。）、当グループの部門ならびにサービスおよびその他活動部門は、それぞれ事業および財務の報告の目的上、別個の部門を構成している。

2012年2月から、当グループは、より効果的な決定プロセスに基づいた組織の効率性の強化を意図した新たな経営モデルを導入した。その新たなモデルは、以下の組織的な取決めに基づいている。

- ・ 親会社機能、グループ全体に対する戦略的活動の指示および統制に責任を有する
- ・ グローバルサービス機能、シナジーおよび経済規模を最大化させ、当グループにサービスを提供することについて責任を有する。
- ・ 7つの部門に代表される事業ライン、ならびにアップストリームガス機能（当社のガスの要求を満たすため、戦略的調達の競争力、安全性および柔軟性を高めることを目的として選別された垂直的統合を遂行する）および炭素戦略機能（世界の二酸化炭素の証書市場において展開する）

2015会計年度から、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およびネットワーク、再生可能エネルギー、国際取引ならびにアップストリームガス）ならびに地域／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、報告および評価の基礎を示している。

これらの展開を考慮して、下記注記 5 記載のとおり、「IFRS 8 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。

当グループの事業部門およ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およ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

2014年7月31日、エネルグループは、部門および地理的分野の基盤に基づき、新たな組織構造を導入し、当グループの産業目的に焦点をあてた。それは役割および責任を明確に具体化することによって以下を目標としている。

- ・当グループが業務を行うセクターにおいて、優れた運営を確保し、技術的リーダーシップを続行・維持する。
- ・ローカル市場において顧客に提供するサービスレベルを最大限に伸ばす。

かかる組織構造により、当グループは、管理執行および価値創造の重要な要因の分析の複雑さを減少させることができる。

より具体的には、新たなエネルグループの構造は以下に分かれて組織されている。

- ・事業部門（国際発電、国際インフラストラクチャーおよびネットワーク、再生可能エネルギー、国際取引ならびにアップストリームガス）：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および展開、パフォーマンスの最適化およ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。
- ・地域および国（イタリア、イベリア、ラテンアメリカ、東欧）：当グループが関わる各国々における、公的機関および規制当局との関係の管理ならびに電力およびガスの販売、また一方、事業部門へのスタッフおよびその他サービスサポートの提供にも責任を負う。

かかる基盤は、以下の一般ビジネスサポート機能により維持されている。

- ・国際サービス機能（プロキュアメントおよびICT）：当グループレベルで情報および通信技術業務の管理およ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、財務および統制、人事および組織、通信、法務および会社業務、監査、欧州連合外務、革新および持続可能性）：当グループレベルで統制手続の管理について責任を負う。

エネルおよび金融市場

	2015年	2014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） ⁽¹⁾	0.16	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）	4.46	4.46
株価 - 最近12ヶ月間の最安値（ユーロ）	3.44	3.13
12月の平均株価（ユーロ）	3.96	3.75
時価総額（百万ユーロ） ⁽²⁾	37,220	35,307
12月31日現在の発行済株式数（百万株）	9,403	9,403

(1) 2016年3月22日の取締役会により提案された配当。

(2) 12月の平均株価を基に算出している。

	現在 ⁽¹⁾	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2013年 12月31日
- FTSE MIB株価指数に対するエネル株式の割合	9.98%	9.05%	9.45%	8.82%
- 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	3.00%	3.04%	2.89%	3.12%
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	ポジティブ BBB A-2	ポジティブ BBB A-2	安定的 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	ネガティブ 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
				ウォッチ・ネ ガティブ BBB + F2

(1) 2016年1月31日に更新された数値。

2015年度は、先進国における経済状況の改善に特徴付けられた。昨年12月、連邦準備制度理事会は、2008年に初めて適用したゼロ金利政策を終了した。かかる決定は、世界を牽引する経済圏における労働市場の大幅な改善により促進された。

一方で、新興国における経済活動の弱まりは継続した。特に心配される点は、中国の成長可能性に関する懸念の増大に伴い、2015年下半年に発生した中国の金融市場における新たなかつ重大な緊張である。かかる変化は、原油価格の減少を引き起こし、原油価格は1バレル当たり30米ドルを下回った。

欧州地域において成長は継続しているが、経済回復はいまだ不安定である。外国需要の弱まりおよび原油価格の急激な下落は、結果として成長を脅かすインフレに対するダウンサイド・リスクを再燃させた。

イタリアにおいて、国内需要の改善および2015年にわたる失業率の減少もあり、回復は緩やかに継続した。

それにもかかわらず、年度当初は国際的な経済見通しに係る不確実性の増大を見せた。新興国、とりわけ中国において、成長は継続して減速した。需要の弱まりにより、原油価格および原料価格は概して歴史的な低水準を維持した。

成熟経済においては、かかる変化が価格の安定と一致しないインフレ水準のリスクを更に増加させる。

かかる環境において、金融市場はまた、当年度最初の2ヶ月間に多大な損失をもたらした中国および新興国の市場の緊張による影響を受けた。

主なヨーロッパの株価指数の2015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、15%増加し、ヨーロッパの株式市場の中でも最高の成績であった。

欧州地域の公共事業部門は、5%の減少で年度を終えた。

2015年度のエネル株式の株価の終値は、前年度から5.3%上昇して、3.892ユーロであった。エネル株式は、欧州地域における他の公共事業と比較して高水準の株価を記録し、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。

2015年6月24日、エネルは2014年度の利益に関する配当として、1株当たり0.14ユーロを支払った。これは前年度に支払われた配当を8%上回るものである。

2015年12月31日、経済財務省は、エネル株式の25.5%を保有しており、機関投資家は51.5%、個人投資家は残りの23.0%を保有している。

2015年における経済情勢およびエネルギー状況

経済発展

2015年の世界的な経済環境は、主要な金融市場におけるボラティリティの急激な増加および世界的な経済回復の見通しの不確実性といった重大な脆弱性を特徴としていた。世界のGDP成長率は、2.5%を示したが、これは最近15年間の平均を下回っており、主に先進国における経済回復（GDPの1.9%の増加）により支えられたものである。新興経済圏の状況もまた懸念事項であり、これは、多くの場合において、双子の赤字（南米および南アフリカ）の大幅な悪化、国内需要の縮小、高いインフレならびに現地通貨の急激な下落に特徴付けられた。より具体的には、中国の金融市場における緊張が、（不動産、耐久消費財の売却および産業活動に対する投資の失敗によって強調された）実体経済の減速の可能性および通貨（CNH）の下落に伴う金融緩和政策の継続ならびに外国資本の国内からの急速な流出と合わせた輸入の減少と相まって、主要な取引相手ならびに資本市場および外国為替市場に関して直接的または間接的にチャイナリスクにさらされている国家（チリ、韓国、オーストラリア、台湾、フィリピン、南アフリカ、インドネシア、ロシア、ブラジル、メキシコおよびカナダ）の経済の衰えにより、取引の拡大に悪影響を及ぼした。中国経済の見通しの下方修正は、産業および建築における原料（銅、亜鉛、アルミニウム、鉛、ニッケルおよび石炭）の使用の減少に反応して、鉱物商品市場においてかかる原料を売却すべきという圧力を上昇させた。とりわけ原油価格は、世界的需要の減少による供給過剰の拡大に対する懸念の結果、2008年から2009年の危機のピーク時に到達した最安値を下回った。もう1つの脅威は、イランに対する制裁の差し迫った解除であり、これは供給をさらに増加させるものである。かかる発展の理由は、現行の生産割当量を維持するOPEC諸国の戦略に根差すものである。経済的な影響は、ロシア、南アフリカ、チリ、コロンビア、ペルー、オーストラリアおよびインドネシアといった主要な商品輸出国にとって致命的であった。

米国は、世界的な金融危機を受けて回復を強固にし、堅調なGDP成長率（+2.5%）で2015年を終えた。かかる回復は主に、労働市場の強化（消費意欲および賃金の状況の改善ならびに失業率の4.9%への減少）に起因する国内需要により引き起こされたが、一方で製造分野、設備投資、耐久消費財の注文および不動産部門の業績は不安定であった。とりわけ、株式市場における低下、イールド・カーブ（10年先2年物社債）および5年物スワップ・レート（5年先5年物スワップ・レート）のパフォーマンスの平坦化とあわせて、ISM製造業指数が6ヶ月間連続して低下していることで弱まりを見せている産業は、起こり得る不況リスクの恐れを生み出しつつある。インフレは、主に低い商品価格（食品およびエネルギーを除いた消費者物価コア指数は前年度において2.1%増加した。）により、連邦準備銀行により設定された2%の目標レベルよりはるかに低いままである。昨年12月、連邦準備銀行は、拡張的な金融政策を覆し、最初の利上げを行った。しかし、世界的な経済環境（とりわけ中国）の影響に関する不確実性、低いインフレおよび経済成長（イールド・カーブの平坦化）の期待による原油価格の長期にわたる低下ならびに金融市場におけるボラティリティの増加により、連邦準備銀行が当年度中に金融引締めを新たに中止する可能性が高まった。

欧州中央銀行の金融緩和スタンスの複合的効果（量的緩和の拡大および預金制度における-0.15%への金利引下げ）は、商品価格およびユーロの減少とあわせ（後者の2つの要素が主要な役割を担った。）、欧州地域が前年度比で1.5%、前年度より約60ベース・ポイント超の期待成長を達成することを可能にした。インフレは、2015年においてほぼゼロに近く、今後2年間は上昇の可能性がかなり限られている（2018年までにECBの2%の目標を達成できない。）ことにより、依然として中央銀行にとっての弱点である。雇用は改善しているが、失業率はいまだ高く（11.4%）、危機前の水準（約8%）からは遠いままである。欧州地域における経済成長の見通しは、改善している一方で、世界的環境の弱まり、外国為替市場の発展（短期的には、ユーロの上昇は成長を妨げ得る。）、投資家心理（成長は、投資が弱まっている間は個人消費により引き起こされる。）および金融市場の不安を落ち着かせ、物価の安定を促進する（緩和手段の拡大および強化を通じた）ECBの準備体制により依然として妨げられたままである。

弱いユーロ、低いインフレおよび労働市場の改善（労働市場改革法）の影響により、イタリアはIMFにより見積もられた0.8%のGDP成長率（2014年は-0.4%）を達成することが可能となった。かかる増加は主に、（金融市場および雇用の改善、税制上の優遇措置ならびに低いインフレに伴う）消費意欲の改善によるものである。しかし、将来の見通しに対する多くの脅威、すなわち、財政赤字を抑制するための金融刺激策の削減、低い投資家の信頼、中国、ロシアおよびブラジルにおける経済の減速による輸出の弱まりおよび減少の可能性、ユーロの強化ならびに構造改革（議会、公共部門および硬直した非生産的な労働市場）に係る政治的不安定性が依然として残ったままである。IMFは、成長予想が2016年および2017年においてそれぞれ1.3%および1.2%であることを確認した。しかし、近年の金融市場における混乱および（政府債全体が急激に上昇したことによる）投資家の「安全資産への逃避」、イタリアおよびヨーロッパの銀行制度の危機ならびに外国為替および商品市場における高いボラティリティは、今後2年間でかかる目標を達成するための国家の能力に暗い影を落とした（BTPの利回りに対する上昇圧力および赤字の増大は、主導的なEU加盟国間における効果的な交渉がない場合の成長に対するマイナスの影響により、緊縮財政政策が近い将来起こりそうであることを示唆している。）。

日本は、複雑な経済環境に直面し、生産および消費の減少により悪化する不況リスクに苦しんでいるが、一方でインフレは日本銀行（BOJ）が2016年に0.8%と現在予測するように、低水準を維持することが予想されている。商品価格の新たな発展、中国における経済の減速および世界的金融市場の不安定性は、銀行が企業への貸付を増加させ、投資家の信頼を取り戻し、円のさらなる上昇を阻止するために、BOJが預金についてマイナス金利（-0.1%）を導入することを促進させた。しかし、かかる取り組みは、日本国債に対する投資家による負の投資リスクの付随発生（BOJを除く。）により、中長期政府債の利回りがマイナスとなる可能性があるため、困難を伴うものである。

新興経済圏は、引き続き標準を下回った（2014年の4.4%と比較して3.7%）。その要因は引き続き、主に商品、中国における経済の減速、高い債務水準、金利の不安定性および結果として相当量の外国資本の流出を伴う過度の為替レートのボラティリティである。

新興国の中で、ロシアおよびブラジルが不況に陥っている。前者は、低い原油価格による輸出の急減に起因するGDPの3.7%の縮小、（ブレント原油の価格動向に一致した）為替レートの60%の下落、12%超のインフレ率および3.7%の財政赤字が想定されている。ブレント原油の価格の動向は、ルーブルの下落圧力を維持するが、インフレの漸次的な減少も可能とする（今後12ヶ月間の予想は約7%である。）。ブレント価格が1バレル当たり約30ユーロである場合、中央銀行（CRB）による金利引下げの可能性はむしろ低くなる。

ブラジルの経済状況はより懸念されており、2015年のGDPは3.7%の縮小、現在10.7%のインフレおよびGDPの9.3%の財政赤字が想定されている。政治的不安定性、改革（公共支出の削減、年金制度の改革および税負担の増加）の実施における議会および政府の間での協調の欠如ならびに持続可能な緊縮財政政策の実施により、経済回復の見通しが非常に不安定なものとなっている。より具体的には、中央銀行は為替レートを下支えし、外国資本の流出の悪化を防ぐために、インフレの抑制（2016年の目標は6.5%）に追加して、金融引き締め政策（金利14.25%）を引き続き維持している。しかし、世界的な環境の弱まり、金融の不安定性および高い金利（民間部門における資金調達費用は30%超である。）は、ブラジル経済の回復の機会を損なうものである。ラテンアメリカにおいて、チリ、コロンビアおよびペルーは標準を下回っている。チリは、過去5年間における平均4.6%と比較して、2015年において2%の予想成長率を記録した。同国は、銅価格の急落（輸出額合計の50%およびGDPの約11%を占める。）、中国（主要な取引相手国）による輸入の減少およびブラジルの不況による打撃を受けた。顧客および投資家の信頼の弱まり、（商品価格の動向によりいくらか減少したにもかかわらず）高いインフレならびに当年度中の米国における高い金利の発生は、依然として2016年のリスク要因となっている。失業率は低水準を記録しているにもかかわらず、国内需要は実質賃金および個人消費（2015年における主要な成長要因）の減少を反映し始めている。コロンビアのGDP成長率は、2014年の4.6%から2015年の2.8%へ減速すると予想されている。原油価格の減少（輸出の52%）は、現地通貨の下落、財政バランスの悪化（2014年の2.3%と比較して2015年は-4.1%）および経済観局の全体的な弱まりにより部分的にのみ相殺され、国内需要の良好な弾力性にもかかわらず、引き続き国家の回復能力に悪影響を与えている。ペルーにおける成長率は、投資（公共および民間）および国内需要の減速、2015年の商品価格の下落（銅および金）による採掘事業の減速ならびに商品価格の下落を相殺する為替レートの柔軟性の欠如（中央銀行は、緊縮財政政策の立場により、通貨の安定性を維持することに注力しているが、外貨準備高の流出を悪化させている。）により、過去5年間の平均（5.2%）をかなり下回っていたにもかかわらず、基本的に安定していた（2014年の2.4%と比較して2.5%）。インフレは、依然として信頼範囲（3% + / - 1%）をかなり上回っており、現在前年度比で4.6%を示している。当年度の最終月における実体経済の回復（対前年度比のGDPは、10月における+3%と比較して、11月において+4%）は、鉱業（銅および金の価格のより安定的な見通しによる。）および漁業の増加に支えられ、2016年の経済見通しの緩やかな改善および中央銀行による（インフレを目標レベルに留めるための）金融引き締めの強化を予感させる。

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

年間実質GDP成長率（％）

	2015年	2014年
イタリア	0.8	-0.4
スペイン	3.2	1.4
ポルトガル	1.5	0.9
ギリシャ	-0.2	0.7
フランス	1.1	0.2
ルーマニア	3.5	2.8
ロシア	-3.7	0.6
ブラジル	-3.8	0.1
チリ	2.0	1.8
コロンビア	2.8	4.6
メキシコ	2.5	2.3
ペルー	2.5	2.4
カナダ	1.2	2.5
米国	2.5	2.4

出典：各国の国家統計局なら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、経済協力開発機構およびグローバル・インサイトによるデータに基づく。

国際的な商品価格

ブレント価格は2015年に暴落し、年度末で1バレル当たり35.8米ドル（2014年は1バレル当たり55.6米ドル）に減少した。かかる減少は、供給および需要の乖離の拡大、金融市場における相当の緊張およびボラティリティならびに当年度を通した米ドルの強まりにより悪化した。

需要サイドの暴落に係る要因は、（ ）とりわけ中国および新興経済圏における世界経済成長の低迷、（ ）環境上の制約に対する懸念（COP 21）およびその結果による消費の減退ならびに（ ）売却すべきという圧力の増大に伴う金融市場におけるドル高および高いボラティリティを含むいくつかの要因が消費を停滞させた。供給サイドは、（ ）当年度初頭における米国およびカナダでの非在来型生産（タイトオイル）の増加（一方で2015年終わりの数ヶ月においては減少した。）、（ ）当年度終わりの数ヶ月におけるイラクの生産の回復に伴う、OPEC諸国による生産量の増加（昨年11月においては1日当たり250千バレルの増加）ならびに（ ）1日当たり500千バレル超の潜在的な増加に伴う、イランの原油輸出に対する制裁の解除（2016年1月16日）により特徴付けられた。

これは、市場シェアを保護するために生産を減少するために、サウジアラビアを先頭とするOPEC諸国の継続した買い控え（および非在来型石油の生産の潜在的な更なる鈍化）に伴うものである。これらの根底は、連邦準備制度による金利引き上げの期待、米ドルの増加および商品を含む危険資産の急落による（当年度下半期以降の）投資家リスクへの嫌悪の増加といった財政事項により支えられた。

ブレントオイル価格の暴落は、産業活動の減速、気温の上昇、供給過剰および環境的制約に対する関心の高まりとともに、ガスおよび石炭価格の減少に影響を及ぼした。石炭価格は、2015年に67%減少し、2014年末の1メトリックトン当たり71.3米ドルと比較して、年度末は1メトリックトン当たり47.9米ドルであった。エネルギー需要の成長は弱まっており、また多くの成熟市場において、経済条件の悪化、新たなエネルギー効率措置、厳しい環境政策および再生可能資源の競争のさらなる高まりといった影響の組み合わせの結果、マイナスとなり、市場の供給超過を引き上げた。

ガス価格の減少はより穏やかであり、ヨーロッパのゼーブルッヘ拠点における天然ガスのスポット価格は、当年度を通して15%下がり、2014年末の1サーム当たり48.4ペンスから2015年末は1サーム当たり32.2ペンスとなった。経済低迷、天候の影響および再生可能資源の普及による世界的需要の減少にもかかわらず、発電における石炭よりもガスに対する競争の高まりが、価格の急激な減少を食い止めた。

電力および天然ガス市場

電力需要の推移

(単位：GWh)

	2015年	2014年	変動
イタリア	315,234	310,535	1.5%
スペイン	248,025	243,544	1.8%
ルーマニア	51,205	50,641	1.1%
ロシア ⁽¹⁾	767,328	772,255	-0.6%
スロバキア	29,213	28,086	4.0%
アルゼンチン	136,099	130,654	4.2%
ブラジル ⁽²⁾	548,522	569,734	-3.7%
チリ ⁽²⁾⁽³⁾	53,023	52,225	1.5%
コロンビア	66,175	63,570	4.1%

(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、地中海周辺諸国は、とりわけ経済回復により電力需要が増加したが、天候の影響により部分的に相殺された。具体的には、イタリアが過去3年間のマイナスの傾向に反して、1.5%（天候および日程の影響の控除後は1.4%）の成長を示した。成長を促進したのは、南部の広範囲（カンパーニア州、プーリア州、カラブリア州およびバジリカータ州を含む。）で、2014年に+4.4%と最大の増加を示し、トスカーナ州およびエミリアロマーニャ州で+4.3%、また、中部（ラツィオ州、アブルッツォ州、マルケ州、モリーゼ州およびウンブリア州を含む。）で+2.3%であった。スペインは、1.8%（日程および気温の影響の控除後は+1.5%）の成長を示したが、予想GDP成長率の3%を大幅に下回った。具体的には、部分的な効率の向上および構造的要因により、個人用消費および産業用消費の減速が2008年に始まったことによるものである。ロシアにおいては、需要が2014年と比較して2015年に減少（-0.6%）したが、同国において進行中の不況と比較すると減少は小さかった。ラテンアメリカにおいては需要が引き続き増加し、ペルー（+5.9%）、アルゼンチン（+4.2%）、コロンビア（+4.1%）およびチリ（+1.5%）において大幅に増加した。需要は、不況を反映し、ブラジル（-3.7%）においては減少した。

イタリア

国内発電量および電力需要量

(単位：百万kWh)

	2015年	2014年	変動	
純発電量：				
- 火力発電	180,871	167,080	13,791	8.3%
- 水力発電	44,751	59,575	(14,824)	-24.9%
- 風力発電	14,589	15,089	(500)	-3.3%
- 地熱発電	5,816	5,567	249	4.5%
- 太陽光発電	24,676	21,837	2,839	13.0%
純発電量合計	270,703	269,148	1,555	0.6%
純輸入電力量	46,381	43,716	2,665	6.1%
ネットワーク供給電力量	317,084	312,864	4,220	1.3%
揚水消費量	(1,850)	(2,329)	479	20.6%
電力需要	315,234	310,535	4,699	1.5%

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 - 2015年12月）。

2015年における国内電力需要は、2014年から1.5%増加し、315,234百万kWhに達した。電力需要合計のうち、85.3%（2014年は85.9%）は消費のための純国内発電量に、残りの14.7%（2014年は14.1%）は純輸入電力量に対応する。

2015年の純輸入電力量は、主に、国際市場における平均販売価格の低下の結果、2,665百万kWh増加し、これは国家の生産混合によりさらに魅力的となったが、水力発電の減少により相殺された。

2015年の純発電量は、0.6%または1,555百万kWh増加し270,703百万kWhとなった。具体的には、電力需要が増加する環境の中、水力発電の減少（14,824百万kWh）は、主に水の利用条件の悪化に起因して、火力発電の13,791百万kWhの増加ならびにイタリアにおける設備容量の増加によるその他の再生可能エネルギーの増加（太陽光発電の+2,839百万kWhの増加および地熱発電の+249百万kWhの増加）により相殺された。

スペイン

イベリア半島市場における発電量および電力需要量

(単位：百万kWh)				
	2015年	2014年	変動	
純発電量	254,011	253,578	433	0.2%
揚水消費量	(4,520)	(3,406)	(1,114)	-32.7%
純輸出電力量 ⁽¹⁾	(1,466)	(6,628)	5,162	77.9%
電力需要	248,025	243,544	4,481	1.8%

(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（バランス・エレクトリコ：エスタディスティカ・ディアリア・デル・システマ・エレクトリコ・エスパニョール・ペニンシュラ - 2015年12月報告書）。2014年の数値は2015年12月9日に修正されている。

2015年のイベリア半島市場における電力需要は、2014年から1.8%増加し、248,025百万kWhとなった。消費のための純国内発電量により需要は全体的に満たされた。

2015年の純輸出電力量は、前年度と比較して77.9%減少した。これは、国際市場の平均販売価格の低下により、輸出の減少および輸入の増加の正味影響を基本的に反映したものである。

2015年の純発電量は、基本的に電力需要の増加により、0.2%（433百万kWh）増加した。

イベリア半島市場外における発電量および電力需要量

(単位：百万kWh)				
	2015年	2014年	変動	
純発電量	13,547	13,289	258	1.9%
純輸入電力量	1,333	1,298	35	2.7%
電力需要	14,880	14,587	293	2.0%

出典：レッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ（バランス・エレクトリコ：エスタディスティカ・ディアリア・デル・システマ・エレクトリコ・エスパニョール・エクストラペニンシュラ - 2015年12月報告書）。2014年の数値は2016年1月13日に修正されている。

2015年のイベリア半島市場外における電力需要は、2014年から2.0%増加し、14,880百万kWhとなった。電力需要合計のうち91.0%はイベリア半島外地域の純発電量、残りの9.0%はすべ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2015年において合計1,333百万kWhであった。

2015年の純発電量は、イベリア半島外の電力需要により、1.9%または258百万kWh増加した。

電力価格

電力価格

	平均ベース負荷価格 (2015)(ユーロ / MWh)	ベース負荷価格の 変動	平均ピーク負荷価格 (2015)(ユーロ / MWh)	ピーク負荷価格の 変動
イタリア	52.3	0.4%	58.7	-0.4%
スペイン	50.3	9.1%	56.8	9.8%
ロシア	21.3	31.0%	24.9	33.1%
スロバキア	33.6	-0.3%	42.8	-0.1%
ブラジル	79.8	-62.9%	131.2	-52.5%
チリ	81.9	-19.2%	178.1	-14.6%
コロンビア	119.5	39.6%	585.3	211.3%

主要な市場における価格の推移

ユーロセント / kWh	2015年	2014年	変動 (%)
エンドユーザー市場 (住居用顧客) : (1)			
イタリア	0.25	0.24	4.2%
フランス	0.16	0.16	-
ポルトガル	0.23	0.22	4.5%
ルーマニア	0.13	0.13	-
スペイン	0.23	0.23	-
スロバキア	0.15	0.15	-
エンドユーザー市場 (産業用顧客) : (2)			
イタリア	0.11	0.12	-8.3%
フランス	0.08	0.07	14.3%
ポルトガル	0.10	0.10	-
ルーマニア	0.08	0.08	-
スペイン	0.09	0.09	-
スロバキア	0.12	0.11	9.1%

(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
	2015年				2014年			
電力取引 - PUN IPEX (ユーロ / MWh)	51.8	47.9	56.7	52.8	52.5	46.5	50.4	58.9
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	0.24	0.24	0.25	0.25	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)、エネルギー、ガスおよび水システム当局

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、2014年と比較して0.4%と2015年にわずかに増加した。
エネルギー、ガスおよ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、2015年に1.1%とわずかに減少した。

天然ガス市場

ガス需要

(単位：百万立方メートル)

	2015年	2014年	変動	
イタリア	64,798	61,501	3,297	5.4%
スペイン	28,657	25,897	2,760	10.7%

2015年の天然ガスの需要はイタリアにおいてもスペインにおいても大きく増加した。かかる増加は、主に、その他在来型の資源と比較してガス費用の競争力が高まったことによる、発電におけるより大規模な利用に起因している。

イタリア国内

国内ガス需要

(単位：百万立方メートル)

	2015年	2014年	変動	
配電網	31,081	29,239	1,841	6.3%
産業用	12,705	13,098	(392)	-3.0%
火力発電用	19,609	17,368	2,241	12.9%
その他 ⁽¹⁾	1,402	1,796	(394)	-21.9%
合計	64,798	61,501	3,297	5.4%

(1) その他の消費および損失を含む。

出典：経済開発省およびスナム・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、2015年において合計64,798百万立方メートルとなり、前年から5.4%の増加であった。

産業用の消費における減少は、個人消費に牽引された経済回復に伴う住居用および民間利用の増加ならびに在来型の発電の利用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
	2015年				2014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	0.51	0.48	0.48	0.49	0.54	0.51	0.47	0.51

出典：エネルギー、ガスおよび水システム当局。

イタリアにおける天然ガスの平均販売価格は、2015年に3.2%減少した。

規制および料金問題

ヨーロッパの規制枠組み

サマー・パッケージ

2015年7月15日、欧州委員会は、いわゆるサマー・パッケージにおいて新たな活動計画案を発表し、それにより2月に発表されたエネルギー同盟の文書に規定される活動が開始された。

かかるパッケージは、消費者に対してエネルギー市場における新たな役割を付与し（小売市場に関する意見交換および自己消費に関する文書を通じて行われる。）、欧州電力市場の改革を開始し（市場改革に関する意見交換および協議をもって行われる。）、また2030年に欧州排出量削減目標を達成するための手段としてEU排出量取引制度を修正する（ETS指令を修正する法案を通じて行われる。）ことを目指した一連の文書から構成されている。

かかるパッケージはヨーロッパのエネルギーセクター内のいくつかの改革の必要性（統合の強化、柔軟性の改善、長期的目標の促進、スマートグリッドが大きく貢献する小売市場の改善および二酸化炭素市場の強化を含む。）を取り上げている。

より具体的に言えば、エネルギー市場は、欧州電力市場（前日市場、日中市場および調整市場）の更なる統合に向けて収束していかなければならない。また、必要な投資を確保し、エネルギー事業者にとってのリスクを軽減するために、長期契約の明確化および炭素除去達成のための原動力としてそれらの手段を用いる必要性を通じて、長期市場が展開される予定である。

市場統合は、同様に再生可能エネルギーも含まなければならない。かかる資源は、市場に参加可能でなければならない、また補助サービスおよび調整作用を提供できなければならない。かかる資源が、低炭素経済への移行において基本的な役割を担うことから、再生可能資源は、必要であれば、地域レベルでより協調したアプローチを用いて、オークション等の競争メカニズムの利用に登用されうだろう。

小売市場も活動計画案に含まれている。消費者の役割は、市場競争の活発化（切り替えの単純化、即時消費データへのアクセス）により更新されなければならない。これは、スマートグリッドの促進およびスマートアプライアンスの普及の拡大を通じて達成される予定であり、それにより消費者の活発な参加が可能となる。配送システム事業者は、かかるプロセスの促進者として非常に重要な役割を担う予定であり、その一つはインセンティブ・メカニズムによりサポートされることとなる。かかるパッケージはまた、自己消費がシステムにおいてますます重要な役割を担うことを強調しており、そのためその展開に対する全ての障壁を取り除くことが必要である。同時にまた、自己消費の大幅な拡大があった場合でもネットワークおよびシステム費用の適切なファイナンスを確保することが必要となる。

中長期の排出量削減目標を達成するため、委員会はまた、ETSの改革を提案し、欧州の炭素除去戦略における重要な役割を確認した。かかる文書は、2030年までに二酸化炭素排出量40%削減を達成することを目指したETSの目標を掲げている。かかる文書はまた、費用の補償メカニズムを通じて国内産業を炭素漏出リスクから守り、低炭素経済への進歩的移行の原動力として技術革新をサポートするための措置を提案している。

市場安定化リザーブ

2015年10月6日、欧州連合の排出量取引システムにおける市場安定化リザーブの規定が決定された（2015/1814）。リザーブの導入は、供給および需要の不均衡を緩和するために入札にかけられる量の自動調整メカニズムによりETS市場を安定化することを目的としている。

かかるリザーブは、2019年1月からETSの超過アローワンスの吸収（システムにより累積された余剰アローワンスの12%をオークション額から差し引き、リザーブに移すこと）を開始する予定である。オークションにかけられる量からの控除に関するメカニズムは、供給されたアローワンスの合計が833百万を超える場合にのみに、始動される。合計数が400百万未満である場合、100百万のアローワンスがリザーブからリリースされ、オークションにかけられる量に加えられる。市場安定化リザーブの導入と併せて、その決議によって、バックローディングメカニズムに含まれる900百万の排出量アローワンスのリザーブの譲渡についても規定された（これらの量は当初、2019年から2020年にオークションにかけられる予定であった。）。

REMIT報告

2015年10月7日、REMIT報告の第一フェーズが開始された。それは、組織的市場で実行された注文および取引ならびに容量およびプラント使用に関する大半のデータを含む。組織的市場外で実行された取引、輸送契約ならびにLNGおよび貯蔵プラントの使用に関するデータは、2016年4月7日よりエネルギー規制当局の協力庁（ACER）に送付される。

かかる報告は、ACERおよび各国の規制当局による市場監視をサポートすることを目的としている。

循環経済パッケージ

12月2日付で、循環経済に関する行動計画を含む欧州委員会の通知が発表された。それには、法的措置、すなわち廃棄物指令（2008/98/EC、1994/62/EC、1999/31/EC、2000/53/EC、2006/66/ECおよび2012/19/EC）の修正案も含まれる。かかる計画は、今後数年間に採用される予定の措置を規定しており、システムにおける原材料に含まれる価値を維持し、廃棄物を最小限に抑えながら、資源の最適かつ効率的な利用の原則に基づき、原材料／生産品の価値連鎖全体をカバーしている。かかる措置は、生産品のデザイン、消費および余後管理、廃棄物、副生成物および二次的原材料の管理、一定のセクターについての特別措置ならびに財務措置をカバーする。

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1992/96/EC（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、発電およ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および補助サービスの確保、当社およ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2003/54/EC（法律第125/2007号に移行された。）および指令2009/72/EC（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およ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1998/30/EC（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、生成および販売の自由化なら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515/2013/R/gasで、エネルギー、ガスおよび水システム当局（以下「当局」という。）は指令2009/73/EC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2015年に講じられた主な措置を説明している。

発電

電力

卸売生産および市場

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、また先渡取引契約のための組織された店頭の前場を通じて、卸売りすることができる。組織された前場は、先渡電力契約が現物引渡しで取引されている先渡電力市場（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およ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（送電網上の引渡しおよび使用中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。

当局および経済開発省は、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、地理的な位置、技術的特徴および重要性に基づき、テルナの送電網についてのいくつかの重要な問題の解決に不可欠であるとみなされている。利用可能な電気を生成することが求められ、提供する義務を果たすことと引き換えに、これらのプラントは、当局に定められた特別な報酬を受け取る。

2014年6月24日付法令第91号（2014年8月11日付法律第116号に置き換えられた。）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年に予定されている。）まで有効の予定である。

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形式が規定された。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年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、現在の管理支払い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ARG/elt98/11を公表した（その後、決議375/2012/R/eeIによって修正され統合された。）。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保証するのに必要な発電容量を発電業者から購入する。

2014年6月30日付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発行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、スポット電力およ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リターンする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、既存の容量について支払われるプレミアムの上限と下限を規定する。下限は、すべての既存の容量について支払われ、それは当局により定められる。

決議95/2015/I/eeIにより、当局は、経済開発省に対して容量市場の開始を前進させるよう提案したが、その提案では、実施の第一フェーズを2017年1月1日から2020年12月31日までとし、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。当局の提案によれば、第一フェーズ中、直接の外国の需要や市場に許容された資源はないが、それらの貢献は統計目的で測られる予定である。当局はまた、かかるフェーズ中、既存の容量についての最低報酬が、コンバインドサイクルプラントの回避可能な固定費用に基づき決定されるべきであると提案している。かかる提案は経済開発省に承認を求めて提出されている。

2015年2月24日に、イタリア、オーストリア、フランスおよ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。

国務院は、2015年3月20日付の決定により、補助サービス市場（ASM）への参入が認可されていないプラントの不均衡に関するディスパッチング費用を含むように設定された緊急措置を含む、当局の決議342/2012/R/eeI、197/2013/R/eeI、239/2013/R/eeIおよび285/2013/R/eeIの撤回を承認した。

かかる決定後、テルナは、決定発表前の期間に請求を受けた不均衡に関する収入および費用の計上を再計算し、相当な調整を行った。

かかる決定の発表後、当局は、現在影響を及ぼしている歪曲を正すことを目的として、事実上の不均衡に関する規則の改革のための具体的な提案に関して事業者との相談のプロセスを開始した。

決議333/2015/R/eeIにより、当局はまた、2012年、2013年および2014年について、2015年3月20日付の国務院の決定第1532/2015号を実施するための手続を規定するプロセスを開始した。

指令2003/87/EC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、2015年12月23日に、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およびフェーズ2(2008/2012)に適応する権利がないことに因りて発生したエネル・プロデュツィオーネの債権の最初の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。

ガス

卸売市場

天然ガスの採取、輸入（EU諸国から）およ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4十億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だ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2.6十億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（4十億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、従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および当局の肯定的な意見の後、2013年3月6日に、2013年9月2日施行の、法律第99/09号の第30条に従って天然ガスの先渡市場の規則を承認する省令（以下「MTガス」という。）が調印され、これは2013年9月2日に施行されたが、その後、まず省令によって2014年3月21日と2015年6月9日に修正され、最終的に省令によって2016年2月25日に修正された。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、貯蔵および再ガス化

（LNGの）輸送、貯蔵および再ガス化は、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、貯蔵およ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、貯蔵もしくは再ガス化プラントまた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およ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。

2016-2017年の期間に容量を割り当てる基準は、MEDの2016年2月25日付法令の下で規定されている。

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。

決議556/2015/R/gasにより、当局は、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承認した。

配電

電力

配送および計測

エネル・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、配送およ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、インフレ率および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。資本利益率および減価償却の構成は、新たな投資、減価償却およ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146/2015/R/eelにより、当局は、2015年の配送および販売業務に関して、各事業者につきその業務のパフォーマンスによって評価される収入のレベルを決定するために用いられる参照料金を発表した。

決議654/2015/R/eel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）に有効となる配電および計測の新たな料金期間についての基準を規定した。

今後の料金期間は、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およ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WACC1%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ことができる。

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および余剰の効率利益を顧客ヘ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、ならびに第3次および第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2019年までに返還することを維持した。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654/2015/R/eelの4.1項b)に従って、当局は、決議233/2016/R/eelにより、各事業者がその活動の実績に関して評価されるべき収益水準を決定する際に用いられる、2016年の配送および販売活動の暫定的な参照料金を発表した。

決議583/2015/R/com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年の配送およ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（金利およびインフレ率）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。

サービスの質に関して、当局は、決議646/2015/R/eelにより（決議38/2016/R/eelによって修正され、その後、インフラ、アンバンドリングおよび認証に関する理事会（Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione - DIUC）によって発せられた決議5/2016、6/2016および12/2016によって実施された。）、電力の配送および計測サービスについて出力ベースの規制を定めた（2016-2023年についてのサービスの質を規制する原則（TIQE2016-2023）を含む。）。

かかる決議は、低電圧顧客に対する以下の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、サービスの質を規制する現在の一般的なアプローチを維持する。

- ・長期のサービス中断の期間
 - ・長期および短期のサービス中断の数
- 中電圧顧客には異なる規則が適用される。

配送業者は、かかる継続性指標に基づいて決定された現実のパフォーマンスが、特定された傾向レベルを上回るかまたは下回るかにより、毎年賞与または罰則を受ける。

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将来の規制の始まりを示している。

決議268/2015/R/eel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、販売業者により配送業者に対して付与される保証に関する販売業者と配送業者の関係、販売業者による輸送サービスについての支払条件、ならびに配送会社による電力平衡基金およびエネルギー・サービス・オペレーター（ESO）に対するシステム費用およ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、配送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。決議447/2015/R/eelにより、当局は、2015年10月に当初実施されたコードの一部の効力発生を延期し、コード全体が2016年1月から効力発生するよう命じた。

その後の決議609/2015/R/eelにより、当局は、格付を得るために保証を発行した銀行および保険会社に対する要件を排除し（グリッド・コードに規定されたその他の要件を侵害しない。）、トレーダーが保証の最初の調整を行うことができる期限が延期された。

2016年1月25日に発せられた通知により、当局は、格付けと親会社保証の利用に関する、上述した決議の一部を明確化した。

決議377/2015/R/eel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296/2015/R/comにより、当局は、電力およ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修正した。

決議において、当局は、配送会社のブランドおよび通信方針（会社名を含む）と、電力を販売する会社のそれらとで、区別を維持しなければならないことを確認した。さらに、電力セクターにおいて、自由市場で電力を販売する会社と保護強化市場で電力を販売する会社との間でも区別が維持されなければならない。

配送に関する商業活動は、とりわけエンドユーザーと交流するものであるから、電力および天然ガスの販売に用いられたものとは異なる情報チャネル、物理的立地および人材を利用して行わなければならない。かかる区別要件は、自由市場において電力を販売する会社および保護強化市場で電力を販売する会社に適用される。

かかる規定は直ちに効力が生じる。ただし、会社は2016年6月30日までに、ブランドおよび通信方針の区別に関する新たな要件を満たさなければならない。別々の情報チャネル、物理的立地および人材の利用に関する規定を遵守する期限は2017年1月1日である。

決議582/2015/R/eelにより、当局は、エネルギー効率に関するEU指令を国内法に置き換える法令第102/2014号を実施して、住居用顧客に対する電力料金の改定に着手し、2016年1月1日から発効した。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。かかる改定は徐々に実施されていき、2018年1月1日より完全実施される予定である。当局はまた、エンドユーザーに対してそれぞれの需要に最も見合う量を選択できるためのより多くの選択肢を付与するために、2017年1月1日から契約する電力レベルの多様性を増やすことを規定した。また、（2017年1月1日から）少なくとも2年間、遠隔で実行された発電レベルの変更について顧客が配送会社に支払う接続費用およびその他の固定費用の額は、現在のレベルより減少する予定である。

平行して、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2016年1月1日より、ソーシャルボーナスの額を更新した。

2015年12月10日に、競争当局は、スマートメーター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続の開始を、エネル・エスピーエーおよびエネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエーに通知した。延長されない限り、かかる手続は2016年12月31日までに完了する予定である。

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またはホワイト証書）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、電力およ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。

罰則を避けるため、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を保有することを各年の5月31日までに実行しなければならず、義務の残留分はその後数年内にまかなわれる。

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、省令に規定された新基準を用いて補助金率の決定について引き続き責任を負う。

当局は、決議13/2014/R/efrをもって、ホワイト証書を購入する費用をまかなうためのメカニズムを導入した。かかる決議は、配電業者に、1証書当たり2ユーロのスプレッド未満で、市場平均に等しい費用を回収することを認めている。

配電業者は、国の目標を満たすためにEECを受け渡しする「物理的」義務を依然として負っているものの、かかるメカニズムの潜在的な財務影響はそれにより大幅に減少した。

エネルギー効率についての指令第2012/27/EUを実施する2014年7月4日付法令第102号は、多様なインセンティブを用いて達成されるべき2014-2020年期間についての追加的な国の省エネ目標を規定した。かかる法令はまた、EECメカニズムが2020年までの目標の少なくとも60%の省エネを達成しなければならないとことを規定した。

かかる法令はまた、EEC発行手続に関するガイドラインを更新する過程において、実務の改善および投機的な実務の防止を旨とした措置を通じて達成される省エネを強化して、メカニズムをより効率的にする措置を含むよう、MEDに求めた。

2015年6月29日付の決定13/2015により、当局は、2014年の確定料金補助を1石油換算トン当たり105.83ユーロに設定した。

2015年の暫定料金補助は、1石油換算トン当たり108.13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2003/54/ECに規定されたとおり、すべ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（住居用顧客およ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・エネルギアは、2014年から2016年の期間についてのオークションにより、10地域のうち5地域（ヴェネト州、エミリア・ロマーニャ州およびフリウリ・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、カラブリア州ならびにシチリア州）へのサービスを提供する契約を受注した。

それに対し、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四半期ごとに更新される。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定期的に更新し、かかる事業者の費用（営業費用、遅延利息および減価償却費）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670/2014/R/eel、659/2015/R/eel、660/2015/R/eelおよび140/2016/R/eelは、当局の市場理事会（Direzione Mercati dell' AEEGSI）による2015年12月30日付の決定とともに、2015年および2016年の料金を規定した。

事業者は自由市場における価格を自ら設定し、当局の役割は顧客および事業者の双方を保護するための規則を定めることに限定されている。

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。

より具体的には、2015年に、決議258/2015/R/com（その後、決議73/2016/R/eelによって修正され統合された。）により、当局は、滞納した顧客へのサービスを切断した配送会社の説明責任を重くする措置を講じた。

当局はまた、統合情報システム（IIS）の実施を継続している。かかるシステムは、法律129/2010号に基づき設立されたものであるが、ガスおよ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、引き出しポイントの中央データベース（当初は電力セクターのために創設され、2015年にガスセクターにも拡張された。）に基づいている。

その他の2015年の展開において、当局は、計測情報を含む主な顧客管理プロセスにおいて事業者間のデータ交換を簡略化するために、中央データベースを大幅に拡大することに加えて、IISが契約の譲渡および切り替えを管理することを規定した。

2015年2月20日に、政府は、2018年1月1日以降ガスおよ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」を承認した。かかる法案は、現在議会で議論されているが、それに続く施策がMEDの法令により採用されることを規定しており、当局にユニバーサル・サービスの提供を確保する施策を草案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、2015年に当局は、改定の範囲内で経過的解決を管理する具体的な手続を開始した。

ガス

法令第164/2000号は、2003年1月1日から、すべ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（2013年8月9日付の法律第98号により法律に置き換えられた。）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およびその他に使用する者）および公共サービスの提供に関与している使用者に対する継続的な供給は、ラストリゾートの供給業者により確保されるものとする。顧客が料金支払を遅滞している、また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、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。

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・エネルギアおよびエネル・トレードにより提起された訴訟において、2010-2011ガス年度および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。

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、2015-2016年度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258/2015/R/eelにより、当局は、滞納した顧客への切断を怠った配送会社に対する罰則の強化（電力業界への措置に類似するもの）に加えて、切り替えが認められる期間を2016年から3週間に短縮した。

再生可能エネルギー部門

イタリアでは、資源および発電所の大きさにより異なる多様なメカニズムが、再生可能資源からの発電を奨励するために用いられている。その目標および支援の施策は、この分野のEU指令と合致するように議会により定められ、再生可能エネルギーへのインセンティブを管理する責任を負うエネルギー・サービス・オペレーター（ESO）によって実施される。

太陽光発電インセンティブ - エネルギー・アカウント

既存の太陽光発電所は、いわゆるエネルギー・アカウント、すなわち20年以上にわたって送電網に送られた電力の価格以上の固定プレミアムの支払で構成されるメカニズムを通じて、インセンティブを受領している。

2012年7月5日付の省令によって、太陽光発電に対するインセンティブ・システムは、この分野のより秩序のある成長および料金のヨーロッパ平均との再調整を確保するため、見直された。第5エネルギー・アカウントは、前回のシステムから平均40%料金が減少した包括的固定価格買取制度に基づいている。同省令はまた、インセンティブ総額（従前のエネルギー・アカウントに基づく既払分を含む。）の年間上限を6.7十億ユーロに設定しており、2013年6月6日にこの上限に達し、それにより、新たなプラントに対するインセンティブは終了した。

2014年6月24日付法令第91号は、2015年1月1日から、名目容量が200kWを超える太陽光プラントにより発電されたエネルギーの補助金率は、3つの代替策に基づき再編されることを規定した。3つの代替策とは、（ ）利息なしでインセンティブ期間を20年ではなく24年に延長、（ ）20年間の関税の維持（当初は関税を削減し、その後数年は、対応する分を増加させる。）（フィード・イン・タリフの削減の割合は、2014年10月17日付で採用された省令およびGSEの表に基づき、明確にされる。）（ ）残りのインセンティブ期間、すなわちインセンティブ期間の21年目の開始までの期間、太陽光プラントの名目発電量によって決定される割合分のインセンティブの削減（900kWp超の発電容量の太陽光プラントについては8%）である。発電業者は、2014年11月30日までにGSEに対して当該選択肢を通知するものとし、（ ）に基づくオプションは、期限までに何を選択したかGSEに通知しない太陽光プラントの所有者に対して自動的に適用される。

太陽光発電以外の再生可能資源：オークション、グリーン証書および包括的料金

太陽光以外の再生可能エネルギー技術をサポートするために今日利用されている主要なインセンティブ・メカニズムは、直接またはESOにより組織されたせり下げ競売で付与される補助料金システムである。かかるメカニズムは、指令2009/28/ECを国内法に置き換える法令第28/2011号および2012年7月6日の実施措置を伴う関連省令により規定された。

より具体的には、小規模の発電所（発電容量が5MW以下のものに加え、発電容量10MW以下の水力発電所および20MW以下の地熱発電所）は、発電所の種類および規模によって区別された包括的料金を通じてインセンティブを受領する。より大規模な発電所は、ESOにより運営されるせり下げ競売に基づいて定められた、市場価格を上回る追加インセンティブの対象となる。発電所の所有者は、小規模発電所の最終的な容量ブラケットの包括的料金と等しい始値からの割引率を入札しなければならない。そして、かかるインセンティブの価格は、地区別の時間単位の電力価格の純益に設定される。

2012年12月31日までに稼動開始したプラントは、グリーン証書メカニズム（法令第79/1999号により導入された。）に適格である。かかるシステムのもと、発電業者および輸入業者は、再生可能エネルギーのシェアを供給することが求められる。かかる義務は、グリーン証書を再生可能資源による発電業者から購入することにより果たされる。

インセンティブの額は、事業者が義務を果たすためにグリーン証書を購入することが可能な市場価格に依拠する。かかる市場価格は、一定の範囲内で設定される。その最大値は、ESOが市場において保有する証書に設定する価格に等しく（法律第244/2007号の第2(148)条に規定されたとおり計算される。）、2014年における再生可能資源による発電は1MWh当たり124.90ユーロになった。最低価格は、ESOが市場から要求された割合を超えるグリーン証書を引き上げる際の額に等しい。2011年から2015年までの数年間、その価格は毎年、1MWh当たり180ユーロと前年度についての電力の平均販売価格との差額の78%に設定されている。

グリーン証書メカニズムは、以下を通じて徐々に撤廃される。

- ・ 2015年までの義務的割合のゼロへの漸減
- ・ 証書の現在の払戻価値に相当する交換レートを通じたグリーン証書制度に既に参加している発電所に対するインセンティブの規定（2015年より）

インセンティブ・コストの管理を確保するために、2012年7月6日の同省令は、グリーン証書制度を通じて既にインセンティブを受けている発電所を含めて、太陽光発電以外の資源に対するインセンティブの年間費用合計額の上限を5.8十億ユーロに設定した。

2016年1月1日以降、グリーン証書メカニズムは、すでに付与された証書の現在の払戻価格に相当する交換レートで完全に置き換えられている。

2013年12月23日付法令第145号は、承認された後、2014年2月21日付法律第9号により修正されたが、これにより、再生可能資源についてのインセンティブに関連する費用の一部を徐々に配分するための措置が導入された。より具体的には、太陽光以外の再生可能資源から発電する業者は、受領したインセンティブの還元と引き換えに、インセンティブ期間を7年に延長するオプションを付与される。参加しない発電業者は、当初の条件（料金および期間）の下でインセンティブを受領し続けるが、インセンティブ期間が失効した後10年間の電力料金に関して、同じ地域についてのさらなるインセンティブの権利を失う。

計画不可能な発電所の不均衡

直接のインセンティブ（特別レートおよびグリーン証書）に加えて、計画不可能な再生可能資源（NSRRs）は、不均衡（送電網に配送される実際の電力とエネルギー市場に基づいて定められる予定電力配送量の差）料金を免除された。計画不可能な再生可能資源による発電所（本質的には太陽光発電および風力発電）の増加とともに、当局は、決議281/2012/R/efrで、より良いプログラミングおよびかかる発電所の国内電力システムへの統合を促進するため、2013年1月1日より、従前の不均衡料金の免除を撤廃することを決定した。

多数の再生可能資源による発電業者団体から申し立てられた要請の後、州議会は、同時に対象事項の適切な規制において当局が用いるべき基準を規定した決議第281/2012号を無効とした。より具体的には、州議会は、費用の不適切な国有化を避けるため、計画不可能な資源プラントは不均衡費用の分担に参加しなければならないことを明確にした。同様に、かかる規制は、電力のグリッドへの配送の予測という点で各資源の個別の性質を考慮しなければならない。

当局は、決議522/2014/R/eelにより、州議会のガイドラインに従って、NSRRsにおける不均衡支払を再び課すことを規定し、2015年1月1日から開始された。

そのため、2015年1月1日から、ESOは、自身が配送顧客（utente del dispacciamento）に当たるか否かという観点で、「リテロ・デディカト」（ritiro dedicato）体制を選択する発電業者および／または太陽光プラントに関する2012年7月5日付省令もしくは太陽光プラントとは異なる再生可能エネルギープラントに関する2012年7月6日の省令の下でのインセンティブ・スキームを支持する発電業者を含めて、再生可能資源を燃料とする発電ユニット（計画可能か計画不能かを問わない。）に対し、不均衡費用を適用した。

イベリア半島

スペイン

小規模消費者のための任意価格

2015年6月4日、「小規模消費者のための任意価格（PVPC）」を利用する顧客の時間単位請求に関する運営規則が発表された。これに従って、2015年7月1日より、遠隔読取可能メーターをもつ消費者の請求は、見積もり消費プロファイルでなく、実際の時間単位の消費に基づいて計算される。

2015年10月1日より、遠隔管理されたスマートメーターで規制料金システム（PVPC）に組み込まれていた6百万人近くの顧客が、時間単位料金システムに組み込まれることとなり、その価格は、前日市場の結果に基づき決定される。

ソーシャルボーナス

法律第24/2013号は、公共サービス義務としてソーシャルボーナスを導入し、その費用は、接続ポイントと供給する顧客の数の合計に比例して、発電、送電および電力販売会社の親会社から拠出される。

10月15日付の命令IET/2182/2015により、2015年の割り当てが定められた。エンデサの割り当ては、41.26%に設定された。

任意のサービス停止

任意のサービス停止とは、システムが圧迫されているときに、需要を効率的に管理できるよう、消費者が消費を減らすことによりなされる補償サービスである。

サービスの効率的な実施を確保し、システムの費用を最小限に抑えるため、規則第IET/2013/2013号は、任意のサービス停止が、システムオペレーターにより管理されるオークションを通じて割り当てられるよう要求している。2015年の8月および9月中に、2016年についてかかるサービスを割り当てるために、そのシステムに総額503百万ユーロをかけてオークションが開催された。

配送

勅令第1048/2013号は、配電の報酬の原則を、かかる業務の将来の補償を導く要素を組み入れて規定する。かかる勅令に規定される原則は以下のとおりである。

- ・配電サービスを提供するために必要な費用のみ報酬対象とされる。
- ・投資管理のためのメカニズムが設定される。
- ・未だ償却されていない投資対象は、資産価値純額に基づき報酬対象とされ、報酬レートは、スペイン政府債の平均利回りプラス200ベースポイントと設定される。
- ・質を改善し、また損失および不正を減らすため、規制は、インセンティブおよび罰則メカニズムを含む。
- ・2014年度および新たな規制期間が開始されるまでの間、配電への報酬は、勅令第9/2013号の別紙2に想定された方法を適用して計算される。

配送サービスの報酬に関する11月27日付勅令第1073/2015号が発表された。ユニットバリューのインフレに基づく年間割引が廃止された。

また、12月12日に、命令2660/2015が発表された。それは、2016-2019年の規制期間について関連する方法に従って配送サービスの報酬を決定する際に用いられる、投資用および運営維持用のユニットバリューを規定している。

その他の規制変更

2014年10月15日付で、拡張、競争および効率性向上についての緊急措置に関する法律第18/2014号が承認された。とりわけ、かかる法律は、経済的に持続可能かつ、最終的な消費者のコストを最小限にすることを目標として、ガスシステムの報酬付与方法を改革している。さらに、かかる法律は、エネルギー効率目標達成を手助けするために、国家エネルギー効率基金を導入した。

イベリア半島外のシステムにおける新たな風力および太陽光の設置の報酬についての割当メカニズム

命令IET/1953/2015は命令IET/1459/2015を修正し、それにより電力セクター法に規定された例外が展開され、カナリー諸島における風力発電のうち最大450MWをオークション手続の利用から除外し、同時に、具体的な報酬を登録する期限を延長した。

また、かかる命令は、()保証付与の必要性を解消し、()有益な環境的影響決定のみを要求し、()配送容量または容量の利用が可能となる予定日を説明するグリッドオペレーターからの連絡のみを要求し、また()発電コストを減少させるために投資インセンティブを受領できるよう、プラントは、登録(事前割当状況)の通知の24ヶ月以内にサービスを開始しなければならないことを規定している。

イベリア半島外地域の電力システムにおける発電および配送の規制

イベリア半島外地域の発電に関する勅令が、2015年8月1日に発表された。かかる勅令は、固定費用（固定の投資、運営および維持費用全てを考慮する。）の報酬および変動費用（燃料費用を考慮する。）の報酬を含む、現在の取り決めに類似したシステム、法律第15/2012号に基づく補助ならびにエネルギー持続可能性のための課税措置を規定している。かかる措置の一定の側面は、システムの効率性を改善するために修正された。かかる措置は、2012年1月1日からの移行期間にかかわらず、実施時から適用される。勅令はまた、電力システムの供給保証および競争強化について法律第17/2013号の一部を進展させる。

電力業界を規制する法律第24/2013号に従って、財務報酬料金純額は、適切なスプレッドが加えられたスペイン10年国債のセカンダリー市場利回りに連動している。2019年12月に終了する最初の規制期間については、料金純額は、2013年4月、5月および6月のセカンダリー市場の平均利回りに200ベースポイントのスプレッドが加えられたものと等しくなる。

自己消費

勅令第900/2015号が2015年10月9日付で承認された。かかる措置は、自己消費とともに供給および発電の、行政的、技術的および財務的条件を規定する。かかる勅令は、システムコスト（エネルギー政策、再生可能エネルギーおよび共同発電インセンティブ、容量支払、任意サービス停止ならびに補助サービス）をカバーするために自己発電装置から生じる固定および変動の料金要素を定める。

電力料金

勅令第9/2015号が発表された。かかる法律は、税金負担を軽減する緊急措置に関するものであり、それにより2015年8月1日から12月31日までの容量支払をカバーするため顧客により支払われる費用を40%減らした。

12月17日付の命令IET2735/2015が発表された。かかる命令は2016年の利用料金を定めており、30kVから36kVの接続をしている顧客を除いて2015年に実施されたものを維持した（-6.7%）。容量支払をカバーするユニット要素も21%減らした。

ガス料金

命令IET/2736/2015が発表された。かかる命令は、天然ガスの輸送および配送のインフラを第三者が利用する際の料金を定めている。より具体的には、2016年の料金は、原材料要素（10%増加）を除いて変更されていない。

エネルギー効率

2月20日付の命令IET/289/2015は、エネルギー効率義務を規定するための手法、参加するように要求される義務およびかかる額の割合を、2015年についての経済等価性とともに定めている。

フランス

法律第344/2014号 - 産業顧客向け電力およびガスの規制料金の撤廃

2015年、法律第344/2014号が施行された。かかる法律により、産業顧客向け電力およびガスの規制料金の段階的廃止が求められ、ガスセクターに関しては2015年1月1日より、電力セクターに関しては2016年1月1日より開始される。加えて、かかる措置は、今なお規制料金を用いる消費者のデータに別の供給業者がアクセスできるようにし、切り替え手続を改善し、また、規制料金システム終了時に供給業者を選んでいない顧客に対する一時的供給について規定している。

国家エネルギー移行法

2015年8月17日、エネルギー移行に関して法律第2015/992号が官報で発表された。新たな国家エネルギー戦略のための以下の基本的ガイドラインが規定された。

- ・2030年までに1990年比で温室効果ガス40%削減
- ・2030年までに全体の総エネルギー消費量のうち再生可能エネルギー量の占める割合32%目標の達成（全体の電力消費量の約40%）
- ・2050年までに最終的なエネルギー消費量50%削減（建築セクターに焦点を当てている。）
- ・原子力発電容量上限を63.2GWに設定し、原子力発電の割合を2025年までに国内発電の50%（上限は63GW）に制限すること

ベルギー

2015年3月31日付の法令により、ベルギー政府は、2基のガス燃焼発電プラントの建設についての入札を取り消した。

2003年1月31日付の法律に規定された原子力発電プラントの猶予期間にかかわらず、2015年6月28日に制定された法律により、ベルギーは、ドエル（Doel）1および2プラントの閉鎖を10年間延期した。

2015年11月30日、ドエル1および2について2016年から年間費用を20百万ユーロとすること、またその他の原子力発電施設については年間約150-200百万ユーロの原子力税を課すことにつき、政府およびエンジー（Engie）との間で合意に達した。かかる合意はベルギー議会により承認されなければならない。

ベルギーの原子力保安庁は、最終的に、2015年11月にドエル3およびティハンジェ（Tihange）2を再開することを承認した（その2つのプラントは検査により水素の剥離が発見された後2012年に初めて閉鎖された。）。

ルーマニア

配送料金

2015年12月7日、国家規制当局であるANREは、2014年から2018年までをカバーする第3次規制期間について、2013年に承認された配送料金を設定するために用いた方法を修正した。10%の上限が配送料金の年間引き上げに導入された。

2015年12月14日、ANREは、前年度から約15%減少した2016年の配送料金を発表した。

ラストリゾート供給業者料金

2015年12月24日、ANREは、2016年1月1日から有効となったラストリゾートの供給業者に対する料金を発表した。住居用顧客に適用される料金は5.36%減少した。かかる料金は、1ヶ月4.7レイの供給コストを設定し、ラストリゾートの供給業者に1.5%の規制利益を確保する。

スマートメーター

2015年、ルーマニアにおけるエネルグループの配送会社は、30,000デジタルメーターの設置を完了させ、2016-2020年の期間に2.7百万デジタルメーターを追加する大幅拡張についての計画をANREに提出した。設置は、ANREによる計画の承認を前提としており、2016年3月15日に認められる予定である。

ロシア

熱市場

2014年12月1日に、熱供給に関する連邦法第404/2014号が制定された。それは、2014年10月2日付の政令第1949/2014号をもって開始された熱市場改革を最初に実施する法律の一つである。かかる法律は、2015年1月1日より施行され、熱生産業者ならびに蒸気消費者および/または直接熱接続できる産業ユーザーが、関連する関税に基づいて決定された上限に従って交渉可能な価格で、二当事者間契約を締結することができるようにした。2018年1月1日より、年間消費量50,000ギガカロリー（GCal）未満のユーザーを除き、直接接続できる産業ユーザー（住居用顧客を含む。）は、完全に自由化された価格で蒸気および/または熱の供給につき二当事者間契約を利用することも可能となる。

ガス取引所での取引の開始

2014年10月24日、サンペテルブルグ国際商業取引所（St. Petersburg International Mercantile Exchange (SPIMEX)）により設立された、ロシアにおける最初のガス取引所で、取引が開始された。現在、翌月に受け渡しされる量についての取引契約のみであるが、近い将来、取引所は、週ごとおよび日ごとにも商品を提供する予定である。ガズプロムおよびその他の独立ガス生産業者は、取引基盤を通じて、ある程度のガス生産量を達成するよう奨励されている。かかる取引ルールは、ガズプロムに、半分の量を取り扱う権利を付与し、残りを独立供給業者が取り扱う。2015年について、目標は、少なくとも35十億立方メートルの取引量を達成することである。取引所で取引されたガスは、輸送において優先される。ガス取引所の開始は、ガス市場の自由化および価格透明性の強化において重要な段階である。

電力購入保証システムの一時停止

2014年12月24日、市場評議会は、市場運営規則へのいくつかの修正を発表し、それにより、（ ）支払遅滞の場合に適用される罰則を増やし、（ ）電力購入のための保証を提供する要件の一時的免除期間を（当初は2014年12月21日から2015年2月末までの予定であったが）2015年5月末まで延長し、支払遅滞のない事業会社には、毎月市場で購入される量の30%を上限とする額を適用することとなった。

2015年5月18日に、市場評議会は、（ ）一時的免除期間をさらに8月31日まで延長し、また（ ）財務保証が発動される購入者の最低債務限度を（現在の30%に代えて）20%に減少させた。2015年9月22日に、監督委員会は、免除期間をさらに2015年12月28日まで延長した。

天然ガス料金の指数化

2015年6月28日に、連邦税務局（FTS）は、産業ユーザーに課される天然ガス料金の7.5%を指数化することを承認した（2015年7月1日より実施された）。かかる増加は、2014年に経済開発省により発表された、2015-2017年にかけてのロシア連邦の社会経済発展の見通しに沿うものである。

再生可能エネルギーのための法的枠組みの更新

2015年7月28日に、政府は法令第1472号を発表し、それにより、新たな再生可能エネルギープラントの容量のオークション・メカニズムにいくつかの修正が導入された。修正点は、2016-2018年について風力プラントに関する地域的要素項目の義務的割合を（65%から25-55%に）減らしたこと、適格な資本支出の最大額を70%増加させたこと、サポートシステムの有効期間を2020年から2024年までに延長し、それにより風力プラントのオークションを通じて付与される容量の合計量（3,600MW）をその期間にわたって結果的に再分配することである。

容量市場の改革

2015年8月31日に、政府は、容量市場（KOM）の改革を開始する法令第893号および政府令第1561-p号を発表した。かかる改革の主な点は以下の通りである。

- ・2016年より、契約対象期間の1年前に4年分の容量を選択できる。以前のメカニズムは、事前に1年分のみ選択できると規定されていた。従って、2020年の配送についてのオークションは2016年に開催される予定である。
- ・KOM価格を設定するメカニズムの修正。減少する弾力的需要関数は、提供された容量の大きさに依存する2つの価格帯のそれぞれについて定義される。これは、選ばれたプラント全てに適用されるユニバーサル価格を計算するベースとして用いられる。以前のメカニズムの下では、価格は、最後に受諾された入札に基づいて市場により決定された。
- ・KOM価格は、前年度の実際のインフレーションから1%差し引いて、（2017年1月1日より）毎年調整される。
- ・「信用度の低いプラント」（KOMオークション前12ヶ月間に利用ファクターが30%未満であり10%超が利用不可能であるプラント）および新たなプラントが計画外に利用不可能となった場合についての罰則を増額する。その他のプラントについての罰則上限につき可能な範囲で減額する（罰則を修正する方法について承認待ちである。）。

2015年11月2日に、2016年の容量オークションの結果が発表された。エネル・ロシアが入札した容量の全て（7.5GW）は、1ヶ月につき1MW当たり112,624ロシア・ルーブルの価格で選ばれた。2015年12月18日に、2017年から2019年についての容量オークションの結果が発表された。結果として生じるKOM価格は、2017年について1ヶ月につき1MW当たり113,208ロシア・ルーブル、2018年について1ヶ月につき1MW当たり100,993ロシア・ルーブル、2019年について1ヶ月につき1MW当たり110,451ロシア・ルーブルである。

長期リザーブ容量

2015年11月5日に発表された政令により、オークション・システムが15年の購入契約について導入された。その目標は、容量不足の地域において新たな発電プラントの建設を促進することである。政令は以下を構想している。

- ・かかる地域のリストは、エネルギー省およびシステムオペレーターにより2016年2月1日までに決定される。
- ・オークションは、実際の需要があった場合にのみ開催される。2016年7月1日に開催される予定の最初のオークションは、政府の決定に基づき行われる。
- ・入札は、要求された容量価格に基づいて選ばれるが、その容量価格は、受けた入札に基づき市場評議会により計算される。
- ・上限は提出されたプロジェクトのユニットCAPEXに課される。

必須プラント

2015年1月1日に、政令第2578-p号が施行された。かかる政府令は、()2015年1月1日から2015年11月30日までの期間(11ヶ月間)について上限7.5GWの合計容量をもつ必須発電プラント(1.1GWの容量をもつネヴィンノミスカヤ(Nevinnomysskaya)プラントを含む。)の承認、()2015年1月1日から2015年6月30日までの期間(6ヶ月間)について上限3.2GWの合計容量で熱を供給する必須プラントの承認、()必須プラントに適用される規制料金の設定、を規定している。

それに続く2つの政令により、ネヴィンノミスカヤプラントに割り当てられた必須プラントのステータスは、初めに2016年1月1日から2019年12月31日までに延長され(4年間)、その後2015年12月が最終月とされた。2015年および2016年にそのプラントに支払われた料金は、1MW当たり132,999ロシア・ルーブルである。

支払規則

2015年11月5日付でエネルギー資源の消費者に対する支払規則の強化を規律する連邦法が発表された。それは、()電力、熱、ガスおよび水についての小売市場における支払不足が記録されたユーザーに対する罰則の増加、()一定のグループのかかるユーザーに対し銀行保証を提供するための要件について規定している。

スロバキア

ノヴァキー(Nováký)発電プラント

(燃料が亜炭であるために)特別システムの下で規制されているノヴァキー火力発電プラント(ENO)に関しては、地方規制当局(URSO)が、プラントにより発生した費用を年次報告で認識する。2015年4月24日付の決定により、URSOは、ENOに支払われる額を2015年については1MWh当たり66.3112ユーロ、2016年については1MWh当たり70.7113ユーロに設定した。2015年9月2日付の経済省の決定により、特別システムの終了が、当初2020年に予定されていたところ、2030年まで延期された。プラントが2017年から2030年までの間保証しなければならない発電および配電の年間量は、それぞれ、1,584GWhおよび1,350GWhに設定された。省決定の遵守を確保するために、プラントで投資を実行することが必要となる。

ラテンアメリカ

当部門は、ラテンアメリカのアルゼンチン、ブラジル、チリ、コロンビアおよびペルーにおいて業務が行われている。各国には独自の規制枠組みがあり、その主な特徴を、多様な事業活動について以下に記載する。

様々な国の権限ある機関(規制当局および省庁)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。近年のエネルギー政策の変更を受け、投資に対しより大きな公的統制を構想する規制枠組みがアルゼンチンにのみ存在する。ブラジルでは、新たな発電容量についての計画が、省令によって課されており、この発電容量はすべてに開放されたオークションを通じて展開されている。

すべての国は、システム限界価格のある集中した送電システムを有している。通常、メリット・オーダーは、市場運営者の入札に基づいているコロンビアを例外として、定期的に測定されている変動生成費用に基づき作成されている。

現在、アルゼンチンおよびペルーにおいて、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およびエネルギー危機後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いるが、当時、ガスおよび電力の輸送システムにおける規制の存在が当局に輸送ネットワークにかかる規制がないことを前提とする「理想的な」限界費用を定義する緊急措置を導入させた。

長期のオークション・メカニズムは、卸売エネルギーおよび/または発電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、発電会社の安定性を強化し、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、ペルーおよ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、新たなエネルギーおよ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、チリおよびペルーにおいて近年導入された規制枠組みは、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配送会社に認めている。オークションは、規制された顧客に電力を供給の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、ペルーおよびブラジルはまた、再生可能資源をエネルギー混合に組み込む目標を規定し、発電を統制する、非在来型再生可能資源の利用を奨励する法律を承認した。

配送および販売

配送は、主に、長期契約（その期間は30年から95年に及び、一部の例では不特定期間）を用いて、価格およびネットワークのアクセスを統制する規制を有する許可のもとで実施されている。配送料金は、4年ごと（チリ、ペルーおよびコエルチェ（Coelce）がサービスを提供するブラジルの地域）または5年ごと（コロンビアおよびアンブラ（Ampla）がサービスを提供するブラジルの地域）に修正される。2002年の経済緊急法（*Ley de Emergencia Económica*）の結果、アルゼンチンにおいて、5年ごとに見直しを命じる規則があるにもかかわらず、料金の見直しはアルゼンチンではまだ行われていない。

チリ、ブラジルおよびペルーにおいて、配送会社は、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市場平均価格を通じて直接、発電会社と価格を交渉している。概して、すべての国がRABおよびWACCに関係するリターン率に基づく報酬アプローチを導入しており、これは投下資本に対する見返りを保証している。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双務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する。

集中および垂直的統合の制限

原則的には、既存の法制は、会社に、電力分野における多様な業務（発電、配送、販売）に参加することを認めている。通常、すべての事業者がネットワークを十分に利用することを確保するため、送電業務への参加には、より重い規制がかけられている。アルゼンチン、チリおよびコロンビアにおいて、発電会社および配送会社が、送電会社の持分を保有することについて特別な制限がある。

さらに、コロンビアにおいては、1994年以降に設立された会社は、垂直的統合構造を導入または維持することができない。業界内の集中に関しては、ペルーにおいては一定の基準値を上回る企業結合は、事前承認が必要であるが、アルゼンチン、ブラジルおよびチリにおいては、垂直的または水平的統合において特別な制限は規定されていない。コロンビアにおいては、いかなる会社も、発電および販売市場の25%超を支配できず、ブラジルにおいては、市場シェアが40%を超えることになるか、または年間売上高が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事業結合には行政の承認が必要であるものの、電力分野における統合において明示的な制限はない。

チリ

エネルギーアジェンダ

2014年5月15日、マイケル・バシュレット(Michelle Bachelet)大統領は、主なエネルギー政策目標を含む新たなエネルギーアジェンダを発表した。かかる文書は、日程表を設定し、講じられるべき次なる規制段階に關与する当事者を明確にし、政府がこの期間末までに予定している投資計画を提示した。

より具体的には、アジェンダは、国によるより積極的な役割を構想し、チリの中央相互接続システム(Sistema Interconectado Central(SIC))の限界電力費用の減少(2017年までに2013年平均の30%減)を求めて、結果的に生じる価格を低下させる(今後10年間で、2013年価格比の25%減)ために発電業者と配電業者間のオークションの規則を再規定し、2025年までに非従来型再生可能エネルギー(ERNC)により供給される新設備容量が45%を占めるよう目標を設定し、2020年までにエネルギー消費量20%削減する目標を設定し、エネルギー計画に参加するためのシステムを設定し、SICとSING(Sistema Interconectado del Norte Grande)間の相互接続プロジェクトを展開し、最後に2015年までに地熱発電の促進のための新たな法律を導入した。

さらに、アジェンダは、発電における天然ガスの利用を奨励するために短期(再ガス化構造の利用をより透明性が高いものとなるよう目指す。)および長期(現在の容量を拡大させることを目指す。)両方の措置を含む。

相互接続についての法律

2014年1月30日付で、電力サービスにおける一般法の規定から分離した相互接続に関する法律が公布された。かかる新たな規定の下で、国は、北部相互接続システム(SING)および中央相互接続システム(SIC)間の相互接続プロジェクトを促進することができる。

規制されたエンドマーケットにおける電力販売に関する法律

2015年1月29日に、規制市場の顧客に対して電力を供給するための入札のプロセスに関する修正法が官報で発表された。かかる法律により導入された変更には、CNEがこれらのプロセスにより關与するための要件、公開入札契約期間の3年から5年への延長、それぞれの入札についての上限としてのリザーブ価格の組み入れ、入札獲得者が不可抗力の場合に配送を遅滞させる可能性、短期入札の追加、および規制市場顧客に対する適格限度の2,000kWから5,000kWへの引き上げが含まれる。

アルゼンチン

決議32/2015

2015年3月に、エネルギー局は決議32/2015を発表し、理論上の新たな規制枠組み(エンドユーザーに課される料金への影響はない。)の2015年2月1日からの導入が規定された。理論上の枠組みと、エンドユーザーに適用される枠組みとの違いは、ENREおよびCAMMESAにより設定される、配送業者に対する一時的な追加収益要素から構成されている。この2つのエンティティは、関連する資金譲渡についても責任を負っている。決議は、これらの譲渡が、数ヶ月後にENREにより開始される全般的な料金修正を予測して、分割払いとして取り扱われることを確認した。

同様に、決議は、同日から、電力エネルギー合理的利用プログラム(Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica)(PUREE)により回収された資金が、配送会社の負担する高額な費用の見返りとして、配送会社への真の料金要素に取り扱われることを規定している。かかる決議は、費用監視メカニズムに基づく補償およびPUREEの補償を2015年1月31日以前の状況におけるものを超えて拡張し、CAMMESAに支払われる仕入債務を相殺するためにこれらの2つの手段の下で発生する債権を認めた。差額は、支払計画(まだ決定されていない。)に従って支払われる予定である。

かかる規則は全ての会社に対して、2015年までに行われる予定の投資の計画、譲渡される補足資金の利用についての契約(配当支払いの禁止を含む。)および債権の回収についての法的措置の撤回を提出するよう要求している。

エネルギー局通達第4012号

2014年6月24日、エネルギー局は、通達第4012号を承認し、それにより2013年10月から2014年3月までの期間についてEDESURのインフレ率(「MMC」指数)が設定され、同期間のPUREEプログラムについては対応する負債との相殺を、通達第6852号により2013年2月から2013年9月までの期間について以前認められていたように、認めた。

決議529/2014

2014年5月20日付で、エネルギー局は、決議529/2014を発表し、それにより以前決議95/2013により規定された発電会社が受ける報酬が更新され、2014年2月より遡及適用された。

固定および変動費用の報酬の引き上げに加えて、新たな決議は、例外的な維持費用をまかなうことを意図した新たな項目を導入し、それはLVFVD (Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir) の発行を通じて支払われる。

ブラジル

2014-2018年のアンブラの料金の修正に関する、専門通達第112/2014-SRE-ANEEL号

2014年4月7日、規制当局であるANEELは、配電業者アンブラにより適用された料金の修正に関して、専門通達112/2014-SRE-ANEELを承認し、2014年3月15日より実施された。これは、配電業者が負担する資本支出および運営費用全ての認識を保証する。消費者に対する増加平均は2.64%となり、2014年4月8日から適用される。

スポット市場からの配電業者の強制的エクスポージャー

2014年3月7日に、政府は政府令第8.203号を公表し、スポット市場からの強制的エクスポージャーおよび熱配送から生じる追加費用をまかなうために、エネルギー開発アカウント (Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)) を開始することを配電業者に認めた。ブラジルの規制は、今後の料金サイクルにおいて、完全適用を保証している。

またこの目的において、2014年4月2日に、政府は、政府令第8.221号を公表し、料金サイクルを通じた追加費用の回復の代替として、新たな規制された環境取引アカウント (Conta ACR) を設定することにより配電業者に即時の財務的補償を提供することを構想し、それはエネルギー商工会議所 (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)) により管理される予定である。2014年4月28日に、銀行融資受領後、CCEEは、アンブラとコエルチェに、スポット市場価格への強制的エクスポージャーの結果負担したより高額な費用の一部および発電プラントからの電力の輸送のより高額な費用の保険対象範囲を補償した。

2014年11月25日に、2015年度についての決済価格 (Precio de Liquidación de las Diferencias(PLD)) の差の新たな上限と下限を承認した。かかる決定は、パブリック・コンサルテーション第09/2014号に始まり、その後パブリック・ヒアリング第54/2014号で、長時間の議論が費された。

新たな制限の主な影響は、配電業者が負うスポット市場の契約上のエクスポージャーに関連する発生しうる将来のリスクの財務影響を減少させること、また発電量が配電業者の負う契約上の要件を下回る場合、事業の不可逆的リスクおよび財務エクスポージャーを最小限にすることである。

この決済メカニズムは、2014年の損失は2015年に適切な料金により相殺されることを保証する。

最後に、2014年12月10日に、ブラジルの配電業者 (アンブラとコエルチェ) のための追補利権契約が調印され、料金を通じて契約期間中に相殺することが不可能な場合に、利権契約期間末に相殺することができる資本の部分としての規制資本の認識を通して回収を保証することで、2014年の損失に関連する債権の認識を認めた。

ICMS費用の全額認識

2014年3月11日、ANEELは、第7回定時理事会において、将来および過去 (2003年から2013年までについて) の両方について発電業者に支払う販売税 (ICMS) を全額認識するというコエルチェの要求を認めた。料金を通じた金額の回収は、2014年4月から開始され、4年間実施される。

2014年5月20日、連邦検察局は、コエルチェの料金の調整が停止されるべきであると求めた。かかる法的措置は、ANEELが設定した料金を通じてICMSの回収を停止することを求めており、従って、料金引き上げは (16.77%でなく) 13.68%に限定された。

干ばつの影響に対する補償

ブラジルでは、2014年の深刻な干ばつで受けた被害が続いた。11月に、システムは、電力を制限しなければならない最大のリスクに直面した。配送会社に対して電力の追加費用を補填するために、政府は、導入される料金引き上げの結果として今後2年間にわたって払い戻さなければならない銀行ローンを用いて規制約定環境（RCE）アカウントを設定した。2014年に、ブラジルの配送業者は、RCEアカウントの合計18十億レアル（約5.7十億ユーロ）を引き出したが、赤字全部を補填することはできなかった。2015年3月に、2014年11月および12月の赤字を補填するために、RCEアカウントによる新たなローンが承認された。全てのローンについての支払期間は、2015年11月から54ヶ月間まで延長された。

再生可能エネルギー

ギリシャ

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年の期間において、インセンティブを減額して予算不足額を減らそうと様々な施策が導入された。プレミアムと入札に基づく新たなメカニズムが、現在のものにとって代わることとなるが、かかる導入の時期は、政治的な不確実性により未定である。

卸売電力市場および容量保証メカニズム（CAM）は改定作業中である。

変更案の下では、卸売システムは、先渡市場、前日市場（現在運営されているのは一つのみである。）、日中市場および調整市場の4つの別々の市場により構成される。

CAMは、容量の利用可能性、適応性、戦略的リザーブおよび需要サイドの反応という4つの柱に基づく。2015年12月28日、政府は、欧州委員会に対してCAMについての提案を送付した。かかる提案は、2015年についての遡及的支払を導入しないという欧州委員会の指示を反映している。

ルーマニア

ルーマニアのすべての再生可能エネルギー資源についての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。唯一の例外として、発電容量が10MW超の水力発電プラントは、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、再生可能エネルギーからの総発電量の割合について法律により定められる年間目標に基づきグリーン証書の購入を通じて、毎年、再生可能エネルギーの特定の割合を購入することが必要とされる。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負担分を発行する。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き変動する。より具体的には、新たなプラントについて、2017年まではバイオマス、地熱および風力からの発電につき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グリーン証書とする。グリーン証書の価格は、一定の幅（上限および下限）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EG057/2013は、再生可能資源による発電業者に対して支払われるグリーン証書の一部につき、取引の一時的停止（2013年7月1日から2017年3月31日まで）を規定した（風力およ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）。支払が据え置かれたグリーン証書の取引は、太陽光発電業者およ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。

2015年12月31日、政府は、2016年についてインセンティブを受け取る再生可能エネルギーから発電された電力の割合を12.15%と発表した（2015年は、2014年12月19日に発表された決定1110/2014により11.9%であった。）。

ブルガリア

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および容量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%（その後裁判所により無効とされた。）、利用料金および発電補助発電の制限が含まれる。これら全ては、インセンティブにより発生したシステム赤字を軽減することを意図していた。

トルコ

トルコの再生可能エネルギーシステムは、2020年までの各年に公開市場に移るオプション付きで、10年間保証された、米ドル表示のフィード・イン・タリフ・メカニズムを規定している。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規定している。

ドイツ

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（稼動開始日より額に違いがあ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の「適用価値」（ct/kWh）および毎月の平均電力価格の間の差として計算される。）
- ・オークション（フィード・イン・プレミアムに代わるものとして、2017年から実施される予定である。）

スペイン

スペインの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、主に固定価格買取制度および固定プレミアムのメカニズムに基づいていた。2012年および2013年についてのエネルギー政策は、主に、「料金赤字」問題を解決する必要性に注視した。それは、勅令第1/2012号をもって、スペイン政府は、事前登録手続を停止し、未登録の新たな再生可能エネルギープロジェクトについてのインセンティブ・メカニズムを撤廃したためである。法律第15/2012号は、あらゆる技術による発電につき税率7%、発電のための水使用については22%の使用料を導入した（50MW未満の設備容量の発電所については、使用料の90%が割り引かれる。）。

2013年に、勅令第2/2013号は、市場価格に固定価格買取プレミアムを加えた価格を基準とした報酬オプションを撤廃し、固定価格買取制度のオプション（エネルギー価格が含まれる）または市場価格のみを、プレミアムなしで存続させ、再生可能資源および熱電併給のための固定価格買取制度に使用される指標の基準を改定した。

勅令第9/2013号の導入を通じて2013年7月に開始された電力セクターの改革の一環として、2014年6月6日に、再生可能エネルギー資源からの発電、共同発電および残留廃棄物を規制する勅令第413/2014号が承認された。かかる勅令は、「合理的な採算性」の概念に基づく新たな報酬システムを導入し、10年政府債利回りプラス300ベースポイントが設定された。最初の規制期間については、2013年6月から始まる6年間は、投資リターンは、税引前の実質額の7.4%となると見込まれる。

新システムは、市場価格での電力販売に基づく報酬を求めており、市場価格が設定された合理的な採算性を保証するに十分でない場合にのみ、補足的な年次報酬が追加される。補足的な報酬は、効率的で経営状態のよい会社およびプラント郡の標準的な営業費用および投資費用に基づき計算される。これらの標準的なパラメーターは、2014年6月20日に省令第IET/1045/2014号の承認をもって決定された。

2014年7月8日、エネル・グリーン・パワーは、勅令第413/2014号および省令第IET/1045/2014号の行政不服審査を提出した。勅令の不服審査については、訴訟が提起され、最高裁判所で係争中である。省令の不服審査については、2015年に、追加情報が要求され、その入手後、訴訟が提起されたが、裁判所の専門家による評価を待機中である。

2つの省令が、新たな規制枠組みを改善することを目的として、2015年に発表された。一つ目の省令である第IET/1344/2015号は、省令第IET/1045/2014号に含まれずそのため2013年7月以降のインセンティブ・システムから除外された一定の種類の太陽光および熱電併給施設について、報酬基準パラメーターを規定した。二つ目の省令である第IET/1345/2015号は、2015年下半年期について熱電併給およびバイオマスプラントの報酬に関する価格を更新し、今後数年間に適用される価格の検討についてのメカニズムを規定している。

2015年7月31日に、勅令第738/2015号が発表された。それにより、諸島領（カナリー諸島、バlearリック諸島、セウタおよびメリリャ）に所在するプラントについての規制枠組みおよび配送メカニズムが規定された。

2014年8月5日付で、省令第IET/1459/2014号が公表された。イベリア半島外の電力システムにおける報酬のパラメーターならびに新たな風力および太陽熱プラントに対する特別な報酬規則を割り当てるメカニズムを規定した。また、2015年9月24日に、省令第IET/1953/2015号が発表された。かかる省令は、設備容量合計上限450MWの風力発電プラントに対してインセンティブを割り当てるためのメカニズムへの参加を増やす目的で、IET/1459/2014を更新した。

2015年の最後の月に、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号およびエネルギー局の11月30日付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およびバイオマス200MWを含む。

12月19日に、エネルギー局の12月18日付決議が発表された。かかる決議は、再生可能エネルギープラントがシステム調整サービスに参加するにあたって適格であるとみなされるために合格しなければならない基準および適格性テストを規定している（これまで従来型発電プラントのみ対象とされていた。）。

ポルトガル

風力ファームに対する料金システムは主に、フィード・イン・タリフ・メカニズムに基づいている。2014年6月24日、一定の技術的要件を満たし、また十分な風力資源を有する既存の風力ファームの容量を増加することを目指し、法令第94/2014号が公表された。かかる法令は、グリッドへの接続容量を超過した発電の受け渡しのための条件および関連する報酬を規定する。

法令第102/2015号は、その年に発表され、法令第94/2014号に基づく風力ファームのいわゆる「設備過多」の規制を完成させた。かかる法令は、ネットワークに対して認められた容量を超えた発電の配送に関する手続および技術的要件を規定している。かかる技術的仕様は、即時連絡および遠隔分離機能と関連している。

モロッコ

モロッコは、電力輸入が高い割合を占める国である。とりわけ、2008年以降、モロッコ政府は、再生可能エネルギーの地方発電を増加するための戦力を促進している。風力および太陽光資源は、モロッコ中に豊富であり、このため政府は主として再生可能テクノロジーの発展を支援している。2020年までの目標は、国内電力生産のうち再生可能資源からの発電を42%とすることである。モロッコの再生可能資源の発展を管理し統制するために、政府は、ADEREE（再生可能エネルギーおよびエネルギー効率の発展のための国家機関）およびMASEN（太陽光エネルギーのためのモロッコ機関）という2つの機関を設置した。

再生可能エネルギーの発展の最初のアプローチは、競争オークションに基づくものである。政府は、唯一の買い手であるONEE（国家電力セクター機関）との電力購入契約（PPA）を保証する。このため、2015年に政府は風力発電850MWを割り当て、太陽光エネルギー170MWを割り当てるための競争入札（MASENにより運営されるNOOR PVプログラム）の第1フェーズを開始した。

再生可能エネルギー発展のためのこの最初のアプローチに加えて、自己発電および高電圧顧客が再生可能資源から供給を受けている場合の当該顧客の自由化という2つの追加的アプローチも用いられた。

この後者のシステムは、高電圧顧客向け市場の開始に基づいている。法律第09/13号は、再生可能エネルギー発電業者に対して、高電圧顧客に対する販売を目的とした新たなプラントの建設を認める。

モロッコは、規制の遵守ならびに電力およびガス市場での事業者間の競争を確保し、輸送および接続ネットワークに対する利用の価格および条件を規定するために、独立した国家のエネルギー当局として活動するANREと呼ばれる新たな機関を設置することを検討している。この目的を達成するため、2015年に政府は新たな法律の起草を開始した。

2015年に、政府は、法律第09/13号のいくつかの点を修正する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規定している。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、高電圧ネットワークに対する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。

南アフリカ

2011年5月、南アフリカは、2010-2030年統合リソースプラン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プロキュアメントプログラム（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、集中型太陽熱発電および太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、バイオガス発電およ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る。）。2015年に、新たなラウンド（優先ラウンドまたはラウンド4.5と呼ばれる。）が追加され、追加的な1,800MW（現在まだ割り当てられていない。）について開催される。

技術および財務面について検討される事前資格審査段階の後、適格プロジェクトが、買値（加重70%）およびプロジェクトの経済開発項目（加重30%）という2つの基準に基づき選ばれた。後者は、国の経済開発に注視した一連のパラメーターに基づいており、地域的項目および南アフリカ人、とりわけ非白人の雇用の創出を含む。

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。

2015年初めに、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および電力輸送（運搬）のための国のグリッドの利用という2つの検討を開始した。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およびグリッド（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（商業または産業企業。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。かかる検討が終了する日は、まだ公式に発表されていない。

最後に、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年まで毎年平均8%増加する予定である。

インド

インドは、29の州から成る連邦共和国であり、そのそれぞれが様々なセクターにおいて個別の責任を負い、また電力セクターにおいては連邦政府と連帯責任を負っている。

新たな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。かかる庁に加えて、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。）により監視され、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。）によっても監視されている。

2015年6月に、ナレン德拉・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10GW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いることから、高度に断片化しているという特徴がある。概して、風力および太陽光の発展のための主なサポートメカニズムは以下のとおりである。

- ・連邦および州のオークション（太陽光）
- ・州レベルのフィード・イン・タリフ（風力）
- ・連邦レベルの発電ベースのインセンティブ（風力）
- ・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）（風力および太陽光）
- ・個別の税金インセンティブ

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により州レベルで規定され、州によって10から25年の期間で州の配送会社とのPPAにより実施される。

太陽光エネルギー分野の発展に関しては、2010年に、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・システムに基づき、国家太陽光発電導入計画（Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM)）と呼ばれる連邦プログラムが開始された。かかるプログラムは、3つのフェーズに分かれて構成されており、そのうち二つ目が、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）により固定料金で25年PPAを付与される。

ケニア

ケニアは、再生可能エネルギーについての公式な設備容量目標を設定していないものの、個人投資家を惹きつけることを目指して、主に水力発電への依存を減らすために、再生可能エネルギーの発展を強くサポートしている。

2008年以降用いられており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、そこでの特定の価額は、容量が10MW未満のプラントに対してはエネルギー規制委員会（ERC）の法律により、それより大規模な設備に対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、配電およ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）を規定している。料金は、テクノロジー（風力、バイオマス、太陽光、小規模水力および地熱）およびプラント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。

2012年に、FiT契約により建設された再生可能エネルギープラントの最大容量について上限が設定された。FiTサポートメカニズムは、料金の変更を含め、3年ごとに検討されている。ただしこの新たなメカニズムは新しいプラントにしか適用されない。

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および密度の増加、小規模グリッドの発展およびオフグリッド計画を通じて地方の電化料金を引き上げることを主に優先している。

ラテンアメリカ

ラテンアメリカにおける再生可能エネルギー資源の開発は、ヨーロッパほど多様ではない。具体的には、近年段階的な多様化が進められているものの、ラテンアメリカの電力基盤はこれまで、多数の大規模な水力発電プラントであった。主な報酬のアプローチには、長期的な電力購入契約（PPA）、税務上のインセンティブおよび輸送料金の補助がある。

ブラジル

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、固定価格買取制度（PROINFA）の実施をもって2002年に設定され、競争オークションを用いた従来型の電力の販売システムと調和させた。かかるシステムは、参加するのが新しいプラントか既存のプラントかにより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、バイオマスおよび水力テクノロジーを50MWを上限としてリザーブする
- ・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年以内に稼働開始される全プロジェクトが適格する。これらのオークションは、通常、予備発電容量を増加させ、そして/または、特定のテクノロジー（再生可能エネルギー等）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年超以降に稼働開始される全プロジェクトが適格する。これらのオークションは、3年または5年後に与えられるエネルギーを供給する発電業者の義務に基づいてA-3およびA-5オークションに分けられる。

オークションは、主として、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、発電業者が下げた買値を言うしくみとなっている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すべ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ペイ・アズ・ビッドフェーズの、2つの段階を有する。勝ち残った入札者は、資源により期間の異なる（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）長期の契約を与えられる。

2015年に、規制顧客への供給のために8つのオークションが開催され、そのうち5つは、再生可能エネルギープロジェクトの参加に関わるものであった。新たな容量のうち合計約5.5GWの契約が与えられた。11月に、連邦政府はまた、容量の70%の営業費用の報酬および残りの30%を自由市場に割り当てる可能性について規定する30年契約により、期限満了となる約6GWの水力発電利権を再割り当てするためのオークションを開催した。

9月に、かかる省は、最低24ヶ月間稼働し、かつ「物理的保証（*Garantia Física*）」（すなわち、規制顧客に供給するためのオークションにシステムが参加するための最大容量）の価値を再計算するためにプロジェクト展開中に技術的調整を受ける風力タービンを許可する法令を承認した。承認された方法の下では、積極的な差異を記録するプラントは、A-0およびA-1オークションを通じてまたは自由市場の顧客に対してそれを販売することができる。

12月に、法律第13.203号が承認された。他の変更としては、水理学リスクを管理するための新たなメカニズムを導入し、それにより、調印した契約での価格引下げと引き換えにエンドユーザーに対しリスクを譲渡するオプションが水力発電業者に付与される。また、再生可能エネルギープラントが税金インセンティブから利益を受ける限度を30MWから300MWに引き上げ、以前のオークションで入札獲得したプラントに、規制顧客への供給のための将来のオークションに余剰容量をもって参加することを認める。

チリ

チリは、配送業者また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発電については、2014年から再生可能資源からの発電の割合が電力の5%を占める（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ポイントずつ増加する）
- ・2013年7月1日以降に調印された全ての契約については、2013年法律第20698号により、2025年までに20%の目標（2014年の6%の当初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

すべての再生可能エネルギー資源は、要件を満たす目的に適切である。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、20MWまでについては修正要素で考慮され、20MWから40MWまでについては容量の一部削減について規定している。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規定している。

2014年5月に、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、対処されるべき次なる規制措置として主なエネルギー政策目標を規定し、政府が次の期間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、エネルギー消費を2025年までに20%削減する目標を確認し、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。

2015年1月29日に、規制市場の顧客への供給に関するオークションのシステムへ変更を導入する法律第20.805号が承認された。主な変更は、契約期間の延長（15年から20年へ）、規制市場にとどまることを認められる顧客の範囲（0.5-2MWから0.5-5MWへ）、短期オークションの導入、ならびに電力供給開始日を延期するオプションの新たなプラントへの付与である。

2016年から組織されたオークションの結果として調印された契約全てについて、新たな規則が実施される。

2015年4月に、かかる省は、2014-2015年の国家電力システムの拡張計画を承認する法令を発表した。かかる計画は、国の2つの主要な電力システム（SICおよびSING）の間の相互接続の構築を含むものであり、2019年末までにサービスが開始される予定である。

2015年9月に、「2050年に向けてのロードマップ：持続可能なエネルギーに向けて（Hoja de Ruta al 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva）」という文書が発表されたが、それは、チリにおけるエネルギー産業の長期展開についてのガイドラインを規定し、いくつかの産業目標を設定している。かかる文書は、エネルギー省により展開されるエネルギー政策の基礎の一つを成しているが、とりわけ、2050年までに再生可能資源からの発電を70%とする目標を導入しており、その大半は風力および太陽光を用いて獲得される予定である。

コロンビア

2014年5月14日に、コロンビア大統領は、再生可能資源からの発電の促進、温室効果ガス排出量の削減および国のエネルギー保障の確保に関する法律第1715号を公布した。再生可能資源に対する様々な税金インセンティブの導入に加えて、かかる法律は、非従来型再生可能プラントおよびエネルギー効率イニシアチブに出資するファンドの設立を規定している。

2015年に、再生可能エネルギープラントのための法律において構想されている税金インセンティブを正式化する法令の承認により、第2レベルの法律の起草が続けられている。より具体的には、かかるプラントは、VATおよび義務を免除され、また加速償却および50%の税控除から利益を受ける予定である。

2016年2月に、鉱物およびエネルギー省は、2015-2029年の期間についての新たな計画（「発電および送電関連拡張計画2015-2029」（Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015-2029））を発表し、国の電力システムに対するラ・グアヒラ（La Guajira）半島の接続の構築を正式に開始した（2022年末までに稼働開始予定である。）。かかる地域は、国の北部にあり、現在孤立しているが、コロンビアにおける最大の風力発電能力のある地域の一つである。今後数ヶ月のうちに、地域の発電業者の発展計画を考慮して、建設の詳細な予定表を規定した、プロジェクトの最終構想が完成される予定である。

メキシコ

2015年は、エネルギーおよび原油セクターを再構築する一連の法律および規制の進歩的な承認および発表がみられた。とりわけ電力業界に関しては、立法的手続（2013年12月に承認された構造的な修正に始まり、2014年には電力業界の法的枠組みの制定（エネルギー業界法（Ley de la Industria Eléctrica）、地熱エネルギー法（Ley de Energía Geotérmica）および連邦電力委員会法（Ley de la Comisión Federal de Electricidad））へと続いた。）が、電力市場ガイドラインの発表により2015年に完了した。

9月に発表された文書は、新たな市場の運営および組織を統制する規則、またそれに参加するための基準を規定している。かかるシステムは、短期および長期の電力取引、容量および「クリーン・エネルギー」証書についてのメカニズム（即時市場、前日市場および規制市場顧客への供給のためのオークションを含む。）を規定している。

発表された予定表に基づき、2016年1月27日から、事業者は卸売市場に参加することができ、その一方で、最初の長期オークションは2016年3月に開催される予定であるが、そこでは配送会社は、2018年までに非化石燃料資源からの発電を25%とする目標を達成するために必要な電力および証書を購入することができる。2016年1月27日、即時卸売市場も開始した。

1月に、かかる省はまた、関連法令の発表により、以前の市場独占業者（連邦電力委員会（Comisión Federal de Electricidad）（CFE））のアンバンドリングを開始した。かかるプロセス（2017年末までに完了する予定である。）は、水平的および垂直的分離を構想しており、少なくとも4社の発電会社、2社のグリッド運営会社（輸送および配送）、2社の販売会社（自由市場および規制市場の顧客が対象）ならびに改革以前の市場の取り決めを維持することを選択する発電会社（独立発電業者および自己発電業者）との商業的関係を管理する2社の支店が設立されることとなる。

かかるセクターの長期展開に関しては、6月にエネルギー省（SENER）が、2015-2029年の電力セクター計画文書（PRODESEN）を発表した。かかる文書は、期間中の需用を満たすために必要な発電、輸送および配送プロジェクトを明確にするよう規定している。かかる省の見積もりによれば、需要は、3%から4%上昇する見込みであり、約60GWの追加容量を必要とし、そのうち約32GWは、2024年までに再生可能資源からの発電を35%とする目標を満たすための再生可能エネルギー容量である。

最終的に、12月にエネルギー産業移行法案が承認されたが、それは、電力システムに非化石資源からの発電を取り込むことについての中長期目標（2018年までに25%、2021年までに30%、2024年までに35%）を規定し、正式なものとした。

ペルー

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（水力発電プラントは唯一の例外であり、20MWの上限まで対象とされている。）に対して開かれる競争オークションのシステムであり、通例、省による関連法令の発表時に資源別に分けられる。

オークションは最大入札価格およびペイ・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、配送優先度および様々な税金インセンティブから利益を受ける（加速償却および売上税の早期償還を含む。）。

12月に、2008年の法律で導入された5%目標を達成するための試みの一環として第4次再生可能エネルギーオークションが開催された。入札獲得者は、風力、太陽光、小規模水力およびバイオマス資源からの電力を年間合計約2.2TWh供給する（2018年1月に供給開始予定である。）という20年契約を締結する。入札獲得者は2016年2月または3月に発表される。

発電の発展を管理する立法については、2015年2月に、規制当局であるOSINERGMINが、エネルギー・フィルム（Energía Firme）についての新たな計算方法を承認した。その計算方法は、再生可能エネルギープラントの場合は、発電機能、稼働中のプラント間の区別、新たなプラントおよび再生可能エネルギーオークションの獲得者に基づき定義される。

パナマ

再生可能エネルギーは、主に、配送会社により組織される公開オークションおよび自由市場で締結された二当事者間の電力購入契約を通じて売却される。

2015年2月に、議会は、環境省の設置を認める法律第25号を承認した。かかる新たな省は、他の省と協力して、国の発展プロジェクトの実施とともに、環境政策の実施に貢献する責任を負う。

2015年5月に決議8566が承認された。かかる決議は、水が十分に利用可能な期間中の電力の輸出の手法を変更している。国家センター（Centro Nacional de Despacho）というパナマのシステムの事業者により提案されたこの新たな規則は、貯水池の氾濫のリスクを軽減しようとするものである。

グアテマラ

再生可能エネルギーは、主に、配送業者／トレーダーにより組織された公開オークションおよび自由市場における二当事者間の電力購入契約を通じて売却される。グアテマラはまた、税金インセンティブ・システムを設定しており、それには再生可能プラントについて所得税の10年間の免除および原材料や備品の輸入に課せられる税金の免除が含まれる。

2015年1月に、規制当局であるCNEEは、2014年にグアテマラは再生可能資源からの発電の割合が、2007年（政府が再生可能エネルギー発電についての国の長期目標を承認した年）より約15%増加して、65%に到達したことを発表した。より具体的には、かかる数値により、グアテマラが2015年について設定した60%の目標を達成し、またその後の目標（2026年までに80%）の達成に向けて取り組んでいることが確認された。

コスタリカ

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IPP（20MW以下）を通じて、またICE（コスタリカ電力業者）により長期PPAについて設定された料金でBOT公開オークション（50MW以下）を通じて、売却される。

2015年9月に、大統領は「2015-2030年国家エネルギー計画」に調印したが、それにはエネルギー部門計画の短期、中期および長期目標が規定されている。電力産業については以下の4つの目標が規定されており、今後数年間に具体的な施策により取り組みがなされる予定である。

- ・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、エネルギー効率を改善する。
- ・再生可能資源の直接利用を認める、最適な分散発電を確保する。
- ・利用可能な資源ならびに質、利用可能性および価格の条件の組み合わせを評価することにより、国の発電基盤を最適化する。
- ・経済的、技術的、社会的および環境的側面をシステムの柱としてみなすエネルギーシステムのための包括的計画アプローチを導入する。

ウルグアイ

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、また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年-2030年国家エネルギー政策に規定されている。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を含む、一連の短期、中期および長期目標を定めている（かかる目標は達成された。）。

市場アクセスに関しては、民間の事業者は、国営の配送事業者であるUTEに対する電力販売に関する長期契約の付与について、基本的に発電テクノロジー別に政府が招集するオークションに参加することができる。

アメリカ合衆国

アメリカ合衆国は、2つのレベルの再生可能エネルギーのインセンティブ・システムを有する。連邦レベルでは、生産および投資についての税金インセンティブ（生産税額控除および投資税額控除）、加速償却および連邦助成金を含む多様な支援を想定している。州レベルでは、主要なインセンティブは、再生可能エネルギーポートフォリオ基準（RPS）メカニズム、すなわち、州ごとに異なる目標を定めるとともに、公共財のための再生可能エネルギーからの発電の義務的割合を設定するシステムである。ほとんどの州は、取引可能な証書のシステムを採用しているが、連邦レベルで機能しているそれに対応する基盤はない。

風力、地熱、水力およびバイオマスプラントから再生可能エネルギー発電を奨励する税金インセンティブである生産税額控除（PTC）（2015年末に失効した。）ならびに太陽光エネルギーについての税金インセンティブである投資税額控除（ITC）（2016年末に失効予定である。）は、どちらも最近以下のとおり更新された。

風力のPTCは以下の額を付与される。

- ・ 2017年 1 月 1 日より前に建設開始された場合100%
- ・ 2016年12月31日の後から2018年 1 月 1 日より前に建設開始された場合80%
- ・ 2017年12月31日の後から2019年 1 月 1 日より前に建設開始された場合60%
- ・ 2018年12月31日の後から2020年 1 月 1 日より前に建設開始された場合40%

太陽光のPTCは以下の額を付与される。

- ・ 2020年 1 月 1 日より前に建設開始された場合30%
- ・ 2019年12月31日の後から2021年 1 月 1 日より前に建設開始された場合26%
- ・ 2020年12月31日の後から2022年 1 月 1 日より前に建設開始された場合22%

最後に、地熱、水力およびバイオマスのPTCは、2017年 1 月 1 日より前に建設開始された場合100%に等しい額が付与され、インセンティブの段階的廃止の期間はなく、2年間の延長が規定された。

適格性にとって要求される「建設開始」および「継続的努力」の定義についての追加的規定は、2016年第 1 および第 2 四半期に米国内国歳入庁により発行される予定である。

2015年 8 月に、環境保護局（EPA）は、2030年までに排出量を32%削減するクリーン・パワー・プランを発表し、各州について個別の削減目標を設定した。しかしながら、連邦裁判所がかかる問題を検討中である一方で、合衆国最高裁判所は、2016年 2 月 9 日に、かかる措置の停止を命令した。州に対するEPAの期限の有効性は、現在、裁判手続の結果にかかっている。それまでは、各州は、2016年までにEPAに対して適切な削減計画を提出することになっていた。

州は、2020年から実施されるインセンティブ・システムにより、2022年までに排出量削減を開始する必要がある。

4【関係会社の状況】

(1)親会社

該当なし。

(2)子会社および関連会社

2015年12月31日におけるエネルグループの子会社、関連会社およびその他重要な株式投資

2006年7月28日のCONSOB通知第DEM/6064293号および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、2015年12月31日におけるエネル・エスピーエーの子会社、関連会社およ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、その所有率および当該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	9,403,357,795.00	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・エルビー(Cataldo Hydro Power Associates LP)	ニューヨーク (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%	34.83%
ソシエタ・ディ・スヴィルツポ・レアリザツィオーネ・エ・ジェスティオーネ・デル・ガスドット・アルジェリア・イタリア・ヴィア・サルデーニャ・エスピーエー(「ガルシ・エスピーエー」) Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA (in breve "Galsi SpA")	ミラノ	イタリア	37,419,179.00	ユーロ	エネルギーおよ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%	42.67%
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、建設および運転	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	68.29%
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%	40.97%
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、構築および経営	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%	34.83%
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%	54.63%
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	設計およびサービス	エンデサ・ディストリブシオン・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%	35.20%
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%	68.29%
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%	68.23%
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	発電所の管理お よび維持	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	100.00%	69.01%
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、 構築および経営	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	ウルター・エスアールエル	100.00%	34.14%
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	発電および電力 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%	68.29%
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、送電およ び配電	エネル・ブラジル・エスエー チレクトラ・インヴェルスード・ エスエー チレクトラ・エスエー エネルシス・エスエー	46.89% 21.02% 10.34% 21.38%	55.79%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	34.83%
アクイレール・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	太陽光発電所	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・ヴァンデリヨス・・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	発電所の管理お よび維持	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	バルケ・エオリコ・レナイコ・エ スピーエー	100.00%	68.23%

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	研究開発および 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%	68.29%
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	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	68.29%
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%	68.29%
オートム・ヒルズ・エルエルシー (Autumn Hills LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィ ンド・エルエルシー	51.00%	34.83%
アイセン・エネルギア・エスエー (Aysén Energía 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 エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシタッド・エスエー	99.00% 0.51%	18.54%
アイセン・トランスミッション・エ スエー (Aysén Transmisión SA)	サンティアゴ	チリ	22,368,000.00	チリペソ	発電および電力 販売	エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシタッド・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%	68.29%
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%	46.09%
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%	68.29%
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%	34.83%
ブラック・リバー・ハイドロ・アソ シエーツ (Black River Hydro Assoc)	ニューヨーク (ニューヨーク)	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・エルビー エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	75.00% 25.00%	43.19%
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・ビーヴィー	68.00%	46.44%
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%	46.44%
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%	46.44%
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%	46.44%
ボイロ・エネルギア・エスエー (Boiro Energia SA)	ボイロ	スペイン	601,010.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	40.00%	27.61%
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%	34.83%
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%	34.83%

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%	68.29%
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%	68.29%
ブライラ・パワー・エスエー (Braila Power SA)	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%	51.22%
ビジネス・ベンチャー・インベストメンツ 1468 (ビーティーワイ) 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 (ビーティーワイ) エ ルティーディー	100.00%	68.29%
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%	34.83%
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%	68.29%
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%	68.29%
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・ウインド・エ ルエルシー	100.00%	68.29%
カーボペゴ・アバステシミアントス・ エ・コンピュスチヴェイス・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 (ビーティーワイ) 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 (ビーティーワイ) エ ルティーディー	98.49%	67.26%

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%	68.29%
セフェイダス・デサロージョ・ソー ラル・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	太陽光発電所	エンデサ・インジェニエリア・エ スエルユー	50.00%	35.05%
セントレイス・エレクトリカス・カ シヨエイラ・ドウラダ・エスエー (Centrais Elétricas Cachoeira Dourada SA)	ゴイアニア	ブラジル	289,340,000.00	ブラジル レアル	発電および電力 販売	エネル・ブラジル・エスエー	99.75%	51.03%
セントラル・ドック・スード・エス エー (Central Dock Sud SA)	ブエノス・ アイレス	アルゼンチ ン	35,595,178,229.00	アルゼンチ ンペソ	発電、送電およ び配電	インヴェルソラ・ドック・スー ド・エスエー	69.99%	24.24%
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	コンパニア・エレクトリカ・タラ バカ・エスエー	75.00%	27.96%
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%	51.15%
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 バーニャ・エスエー	33.30%	22.98%
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)	ブエノス・ アイレス	アルゼン チン	500,000.00	アルゼンチ ンペソ	電気設備の建設	エンデサ・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%	9.80%
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	エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー コンパニア・エレクトリカ・タラ バカ・エスエー	51.00% 0.00%	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 管理	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	自然科学および エンジニアリン グの研究および 開発	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	100.00%	66.00%
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	研究およびテス トサービスなら びに分析、コン サルティング、 エンジニアリン グ、設計および 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	太陽光発電所	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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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	チレクトラ・エスエー	100.00%	60.07%
チレクトラ・エスエー (Chilectra SA)	サンティアゴ	チリ	36,792,868,194.00	チリペソ	持株会社、配電	エネルシス・エスエー コンパニア・エレクトリカ・タラ バカ・エスエー エンデサ・エスエー	99.09% 0.00% 0.00%	60.07%
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 および送電	エデジェル・エスエー	80.00%	28.42%
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%	68.29%
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%	34.83%
クラディアーチェ・ヴェーゼ・ボフ ニチェ・スボル・エスアルオー (Chladiace Veze Bohunice Spol Sro)	ボフニチェ	スロバキア	16,598.00	ユーロ	エンジニアリン グおよび建設	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	35.00%	23.10%
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	13,209,330,000.00	コロンビア ペソ	配電および電力 販売	チレクトラ・エスエー エネルシス・エスエー	9.35% 39.13%	29.34%
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	電力および熱エ 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	20.00%	13.80%
コジェネラシオン・リプサ・エスエ ル (Cogeneración Lipsa SL)	バルセロナ	スペイン	720,000.00	ユーロ	電力および熱エ 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	20.00%	13.80%
コメルシアリザドラ・デ・エネルギー ・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	電力取引	エネルシス・エスエー エンデサ・アルジェンチーナ・エ スエー	55.00% 45.00%	49.70%
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	21,372,000.00	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%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
コンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ・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、送電および配電	エネルシス・エスエー エネル・ブラジル・エスエー	15.18% 58.87%	39.32%
コンパニア・デ・インテルコネクション・エネルジェティカ・エスエー (Compañía de Interconexión Energética 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、送電および配電	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	51.15%
コンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスル・エスエー (Compañía de Transmisión del Mercosur SA)	ブエノス・アイレス	アルゼンチン	14,175,999.00	アルゼンチンペソ	発電、送電および配電	コンパニア・デ・インテルコネクション・エネルジェティカ・エスエー エネル・ラティノアメリカ・エスエー	100.00% 0.00%	51.15%
コンパニア・エレクトリカ・タラパカ・エスエー (Compañía Eléctrica Tarapacá SA)	サンティアゴ	チリ	331,815,034,140.00	チリペソ	発電、送電および配電	エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー エネルシス・エスエー	96.21% 3.78%	37.28%
コンパニア・エネルジェティカ・ヴェラクルス・エスエーシー (Compañía Energética Veracruz SAC)	リマ	ペルー	2,886,000.00	ヌエボソル	水力発電プロジェクト	ジェネラルリマ・エスエー	100.00%	60.62%
コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエー (Compañía Eólica Tierras Altas SA)	ソリア	スペイン	13,222,000.00	ユーロ	風力発電所	エネル・グリーン・パワー・エスパニーヤ・エスエル	35.63%	24.59%
コンポスティージャ・アールイー・エスエー (Compostilla Re SA)	ルクセンブルグ	ルクセンブルグ	12,000,000.00	ユーロ	再保険	エネル・インシュランス・エヌヴィ	100.00%	85.05%
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%	68.29%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
コンソリデイティッド・ハイドロ・ ニューハンプシャー・エルエルシー (Consolidated Hydro New Hampshire LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	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%	34.83%
コンソリデイティッド・ハイドロ・ ニューヨーク・エルエルシー (Consolidated Hydro New York LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	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%	34.83%
コンソリデイティッド・ハイドロ・ サウスイースト・エルエルシー (Consolidated Hydro Southeast LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	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%	68.29%
コンソリデイティッド・パンプト・ ストレージ・インク (Consolidated Pumped Storage Inc.)	ウィルミントン (デラウェア)	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%	55.87%
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 (Consortio 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%	34.51%
コペンハーゲン・ハイドロ・エルエ ルシー (Copenhagen Hydro LLC)	ニューヨーク (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%	34.83%
コーポラシオン・エオリカ・デ・サ ラゴサ・エスエル (Corporación Eólica de Zaragoza SL)	サラゴサ	スペイン	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%	17.25%
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	バルケ・エオリコ・レナイコ・エ スピーエー	100.00%	68.23%
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	バルケ・エオリコ・レナイコ・エ スピーエー	100.00%	68.23%
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	バルケ・エオリコ・レナイコ・エ スピーエー	100.00%	68.23%
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	バルケ・エオリコ・レナイコ・エ スピーエー	100.00%	68.23%
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	バルケ・エオリコ・レナイコ・エ スピーエー	100.00%	68.23%
ダナックス・エナジー (ピーティー ワイ) エルティーディー (Danax Energy (Pty) Ltd)	ホートン	南 アフリカ	100.00	南アフリカ ランド	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・アー ルエスエー (ピーティーワイ) エ ルティーディー	100.00%	68.29%
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・イン ターナショナル・ビーヴィ 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%	68.29%
デピュラシオン・デスティラシオ ン・リシクラヘ・エスエル (Depuracion Destilacion Reciclaje SL)	ボイロ	スペイン	600,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	40.00%	27.61%
デサロージョ・フォトソーラー・エ スエル (Desarollo Photosolar SL)	ラ・パルマ・ 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%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
デサロージョ・デ・フュエルガス・レノバブルズ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ (Desarrollo 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%	68.29%
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%	68.23%
ディトリッヒ・ドロップ・エルエルシー (Dietrich Drop 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%	34.83%
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	太陽光発電所	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	配電および電力販売	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・カンディマルカ・エスエー・イーエスピー (Distribuidora Eléctrica de Cundimarca SA ESP)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	1,000,000.00	コロンビア ペソ	配電および電力販売	インヴェルソラ・コデンサ・エスエーエス コデンサ・エスエー・イーエスピー	0.00% 49.00%	14.38%
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、送電および配電	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 (Distrielec 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	エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー チレクトラ・エスエー エネルシス・エスエー	0.89% 23.42% 27.19%	30.87%
ドッジ・センター・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー (Dodge Center Distributed Solar LLC)	デラウェア	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%	68.29%
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・グアダループ・イン	メキシコ	279,282,225.00	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・グアダマラ・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%	68.29%
ドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー (Drift Sand Wind Project LLC)	デラウェア	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%	68.29%
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%	68.29%
エデジェル・エスエー (Edege! SA)	リマ	ペルー	2,302,143,514.88	ヌエボソル	発電、配電および電力販売	ジェネランデス・ペルー・エスエー エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー	54.20% 29.40%	35.53%
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%	68.29%
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 (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・ノーア・アメリカ・インク	100.00%	68.29%
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・ノーア・アメリカ・インク	100.00%	68.29%

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%	34.83%
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%	34.83%
イージービー・スティルウォーター・ソーラー・ビーヴィーII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%	68.29%
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%	68.29%
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 (EGPNA 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%	68.29%
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 (EGPNA 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%	68.29%
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 (EGPNA 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	51.00%	34.83%
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 (EGPNA 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%	68.29%
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 (EGPNA 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%	34.83%
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 (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%	34.83%
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 (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%	34.83%
イ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 (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%	34.83%
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%	34.83%
エルコガス・エスエー (Elcogas 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・インターナショナル・ビーヴィー 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%	68.29%
エレクガス・エスエー (Elecgas SA)	サンタレン (ベゴ)	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	複合サイクル発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	50.00%	35.05%
エレクトラ・キャピタル (アールエフ) ビーティーワイ・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 (ビーティーワイ) エルティーディー	60.00%	40.97%
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	エネルシス・エスエー ジェネラリマ・エスエー	80.00% 20.00%	60.62%
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	配電および電力販売	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	送電および配電	エンデサ・レッド・エスエー	50.00%	35.05%
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	配電および電力供給	エンデサ・レッド・エスエー	50.00%	35.05%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	グループ	
							所有率 %	所有率 %
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	エンブレサ・ナシオナル・デ・エ レクトリシダッド・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%	68.29%
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%	22.87%
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	発電および電力 販売	エネルシス・エスエー エンブレサ・ナシオナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー	21.61% 26.87%	22.87%

[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・エスエー	100.00%	70.10%
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 (Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA)	リマ	ペルー	638,560,000.00	ヌエボソル	配電および電力販売	インヴェルシオンズ・ディストリリマ・エスエー エネルシス・エスエー	51.68% 24.00%	45.79%
エンブレサ・デ・エネルギア・カンディナマルカ・エスエー・イーエスピー (Empresa de Energía Cundinamarca SA ESP)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	39,699,630,000.00	コロンビア ペソ	配電および電力販売	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・エスエー・イーエスピー	82.34%	11.84%
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	配電および電力販売	ディストリレク・インヴェルソラ・エスエー チレクトラ・エスエー エネルシス・エスエー	56.36% 20.85% 22.25%	43.41%
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、送電および配電	ルズ・アンデス・エルティーディーエー チレクトラ・エス・エー	0.00% 100.00%	60.07%
エンブレサ・エレクトリカ・デ・ピウラ・エスエー (Empresa Eléctrica de 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%	58.50%
エンブレサ・エレクトリカ・パンギブジ・エスエー (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%	68.23%
エンブレサ・エレクトリカ・ペウエンチェ・エスエー (Empresa Eléctrica Pehuenche SA)	サンティアゴ	チリ	200,319,020.73	チリペソ	発電、送電および配電	エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー	92.65%	33.69%
エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー (Empresa Nacional de Electricidad SA)	サンティアゴ	チリ	1,331,714,090,000.00	チリペソ	発電、送電および配電	エネルシス・エスエー	59.98%	36.36%

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 %
エンブレサ・ナショナル・デ・ジェ オテルミア・エスエー (Empresa Nacional de Geotermia SA)	サンティアゴ	チリ	12,647,752,517.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・チ リ・エルティーディーエー	51.00%	34.80%
エンブレサ・プロピエタリア・デ・ ラ・レッド・エスエー (Empresa Propietaria de La Red SA)	パナマ	パナマ 共和国	58,500,000.00	米ドル	送電および配電	エネル・ラティノアメリカ・エス エー	11.11%	11.11%
イーエヌ・ブラジル・コメルシオ・ エ・セルヴィソス・エスエー (En- Brasil 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・エスエー セントラル・グランドーラ・テルメ レトリカ・フォルタレザ・エス エー	99.99% 0.01%	51.15%
エンデサ・アルジェンチーナ・エス 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	エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー カンバーニャ・エレクトリカ・タ ラバカ・エスエー	99.66% 0.34%	36.36%
エンデサ・キャピタル・エスエー (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・エスエー (Endesa Comercialização de Energia SA)	オポルト	ポルト ガル	250,000.00	ユーロ	発電および電力 販売	エンデサ・エネルギア・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・コスタネラ・エスエー (Endesa Costanera SA)	ブエノス・ アイレス	アルゼン チン	701,988,378.00	アルゼンチ ンペソ	発電および電力 販売	エンデサ・アルジェンチーナ・エ スエー エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・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%	27.52%
エンデサ・ディストリブシオン・エ レクトリカ・エスエル (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・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・エネルギア・エスエー (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・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・エネルギア・XXI・エス エル (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 およびエネル ギー関連サービ ス	エンデサ・エネルギア・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・ファイナシエシオン・ フィラーレ・エスエー (Endesa Financiación Filiales SA)	マドリッド	スペイン	4,621,003,006.00	ユーロ	金融会社	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・ジェネラシオン・II・エ スエー (Endesa Generación II SA)	セビリア	スペイン	63,107.00	ユーロ	発電	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%

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 (Endesa Generacion Nuclear)	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・エスパニャ・エスエル エネルシアス・デ・アラゴン・II・エスエル	99.20% 0.20% 0.40% 0.20%	70.09%
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	発電および電力販売	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・インジェニエリヤ・エスエルユー (Endesa Ingeniería SLU)	セビリア	スペイン	1,000,000.00	ユーロ	コンサルティングおよびエネルギアリングサービス	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%	68.29%
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%	68.29%
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・エスエー チレクトラ・インヴェルスード・エスエー チレクトラ・エスエー エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー エネルシス・エスエー	4.00% 5.94% 5.33% 34.64% 50.09%	51.15%
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%	68.29%

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%	34.83%
エネル・ディストリビューティー・バナト・エスエー (Enel 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%
エネル・ディストリビューティー・ドロブジャ・エスエー (Enel Distributie Dobrogea SA)	コスタンツァ	ルーマニア	280,285,560.00	ルーマニア レイ	配電	エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	51.00%	51.00%
エネル・ディストリビューティー・ムンテニア・エスエー (Enel 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%
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー (Enel 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%
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	ガスおよび電力の販売	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・エネルジー・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・ビーヴィ	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・ビーヴィ	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	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・インターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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	1,478,810,370.00	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%	34.18%
エネル・フランス・エスエーエス (Enel France Sas)	パリ	フランス	34,937,000.00	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	100.00%	100.00%
エネル・ガス・ルス・エルエルシー (Enel Gas Rus 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・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%	34.83%
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%	34.83%
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・デゼンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.00% 1.00%	68.29%
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%	68.29%
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	2,131,724,676.70	ブラジル レアル	持株会社	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・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%	68.29%
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、 管理および維持	エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%

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・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 ディーディーエー	100.00%	68.29%
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 ビーエー	100.00%	68.29%
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 ビーエー	100.00%	68.29%
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%	68.29%
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・ ビーヴィ	99.99% 0.01%	68.23%
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・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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 らの発電および 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 ディーディーエー 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%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・クリ タランディア・I・エオリカ・エ スエー (Enel Green Power 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	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 ディーディーエー	99.90%	68.22%
エネル・グリーン・パワー・クリ タランディア・II・エオリカ・エ スエー (Enel Green Power 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 らの発電および 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 ディーディーエー	99.90%	68.22%
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・ブラ ジル・バルティチパソエス・エル ディーディーエー 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%	68.29%
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 ディーディーエー	99.90%	68.22%
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 ディーディーエー	99.90%	68.22%
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 ディーディーエー	99.90%	68.22%
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 ディーディーエー	99.90%	68.22%
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・バルティチパソエス・エル ディーディーエー	99.90%	68.22%
エネル・グリーン・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・バルティチパソエス・エル ディーディーエー	0.01% 99.99%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・ディベ ロップメント・ビーヴィ (Enel Green Power Development BV)	アムステルダム	オランダ	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・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%

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・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・パルティチバソエス・エルディーディーエー	100.00%	68.29%
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・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・インターナショナル・ビーヴィー	1.00% 99.00%	68.29%
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	各種発電所ならびにその販売ネットワークの管理、運営および維持	エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィー	100.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・エルサルバドル・エスエー・デ・シーヴィー (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・インターナショナル・ビーヴィー	0.00% 99.00%	67.61%

[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・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%	68.29%
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 エネル・グリーン・パワー・イン ターナショナル・ビーヴィ	40.00% 60.00%	69.01%
エネル・グリーン・パワー・エスペランサ・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%	68.29%
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・バルティチバソエス・エルティーディーエー	100.00%	68.29%
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%	47.80%
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%	44.86%
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	5,000.00	グアテマラ ゲツアル	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・イン ターナショナル・ビーヴィ	2.00% 98.00%	68.29%
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・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	100.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ (Enel Green Power International BV)	アムステルダム	オランダ	244,532,298.00	ユーロ	持株会社	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	100.00%	68.29%
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 Norte 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・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	68.22%
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 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・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	68.22%
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	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・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	68.22%
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・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	1.00% 99.00%	68.29%
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 通販売および購 入	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・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%	68.29%
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	ハイドロマック・エネルギー・ ビーヴィ エネル・グリーン・パワー・イン ターナショナル・ビーヴィ	99.90% 0.01%	68.23%
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 Manicoba 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・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%	68.29%

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・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・インターナショナル・ビーヴィ	0.01% 99.99%	68.29%
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%	68.12%
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・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%	68.12%
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 Chapéu 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%	67.61%
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 Chapéu 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%	67.61%
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%	68.22%
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・インターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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・インターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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・インターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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・インターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・バルティチパソエス・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%	68.29%
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%	68.28%

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%	68.28%
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	1,000.00	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・イン ターナショナル・ビーヴィー	0.01% 99.90%	68.23%
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 らの発電および 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%	68.29%
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%	68.29%
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 ギー生産工場お よび分配ネット ワークの運用管 理およびメンテ 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%	68.29%
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(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・イン ターナショナル・ビーヴィー	100.00%	68.29%
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 (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・ビーヴィー	100.00%	68.29%
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 (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(ビーティーワイ)エ ルティーディー	100.00%	68.29%
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 Apiaçás 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・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%	68.29%
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%	27.32%
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%	67.61%
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 らの発電および 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 エネル・グリーン・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%	68.29%
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 ギー生産工場お よび分配ネット ワークの運用管 理およびメンテ 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%	68.29%
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 設および運営 (持株会社)	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	100.00%	68.29%
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	1,000,000,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・エスピーエー	68.29%	68.29%
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%	20.49%
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・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%	68.28%

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・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 ギー生産工場お よび分配ネット ワークの運用管 理およびメンテ 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%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・ター キー・エネルジー・ハティルマリ リ・アノニム・シルケティ (Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim ̈irketi)	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・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・ウルグ アイ・エスエー (Enel Green Power Uruguay SA)	オフイチナ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・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・ヴィロ レシ・エスアールエル (Enel Green Power Villoresi Srl)	ローマ	イタリア	1,200,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	51.00%	34.83%
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・エスビーエー	100.00%	100.00%
エネル・インジェグネリア・エ・リ チェルカ・エスビーエー (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、構成およ び維持	エネル・エスビーエー	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	持株会社	エンデサ・エスエー エネル・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	50.00% 50.00%	85.05%
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・エスビーエー	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 ジーおよびビジ ネスサービス	エネル・エスビーエー	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%	68.29%
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・ロンガネージ・ディベロッ プメント・エスアールエル (Enel Longanesi Developments Srl)	ローマ	イタリア	10,000,000.00	ユーロ	炭化水素分野の 探査および開発	エネル・トレード・エスビーエー	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 隔操作および接 続サービス	エネル・ディストリブツィオー ネ・エスビーエー	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%	68.29%
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%	68.29%
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 および開発	エネル・オイル・アンド・ガス・ エスビーエー	100.00%	100.00%
エネル・オイル・アンド・ガス・エ スビーエー (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・エスビーエー	100.00%	100.00%
エネル・オープン・ファイバー・エ スビーエー (Enel Open Fiber SpA)	ミラノ	イタリア	5,000,000.00	ユーロ	電子工場の導入 (メンテナンス および修繕を含 む)	エネル・エスビーエー	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 ビーエー (Enel Produzione SpA)	ローマ	イタリア	1,800,000,000.00	ユーロ	発電	エネル・エスビーエー	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・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・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	68.29%

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・セルヴィッシ・コミュニン・エスエー (Enel Servizioi 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	エネル・ディストリビューティー・ パナト・エスエー エネル・ディストリビューティー・ ドロジャ・エスエー	50.00% 50.00%	51.00%
エネル・セルヴィツィオ・エレット リコ・エスピーエー (Enel Servizio Elettrico 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	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・エルディー 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 ディーディーエー	0.01% 99.99%	68.29%
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%	34.83%
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%	68.29%
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%	68.29%
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	燃料の売買およ び物流・電力販 売	エネル・エスピーエー	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 グおよび用水設 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	プラント設計お よびエネルギー 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、運転および 管理	エネル・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	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、 運転および維持 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・バルティチパソエス・エル ディーディーエー 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%	68.29%
エネルパワー・エスピーエー (Enelpower SpA)	ミラノ	イタリア	2,000,000.00	ユーロ	エンジニアリン グおよび建設	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルジェティカ・デ・ロッセロ・ エーアイイー (Energética de Rosselló AIE)	バルセロナ	スペイン	3,606,060.00	ユーロ	電力および熱エ 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%	18.63%
エネルジア・デ・ラ・ロマ・エス エー (Energía de La Loma SA)	ハエン	スペイン	4,450,000.00	ユーロ	バイオマス	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	60.00%	41.41%
エネルジア・エオリカ・エスアール エル (Energia Eolica Srl)	ローマ	イタリア	4,840,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	100.00%	68.29%
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・イン ターナショナル・ビーヴィ	99.00%	67.61%

[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%	68.29%
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	613,953,610.00	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%	68.29%
エネルジア・マリーナ・エスピー エー (Energia Marina SpA)	サンチャゴ	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・エルティエーディーエー	25.00%	17.06%
エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグ ウ・エスアールエル・デ・シーヴィ (Energía Nueva de Iguu Srl de CV)	メキシコ シティ	メキシコ	41,582,307.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ エネルジア・ヌエヴァ・エネルジ ア・リンピア・メキシコ・エス アールエル・ディーイー	99.90% 0.01%	68.23%
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・グア デマラ・ エスエー エネル・グリーン・パワー・イン ターナショナル・ビーヴィ	0.04% 99.96%	68.29%
エネルジアス・オルターナティヴァ ス・デル・スール・エスエル (Energías Alternativas del Sur SL)	ラ・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	53.77%	37.11%
エネルジアス・デ・アラゴン・I・ エスエル (Energías de Aragón I SL)	サラゴサ	スペイン	3,200,000.00	ユーロ	送電、配電およ び電力販売	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.10%
エネルジアス・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%	69.01%
エネルジアス・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%	46.01%
エネルジアス・デ・ラ・マンチャ・ エスエー (Energías de La Mancha SA)	ビジャルタ・デ・ サン・ファン (シ ウダード・レアル)	スペイン	279,500.00	ユーロ	バイオマス	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	68.42%	47.22%
エネルジアス・エスベシアレス・ デ・カレオン・エスエー (Energías Especiales de Carreon 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%	53.14%
エネルジアス・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%	55.21%
エネルジアス・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%	69.01%
エネルジアス・エスベシアレス・デ ル・ビエルゾ・エスエー (Energias Especiales del Bierzo SA)	トトレ・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%	34.51%
エネルジアス・レノバブルズ・ラ・ マタ・エスエーピーアイ・デ・シー ヴィ (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%	68.29%
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%	66.00%

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%	13.20%
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	電力購入および 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	1,021,700.58	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%	31.06%
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%	40.97%
エネルシス・エスエー (Energis SA)	サンティアゴ	チリ	5,669,280.72	チリペソ	発電および配電	エネル・ラティノアメリカ・エス エー エネル・イベロアメリカ・エス アールエル	40.32% 20.30%	60.62%
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%	35.20%
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	90,000.00	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%	27.61%
エオリカ・ファゼンダ・ノヴァ ジェネラサオ・エ・コメルシアリザ 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%	51.13%
エオリカ・ヴァレ・デル・エプロ・ 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%	34.85%
エオリカ・ソピロアパン・エスエー ビーアイ・デ・シーヴィ (Eólica Zopiloapan, SAPI de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	1,877,201,540.00	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・グリーン・パワー・バル デシパツィオーニ・スペシャリ・ エスアールエル	56.98% 39.50%	65.88%
エオリカス・デ・アガエテ・エスエ ル (Eólicas de Agaete SL)	ラ・パルマ・ 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%	55.21%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
エオリカス・デ・フエンカリエン デ・エスエー (Éolicas de Fuencaiente SA)	ラ・パルマ・ 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 パーニャ・エスエル	55.00%	37.96%
エオリカス・デ・フエルテベンチュ ラ・エーアイイー (Éolicas de Fuerteventura AIE)	フエルテ ベンチュラ (ラ・パルマ)	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 パーニャ・エスエル	40.00%	27.61%
エオリカス・デ・ラ・パタゴニア・ エスエー (Éolicas de La Patagonia SA)	ブエノス・ アイレス	アルゼン チン	480,930.00	アルゼンチ ンペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	50.00%	34.51%
エオリカス・デ・ランサローテ・エ スエル (Éolicas de Lanzarote SL)	ラ・パルマ・ デ・グラン・ カナリア	スペイン	1,758,000.00	ユーロ	電力発電および 配電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	40.00%	27.61%
エオリカス・デ・テネリフェ・エー アイイー (Éolicas 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 パーニャ・エスエル	50.00%	34.51%
エオリカス・デ・ティラハナ・エー アイイー (Éolicas de Tirajana AIE)	ラ・パルマ・ 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 パーニャ・エスエル	60.00%	41.41%
エルドワルム・オベルランド・ゲー ムペーハー(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・イン ターナショナル・ビーヴィ	78.57%	53.65%
エセックス・カンパニー (Essex Company)	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%	34.83%
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%	68.29%
エクспロタシオンズ・エオリカ ス・デ・エスクーチャ・エスエー (Explotaciones Eólicas de Escucha SA)	サラゴサ	スペイン	3,505,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	70.00%	48.31%
エクсп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 パーニャ・エスエル	73.60%	50.79%
エクсп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%	44.86%
エクсп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%	62.11%
エクсп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%	62.11%
フィエスタ・シティ・ソーラー・エ ルエルシー (Fiesta City 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%	68.29%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
フローレンス・ヒルズ・エルエルシー (Florence Hills LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
フォトルボティカ・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ERIA・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%	68.29%
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%	68.29%
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%	34.83%
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	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（ブーティーワイ）エルティーディー	100.00%	68.29%
ガス・アタカマ・チリ・エスエー (Gas Atacama Chile SA)	サンティアゴ	チリ	185,025,186.00	米ドル	発電	ガス・アタカマ・エスエー コンパニア・エレクトリカ・トラバカ・エスエー	99.90% 0.05%	36.80%
ガス・アタカマ・エスエー (Gas Atacama SA)	サンティアゴ	チリ	291,484,088.00	米ドル	持株会社	インヴェルシオンズ・ガス・アタカマ・ホールディング・エルティーディーエー	100.00%	36.82%
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・エスエー コンパニア・エレクトリカ・トラバカ・エスエー ガス・アタカマ・チリ・エスエー	57.23% 0.03% 42.71%	36.80%
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%	36.80%
ガソデクト・タルタル・エスエー (Gasoducto Taltal SA)	サンティアゴ	チリ	18,638.52	チリペソ	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 ガス・アタカマ・チリ・エスエー	0.12% 99.88%	36.80%
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%	68.29%
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%	68.29%
ゴーリー・リバー・パワー・パートナーズ・エルエルシー (Gauley River Power Partners LLC)	ウィリソン (バーモント)	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%	34.83%
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・グアテマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ピーヴィー	1.00% 99.00%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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・グアテマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ピーヴィー	0.01% 99.99%	68.29%

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・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%	68.29%
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	エネルシス・エスエー	100.00%	60.62%
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	エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー エネルシス・エスエー	61.00% 39.00%	45.82%
ジオテルミカ・デル・ノース・エス エー (Geotermica Del North SA)	サンティアゴ	チリ	120,068,349,979.00	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	68.31%	46.61%
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%	40.97%
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	設計および液化 天然ガスの供給	エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー	33.33%	12.12%
ジーエヌエル・ノルテ・エスエー (Gnl Norte SA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	発電	ガス・アタカマ・チリ・エスエー ガソデュクト・タルタル・エス エー	50.00% 50.00%	36.80%
ジーエヌエル・クインテロ・エス エー (Gnl Quintero SA)	サンティアゴ	チリ	114,057,353.00	米ドル	設計および液化 天然ガスの供給	エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー	20.00%	7.27%
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%	34.83%
グッドイヤー・レイク・ハイドロ・ エルシーシー (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%	68.29%
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 電所の開発およ び維持	ウニオン・エレクトリカ・デ・カ ナリア・ジェネラシオン・エス エーユー	23.21%	16.27%
グリーン・フュエル・コーポラシオン ・エスエー (Green Fuel Corporación SA) (清算中)	マドリッド	スペイン	1,717,049.55	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	24.24%	16.73%
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・イン ターナショナル・ビーヴィ 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%	68.29%
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%	34.83%
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%	68.29%
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%	68.23%
ハイドロエレクトリカ・デ・カタ ルーニャ・エスエル (Hidroeléctrica de Catalunya SL)	バルセロナ	スペイン	126,210.00	ユーロ	送電および配電	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 Oúrol 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%	20.70%

[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%	44.39%
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	発電および電力の販売	ハイドロインヴェスト・エスエー エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー エンデサ・アルゼンチン・エス エー	59.00% 2.48% 6.19%	23.77%
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%	68.28%
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	配電および電力の販売	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	エンデサ・アルゼンチン・エス エー エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー	54.15% 41.94%	34.94%
ハイドロモンデゴ・ハイドロエレクトリカ・ド・モンデゴ・エルディエー (Hidromondego - Hidroeléctrica do Mondego Lda)	リスボン	ポルトガル	3,000.00	ユーロ	水力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	10.00% 90.00%	70.10%
ハイ・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%	34.83%
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%	68.29%
ヒスパーノ・ジェネラシオン・デ・エネルギア・ソーラー・エスエル (Hispano Gneración de Energia 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%	35.20%
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%	34.83%
ハイドロ・ディベロップメント・グループ・アクイジション・インク (Hydro Development Group Acquisition Inc)	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%	34.83%
ハイドロ・ドロミティ・エネル・エスアールエル (Hydro Dolomiti Enel Srl)	トレント	イタリア	3,000,000.00	ユーロ	発電および電力の売買	エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	49.00%	49.00%
ハイドロ・エナジーズ・コーポレーション (Hydro Energies Corporation)	ウィリソン (バーモント)	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%	68.29%
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	水素利用の研究およ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・ビーヴィー (HydRomac Energy 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・グリーン・パワー・イン ターナショナル・ビーヴィー	100.00%	68.29%

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	設計および開発	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 アリングおよび コンサルティン グ	エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー コンパニア・エレクトリカ・タラ バカ・エスエー	1.00% 99.00%	37.27%
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・ディストリブシオン・ エレクトリカ・エスエル	14.29%	10.02%
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)	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 Distrilima SA)	リマ	ペルー	714,233,174.00	ヌエボソル	持株会社	エネルシス・エスエー チレクトラ・エスエー	69.85% 30.15%	60.45%
インヴェルシオンズ・ガス・アタカマ・ホールディング・エルティーディーエー (Inversiones Gasatacama Holding Ltda)	サンティアゴ	チリ	333,520,000.00	米ドル	天然ガス輸送	エンブレサ・ナシオナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー コンパニア・エレクトリカ・トラパカ・エスエー	50.00% 50.00%	36.82%
インヴェルソラ・コデンサ・エスエーエス (Inversora Codensa Sas)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	5,000,000.00	コロンビア ペソ	送電および配電	コデンサ・エスエー・イーエスピー	100.00%	29.34%
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	エネルシス・エスエー	57.14%	34.64%
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	発電および電力 販売	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	68.29%
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%	68.29%
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%	34.83%
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%	34.83%
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%	34.83%
カレンタ・エスエー (Kalenta SA)	マルーシ	ギリシャ	4,359,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エネルギー・エスアールエル	100.00%	68.29%
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・エネルジー・ハティルムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%

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%	68.29%
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%	68.29%
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・インク (LaChute 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	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%	34.83%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
レスター・ブレリー・ソーラー・エ ルエルシー (Lester Prairie 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%	68.29%
リンダール・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	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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 (マサチューセツ 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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	34.83%
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%	68.29%
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%	34.83%
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%	34.83%
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、配電およ び燃料販売	チレクトラ・エスエー エネルシス・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	60.00%	40.97%
マルシネル・エネルジー・エスエー (Marcinelle Energie SA)	シャルルロア	ベルギー	110,061,500.00	ユーロ	発電、電力の輸 送および販売	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%

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 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	98.00% 2.00%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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) エルティーディー	100.00%	68.29%

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%	34.83%
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%	68.28%
ミル・ショールズ・ハイドロ・カン パニー・エルエルシー (Mill Shoals Hydro Company LLC)	ウィルミントン (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%	68.29%
ミナス・デ・エステルキュエル・エ スエー (Minas de Estercuel SA)	マドリッド	スペイン	93,160.00	ユーロ	鉱床	ミナス・ガルガリョ・エスエル	99.65%	69.79%
ミナス・ガルガリョ・エスエル (Minas Gargallo SL)	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%	10.35%
ミニセントラレス・デル・カナル・ インベリアル・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%	25.19%
ミラ・エネルギー (ピーティー ティー) 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%	68.29%
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%	34.83%
モントロゼ・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 ディット・ソーラー・エルエル シー	100.00%	68.29%
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%	68.29%
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)	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	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%	34.83%
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%	68.29%
ノジョリ・ウインド・ファーム (アールエフ) ピーティーワイ・エ ルティーディー (Nojoli Wind Farm (RF) Pty Ltd)	ヨハネスブルグ	南 アフリカ	10,000,000.00	南アフリカ ランド	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・アー ルエスエー (ピーティーワイ) エ ルティーディー	60.00%	40.97%
ノース・カナル・ウォーターワーク ス (North Canal Waterworks)	ボストン (マサチューセツ 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%	68.29%
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%	68.29%

[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%	68.29%
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および管理	エネル・トレード・エスピーエー	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%	66.00%
オデル・スポンソルコ・エルエルシー (Odell Sponsorc Co 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%	34.14%
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	イージーピーエー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	34.83%
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%	34.83%
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	100.00%	68.29%
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	50.00%	34.14%
オットーケチー・ハイドロ・カンパニー・インク (Ottauquechee Hydro Company Inc)	ウィルミントン (デラウェア)	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%	68.29%
オヴァシク・エオリカ・エネルギー・エレクトリック・ユーレチム・ヴ・ティカレット・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・ハティルムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	68.29%
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	電力およ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%	23.00%
オイスター・ベイ・ウィンド・ファーム（ピーティーワイ）エルティエーディー (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（ピーティーワイ）エルティエーディー	100.00%	68.29%
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%	44.39%
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%	44.39%
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%	68.29%
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%	68.29%
パンバ・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・ヌエバ・エスピーエー	100.00%	68.23%
パンバ・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・ヌエバ・エスピーエー	100.00%	68.23%
パンバ・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・ヌエバ・エスピーエー	100.00%	68.23%
パラVENTO・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・エスパニーヤ・エスエル	90.00%	62.11%
バルク・エオリック・エリス・アリガリス・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・エスパニーヤ・エスエル	30.00%	20.70%

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・エオリック・ラ・トサ・ ラ・モラ・デン・バスカル・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 バーニャ・エスエル	30.00%	20.70%
バルケ・エオリコ・ア・カベラダ・ エーアイイー (Parque Eólico A Capelada AIE)	サンティアゴ・ デ・コンポステー ラ	スペイン	5,857,586.40	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	100.00%	69.01%
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・パルマ・ 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 バーニャ・エスエル	80.00%	55.21%
バルケ・エオリコ・デ・アラゴン・ エーアイイー (Parque eólico de Aragón AIE)	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 バーニャ・エスエル	80.00%	55.21%
バルケ・エオリコ・デ・バルバン ザ・エスエー (Parque Eólico de Barbanza SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	3,606,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	75.00%	51.76%
バルケ・エオリコ・デ・ベルモン テ・エスエー (Parque Eólico 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 バーニャ・エスエル	50.16%	34.62%
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・コルーニャ	スペイン	552,920.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	82.00%	56.59%
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・パルマ・ 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 バーニャ・エスエル	65.67%	45.32%

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 設および管理	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	90.00%	62.11%
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 設および管理	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	75.50%	52.11%
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%	35.89%
バルケ・エオリコ・レナイコ・エス ピーエー (Parque Eólico Renaico 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%	68.23%
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%	40.03%
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% 99.00%	68.23%
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%	68.23%
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%	67.54%
バルケ・タリネー・オリエンテ・エ スエー (Parque Talinay Oriente SA)	サンティアゴ	チリ	66,092,165,171.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・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%	65.17%
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 ティット・ソーラー・エルエル シー	100.00%	68.29%
ペゴプ・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%	34.83%
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・ エスエー	70.00%	49.07%
ピーエイチ・チュカス・エスエー (PH Chucas SA)	サンホセ	コスタ リカ	100,000.00	コスタリカ コロン	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・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%	42.67%
ピーエイチ・ドン・ペドロ・エス エー (PH Don Pedro SA)	サンホセ	コスタ リカ	100,001.00	コスタリカ コロン	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%	22.84%
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%	44.39%
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%	23.44%
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%	68.29%
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%	38.73%
パワークロップ・マチアレデュー・ 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%	34.14%
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%	34.14%
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%	34.14%
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%	34.83%
プレーリー・ローズ・ウィンド・エ ルエルシー (Prairie Rose Wind LLC)	ニューヨーク (ニューヨーク)	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%	34.83%
プリマヴェーラ・エネルギー・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	発電および電力 販売	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・パルティチパソエス・エル ティーディーエー	100.00%	68.29%
プロダクトール・リージョナル・ デ・エネルギー・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 設および運営	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	82.89%	57.21%
プロダクトール・リージョナル・ デ・エネルギー・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 設および運営	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	85.00%	58.66%
プロドクトラ・デ・エネルギー 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%	20.70%
プロフ・エネルギー・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・エネルギーエティック・エルエ ルシー	100.00%	56.43%
プロガス・エスエー (Progas SA)	サンティアゴ	チリ	1,526,000.00	チリペソ	ガスの供給	ガス・アタカマ・エスエー ガス・アタカマ・チリ・エスエー	0.10% 99.90%	36.80%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
プロモシオネス・エネルジェティカ ス・デル・ビエルゾ・エスエル (Promociones 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%	69.01%
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%	68.28%
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	海水脱塩および 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%	44.39%
プロジェクトス・ウニヴェルシタリ 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%	23.00%
ピーティー・バヤン・リソーシー ズ・ティーピーケー (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%
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 (ピーティーワイ) エ ルティーディー	52.70%	35.99%
パイライツ・アソシエーツ・ジー ビー (Pyrites Associates GP)	ニューヨーク (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 s	100.00%	34.83%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	32.34%
レッド・セントロアメリカーナ・ デ・テレコムニカシオネス・エス エー (Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA)	パナマ	パナマ	2,700,000.00	米ドル	通信	エネル・ラティノアメリカ・エス エー	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 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・グア テマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・イン ターナショナル・ビーヴィー エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	0.01% 42.83% 57.16%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
ロッキー・ケニー・ウインド・エル エルシー (Rocky Caney Wind LLC)	ニューヨーク (ニューヨーク)	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%	68.29%
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%	68.29%
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%	34.83%
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%	21.70%
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%	68.29%
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 バーニャ・エスエル	50.00%	34.51%
サン・ファン・メサ・ウインド・ブ 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	パドマ・ウインド・パワー・エル エルシー	100.00%	68.29%
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 シー 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	電力および熱エ 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	45.00%	31.06%
スカンジナ・ソーラー・エルエル シー (Scandia 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%	68.29%
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%	34.83%
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%	66.00%
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 inženýrských 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%	66.00%

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%	69.01%
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・グリーン・パワー・グア デマラ・エスエー	0.01%	0.01%
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	エネルシス・エスエー チレクトラ・エスエー	99.90% 0.10%	60.62%
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、 設計および調査	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 クシオン・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%	11.53%
システマ・エレクトリコ・デ・コネ クシオン・ヴァルケール・エスエ ル (Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire, SL)	マドリッド	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%	19.41%
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%	66.25%
スレイト・クリーク・アソシエー ツ・エルビー (Slate Creek 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%	33.09%
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%	34.83%
スロベンスケ・エレクトラーネ・セ スカ・リパブリカ・エスアール オー (Slovenské elektrárne eská republika Sro)	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%	66.00%
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	エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	66.00%	66.00%

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	エネル・セルヴィツィオ・エレッ トリコ・エスピーエー	10.00%	10.00%
スマート・・エスーアルエル (SMART-I Srl)	ローマ	イタリア	14,571.43	ユーロ	研究開発および 設計	エネル・イタリア・エスアールエ ル	24.00%	24.00%
スモーク・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%	68.29%
スモーク・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%	68.29%
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%	68.29%
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	発電および電力 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 ディーディーエー	100.00%	68.29%
ソシエダッド・アグリコラ・デ・カ メロス・エルディーディーエー (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・ エルディーディーエー	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 パーニャ・エスエル	64.74%	44.68%
ソシエダッド・エオリカ・エル・プ ンタル・エスエル (Sociedad Eólica El Puntal SL)	セビリア	スペイン	1,643,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	50.00%	34.51%
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 パーニャ・エスエル	60.00%	41.41%
ソシエダッド・ボルチュアリア・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	港湾建設および 経営管理	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%	23.15%

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・パルマ・ 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%	68.29%
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%	68.29%
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%	34.83%
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%	68.29%
ソタVENTO・ガリシア・エスエー (Sotavento Galicia SA)	サンティアゴ・ デ・コンボステラ	スペイン	601,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	36.00%	24.84%
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	エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシタッド・エスエー コンパニア・エレクトリカ・タラ バカ・エスエー	98.03% 1.97%	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%	34.83%
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%	34.83%
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 デシパツィオーニ・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%	65.13%
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	8,757,214.00	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%	38.92%
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	配電および電力 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・フュ 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	配電および電力 の供給	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%	51.22%
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%	34.83%

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%	68.29%
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・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	68.29%
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	発電およびサービス	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 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・インターナショナル・ビーヴィー	75.00%	51.22%
テホ・エネルギア・プロドゥサオ・エ・ディストリブサオ・デ・エネルギア・エレクトリカ・エスエー (Tejo Energia Produção E Distribuição de Energia Eléctrica 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、送電および配電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	38.89%	27.26%
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および運営	セントラル・ドック・スード・エスエー エンデサ・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・エスエー	5.32% 5.51% 18.85%	7.29%
テルモエレクトリカ・マニユエル・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および運営	ハイドロ・エレクトリカ・エル・チョコン・エスエー セントラル・ドック・スード・エスエー エンデサ・コスタネラ・エスエー	18.85% 5.32% 5.51%	7.29%
テルモテック・エネルギア・エーアイイー (Termotec Energia AIE) (清算中)	バレンシア	スペイン	481,000.00	ユーロ	電力および火力の熱電併給	エネル・グリーン・パワー・エスパニーヤ・エスエル	45.00%	31.06%
テラ・イニツィアヴ・ベル・ロ・スヴィルッポ・アグロインダストリアル・エスピーエー (TERRAE Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA)	ローマ	イタリア	19,060,811.37	ユーロ	農工業	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	20.00%	13.66%
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%	68.29%
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%	34.83%
トビヴォックス（アールエフ）ピーティーワイ・エルティーディー (Tobivox (RF) Pty Ltd)	ホートン	南 アフリカ	10,000,000.00	南アフリカ ランド	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー（ピーティーワイ）エルティーディー	60.00%	40.97%
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%	23.00%

[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 %
トレードウインド・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%	13.59%
トランスミソラ・デ・エネルジア・レノバブル・エスエー (Transmisora de Energia Renovable SA)	グアテマラ	グアテマラ	233,561,800.00	グアテマラ 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・グアテマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ	0.00% 100.00%	68.29%
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	配電および送電	コンパニア・エレクトリカ・タラバカ・エスエー	50.00%	18.64%
トランスボルタドラ・デ・エネルジア・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、送電および配電	コンパニア・デ・インテルコネクション・エネルジェティカ・エスエー	100.00%	51.15%
トランスボルテス・イ・ディストリブシオーネス・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・ディストリブシオン・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 (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%	68.29%
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%	34.83%
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%	34.66%
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%	34.83%
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%	34.83%
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%	68.29%
ウフェフィス・エスエル(Ufefys SL) (清算中)	アランフェス	スペイン	304,150.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00%	27.61%
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%	68.29%
ウルトル・エスアールエル (Ultor Srl)	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%	34.14%
ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリア・ジェネラシオン・エスエーユー (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%	68.29%
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 ナ	原子力研究およ び開発	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	27.77%	18.33%
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	740,000.00	トルコリラ	プラント建設お よび再生可能資 源からの発電	エネル・グリーン・パワー・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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	813,702,087.00	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・ バシフィコ・エス・デ・アールエ ル・デ・シーヴィ	99.99% 0.01%	68.29%
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 バーニャ・エスエル	67.00%	46.24%
ウォールデン・エルエルシー (Walden 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・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	68.29%
ワセカ・ソーラー・エルエルシー (West 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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	20.49%
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%	20.49%
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%	20.49%
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%	20.49%
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%	20.49%
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%	20.49%

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 %
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%	20.49%
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	538,648.00	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%	68.29%
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	475,990.00	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%	68.29%
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	614,774.00	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%	68.29%
ウィンド・パークス・オブ・ミロ ヴィグリ・エスエー (Wind Parks Of Mitikas SA)	マルーシ	ギリシャ	442,639.00	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%	68.29%
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%	54.63%
ウィンド・パークス・オブ・ベタ ロ・エスエー (Wind Parks Of Petalio 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%	20.49%
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	425,467.00	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%	68.29%
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%	20.49%
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	547,490.00	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%	68.29%
ウィンド・パークス・オブ・ストロ ブラス・エスエー (Wind Parks Of Stroboulas 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%	20.49%
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%	19.97%
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%	20.49%

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 %
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%	20.49%
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%	34.83%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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	エネルシス・エスエー	22.22%	13.47%

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	234,000.00	ユーロ	電力および火力 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%	27.61%

[前へ](#)

5【従業員の状況】

2015年12月31日現在、当グループの従業員は67,914人であり、そのうち1,465人が管理職であった。以下の表は、2015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。

	従業員数	
	2015年	2014年
イタリア ⁽¹⁾	28,774	29,656
イベリア半島	10,001	10,500
ラテンアメリカ ⁽²⁾	12,211	12,301
東欧 ⁽³⁾	10,200	10,411
再生可能エネルギー	4,309	3,609
その他、除去および調整	2,419	2,484
合計	67,914	68,961

(1) このうち41人が2014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。

(2) このうち15人が2014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。

(3) 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(2014年12月31日現在は4,430人)。

2015年12月31日現在、エネルグループの従業員数は67,914人であった。2014年末からの1,047人の減少は、新規雇用と退職のネット・バランス(1,316人の減少)に起因し、連結範囲の変更(269人の増加)により一部相殺された。

「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】

2015年度は、大幅な変革と著しい業績を記録した年となった。戦略的な経営判断を行ったことにより、経済環境が変化するなかでも成長力と回復力を確保すると同時に近い将来に向けて確実な成長を実現するための基礎の確保を実現することができた。

2016年度に向けての戦略および見通し

3月に、新しい経営陣がその最初の戦略計画を市場に向けて発表した。同年度中、著しい進捗が達成されたなかで、経営計画の発表時期を毎年3月から11月に変更することが決定されていたため、2015年度に限っては、その後に計画の更新のみを発表した。新しい計画は、再生可能エネルギーおよびネットワークを中心に、長期的な産業の成長に焦点を絞ったものとなっている。また、2014年度に敢行した会社組織の再編後の業務体制の下、グローバル事業ラインのすべてにおいてメンテナンスおよび業務関係の費用の削減を通じて効率性の改善を図ることを目指した大胆なプログラムが盛り込まれている。

この計画はまた、エネルグループの会社組織の簡素化を目指している。この取組みは2014年度から、まずエンドサおよびエネルシスという二つの子会社を分離する形で始まった。また、当グループの戦略的なポジショニングの見直しを通じて新たな価値を生み出すことをめざして、エネルのポートフォリオを積極的に管理することも意図した計画となっている。さらには、エネルグループの配当水準を業界平均に近づけるべく、2019年度までの間に支払われる配当金の金額を段階的に引き上げることで、昨今の株主への報酬の状況に対する注目の強まりにも対応している。

エネルの戦略計画は当社の長期的ビジョンを統合したもので、毎年更新されている。戦略計画は経営陣と取締役会との間の協力と意見交換を通じて策定され、戦略的方向性の最終的な承認やその実施状況を定期的に監視することについては、経営陣との間で情報や分析を共有するプロセスを経たうえで、取締役会がその責任を担っている。

この新しい戦略的方向性のエッセンスは、「オープン・パワー（Open Power）」という標語に集約される。オープン・パワーとは、当グループの産業的プロセスと商業的イニシアチブ全体にかかわる新しいアプローチであり、投資やステークホルダーとの関係の指針を示すものである。実際に、持続性ならびにそのためのイノベーションおよびエネルグループが自社のインフラストラクチャを他の様々な用途に提供する際の技術的イノベーションの見地からオープンであること、ステークホルダーに対して当グループが事業を行っているコミュニティとの対話を通じてオープンであること、当グループで働く人々の才能や多様性を活かすという意味でグループ内がオープンであること、そして、当グループを取り囲む世界の声に耳を傾け、事業機会や人々のニーズを捉える能力を備えているという意味からオープンであること、をコンセプトとしている。この革新的アプローチに沿って、2016年1月26日、エネルは、変革、傾聴およびイノベーションに対してオープンであることを表現した当グループのロゴを世界的ブランドとして発表した。

マクロ経済環境

2015年度の世界の経済環境は、不安定性の増大によって特徴付けられていた。これは、主要金融市場での不安定性および世界経済の景気回復の見通しの不確実性が増加したことによるものである。世界全体のGDPの暫定的予想成長率は、過去15年の平均を下回った。ユーロ圏では、欧州中央銀行の拡張的金融政策の複合的影響が物価低下やユーロ相場下落と相まって、世界的な不況および外国為替市場の動向による影響を受けながらも、昨年を上回る成長率が予想されている。

新興国の経済も、国内需要の不振、高率のインフレおよび国内通貨相場下落によって、減速している。中国では実質ベースでの景気鈍化が予想されるなか、金融市場を引き締めたことによって貿易面に悪影響が生じ、また、産業および建設分野での商品需要の減少によって石油を筆頭に物価の大幅な下落がみられている。

石油価格の下落にかかわらず、世界の再生可能エネルギーへの投資は近年の増加傾向を継続し、2015年度は過去最高を記録した。この傾向は、物価変動にかかわらずこの先も数年は続くと思われ。なお、物価変動の不安定な状況もまた、今後しばらくは継続する可能性が高いと考えられる。

業績

2015年度は、マクロ経済環境的には厳しい状況にあったにもかかわらず、エネルにとっては優れた業績を記録した、良好な一年となった。具体的には、収益はほぼ2014年度並みの75.7十億ユーロ、経常EBITDAは15.0十億ユーロで2014年度の15.5十億ユーロを若干下回ったものの、以前に発表した目標値に完璧に沿った数値となった。経常純利益は2.9十億ユーロであった。EBITDAが前年度を下回ったのは、実質的には外国為替レートの状況が悪化したこと、イタリアおよびスペインで大幅な世代交代の実現を狙った早期退職制度に基づく諸契約を締結したこと、ならびに従来型資源を用いた発電事業の利鞘が低下したことにより悪影響を被ったものである。これらの要因の影響は、効率性の向上ならびに当社が事業を行っている国における規制および法律の変更による好影響によって部分的に相殺された。

2015年度末時点、純金融債務は37.5十億ユーロで、2014年12月31日時点の数値とほぼ同水準であった。外国為替の変動による悪影響があったものの、当社が当期中に行った投資および配当金の支払は、そのほぼ全額が経常的事業からのキャッシュ・フローで賄われた。

主な出来事

上記の業績は、一年を通じて勤勉に業務に取り組む努力を行ってきた成果であり、また、そこにはいくつもの大きな出来事がかかわっていた。

2015年2月、経済財政省は、エネルの民営化の第5フェーズとして、大株主としての持分を従来の31.2%から25.5%に引き下げる措置を実施した。

産業としての成長については、2015年度中に、2,063MWの総発電容量を備える発電所の建設が完了し、サービスが開始された。これらの発電所では、総発電容量のうち再生可能な資源（大規模水力発電施設を含む。）によるものが94%を占めており、この重要なセクターにおけるエネルのリーダー的ポジションがさらに強化されている。

また、新しい国（インド、ケニアおよびドイツ）においても、中・長期的戦略の一環として、持続可能な成長に着手した。

2015年度中、新たに530,000件のユーザーが当社のネットワークに接続した。全世界での顧客数は61.5百万件に拡大し、エネルの傑出したグローバルなポジションが改めて強化された。

イタリアでは、電気およびガスの自由市場において、顧客数10百万件という、大きな節目を達成した。

当社の資産ポートフォリオを積極的に管理するプログラムの中で、2015年度は、イタリア国内の数か所の水力発電資産、アメリカでの再生可能資源関連の少数持分およびポルトガルの再生可能資源関連資産を含め、総額で約1.6十億ユーロの資産を処分した。

当社はまた、当社のスロベンスケ・エレクトラーネ（Slovenské elektrárne）の持分を売却する契約を締結した。この売却は二段階でおこなわれることになっており、最初は2016年度に、第2段階はモホフチェ（Mochovce）の原子力発電所に新しく建設する第3号基および第4号基の建設が完了した時点で行われる。

イタリア国内のみにしてみれば、2015年度は、耐用年限を迎え、または耐用年限が近づいた発電所の再開発プロジェクトであるFutur-E計画に着手した。具体的には、この計画は、23の火力発電所（総発電容量13GW）を対象としており、エネルは、これらの発電所における雇用を確保し、可能な場合には生産的かつ産業的な職場を維持するための持続可能な方策を他のすべての関係者と共に策定する意向である。

イタリア国内のその他の事業展開としては、国内の産業的成長にとって大きな意義のあるいくつかのイニシアチブを実施した。まず一つに、今後数年の間にスマート・メーター約32百万個を交換する計画である。このプロジェクトは、顧客と国内の電気システム全体のいずれにとっても大きな恩恵をもたらす革新的なサービスの展開を可能とするものである。さらに、先日、新たにエネル・オープン・ファイバー（Enel Open Fiber）という名称の新会社を設立するプロジェクトを実施したことにより、全国規模のウルトラ・ブロードバンド・ネットワークという大規模なインフラ開発の基礎を築いた（他の国でも今後同様な計画を実施する可能性がある。）。このイニシアチブは、すべての関係するステークホルダーに開放されたもので、国家的目標に沿って、2020年度までにイタリア全国をデジタル化することに貢献するものとなる。

その他の重要な出来事として、エキスポ2015（EXPO 2015）の開催が挙げられる。エネルはオフィシャル・グローバル・パートナーとして参加し、世界初となるグリーンフィールド・スマート・シティと、約800,000人の訪問者に対しエネルの最も革新的な技術を紹介する展示室を設置した。

当グループの組織構成を簡素化するために、ラテンアメリカで組織の再編プログラムを実施した。この措置は南米地域での当社の事業展開に関する大きな決定であり、チリでの発電および配電業務を他のラテンアメリカ諸国（アルゼンチン、ブラジル、コロンビアおよびペルー）でのこれら業務から分離するものとなる。当社にとっても、既存の重複した業務を排除し、様々な業務および国での可視性を改善し意思決定の加速化および合理化を図り、最大限の価値を創出することを可能とするものとなる。

これとは別の措置として、2015年度末に、エネル・グリーン・パワー（Enel Green Power）をエネルに統合するプロセスを開始した。これによって、当社は今後、当グループの最も重要な成長源の経済的影響を増強して世界的な再生可能エネルギーの市場の開発を加速化することが可能となる。同時に、当グループ内の他社とのシナジーを改善し、資産の構造的ローテーションのためのプログラムの構造に柔軟性が加えられる。

エネルはまた、2015年度中、フォーチュン誌の世界を変える企業ランキング（Change the World list）で、公益事業業界から唯一、世界を変える能力を有する企業5社の一つに選ばれ、また、国連のグローバル・コンパクトのボードメンバーにも任命された。また、国連が新たに採用した持続可能な開発目標については、i）クリーン・エネルギーに対するユニバーサル・アクセスの確保、ii）気候変動およびその影響への対応、iii）教育普及の支援、ならびにiv）当社が事業を行っている国々での地域コミュニティの包括的かつ持続可能な経済成長への貢献、を目指したプロジェクトの実施を通じて、その目標達成に効果的な貢献をしたいと考えている。エネルは、持続可能な開発の実現に尽力する姿勢を示すものとして、極めて速い段階からこれらの目標を自社の戦略や持続可能性報告に組み入れている。

2016年度は、エネル・グリーン・パワーの統合、ラテンアメリカでの組織の再編、スマート・メーターの設置開始およびエネル・オープン・ファイバーの事業計画の策定を完了させる予定である。これらは、事業効率の改善、産業的成長、当グループの簡素化、資産ポートフォリオの積極的管理および株主への報酬を盛り込んだ2016年度から2019年度にかけての戦略計画の支柱ともいえる堅実なプロジェクトであり、今後のエネルの基礎となるものである。

業績の概要

業績に係る情報

収益

2015年度の収益は、2014年度に対して133百万ユーロ（-0.2%）減少し、75,658百万ユーロとなった。若干の減少となったのは電力の売上の減少によるものであるが、その影響によって、燃料およびガスからの収入の増加が一部相殺された。イタリアでは、とりわけ電気輸送に関する規制の変更（電気、ガスおよび水道システム局決議(Resolutions of the Authority for Electricity, Gas and Water System)第654/15号および第655/14号）の影響を受けて配電業務の収益が増加し、また、特に決議（*Resolución*）第32/2015号の影響のあったアルゼンチンおよび2014年4月からガス・アタカマ（Gas Atacama）の支配権を取得したチリを中心としたラテンアメリカで収益が増加したが、これらはブラジル、コロンビアおよびロシアを中心とした各国通貨の対ユーロ為替レートの変動による影響（約773百万ユーロ相当）を部分的に相殺する形となった。

2015年度の収益にはさらに、SEハイドロ・パワー（SE Hydropower）の売却益141百万ユーロおよび3サン（3 Sun）を買収した後の負ののれんと同時に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る。なお、2014年度の収益には、ラジェオ（LaGeo）の売却益（123百万ユーロ）、2013年度末に行われたアーティック・ロシア（Artic Russia）の売却の際の売却価格の調整金（82百万ユーロ）および当社が2014年度始めに支配権を失ったSEハイドロパワーの純資産の公正価格での再評価（50百万ユーロ）が含まれていた。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年 修正済	変動	
イタリア	39,644	38,389	1,255	3.3%
イベリア半島	20,105	20,952	(847)	-4.0%
ラテンアメリカ	10,627	9,648	979	10.1%
東欧	4,831	5,299	(468)	-8.8%
再生可能エネルギー部門	3,011	2,921	90	3.1%
その他、除去および調整	(2,560)	(1,418)	(1,142)	-80.5%
合計	75,658	75,791	(133)	-0.2%

売上総利益

2015年度の売上総利益は、2014年度から2.9%減少して15,297百万ユーロとなった。より具体的には、上述の企業としての非経常的な取引の影響が実質的にゼロであったことを勘案すれば、この減少は、為替レートの変動からの悪影響があったこと、2015年度第4四半期にイタリアおよびスペインで多数の従業員との間で早期退職契約を締結したこと、ならびに従来型発電による電気の利鞘が縮小したことを反映したものといえよう。これらによる影響は、効率性が向上したこと、業績に好影響を与える多くの規制上の変更があったこと、およびスロバキアで使用済み核燃料の廃棄費用の引当金を一部繰り戻すことを可能とする規制が2015年7月に導入されたことによって、部分的に相殺された。

より具体的には、一定の通貨（ルーブル、コロンビア・ペソおよびブラジル・レアルを含む。）がユーロに対して値下がりし、その他の通貨（特にチリ・ペソ、アメリカ・ドルおよびペルー・ソル）がユーロに対して値上がりしたなかで、その正味バランスとして、外国通貨の対ユーロ為替レートの変動による純為替損失が約107百万ユーロ発生した。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年 修正済	変動	
イタリア	6,098	6,343	(245)	-3.9%
イベリア半島	3,111	3,203	(92)	-2.9%
ラテンアメリカ	3,167	3,092	75	2.4%
東欧	1,308	1,210	98	8.1%
再生可能エネルギー部門	1,826	1,938	(112)	-5.8%
その他、除去および調整	(213)	(29)	(184)	-
合計	15,297	15,757	(460)	-2.9%

営業利益

2015年度の営業利益は7,685百万ユーロで、2014年度（3,087百万ユーロ）から4,598百万ユーロ増加した。減価償却やアモチゼーションの減少に加えて、有形固定資産および無形資産の減損損失の減少がこの変化に反映されている。とりわけ、当年度の変化は、主に以下の対照的要素を反映している。

- ＞ 2014年度における非流動資産の減損損失は、主にイタリア、スロバキアおよびロシアでの発電業務ならびにスペインの一定の資産、ギリシャの再製可能エネルギーに関する資産、マルシネル・エネルギー（Marcinelle Energie）とのトーリング契約およびアイセン（Aysén）の水道使用権が関係するもので、総額約6,427百万ユーロであった。
- ＞ 2015年度における非流動資産の減損損失は、プロジェクトの継続が困難になったことによるアップストリームガス分野の純資産の減損損失および世界的燃料市場での価格シナリオの変化による減損損失に加え、主に市場および規制条件の変更をうけてのロシアでの発電およびルーマニアでの再生可能エネルギー資産、ならびにスロバキアの資産の帳簿価格をその推定実現可能価値に合わせることに関係するもので、総額約1,787百万ユーロであった。

これらの影響は、売上総利益の縮小によって一部相殺された。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年 修正済	変動	
イタリア	4,005	1,918	2,087	-
イベリア半島	1,397	1,240	157	12.7%
ラテンアメリカ	2,241	1,549	692	44.7%
東欧	(449)	(2,676)	2,177	-81.4%
再生可能エネルギー部門	879	1,124	(245)	-21.8%
その他、除去および調整	(338)	(68)	(270)	-
合計	7,685	3,087	4,598	-

純利益

親会社の株主に帰属する純利益は、前年度の517百万ユーロに対して、2015年度は2,196百万ユーロであった。より具体的には、営業利益が増加するとともに、純財務費用（主に債務の金利の減少およびいくつかの非経常的項目に関連するもの）が減少し、これらの影響が法人税の増加によってわずかながら相殺されたものである。後者は a) スペインおよびラテンアメリカでの投資の再編を受けてエネル・イベロアメリカ（Enel Iberoamérica）が2014年度に認識した繰延税金資産の1,392百万ユーロの増加、b) 2014年度末のIRESの（法人税）付加税の廃止に関連した税制上の恩恵（いわゆるロビンフッド税）、c) IRAP（地方事業税）上の人件費の控除可能性の変更、d) スペイン、ペルー、チリおよびコロンビアで新たに導入された、繰延課税に影響する税制上の規制、ならびに e) 2017年1月1日からIRES税率を27.5%から24%に引き下げることを内容とした新しいイタリア安定法が2015年12月に承認されたこと、などをはじめとした多数の非経常的事項の影響を受けている。

これらの要素の他に、主に2014年度第4四半期にエンデサ（Endesa）の21.92%を売却したことによって非支配持分の影響が増大した。

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1,490百万ユーロ（主にスロベンスケ・エレクトラーネ）を含む。）は、2015年12月31日現在、89,296百万ユーロであり、これは、親会社株主に帰属する持分および非支配持分51,751百万ユーロから資金拠出され、また純金融債務は37,545百万ユーロであった。2015年12月31日現在における負債／資本の比率は、0.73（2014年12月31日現在は0.73）であった。

純金融債務は、対象会計期間内に行った投資によって発生した借入、配当金の支払および外国為替レートの動向を反映して、2014年12月31日から162百万ユーロ増加して37,545百万ユーロとなった。

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2015年度に9,572百万ユーロを計上し、前年度と比較して486百万ユーロの減少であった。

資本支出

資本支出は、2015年度において、2014年度に対して412百万ユーロ増加して、7,113百万ユーロとなった。このうち、6,353百万ユーロは有形固定資産であった。

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年 修正済	変動	
イタリア ⁽¹⁾	1,562	1,460	102	7.0%
イベリア半島	985	993	(8)	-0.8%
ラテンアメリカ	1,819	1,609	210	13.1%
東欧 ⁽²⁾	229	936	(707)	-75.5%
再生可能エネルギー部門	2,466	1,658	808	48.7%
その他、除去および調整	52	45	7	15.6%
合計	7,113	6,701	412	6.1%

(1) この数値には、「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。

(2) この数値には、「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
	2015年			2014年		
エネルによる純発電量 (TWh)	68.5	215.5	284.0	71.8	211.3	283.1
エネル配電網による送電量 (TWh)	226.6	190.8	417.4	223.0	188.1	411.1
エネルの電力販売量 (TWh) ⁽¹⁾	88.0	172.1	260.1	87.6	173.4	261.0
エンドユーザーに対するガス販売量 (十億立方メートル)	4.1	4.8	8.9	3.5	4.3	7.8
年末時従業員数 (人) ⁽²⁾	33,040	34,874	67,914	33,405	35,556	68,961

(1) 再販売業者への販売を除く。

(2) 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4,301人 (2014年12月31日現在は4,486人) を含む。

2015年度のエネルによる純発電量は、2014年度と比べて0.9TWh (+0.3%) 増加した。より具体的には、かかる増加のうち、海外での発電量の増加 (+4.2TWh) に起因する増加の大部分は伝統的火力発電の発電量の増加によるものであり、再生可能資源による発電量の減少によって一部のみではあるが相殺された。2015年度中、再生可能資源による発電量は、入手可能な資源の減少による影響を被った。なお、エネルの2015年度の発電量の31%は再生可能資源によるものであった (2014年度は34%であった。)。

原料別の純発電量の内訳 (2015年度)

再生可能エネルギー源	31%
石炭	30%
原油およびガスタービン	10%
原子力	14%
ガスコンバインドサイクル	15%

エネル配電網による送電量は、2015年度は、スペインおよびブラジル以外のラテンアメリカにおける電力需要の増加を主因として、6.3TWh増加し (+1.5%)、417.4TWhとなった

エネルの電力販売量は、2015年度は、2014年度と比べて0.9TWh減少し (-0.3%)、260.1TWhとなった。

イベリア半島での販売量は、自由市場へ移行する顧客が増加していることを反映して減少し、イタリアおよびラテンアメリカでの販売量の増加により一部のみ相殺された。

地理的領域別の電力販売量の内訳（2015年度）

イタリア	34%
イベリア半島	36%
ラテンアメリカ	24%
その他の諸国	6%

環境、社会および政治的指標

	2015年	2014年	変動	
ISO14001認定の純効率限度容量（全体に対する割合（％））	97.6	94.3	3.3	3.5%
火力発電所の平均効率性（％） ⁽¹⁾	38.1	37.8	0.3	0.8%
純発電量からの二酸化炭素実質排出量合計（gCO ₂ /kWh _{eq} ）	409	395	14	3.5%
(2)				
「排出量ゼロ」発電（全体に対する割合（％））	45.5	47.4	(1.9)	-4.0%
エネルギー負傷事故発生率 ⁽³⁾	1.27	1.32	(0.05)	-3.8%
エネルギー重傷・重症事故率 ⁽⁴⁾	0.05	0.07	(0.02)	-33.4%
エネルギーにおける重傷・重症および重体事故	7	4	3	75.0%
請負業者における重傷・重症および重体事故	33	38	(5)	-13.2%
従業員1人当たりの平均教育時間				
倫理規定侵害の立証 ⁽⁵⁾	32	31	1	3.2%

(1) 2015-2016年度処分計画には含まれていたイタリアでの石油およびガス工場ならびに熱を考慮しない新しい方法により計算されたパーセント値。

(2) 実質排出量は、再生可能資源発電、原子力発電、単一火力発電ならびに電力および熱の熱電併給（MWh相当の熱の寄与を含む。）の合計に対する、単一火力発電ならびに電力およ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）。

(5) 2014年に受領した報告の分析は、2015年度に完了した。かかる理由により、2014年の侵害の立証数は27件から31件に修正された。

現在、エネルの発電量の45%を超える部分がゼロ・エミッション資源から発電されるものである。2015年度中、エネル・グリーン・パワーは、主にアメリカ、メキシコ、ブラジルおよび新たに事業を行うこととなったウルグアイに新たに約870MWの風力発電容量を設置し、再生可能資源による総設置発電容量は37,033MWに達した。これはカーボンフリー発電への当グループのコミットメントを裏付けるものであり、今後もこれを継続させる予定である。

エネルは、再生可能資源からの発電をさらに増加させることを計画に盛り込んでおり、2020年度までに2007年度との比較で排出量の25%削減を達成することを中間目標とし、2050年度までにカーボン・ニュートラルを達成するという目標に取り組んでいる。この目標は、地球の気候に関して設定された様々な目標に沿ったものであることから、「科学に基づく目標（Science Based Target）」として認識されている。この排出量の下降傾向は、一時的に二酸化炭素排出量が3.5%増加したことによって中断された。これは、年度中の雨不足によって水力発電による予想発電量を補うために風力発電を増加するとともに火力発電施設の使用を拡張したことによる。

火力発電所の平均発電量は過去2年度において変化はなく、2014年度は37.8%、2015年度は38.1%であった。

ISO 14001に準拠した純設置発電容量の比率は97.6%で、エネル・グリーン・パワーの新しい設置発電容量が加わったこと、および主にイタリアで限界的な発電プラントを閉鎖したことにより、2014年度の水準を上回った。

エネルギーグループの従業員の負傷頻度および重症率はそれぞれ1.27（2014年度から約4%改善）および0.05（2014年度から約33%改善）であった。

2015年度中、エネルの職員の重傷および命にかかわる事故は7件発生した（2014年度より3件増加）。エネルの請負業者の重傷および命にかかわる事故は33件発生した（2014年度より5件減少）。

倫理規定の侵害報告の管理方法の見直しを行い、一層の透明性と追跡可能性を確保するとともに、評価が適切な頻度で行われることを確実にし、グループ全体レベルで評価システムを標準化した。新しいプロセスではまた、報告された侵害事案の暫定的分析についても改善した。2015年度中、かかる報告は124件あり、そのうち32件が侵害と認定された。

「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」および「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、スペインおよびラテンアメリカにおいて主流の総合公益事業会社として、また発電（従来型の発電に加えてEGPを通じての再生可能エネルギー資源からの発電）、配電ならびに電力およびガス販売の分野において首位の国際的事業者の1つとして、主導的地位を維持している。業務上および地理的な多様化は、厳しいマクロ経済状況に対する当グループの戦略の弾力性を確かなものとするとともに、将来の成長に前進する道を開いている。

多様な地域および発電形態の融合という独自の組み合わせに61百万の顧客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、エネルは相対する同業他社より競争優位性を有する。2015年度は、EBITDAの70%超は、規制または準規制業務（PPAまたは特別形態に基づくネットワークおよび発電（在来型および再生可能資源）を含む。）から由来している。さらに、発電の約50%はCO₂フリーであり、顧客および政府の双方が環境保護および企業の社会的責任をより一層掲げ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、今後4年間の活動を推進する以下の5つの戦略的目標を定義した。

1. 業務の効率性：かかる目標の追求は、燃料の発展に向けて資源を発掘し放出すること、また革新および新たなビジネスアイデアを追跡するための創造性を解放することとなる。
 2. 産業の成長：これは、技術的に集中され、地理的に分散されている。成長はゆくゆくは緩やかとなるため、数年間にかけての調整およ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、グループの複雑性の低減を推進し、事業ライン間の統合を強化し、そして会社組織を合理化するものである。経営陣は現在、エネル・グリーン・パワー（以下「EGP」という。）およびその発電ポートフォリオの完全統合ならびにラテンアメリカにおける事業展開の再編成を提案することで、かかるプロセスを継続するためのさらなる措置に取り組んでいる。
 4. ポートフォリオ管理：ユニットの業務に健全な緊張を投与するために、資産ローテーション戦略を導入する。また、当グループがシナリオの展開に順応するのをより容易くする。
 5. 当グループの株主に対して短期間に最低の報酬を保証することを目指した配当方針
- 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的な価格シグナルに焦点を当て、成熟市場におけるプレゼンスを再形成し、新興市場における発電能力を高めること
 - ・ 再生可能資源発電においては、成熟市場におけるプレゼンスを強固にし、新興市場における位置づけを強化することおよび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の積極的な役割を果たすこと
 - ・ 小売においては、顧客基盤の拡大およ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

2014年7月30日付で、新たな戦略の実現要因として、エネルの取締役会は、事業ラインと地理的地域のマトリックスに基づく新たな組織構造を検討し、承認した。

- ・ 国際事業ライン（国際インフラストラクチャおよびネットワーク、国際発電、国際取引、再生可能エネルギーおよびアップストリームガス）：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および発展、パフォーマンスの最適化およ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、最善の実務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をもって多様な地域にわたる、維持および成長間の資本的支出の効率的な割り当てならびに運営費用効率性となる。
- ・ 地域および国（イタリア、イベリア、ラテンアメリカ、その他ヨーロッパ）：当グループが業務を展開している各国々において、機関および規制当局との関係の管理ならびに電力およびガスの販売とともに、スタッフおよびその他サービスサポートの国際事業ラインへの提供にも責任を負う。主な地域的なKPIは、収益およびキャッシュ・フローの運転となる。

当グループの総合的な目標を遂行するために、国際事業ラインおよび地域または国はそれぞれ、独自の責任およ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およ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および投資リターン目標を最大化させながら、資本的支出の割り当てを最適化すること
- ・業務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およ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およ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。

- ・発電フリート業務および維持を管理し、業務効率性を最大化させ、そして地域にわたる相乗効果を有効利用すること
- ・新規および既存の国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およ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。

- ・同業者市場において、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および商品リスクエクスポージャーを最適化すること
- ・発電プラントフリートの地域分散、ガスおよびその他燃料（例えば石炭、石油コークス、石油商品、バイオマス）の供給ならびに関連物流および運営（在庫管理含む。）を通して、生産を最適化すること
- ・卸売市場におけるガス（LNGを含む。）および電力ならびにその他のエネルギー商品、エネルギーデリバティブおよびストラクチャードエネルギープロダクトの取引、ならびに関連組成活動

再生可能エネルギー事業ラインは、再生可能資源からのエネルギー発電に関する当グループの活動の展開および管理に当グループレベルで責任を負う。

アップストリームガス事業ラインは、資産展開プロセスの管理、アップストリームプロジェクトの統制の確保およびアップストリームガス分野の全技術的側面の監視に当グループレベルで責任を負う。

イタリアおよびイベリア半島諸国ならびにラテンアメリカおよび東欧地域は、適切なビジネス環境および顧客との親和の確保ならびに以下の関係するペリメーターの管理に責任を負う。

- ・当グループの利益に影響を及ぼす機関、規制当局、メディアおよびその他のステークホルダーとの関係
- ・関係経済圏における責任をもって地域の顧客ポートフォリオを展開すること
- ・費用における責任をもって効率性および質を最大化する、国レベルで存在する事業ラインに対するスタッフ業務およびサービス

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、産業および環境リスクなら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、監視、管理および制御を行っている。

市場の自由化およ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、国ごとの異なるアプローチおよびタイムテーブルにより実施されている。

こうした経緯により、当グループは、新規参入者およ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、多様化および地理的拡大に向けたさらなる取り組みとともに、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、発電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または規制制度の下で業務を行っている。かかる市場およびかかる制度下での業務に適用される規制の変更ならびに当グループが従わなければならない関連する指示および要件は、当グループの業務およ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、各国政府およ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、環境保護にあ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、将来大幅に増加する可能性のあるコストを強いるものである。この関係上、排出権市場の不安定性は状況の管理および監視を一層困難にする。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およびイタリアの立法の動向および施行を監視し、再生可能エネルギーおよび原子力に重点を置いた低炭素技術およ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、為替相場およ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、方針の設定およびリスク管理の監視、ならびに運用に責任を負う部署およ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、監視および制御プロセスの役割および責任を確立する当グループおよび各地域／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、当グループおよび各地域／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。

商品価格および供給の継続性に関連するリスク

事業の性質により、エネルは燃料およ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ている。

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または卸販売業者向けの燃料供給およ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ならびに規制市場およ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。

商品リスクの管理およ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、連結財務諸表の注記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ならびに債券発行およ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およ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。

- ・燃料または電力の購入また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または株式投資の購入も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または機能通貨以外の通貨で表示される親会社また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または金融負債
- ・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、連結財務諸表の注記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または公正価値で測定される資産も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また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およ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、連結財務諸表の注記41を参照のこと。

信用リスク

当グループは、商業上、また商品および金融事業により、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）または市場価値の変動（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および不確実性なら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、ならびに担保付もしくは担保無しの保証の取得といったリスク最小化手法や、金融取引およ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、信用リスクの監視および統制についてすべての主要な地域／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およ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、または相殺契約の適用によってリスクが最小化される。2015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、再び適用および監視された。

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また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または電力輸送サービスからの債権等）にも、拡張された。

上記の取引はすべ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および利益は射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、緊張状況もしくはシステム上の危機（信用収縮、国債危機等）また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また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、およ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およ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およ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。格付の引き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、会社の業績および財務状態に悪影響を及ぼす可能性がある。

資産処分、営業費用の抑制および債務エクスポージャーの最適化といった、当グループが利用可能な戦略的オプションの範囲の柔軟性のおかげで、主に不況（経済の低迷および商品価格の低下）ならびにエネルが事業展開する市場の規制制度の変更への対応において当グループがみせた回復力により、2015年上半期において、スタンダード・アンド・プアーズおよびムーディーズは、エネルの見通しを、それぞれステイブルからポジティブに、またネガティブからステイブルに、上方修正した。

その結果、当年度末現在、エネルは、()スタンダード・アンド・プアーズよりポジティブであるとの見通しの「BBB」、()フィッチより安定的な見通しの「BBB+」、そして()ムーディーズよりステイブルであるとの見通しの「Baa2」を付与されている。

カントリーリスク

2015年、業績成長は、OECD諸国と非OECD諸国とで大幅な差があった。ECBの拡張的金融政策および原油価格の低下により国際マクロ経済環境がとても好調であったことによる恩恵を受けたにも関わらず、欧州経済は停滞しており、その危機前のレベルに戻らないままであった（危機は、未解決であるギリシャの行き詰まりによりさらに悪化した。）。欧州全体の成長見込みは、投資に不適な環境および失業率の高さにより依然として阻まれている。反対に、米国は、連邦準備制度による大幅な金融政策介入のおかげで、国内需要および消費の増加ならびにサービスセクターの再生によりその危機前のレベルを上回り、強い経済成長を記録した。消費者物価指数（エネルギー等のより変動率の激しい構成要素を含む。）は依然として目標から遠く、回復に向けた明らかな傾向を認識することが困難であるものの、失業率は、コアインフレ時のように大きく改善し、それは連邦準備制度の目標レベルに近づいており、労働市場の改善により支えられた民間消費の回復は、製造業および産業全体の成長停滞ならびに貿易収支の悪化を伴った。後者は、米国中央銀行の金融政策的立場に対する金融市場における発散された期待（当初はより緊縮的であったが、その後軽減された。）の結果、ドルの強い上昇（消費財の輸入需要を押し上げ、ドル建て商品の競争力を下げさせた。）による影響を受けたものである。その他の要因は、世界的需要の低下であり、それは中国の経済低迷により特に悪化した。昨年、成長の担い手としての中国の役割は、主として輸出および国内投資の増加による10年間超の突出した経済成長後、不安定さを増した。政策決定者が直面する実際の挑戦は、国際市場の発展およびサービスセクターの向上を通じて成長を回復させることである。その他の大半の新興諸国の状況はかなり異なり、一方として、インド経済は、中央銀行の金融政策のおかげで、強い回復を見せているようであり、他方、ブラジルは、記録的レベルのインフレ、一連の誤った政策決定および内部スキャンダルにより、悪戦苦闘している。また、ロシア経済は、ウクライナとの地理的緊張の増加、またとりわけ原油価格の低下の結果、下方傾向となり、それにより2桁インフレの景気後退に傾いた。シリアおよびリビアのそれぞれのを受けて中東および北アフリカにおける問題は深刻なままであり、地域的および世界的なバランスの持続的な変化、大量の難民の流れならびに付随する不確実性を引き起こすリスクを示しており、マクロ経済状況全般に影響を及ぼす可能性がある。

産業および環境リスク

産業および環境リスクは、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およ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、運営および維持）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ならびに空気、水、土地およ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。このすべてが、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ーおよ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、リスクの特定および管理を目的とした予防的・予測的なメンテナンス手法および技術調査を含む、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およびEMAS）に基づき認証を受け、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。

当グループはまた、環境コンプライアンスアプローチのマッピング（MAPEC）を利用しており、それにより発電および配電システム（原子力を除く。）の運営に関して、組織の戦略および評価ならびに環境自体に対する環境リスクを特定することが可能となる。

残りの産業および環境リスクは、会社の資産を保全し、電力およびガスの生産およ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、エネルは、スロベンスケ・エレクトラーネを通じてスロバキアにおいて、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、ならびに原子力原材料の移送、運搬および取扱いに関して追加的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、核燃料の使用およ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・パワーは米国における追加の風力容量を開発するためにベスタス（Vestas）との枠組み合意を延長する

2015年1月12日、エネル・グリーン・パワーは、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（Enel Green Power North America Inc.（以下「EGP-NA」という。））を通じて、米国における風力ファームの開発のためにベスタスと2013年末に締結した枠組み合意を延長した。2013年合意は、ベスタスが風力タービンを供給することを規定したものであり、米国でのEGP-NAの成長の成功をこれまでサポートし、今後も引き続きサポートしていく。

2013年合意に基づき開発中の容量と合意の延長により、EGP-NAが米国における約1GWを上限とする将来の風力発電容量を連邦生産税額控除（PTCs）の対象とすることが可能となる。

既発債との交換による募集に1十億ユーロを上限とする新規社債発行が認められる

2015年1月26日、取締役会は、2015年12月31日までにに行われ、最大元本合計を1十億ユーロを上限とする、1または複数の新規社債の発行を承認した。

かかる承認は、エネルグループの資本および財務構造を最適化し、また国際金融市場で発生しうる機会をつかめるようにするために、グローバル・ミディアム・ターム・ノート・プログラムに基づきエネルがこれまでに発行した社債との交換募集に供するためにエネルが新規社債を発行することを可能とすることを目的としている。

社債交換および新規社債の発行

2015年1月27日に、エネル・エスピーエーの完全子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ（Enel Finance International NV（以下「EFI」という。））は、1月14日から1月21日にかけて行われた非拘束的な公開交換募集の後に、EFIにより発行され、エネルの保証付の、総額1,429百万ユーロの社債を購入した。かかる購入の対価は、（ ）（EFIおよびエネルのグローバル・ミディアム・ターム・ノート・プログラムに基づき）EFIにより発行された、エネルの保証付の、最少取引額を100,000ユーロ（それ以上は1,000ユーロの整数倍）とする、元本額1,463百万ユーロの固定利付シニア債ならびに（ ）現金194百万ユーロからなる。

かかる取引は、EFIの財務管理の最適化の一環として行われた。これは当グループの満期構成および資金コストの積極的管理の追求を目的としている。グローバル・ミディアム・ターム・ノート・プログラムに基づき公開交換募集の一環としてEFIが発行したエネルの保証付の新規社債は、1.966%の利率で、2025年1月27日満期である。

SFエナジーの売却

2015年1月29日、エネルの子会社であるエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー（Enel Produzione SpA）により2014年11月7日に署名されたSFエナジー（SF Energy）の持分売却についての契約は、55百万ユーロの価格で最終決定された。全持分のうち50%はSEL（ソシエタ・エレクトリカ・アルトアテシナ・エスピーエー（Società Elettrica Altoatesina SpA））（契約の相手方）に売却され、残りの50%は新株引受権の行使後にドロミティ・エネルギー・エスピーエー（Dolomiti Energia SPA）に売却された。この売却は、エネル・プロデュツィオーネおよびSELの間で当該日に締結された契約内容の一部であった。

約9.4十億ユーロのリボルピング・クレジット・ラインの再交渉

2015年2月12日、エネル・エスピーエー（Enel SpA）とオランダにある子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナルは、2013年2月8日に合意された約9.4十億ユーロのリボルピング・クレジット・ファシリティについて再交渉を行い、コストを削減するとともに、かかるファシリティの満期を2018年4月から2020年にまで延長した。

同クレジット・ファシリティは、エネルおよび／または親会社保証付でエネル・ファイナンス・インターナショナルが使用することができるもので、当グループのデット・リファイナンス・プログラムとは関連がない。これは、当グループの財務部に極めて大きな柔軟性と運転資金管理のための実践的手段を与えることを目的としている。

同クレジット・ファシリティのコストはエネルの格付に関連して変動し、エネルの現在の格付に基づくEuriborのスプレッドを発生させる。かかるスプレッドは従前の190ベースポイントから80ベースポイントに減少したが、その一方で手数料は従前のスプレッドの40%から35%まで、すなわち76ベースポイントから28ベースポイントまで減少した。

いくつかのイタリアおよび外国の銀行がかかる取引に関連しており、メディオバンカ（Mediobanca）がドキュメンテーション・エージェントを務めている。

売却計画の更新

2015年2月25日にエネルの取締役会は当グループの東欧における株式投資の売却計画の更新について検討し、2014年7月10日に市場に向けて発表した。金融界で発表される予定の新事業計画で規定された戦略的ガイドラインに基づき、取締役会はルーマニアでの配電および販売に係る資産の売却プロセスを停止し、スロバキアの発電に係る資産の売却は継続することを決定した。

ENEAとの覚書

2015年3月18日、エネルとENEAは、再生可能資源に重点を置いて、発電テクノロジー分野に共同で革新をもたらすための覚書を締結した。かかる契約は、当事者が、伝統的なプラントでバイオマスやプラントの廃棄物といった代替燃料を使用するためのテクノロジーや環境や気候のためのテクノロジーの開発について協力し、伝統的な発電所の利用における柔軟性を強化することを規定している。異なる系列の研究により海の波動から発電するソリューションの最適化を追及する一方、他の研究では新たな太陽光発電のテクノロジーに重点を置く。これらの研究分野に取り組むため、2組のエネルとENEAの研究グループが結成され、6ヶ月以内に共通の利益に係る事項につき共同で詳細な研究計画を展開することを目指している。かかる初期調査段階後、取り組みは、共通の利益に係る活動の実施に向けられる予定である。

南アフリカでの業務に係る貸付

2015年3月30日、エネル・グリーン・パワーは、子会社のエネル・グリーン・パワー・アールエスエー（Enel Green Power RSA）を通じて、KfW IPEX銀行（KfW IPEX-Bank）が貸主かつ単独主幹会社であり、ドイツの輸入信用機関であるユーラー・ヘルメス（Euler Hermes）による部分的な信用保険の補償が付された、合計で2,100百万南アフリカランド（約160百万ユーロに相当する。）の貸付契約を締結した。かかる貸付は、エネル・グリーン・パワーからの親会社保証付であり、満期をそれぞれ7年と17年とする、市場ベンチマークに沿った利率が付された2つの異なる融資枠をEGP・アールエスエー（EGP RSA）に提供する。かかる貸付は南アフリカのイースタンケープ州に所在する、ギブソン・ベイ風力ファームへの投資資金として利用される。かかるプラントはそれぞれ3MWの発電容量の37基のタービンを有し（設置容量合計は111MW）、年間で約420GWhの発電が可能となる予定である。

北米の資産一部の売却

2015年3月31日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（以下「EGP-NA」という。）は、ジェネラル・エレクトリック・エナジー・フィナンシャル・サービスズ（General Electric Energy Financial Services）と、新たに設立された会社であるEGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズ（以下「EGPNA REP」という。）の49%の持分を合計約440百万米ドルで売却する契約を締結した。EGPNA REPは、風力、地熱、水力および太陽光を含む多様な発電テクノロジーにより、容量合計560MWの発電資産を所有している。また当該会社は、現在建設中の200MWの風力プラントも所有している。全ての資産は北米に所在している。新会社において、少数持分に加えて、GEエナジー・フィナンシャル・サービスズは、当初3年間につき、EGP-NAのプロジェクト・パイプラインから展開される営業資産およびEGP-NAにより売却のために提供される営業資産への投資についての最初の拒否権も受け取る。440百万米ドルは、かかる性質の取引について慣習となっている価格調整を受ける。稼働中のプラントに関連する金額は速やかに支払われるが、建設中のプラントについての手続きはサービス稼働後に完了する予定であり、それは当年度末に予定されている。エネル・グリーン・パワーは、かかる契約に基づく北米の子会社の義務についてかかる性質の取引について慣習となっている親会社保証を付した。

エネル・グリーン・パワー - アジア太平洋地域の再生可能エネルギー提携についての丸紅との契約

2015年4月1日、エネル・グリーン・パワーおよび日本の丸紅株式会社は、主にアジア太平洋地域における再生可能プロジェクトの潜在的なビジネス機会を共同で評価する2年間の覚書に署名した。覚書に基づく提携は、フィリピン、タイ、インド、インドネシア、ベトナム、マレーシアおよびオーストラリアならびにその後の段階で認識されうるその他の地域に主に所在する地熱、風力、太陽光および水力発電プロジェクトに重点を置く。開発段階のプロジェクトのみが検討される予定であり、そのため、提携範囲から建設中のプロジェクトおよび稼働中の資産は除かれる。

南アフリカの再生可能エネルギー公開入札の付与

2015年4月13日、エネル・グリーン・パワーは、南アフリカ共和国政府がスポンサーを務める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)）入札の第4フェーズにおいて425MWの風力発電プロジェクトにつき、南アフリカの公益事業会社であるエスコム（Eskom）と電力供給契約を締結する権利を付与された。REIPPPPの規則に従って、EGPIは、主要な地方事業会社とのパートナーシップを締結して、EGPがその過半数の株式を保有しているピークル会社を通して入札に参加した。

3つの風力プロジェクト（オイスターベイ（Oyster Bay）142MW、ヌキュバ（Nxuba）141MWおよびカルサ（Karusa）142MW）は、風力資源豊かな地域であるイースタンケープおよびノーザンケープ地方に建設される予定である。オイスターベイおよびヌキュバプロジェクトは2017年に完成され稼働開始予定であり、カルサは2018年に稼働開始予定である。完全稼働後、3つのプロジェクト（約500百万ユーロの合計投資額を必要とする。）は、年間約1,560GWhの発電が可能となる予定であり、それにより、環境的に持続可能な方法により南アフリカの増加するエネルギー需要を満たすよう大いに寄与する予定である。

その後、2015年6月10日に、EGPIは、REIPPPP入札と同条件での280MWの追加の風力発電プロジェクトにつき、南アフリカの公益事業会社エスコムと2つの20年間電力供給契約を締結する権利を付与された。具体的には、ノーザンケープ地方の地域に建設される予定のソエットウォーター（Soetwater）（142MW）およびギャロブ（Garob）（138MW）風力ファームは、合計投資額約340百万ユーロで2018年までに完成され、稼働開始する予定である。完成後は、2つの施設により年間約1,000GWhの発電が可能となる予定である。

SE ハイドロパワーの持分の売却

2015年4月15日に、2014年11月7日付で締結された契約に従って、エネル・プロデュツィオーネによるSEハイドロパワーの持分40%を345百万ユーロで売却する取引が完了した。持分は、かかる契約に規定された最終的な前提条件を満たすSELに売却された。

かかる売却は、エネル・プロデュツィオーネおよびSELにより同日に締結された契約の範囲に含まれ、エネルにより市場に向けて既に発表されている。

ラテンアメリカの会社の合理化

2015年4月22日、エネルの取締役会は、エネルシス・エスエー（Enersis SA（以下「エネルシス」という。））ならびにその子会社であるエンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー（Empresa Nacional de Electricidad SA（以下「エンデサ・チリ」という。））およびチレクトラ・エスエー（Chilectra SA（以下「チレクトラ」という。））の取締役会が、チリの発電事業と配電事業を、その他のラテンアメリカ諸国におけるこれらの事業から分離する会社再編についての評価を開始する可能性について検討し、合意した。かかるイニシアチブは、以前発表されたグループ合理化およびシンプル化プログラムの一環である。合理化は、全株主に対して関連資産の完全な評価を妨げるもの、多様な事業の見通しを妨げるもの、意思決定プロセスを不必要に複雑にするものなど、エネルシスに報告された会社間の多数の重複を排除するものである。チリとその他のラテンアメリカ諸国との業務の明らかな分化は、エネルシス、エンデサ・チリおよびチレクトラならびにそれらの株主全てにとっての価値創造を促進する。エネルシス、エンデサ・チリおよびチレクトラの管轄規制機関は、適用ある法律を遵守して、会社再編成の実施のための可能な条件および手続を今後見積もる。

スタンダード・アンド・プアーズがエネルについての見通しを変更

2015年5月5日、スタンダード・アンド・プアーズは、エネルの見通しをステーブルからポジティブに修正することを発表した。同格付機関は、肯定的アウトlookは、当グループが、営業展開する主要な成熟市場（イタリアおよびスペイン）の不利な経済的および規制状況において示した例外的な回復力を反映するものであるとコメントした。特に、当該機関は、資産売却戦略、営業費用の合理化、柔軟な投資活動および負債とキャッシュ・フロー管理の最適化を含む戦略計画に構想された措置により、参照期間（2015年度-2017年度）中にエネルの信用指標は改善すると考えている。

トルコにおける再生可能エネルギー入札の付与

2015年5月7日、エネル・グリーン・パワーは、完全子会社であるヴェクター・エスエー（Vector SA）を通じて、23MWのイスバルタ（Isparta）ソーラー太陽光発電プロジェクトにつきトルコの公益事業会社TEIASの子会社との電力供給契約を締結する権利を付与されて、トルコの再生可能エネルギー市場に参入した。イスバルタ・ソーラー・パークにより発電された電力は、政府のフィードインタリフシステムに基づきTEIASの子会社に売却される予定である。イスバルタの設備は、2018年に完成され稼働される予定であり、完全稼働後は、年間35GWh超発電可能となり、環境的に持続可能なソリューションによって増加するトルコのエネルギー需要を満たすことに大いに貢献する予定である。

テルナとの覚書

2015年5月11日、エネルおよびテルナ（Terna）は、エネルおよびテルナが戦略的または商業的な関心を有するイタリア以外の国における輸送システムに関連する、グリーンフィールド（新たな資産の創設）プロジェクトおよび/またはブラウンフィールド既存資産の取得）プロジェクトの統合イニシアチブおよび機会の確認、評価および展開における協力についての覚書（以下「MoU」という。）を締結した。具体的には、イタリア国外において、エネルは（グループ会社を通じてする場合を含む。）、新たな資産の建設および既存資産の取得の両方を通して、事業を行う国での高圧輸送または接続グリッドに関するプロジェクトの取得、展開および運営（発電または送電業務と統合されたものを含む。）にを抱いている。同時に、テルナは、電力システムの分析、グリッド計画ならびに輸送資産の設計、運営およびメンテナンスに関して技術的協力を提供すること、また、統合イニシアチブの一環として輸送資産の取得または展開を評価することに関心を抱いている。

MoUに基づき、当事者のうち一者が、相互の利益又は他方当事者の排他的利益となると考える機会を確認した場合、優先してかかる機会についての情報を他方当事者に提供することができる。これらの機会は、共通の利益に基づき2会社により評価されることとなる。かかる契約は3年間継続する。

太陽光および風力プラントのバッテリー開発に関するテスラとの契約

2015年5月12日、エネル・グリーン・パワーおよびテスラ（Tesla）は、テスラのエネルギー貯蔵スタンドシステムとエネル・グリーン・パワーの太陽および風力プラントの統合の試験についての契約を最終決定した。かかる取引は、エネル・グリーン・パワーの施設からの発電量を増加させ、再生可能エネルギーのグリッドへの全体的な統合を進める高度なサービスを提供することを目指している。両会社は、発電容量1.5MWおよびエネルギー貯蔵容量3MWhを有するテスラのバッテリーシステムが設置される当初の試験用地の選定から協力を開始する予定である。かかる契約は、2会社間のより広範な覚書の一部であり、テスラのエネルギーシステムのエネルの事業への統合および電気モビリティの開発の両方について規定している。かかる契約は、貯蔵スタンドシステムの試験のためのエネル・グリーン・パワーの拡張プログラムに含まれる。

メキシコにおける共同発電プラントの建設

2015年5月12日、エネルグループは、持続可能なエネルギー開発を目指した革新的な技術ソリューションに特化する会社であるアベンゴア（Abengoa）とパートナーシップを締結し、メキシコの石油およびガス会社であるペメックス（Pemex）により、メキシコのアオクサカ（Oaxaca）州のサリナ・クルス（Salina Cruz）地域の共同発電プラント（517MWパワーおよび850トン/時間スチーム）を開発するよう、選定された。エネル、アベンゴアおよびPMXコジェネレーション（PMX Cogeneración）（ペメックスにより間接保有される関係会社）により建設される予定の共同発電プラントは、Pemexリファインリーに新たなプラントにより産出される電力およびスチームの一部を提供し、発電された残りの電力は市場で販売される。

フランチェスコ・ストラッチェが国連グローバル・コンパクトに任命された

2015年5月13日、国連は、バン・キー・ムーン（潘基文）事務総長が、エネルグループの最高経営責任者であるフランチェスコ・ストラッチェを、国連グローバル・コンパクトの理事会に任命したと発表した。グローバル・コンパクトは、世界最大の対企業持続可能性イニシアチブであり、理事会は、ガバナンス枠組みの基盤であり、全てのグローバル・コンパクト関連課題について、とりわけ持続可能性に関するものについて、戦略および方針を形成することを促進し、それに関して助言を提供する。グローバル・コンパクトの主な活動は、LEADイニシアチブである。エネルは、LEADボード・プログラムを運営する6社の国際企業の1社であり、持続可能性問題を自社の企業戦略に統合する取締役会の役割を強化することを目指している。

フランチェスコ・ストラッチェは、理事に任命されるイタリア企業の最初の代表となった。彼の任命は、2015年6月1日から有効となり、3年間の任期である。

エネルはユーロネクスト・ヴィジオ持続可能性評価指数で認められた

2015年6月3日、エネルは、ヨーロッパ、北米およびアジア太平洋地域の最大浮動株調整時価総額をもって持続可能性評価の高い上位120社を挙げたユーロネクスト・ヴィジオ・ワールド120インデックス（Euronext Vigeo World 120 index）に認められた。エネルは、それぞれユーロ圏及びヨーロッパ地域において最大浮動株調整時価総額をもって持続可能性評価の高い上位120会社を挙げる、地域限定のユーロネクスト・ヴィジオ・ユーロゾーン120（Euronext Vigeo Eurozone 120）インデックスおよびヨーロッパ120（Europe 120）インデックスにも認められた。エネルは、これらの指数の開始以降3年連続組み込まれている。ユーロネクスト・ヴィジオは6ヵ月毎に組込銘柄基準を更新しており、それにより、その指数に挙げられている会社の持続可能性の資質が最近の傾向および展開と照らして絶えずテストされることを確保する。

エンデサおよびエネル・グリーン・パワーは、2014年末以降ユーロネクスト・ヴィジオ・ワールド120インデックスに組み込まれている。また、これらの会社は、ユーロネクスト・ヴィジオ・ヨーロッパ120インデックスおよびユーロゾーン120インデックスにもその開始以降3年連続組み込まれている。

エネルがこれらの指数に組み込まれていることは、持続可能性に対する確固たるコミットメントの表れとしての意味を持つ。ユーロネクスト・ヴィジオインデックスは、ビジネス課題の中核で持続可能な開発を掲げる主導的な会社の努力を認める。ヴィジオは、環境、人権保護および企業の人的資本の認識、ステークホルダーとの関係、コーポレートガバナンスおよび企業倫理、不正行為と闘う影響力ある方針および努力の完全性、供給および業務委託チェーンにおける社会的・環境的ダンピングの防止に関するものなど、38の基準に基づき各会社につき330近くの指標を分析することにより、これらの指数構成を作成している。

これら3つのランキングに加えて、エネルグループは、ダウジョーンズ・サステナビリティ・インデックス・ワールド（Dow Jones Sustainability Index World）、ダウジョーンズ・サステナビリティ・インデックス・ヨーロッパ（Dow Jones Sustainability Index Europe）、FTSE4Good、カーボン・ディスクロージャー・リーダーシップ・インデックス（Carbon Disclosure Leadership Index）、カーボン・パフォーマンス・リーダーシップ・インデックス（Carbon Performance Leadership Index）およびニューズウィーク・グリーン・ランキング（Newsweek Green Ranking）といった世界の主導的な持続可能性評価指数にも加わっている。

エネルは再びFTSE4Good指標の構成銘柄に加わる

2015年7月13日、エネルグループは、ESG（Environmental-Social-Governance）パフォーマンスに関する最高評価を5とするスコアで、全体スコアとして4.3を獲得し、名誉あるFTSE4Goodインデックスの構成銘柄に再度正式に認められた。FTSE4Goodは、気候の変化、ガバナンス、人権尊重および腐敗防止への取組み等の分野での企業のパフォーマンスを測るインデックスである。エネルグループのなかで再生可能エネルギーに関する業務を行う会社であるエネル・グリーン・パワーもまた、このインデックスの構成銘柄として認められた。

FTSE4Goodは世界的な指標会社であるFTSERussellが創出した指標で、ESGパフォーマンスに基づいて企業への投資を促進することを意図した株式指標の一つである。FTSE4Goodインデックスで認められた企業は、環境、社会およびガバナンスに関する様々な基準を満たしている。

ラテンアメリカの業務の再編

2015年7月27日、エネルシス・エスエー（Enersis SA（以下「エネルシス」という。））並びにびその子会社エンプレサ・ナショナル・デ・エクトリチダッド・エスエー（Empresa Nacional de Electricidad SA（以下「エンデサ・チリ」という。））およびチレクトラ・エスエー（Chilectra SA（以下「チレクトラ」という。））の取締役会は、チリで行われている発電および配電業務を他のラテンアメリカ諸国での同業務から分離する会社再編プロジェクトの分析を受けて、以下の企業取引を通じて再編を実施することに合意した。（ ）エンデサ・チリおよびチレクトラが他の（チリ以外の）ラテンアメリカ諸国に有するすべての資産および債務を、新たに設立するそれぞれ「エンデサ・アメリカス（Endesa Americas）」および「チレクトラ・アメリカス（Chilectra Americas）」という名称の二つの会社に割り当てることにより、両社を一部スピンオフし、（ ）エネルシスがチリに有するすべての資産および債務（エンデサ・チリおよびチレクトラの持分を含む。）を新たに設立する「エネルシス・チリ（Enersis Chile）」という名称の会社に割り当てると同時にエネルシスの社名を「エネルシス・アメリカス（Enersis Americas）」とし、この会社に他のラテンアメリカ諸国に有するすべての資産および債務（エンデサ・アメリカスおよびチレクトラ・アメリカスという二つの新会社における持分を含む。）を引き続き保有させることにより、同社の一部スピンオフを実施し、その後、（ ）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シス・アメリカスに吸収合併させる。そして、この存続会社は、結果的にエネルシス・グループが他の（チリ以外の）ラテンアメリカ諸国に有する持分のすべてを保有する。エネルシス・チリおよびエネルシス・アメリカスは本拠をチリに置き、両社の株式は、現在エネルシス・グループの株式が上場されている市場と同じ市場に上場される予定である。これらの取引はいずれも、既存の株主に追加の財源の提供を求めるものではない。

2015年11月6日、チリの子会社であるエネルシス、エンデサ・チリおよびチレクトラの実業取締役会は、チリで行われている発電および配電業務を他のラテンアメリカ諸国での同業務から分離することを目的とした会社再編が、それぞれの会社の利益に適うものであることに合意した。

これらの会社の取締役会はまた、それぞれ会合を開き、全体的な会社再編を承認しエネルシス、エンデサ・チリおよびチレクトラの一部割を含む取引の第1フェーズに着手することを承認するための臨時株主総会の招集について検討した。会社再編の最終フェーズではエンデサ・アメリカスおよびチレクトラ・アメリカスのエネルシス・アメリカへの合併が予定されており、それに鑑み、エネルシス、エンデサ・チリおよびチレクトラの実業取締役会はさらに、合併にかかわる会社の評価についての財務アドバイザーおよび外部の専門家の意見に基づき、以下に記載する範囲内で指標となる交換比率に合意した。

- ・エンデサ・アメリカスの株式1株当たり、エネルシス・アメリカス株式2.3株以上2.8株以下。
- ・チレクトラ・アメリカスの株式1株当たり、エネルシス・アメリカス株式4.1株以上5.4株以下。

エネルシス、エンデサ・チリおよびチレクトラ取締役会が再編を承認する根拠として使用した文書類が、関連する会社のウェブサイトで一般に公開されている。

2015年12月18日、チリの子会社であるエネルシス、エンデサ・チリおよびチレクトラの臨時株主総会において、上述の会社再編の第1フェーズが承認された。

その後、2016年2月1日を発効日として、分割が実施された。

エネルは再びダウジョーンズ・サステナビリティ・ワールド・インデックスの構成銘柄に加わった

2015年9月10日、エネルグループは12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））の構成銘柄に加わった。このインデックスは世界全体から317社のみが選ばれるもので、これは、ロベコSAM（RobecoSam）がDJSIの構成銘柄の認定のための評価対象として選定した企業の10%に満たない。エネルはDJSIワールドのイタリア企業トップ10の一つに挙げられている。

BLPエナジーの買収

2015年9月24日、エネル・グリーン・パワーは、バーラト・ライト・アンド・パワー（Bharat Light & Power）の発電所規模の風力およびソーラー発電を行う子会社であるBLPエナジー（BLP Energy（以下「BLP」という。））を総額約30百万ユーロで買収した。BLPは、インドで最も重要な再生可能エネルギー関連の会社であり、現在、グジャラート州およびマハラシュトラ州に総設置容量は172MW、年間総発電量約340GWhの風力発電プラントを有している。同社はまた、様々な開発段階の風力発電プロジェクトで約600MWのパイプラインを保有している。

エネルはエル・キンボでの発電を開始

2015年10月13日、エムゲサ（Emgesa）がコロンビアのエル・キンボ（El Quimbo）水力発電プラントの操業を開始した。総設置容量400MWを誇るこの施設はボゴタの南西約350キロのウイラ県に所在し、コロンビア最大の河川であるマグダレナ川からの水資源を利用している。主な土木工事が完了した後、6月下旬から貯水池の貯水が開始され、その後、プラントの2基の発電機の中の1基が操業に入った。商業的運用開始に先立って、約20日間にわたってプラントの試験操業が行われた。2基目の運用が開始されると、年間約2.2TWhの発電が可能となり、コロンビア全体の電力需要の約4%に対応することが可能となり、エルニーニョ現象による水不足が国内の電力供給に与える影響を緩和することができる。

エネルが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

2015年10月26日、エネルグループは、2年連続して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定された。このインデックスは、大手のサステナビリティ格付け会社であるサステナリティックス（Sustainalytics）が行う評価に基づいて、企業の環境、社会およびガバナンス（ESG）の慣行を測定するものである。

ポルト・マルゲラの用地売却

2015年11月2日、エネルのポルト・マルゲラ用地の売却が完了した。石炭を燃料とするジュゼッペ・ヴォルピ（Giuseppe Volpi）火力発電所は、過去3年間にわたり大部分が稼働していなかったが、これを、周辺エリアと共に、すでに港湾ロジスティクス、構造物金属加工業およびプラント・エンジニアリング産業で業務を行っていた企業であるポルト・インベスト（Porto Invest）、シミック（Simic）およびCITIの3社に売却した。これは、そのほとんどがすでに稼働していない123件の火力発電所の再開発を行うためのFutur-eプロジェクトの中でエネルが売却した最初のプラントである。買主企業3社のうち2社（CITIとシミック）は、この用地で新しい業務用施設の開発を行い、もう1社（ポルト・インベスト）は、自社および関連会社を通じて既に近隣で行っているロジスティクス業務を拡張する。これらのイニシアチブに関連した投資は、建設段階においても、新しく産業活動が稼働された段階においても、ポルト・マルゲラ地域の経済活動および雇用に大きく貢献するものとなる。

持続可能な風力発電所の更新に関する契約

2015年11月3日、E2i、エネル・グリーン・パワー、ERGリニュー（ERG Renew）、ファルク・リニューアブル（Falck Renewables）およびIVPCは、レガムビエンテ（Legambiente）およびANCIと共に、チャーター・フォー・サステナブル・ウィンド・パワー・リニューアル（Charter for Sustainable Wind Power Renewal）に調印した。この文書は、イタリアの既存の集合型風力発電所の更新プロジェクトの効率性および透明性を確保するための業務規程、適用基準、規格、手続および最善慣行を明示して持続可能性のロードマップを策定することを目指している。今日、プラントのアップグレードおよび現代的な技術の使用を通じて、電力ネットワークの技術的柔軟性を増強しつつ、風力タービンを減少させ、総設置容量は減少させずに、より「グリーンな」電気を発電することが可能となっている。このチャーターは、既存の用地の天然資源を保護しつつ最大限に活用すること、既存のインフラを最大限利用して各地の資源を最善な方法で使用する、プロセスの各段階で環境に対する影響を抑制し、また軽減すること、ならびにエリア、関係諸機関および地域コミュニティとの関係の継続および透明性を確保すること、という4つの基本原則を基礎としている。

ハイドロ・ドロミティ・エネル売却契約

2015年11月13日、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー（以下「エネル・プロデュツィオーネ」という。）およびマッコーリー・インフラストラクチャ・アンド・リアル・アセット（Macquarie Infrastructure and Real Assets）が運用するマッコーリー・ヨーロッパ・インフラストラクチャ・ファンド4（Macquarie European Infrastructure Fund 4（以下「MEIF4」という。））のルクセンブルクに本拠を置く子会社であるフェダイア・ホールディングス・エスアーエルエル（Fedaiia Holdings Sarl）は、エネル・プロデュツィオーネが有するハイドロ・ドロミティ・エネル・エスアーエルエル（Hydro Dolomiti Enel Srl（以下「HDE」という。））の全持分（同社の株式資本の49%に相当）を約335百万ユーロで売却する契約を締結した。売却価格については、慣習となっている完了時の価格調整が行われる。

HDEは、トレント県を中心に28か所、総設置容量約1,280MWの水力発電所を運営している。売却のクロージングは、ドロミティ・エネル・エスピーエー（HDEの残りの51%の保有者）が先買権を放棄するか行使しないこと、および買主がEU反トラスト庁から許可を得ること、が条件となっている。この取引により、エネルグループは連結正味金融債務を概ね上述の対価に相当する金額分、縮小することが可能となる。

エネルとエネル・グリーン・パワーの統合

2015年11月17日、エネル・エスピーエー（Enel SpA）（以下「エネル」という。）およびエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（Enel Green Power SpA）（以下「EGP」という。）の取締役会は、EGPの一部をエネルに統合する非比例式スピノフのプロジェクト（以下「スピノフ・プロジェクト」という。）を承認した（以下「本スピノフ」という。）。本スピノフは、実質的に(i)北・中・南米、ヨーロッパ、南アフリカおよ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有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・ビービー（Enel Green Power International BV）の、EGPが有する持分の全部、ならびに(ii)これらの投資に関連した資産、債務、契約およびその他の法的関係からなるスピノフの対象資産（以下「スピノフ資産」という。）をEGPがエネルに譲渡し、スピノフ資産以外のすべての残りの資産および債務（すなわち実質的に、イタリアでの業務およびわずかに残存する外国での投資のすべて）はEGPが保持することを想定している。この取引は非比例的なスピノフを行うものであるため、(i)EGPのエネル以外の株主が有しているEGPの株式をエネルの株式と交換すること、ならびに(ii)エネルがスピノフ資産のうちの自身の持分に相当する株式をエネル株式と交換し、当該株式をイタリア民法典第2504条の3第2項および第2506条の3第5項に従って直ちに消却することが考えられる。本スピノフは、交換が申し出られたEGP株式1株あたりエネルの新規発行株式0.486株の交換比率（以下「本交換比率」という。）で実行され、現金による調整は行われない。その結果、本スピノフの発効日現在では、EGPは、スピノフ資産の価値に相当する金額分だけ株式資本が減少し、エネルでは、スピノフ資産の対価を賄う分だけ株式資本が増加する。具体的には、エネルは、本交換比率に従ってEGPの少数株主に対し、完全な権利の付された一株あたり1ユーロの新株を、最高で770,588,712株発行する。本スピノフの発効日をもって、エネルは、EGPの単独の株主となり、EGP株式については、イタリア証券取引所（Borsa Italiana SpA）が設置および運営している証券取引所であるメルカート・テレマティコ・アツツィオナリーオ（Mercato Telematico Azionario）（以下「MTA」という。）およびスペインの継続電子取引システム（Sistema de Interconexión Bursátil（以下「SIBE」という。））での取引が終了する。

2015年12月23日、上記取引に関連する情報提供文書が公表された。

ポルトガルの再生可能資源関連資産の処分

2015年11月26日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（Enel Green Power España（以下「EGPE」という。）；60%をエネル・グリーン・パワーが、40%をエンデサが所有）は、総発電容量863MWに相当する642MWの純設置発電容量を有する集合型風力発電所をポルトガルで運営している、EGPEの全株保有子会社であるフィネルゲ・ジェステオ・デ・プロジェクトス・エネジェチコス・エスアー（Finerge Gestão de Projectos Energéticos SA（以下「フィネルゲ・ジェステオ」という。））の全株式資本を、ポルトガル企業であるファースト・ステイト・ウインド・エナジー・インベストメンツ・エスエー（First State Wind Energy Investments SA（以下「ファースト・ステイト・ウインド・エナジー・インベストメンツ」という。））に売却する取引の完了した。原契約は、2015年9月30日に発表された。売却の対価は総額900百万ユーロで、これにはフィネルゲ・ジェステオへの株主ローンの返済分が含まれている。この売却をもって、エネル・グリーン・パワーはポルトガルの再生可能エネルギー市場から撤退した。

売却は、以前は総設置容量1,333MWの集合型風力発電所を運営するポートフォリオを有していた会社であり、フィネルゲ・ジェステオが35.96%の持分を有していたENEOP-エリカス・デ・ポルトガル・エスエー（Eólicas de Portugal SA（以下「ENEOP」という。））の分割（2015年10月28日発表）の完了をもって最終的に完結した。分割の結果、フィネルゲ・ジェステオは総設置容量445MWとなる6か所の集合型風力発電所を完全に統合することとなった。上述の発電容量は、これまでフィネルゲ・ジェステオが過半数および少数株主として有していた純連結発電容量約197MW（総発電容量としては418MW相当）の資産に追加された。

対価の総額は900百万ユーロで全額現金で支払われる。金額については、この性質の取引の標準的なプラクティスに沿って価格調整が行われる。

スロベンスケ・エレクトラーネ売却契約

2015年12月18日、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーは、エネルゲティツキー・ア・ブルミスロヴィ・ホールディング（Energetický a priemyslový 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、エネル・プロデュツィオーネが有するスロベンスケ・エレクトラーネの持分（スロベンスケ・エレクトラーネの株式資本の66%に相当）の売却に関する契約を締結した。

この売却は、エネル・プロデュツィオーネが有するスロベンスケ・エレクトラーネの持分全部を新たに設立する会社（以下「ホールド会社」という。）に譲渡し、その後ホールド会社の全株式資本をEPスロバキアに売却する方法で実施される。ホールド会社のEPスロバキアへの売却は、2つのフェーズに分けて行われる予定である。

最初のフェーズでは、エネル・プロデュツィオーネがホールド会社の株式資本の50%をEPスロバキアに375百万ユーロで売却する。この金額のうち150百万ユーロは第1フェーズのクロージング時に支払われ、225百万ユーロは第2フェーズのクロージング時に支払われる。対価の金額は、後述の調整方法を適用して変更される可能性がある。

第2フェーズでは、現在建設中のモホフチェ原子力発電所の第3号基および第4号基の試験運用許可が得られてから12か月の間、エネル・プロデュツィオーネまたはEPスロバキアがそれぞれプット・オプションまたはコール・オプションを行使することができる。現時点での作業計画では、これらのオプションは2019年前半には行使可能となると見込まれている。いずれかのオプションが行使された場合、エネル・プロデュツィオーネはホールド会社の株式資本の残りの50%をEPスロバキアに375百万ユーロで譲渡することになる。支払は売却のクロージング時を期限とし、対価の金額は、後述の調整方法を適用して変更される可能性がある。第2フェーズのクロージングは、モホフチェの第3号基および第4号基の正式な運用許可の取得を条件とする。

両フェーズで支払われる対価の総額は750百万ユーロ相当であるが、金額については一定の調整方法が適用される。調整金額は、外部の専門家が計算し、スロベンスケ・エレクトラーネの正味財務状態の動向、スロバキア市場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スロベンスケ・エレクトラーネの業務の効率性のレベルならびにモホフチェ第3号基および第4号基の企業価値等の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。

この契約では、上記のスケジュールにそってオプションが行使可能とならなかった場合には、2022年6月30日（以下「最終期限」という。）をもって両オプションが行使可能となることも規定されている。その場合、対価の調整に際しては、上記第3号基および第4号基の有効企業価値も考慮されることとなる。

取引のクロージングは、欧州連合の反トラスト庁からの許可の取得を条件とする。

太陽光発電の合併会社をイタリアに設立

2015年12月22日、エネル・グリーン・パワーと、F2i - フンド・イタリアーノ・ペル・インフラストラットゥーレ（F2i - Fondo italiano per le infrastrutture）を代理するF2i SGRエスピーエー（F2i SGR SpA（以下「F2i」という。））は、その子会社であるエネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジー・エスアールエル（Enel Green Power Solar Energy Srl）およびF2iエネルジー・リノヴァビリ・エスアールエル（F2i Energie Rinnovabili Srl）とともに、2015年10月16日に締結され公表されじょた契約を受けて、同額出資による合併事業を設立する契約の手續を完了した。

EGPがイタリアのソーラー発電資産を譲渡したこの合併会社は、2015年12月31日、いずれもF2iエネルジー・リノバビリ・エスアールエルが支配するF2iソーラー1エスアールエル（F2i Solare 1 Srl）とF2i 3ソーラー・エスアールエル（F2i 3 Solare Srl）の合併によって設立された。

この新しい合併事業は、イタリアの太陽光発電市場のリーダーとなることを目指し、EPGが102MW、F2iが105MWを拠出する形で設置容量207MWのポートフォリオをもって事業を開始する。

取引のクロージングは、所轄のEU反トラスト庁の承認を得ることを含め、両当事者が2015年10月16日に締結した契約に定められていた条件が充足された後に完了した。エネル・グリーン・パワーの資産の企業価値は約234百万ユーロ、F2i資産の企業価値は282百万ユーロとなり、また、それぞれの株式価値は、少数持分を除いて約91百万ユーロおよび約111百万ユーロとなった。したがって、エネル・グリーン・パワーは、合併事業への同等の参加を確保すべく、約20百万ユーロを現金で出資した。これらの価値は、この性質の取引の慣習的方法を用いて、2016年に調整がなされる予定である。

6【研究開発活動】

エネルは常に、最先端の方法、モデルおよび技術を採用するにあたり、イノベーションをその戦略および企業文化の要として認識してきた。

2015年、エネル・グループは、バリューチェーン全体にわたる250を超えるプロジェクトにおいて研究およびイノベーション活動を実施しており、これは、伝統的な発電から再生可能エネルギーまで、スマート・グリッドからエネルギー効率まで、さらには電気自動車からエネルギー貯蔵までに及ぶ。

入手可能な最高のソリューションを発見し、開発し、活用するために、エネルは、オープン・イノベーションの原則を採用したが、これによりさらなる価値を創造し、市場における競争力を高めるためには、自社のアイデアや人材だけに頼るのでは十分でなく、他社、新規事業および大学の参加も不可欠である。

アイデアやプロジェクトを提供しようとする企業に特化した、エンデサ2244チャンネルがスペインで発足した。エンデサ・エネルギー・チャレンジのプラットフォーム上において、様々な事業も開始された。

さらにエネルは、新たなビジネス・モデルを開発し、かかる開発および新たな技術利用を促進するために、有力企業と数々のパートナーシップを結び、新規事業における存在感を高めた（1,200件の新規事業が詳細に検討され、13件の提携事業が発足した。）。

最も将来性のある新規事業への支援を目標に据えた起業支援および推進プログラムについて、エネルはインターネット・クリーンテック・エネイブラーズ・スパーク・プロジェクト（INternet Cleantech ENablers Spark（INCENSe）project）を取りまとめており、当該プロジェクトは、EUから8百万ユーロの資金提供を受けている。エネルはまた、南アメリカにおいてエネルギー・スタート・プロジェクトを発足させた。

オープン・イノベーション戦略のもう一つの礎は、エネル・グループの全従業員をイノベーション・プロセスに参加させることである。したがって、創造力を刺激し、参加を促進し、イノベーションおよび企業家精神の能力を発展させ、さらにイノベーション文化を強化する手法の開発に最も重点が置かれている。エネル・アイデア・ファクトリー・プロジェクトは、これらの要素から発想を得て、職場を創造的なブレインストーミングが行われる研究室のように変え、会社の様々な事業部門間の統合を推進し、外部に対して開かれた姿勢を作り、社内外での数々の意見交換を促進している。かかる精神に基づき、2015年、エネル・イノベーション・ワールド・カップおよびインスパイア・エンブレンドレス（Inspire Empreendedores）といった会社規模の企業家精神イニシアチブが発足した。

再生可能エネルギー

当年度中、当グループは、エネル・グリーン・パワーが従来存在感を示してきた分野である技術の性能改善をはじめとする様々な分野に注力し、イノベーションに寄与した。オフ・グリッドの発電所を建設するために、電気化学的エネルギー貯蔵システムとともに様々な発電技術の使用を組み合わせることで、エネル・グリーン・パワーは、改善された技術的性能を通じて人々のエネルギーへのアクセスを高めることを目指している。

エネルはまた、最先端の風力発電機や小規模の熱力学太陽光システムといった、視覚的な圧迫感が少なく建物への統合のためにもより適している小規模発電所を使用することで、都市部における再生可能エネルギーの開発にも注力した。

まだ有効活用には至っていないものの、新たな再生可能資源、特に海洋エネルギーや高空の風力エネルギーの使用は、強い関心を寄せている分野の一つである。

エネルの数々の新規事業パートナーの中でも、再生可能エネルギーの分野で事業を行っているアイ・イーエム（i-EM）は、人工知能のアルゴリズムを用いて太陽光発電所および風力発電所の発電量を予測かつ制御できる高度なソフトウェアを開発した。アイ・イーエム（i-EM）は、遠隔監視および発電所のメンテナンスのためのソリューションも開発した。

エネルギー貯蔵

エネルギー貯蔵は、2015年においても引き続き重要な分野であった。風力発電所におけるエネルギー貯蔵システムの設置を継続するとともに、エネルは、住宅用のエネルギー貯蔵システムにも注力している。エネルギー貯蔵および太陽光発電システムの統合の開発、これらの市場における試運転、そしてかかるシステムに関するビジネスにおいて高い将来性を有する南アフリカをはじめとした国々に向けたこれらの販売に向けて、当該分野の有力企業との複数のパートナーシップ契約が締結された。住宅向けエネルギー貯蔵システムにより、消費者は、住居がグリッドに接続されていない場合や停電の際にあとから家庭で使用できるよう（太陽光発電などのシステムにより）自家発電したエネルギーをバッテリーに貯蔵することが可能になる。

従来のエネルギー発電にエネルギー貯蔵システムを統合する利点も、より大規模に検証されている。最近、ヴェントターネ島において、リチウムイオンバッテリー（300kW/600kWh）が設置され、臨時の最適化システムおよび制御システムと組み合わせられて既存のディーゼル発電システムに完全に統合された。

電気自動車インフラストラクチャー

電気自動車は、二酸化炭素排出量および騒音を削減するだけでなく、バッテリーを通じて分散型エネルギー貯蔵システムとして車両を利用できる可能性があり、こうした数々の利点から開発が求められるますます重要かつ代表的な分野である。

昨年度にわたり、エネルは、様々なプロジェクトの開発により電気自動車事業への注力を強化してきたが、中でも2015年12月には、エネルが2011年以来開発しているヴィークル・トゥ・グリッド（V2G）技術に基づいた新規事業を進展させるため、日産との間で契約が締結された。この技術により、エネルギー使用者に限らず運転者までもがグリッドの最大限まで電力を使用し、貯蔵し、回復させることのできる個人の「エネルギー・ハブ」になることが可能となる。車体に積まれた分散型エネルギーを集約することで、グリッド・バランス・サービスの提供のために車両を使用することができ、したがって再生可能エネルギーの浸透促進が可能となる。

スペインおよび南アメリカにおいても様々なプロジェクトが実施されており、スペインのマラガにおいては200台の電気自動車車両および必要な充電インフラストラクチャーの開発を導入した「すべての人に排出量ゼロの自動車を（Zero Emissions Mobility to All）」（Zem2All）が、さらにチリのサンティアゴにおいては発電技術および公共交通機関における意欲的なビジネス・モデルの開発を促進するために、公的機関と協同した再充電インフラストラクチャーの設置のための電気自動車プログラムなどが実施されている。

グリッド・サービス

エネルは常に、継続してグリッドの効率を改善するために、エネルギー供給システムにおけるイノベーションに焦点を当てた数々のイニシアティブに寄与してきた。

中でも当該分野において最も興味深いイニシアチブは、アトネット・スマートグリッドとの提携事業であり、高速かつ低遅延なプライベート・データ・ネットワークの構築が可能なシステムを開発する新規事業である。エネルは、プリンディジのフェデリコ 発電所をはじめとする多数の発電所を含め、他の業者によって電力が供給されない地域に所在する発電所に対して補填的に電気通信を供給し、また重要な通信を管理する使命（蓄積されたデータの管理）を果たすために、かかる技術を利用している。このソリューションは、エネルの発電所だけでなくその周辺地域にとっても有利に働くため、多大な正の外部性を創出する。

また、かかる計画において仮想電気通信事業網を運営するために、当グループは、かかる地域全体における数百万ものエネルの機械およびセンサーと、またはこれらの中で、より競争力のある通信媒体としてアトネット・スマートグリッドの技術を費用対効果の観点から選択しており、新世代の産業分野向けのインターネットを創出する予定である。

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、当グループおよび親会社の成績を示したその財務構造を分析するため、当グループおよびエネル・エスピーエーが導入しているIFRS-EUの下に構築され、連結・個別財務諸表それぞれ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・個別財務諸表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および親会社の業績を監視するのに有効であり、当グループ事業の財務成績を反映するものであると考えている。2005年11月3日に発表されたCESR（欧州証券規制当局委員会）/05-178bの提言に従ってこれらの指標を算出する基準は、以下のとおりである。

売上総利益

「減価償却費、償却費および減損損失」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。

グループ純経常収益

通常の事業によるグループ純収益をいう。

固定純資産

「固定資産」および「固定負債」間の差をいう。ただし、以下は除く。

- ・「繰延税金資産」
- ・「満期保有目的の有価証券」、「損益を通じ公正価額で指定された、ファンドまたはポートフォリオマネジメントプロダクトにおける金融投資資産」、「売却可能有価証券」および「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」
- ・「リスクおよび費用に対する引当金」
- ・「繰延税金負債」

流動純資産

「流動資産」および「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）」、「前受けのファクタリング債権」、「有価証券」、「金融債権および現金担保」および「その他の金融債権」
- ・「現金および現金同等物」
- ・「短期借入金」および「長期借入金の当期支払分」

売却目的の純資産

「売却目的の資産」および「売却目的の負債」の代数和をいう。

純投下資本

以前は考慮されていなかった条件である「繰延税金負債」、「繰延税金資産」および「売却目的の純資産」ならびに「固定純資産」および「流動純資産」の代数和をいう。

純金融負債

「長期借入金」、当該借入金の当期支払分および「短期借入金」から、他の貸借対照表指標において以前は考慮されていなかった「現金および現金同等物」、「流動金融資産」および「固定金融資産」を差し引いたものにより決定される金融構造指標をいう。より一般的に、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（欧州証券規制当局委員会）/05-054bの第127項の提言に準拠し、かつ2007年7月26日のCONS0Bの指令に従い、金融債権なら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、連結財務諸表の注記５を参照のこと。

当グループの成績

	2015年	2014年	(単位：百万ユーロ) 年度間の増減	
総収益	75,658	75,791	(133)	-0.2%
総費用	60,529	59,809	720	1.2%
公正価値で評価された商品取引からの純利益/(費用)	168	(225)	393	-
売上総利益	15,297	15,757	(460)	-2.9%
減価償却費、償却費および減損損失	7,612	12,670	(5,058)	-39.9%
営業利益	7,685	3,087	4,598	-
財務利益	4,018	3,326	692	20.8%
財務費用	6,474	6,456	18	0.3%
財務利益/(費用)合計	(2,456)	(3,130)	674	21.5%
持分法を利用した投資持分利益(費用)	52	(35)	87	-
法人税控除前利益	5,281	(78)	5,359	-
法人税	1,909	(850)	2,759	-
継続事業からの純利益	3,372	772	2,600	-
廃止事業からの純利益	-	-	-	-
純利益(グループおよび少数株主持分)	3,372	772	2,600	-
親会社の株主に起因する純利益	2,196	517	1,679	-
少数株主持分に起因する純利益	1,176	255	921	-

収益

	2015年	2014年	(単位：百万ユーロ) 年度間の増減	
電力販売からの収益	46,638	48,062	(1,424)	-3.0%
送電からの収益	9,911	9,142	769	8.4%
ネットワーク事業者からの接続料	826	783	43	5.5%
電力平衡基金、市場オペレーターおよびエネルギー・サービス・オペレーターからの繰入金	1,152	1,857	(705)	-38.0%
ガス販売からの収益	4,045	3,628	417	11.5%
ガス輸送からの収益	509	459	50	10.9%
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保有に分類される固定資産の処分利益および負ののれん	313	292	21	7.2%
支配の変更後の公正価値での再評価	80	82	(2)	-2.4%
有形固定資産および無形固定資産の処分利益	52	32	20	62.5%
その他の販売、サービスおよび収益	12,132	11,454	678	5.9%
合計	75,658	75,791	(133)	-0.2%

2015年度の**電力販売からの収益**は、前年度と比較して1,424百万ユーロ（3.0%の減少）減少し、46,638百万ユーロとなった。かかる減少は、主に以下の要因によるものである。

- ・ 電力卸売事業からの収益1,073百万ユーロの減少。かかる減少は主にルーブルがユーロに対して下落したことによりロシアにおける販売からの収益が減少したことおよび国内の電力取引所における販売量の減少に起因する。
- ・ エンドユーザー向けの電力販売からの収益61百万ユーロの増加。かかる増加は主としてスペインおよびラテンアメリカ（販売量の増加およびチリ・ペソ為替レートの変動が組み合わさった結果、特にブラジルおよびチリ）の自由市場からの収益増加に起因し、イタリアにおける収益減少により一部相殺された。より具体的には、自由市場からの収益は2015年度に368百万ユーロ増加し、規制市場からの収益の307百万ユーロの減少により部分的にのみ相殺された。
- ・ 取引量の減少を反映した、電力取引からの収益412百万ユーロの減少。

送電からの収益は、2015年度に769百万ユーロ増加し、9,911百万ユーロであった。かかる増加は主に、当局決議第654/15号とともに実施された規制変化によるイタリア市場の動向を反映している。当該決議により、当局決議第655/14号（この決議により、2015年度の送電および配電料金ならびに住居用顧客向けの計測料金が改訂された。）の結果もたらされた輸送料金の引上げに係るタイムラグと、かかる引上げによるプラスの影響が排除された。

電力平衡基金、市場オペレーターおよびエネルギー・サービス・オペレーターからの繰入金による収益は、2015年度において前年度比で705百万ユーロ減の1,152百万ユーロであった。より具体的には、かかる減少はスペインのイベリア半島外に集中していた。同地域では、売上の増加および石油価格の下落が、2014年度に規制変化を受けて認識された特定の前年度項目の影響を十二分に相殺した。

2015年度の**ガス販売からの収益**は、前年度から417百万ユーロ（11.5%）増加し、4,045百万ユーロであった。かかる変化は、平均ユニット価格の下落にかかわらず、主に、取引量の急激な増加によるイベリア半島および国内市場の収益増加を反映している。

2015年度中、**ガス輸送からの収益**は、ガス販売からの収益と同様の傾向を示し、50百万ユーロ（10.9%）増の509百万ユーロであった。

利益および負ののれんの項目は、2015年度において21百万ユーロ（7.2%）増加し、合計313百万ユーロとなった。かかる増加は主にSEハイドロパワーの売却（141百万ユーロ）、SFエナジーの売却（15百万ユーロ）および3サンの支配権取得に伴う負ののれん（76百万ユーロ）に関連している。同項目は2014年度においては主としてアルティック・ロシアの売却価格の調整額（82百万ユーロ）（かかる調整は、売却完了前に購入者との間で締結された契約に含まれていたアーンアウト条項の要件が充足されたことを受けてなされた。）ならびに主にラジェオ（123百万ユーロ）およびEGPフランス（31百万ユーロ）の売却について、EGPにより実現された利益に関連していた。

支配の変更後における公正価値での再評価による収益は、2015年度は80百万ユーロ（2014年度は82百万ユーロ）となった。より具体的には、2015年度の利益は、3サン（40百万ユーロ）およびエネオブ共同企業体（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、現在価値での調整を指す。2014年度の同項目は、当グループに帰属する資産および負債であって、（ ）ガバナンスの取決めの変更に伴い、2014年1月1日以降、SEハイドロパワーに対する支配権を喪失した後のもの（50百万ユーロ）ならびに（ ）インベルシオネス・ガス・アタカマ（29百万ユーロ）およびバッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト（3百万ユーロ）に対する完全支配権を取得する以前からエネルが保有していたものについての、公正価値での調整を指した。

有形固定資産および無形固定資産の処分利益は、2015年度は52百万ユーロ（2014年度は32百万ユーロ）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、2015年度は合計12,132百万ユーロ（2014年度は11,454百万ユーロ）となり、前年度比で678百万ユーロ（5.9%）増加した。

かかる増加は主に以下に起因する。

- ・ 燃料取引の売上（船による輸送サービスに係る売上を含む。）1,452百万ユーロの増加。これは主に国際市場における販売量の増加に起因する。
- ・ 環境証明書の売上の縮小およびそれらに係る助成金の受領額の減少による945百万ユーロの減少。
- ・ 理論的枠組みおよびメカニスム・デ・モニトレオ・デ・コストス（Mecanismo de Monitorewo de Costos）に基づく収益の認識に関する決議第32/2015号により導入されたアルゼンチンにおける規制変更。これにより、収益は2014年度比で247百万ユーロ増加した。
- ・ 負ののれん98百万ユーロ。うち76百万ユーロは3サンの買収、11百万ユーロは南アフリカにおいて取得した資産ならびに発生した負債および偶発債務の最終的な公正価値の割当てに起因した。

費用

	(単位：百万ユーロ)			
	2015年	2014年	年度間の増減	
電力購入	22,218	23,317	(1,099)	-4.7%
発電のための燃料消費	5,570	5,944	(374)	-6.3%
取引用燃料およびエンドユーザー向け販売のためのガス	10,087	7,909	2,178	27.5%
原料	1,078	2,275	(1,197)	-52.6%
人件費	5,313	4,864	449	9.2%
サービス、リースおよびレンタル費	15,148	14,662	486	3.3%
その他の営業費用	2,654	2,362	292	12.4%
資本化費用	(1,539)	(1,524)	(15)	-1.0%
合計	60,529	59,809	720	1.2%

電力購入費用は、2015年度中、2014年度と比べて1,099百万ユーロ減少し、4.7%の縮小となった。かかる変動は、主に国内外市場における双務契約による購入の減少（2015年度は972百万ユーロ）および電力取引所における電力購入費用の減少（223百万ユーロ）の影響を反映している。

発電のための燃料消費費用は、2015年度中、前年度から374百万ユーロ（6.3%の減少）減少し、5,570百万ユーロとなった。この減少は、燃料の平均ユニット価格の下落を反映しており、これは火力発電の増加による消費量の増加を上回るものであった。

取引用燃料およびエンドユーザー向け販売のためのガスの購入費用は、2015年度中、2014年度から2,178百万ユーロ増加し10,087百万ユーロとなった。この変動は主に上記の収益に関する議論で述べた商品市場における取引のほか、エンドユーザー向け販売量の増加を賄う必要性を反映している。

2015年度の原料費は、1,078百万ユーロとなり、2014年度から1,197百万ユーロ減少した。この減少は主に、市場縮小に伴う二酸化炭素排出枠およびグリーン証書に係る引当の縮小に起因した。

2015年度の人件費は、前年度と比較して9.2%増加し、5,313百万ユーロとなった。かかる変動は基本的に以下に係る。

- ・法令第92/2012号第4条に従って2015年12月にイタリアで署名された早期退職に関する新契約に基づく、早期退職インセンティブ費用の増加（1,128百万ユーロ、新契約がその他の従業員給付に与えた影響を含む。）ならびにスペインにおいて2年間にわたり実施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（90百万ユーロ）。
- ・2015年度第4四半期にイタリア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）。
- ・平均従業員数の増加および平均ユニット価格の上昇による、ラテンアメリカにおける費用の増加。かかる費用は、団体協約の更新により特にアルゼンチンにおいて大きく増加した。
- ・イタリアおよ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た早期退職インセンティブに起因する。

2015年12月31日におけるエネル・グループの従業員数は合計67,914人であり、うち34,874人は海外で雇用されている。当グループの従業員数は、新規雇用と退職のバランスがマイナスであったこと（1,316人の減少）および連結範囲の変更（269人の増加）を反映し、2015年度において1,047人減少した。連結範囲の変更による増加は主に、3サンに対する持分66%の追加取得（これにより当グループは同社に対する完全支配権を取得し、同社は各項目別に完全に連結された。）、インドのBLPエナジーの過半数持分の取得ならびにエネオブおよびその他のポルトガルの再生可能エネルギー企業の売却に起因する。

2014年12月31日からの全体的な変動の内訳は、以下のとおりである。

2014年12月31日現在の従業員数	68,961
雇用	2,695
雇用の終了	(4,011)
連結範囲の変更	269
2015年12月31日現在の従業員数	67,914

2015年度の**サービス、リースおよびレンタル費**は、2014年度と比べて486百万ユーロ増加し、15,148百万ユーロとなった。当期における変動は、基本的に託送費用（139百万ユーロ）、ネットワーク・アクセス費用（2015年度は129百万ユーロ）および電力事業に関するその他のサービスに係る費用（83百万ユーロ）の増加を反映している。

2015年度の**その他の営業費用**は、前年度に比べて292百万ユーロ増加し、2,654百万ユーロとなった。これは、基本的に以下を反映している。

- ・2015年12月31日付でイタリアの退職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、かかる従業員に対する補償の引当費用が増加したこと（328百万ユーロ）。
- ・ハイドロモンドゴ・プロジェクトの廃止に係るスペインの発電業者による引当金の増加（約46百万ユーロ）および2015年度における排出量増加による二酸化炭素排出枠費用の増加（56百万ユーロ）。これらは、当年度中のEUアローワンス（EUA）の価格の引下げにより部分的にのみ相殺された。
- ・省令第350/2014号の発布に伴いスペインの電力会社に課された、ボノ・ソシアル（Bono social）関連費用の減少（45百万ユーロ）。
- ・スロバキアにおいて2014年度末に認識されたリスクおよび費用に対する引当金の戻入れ（136百万ユーロ）。
- ・エネル・ディストリブツィオーネ、A2AおよびA2Aレティ・エレットリッシュ間の和解契約に伴う、当初2014年度の最初の9ヶ月間に認識されたリスクおよび費用に対する引当金の戻入れ（63百万ユーロ）。
- ・エネル・ディストリブツィオーネの費用の増加（207百万ユーロ）。かかる増加は、コンプライアンス要件充足のための省エネルギー証書の購入量の増加、そして何よりも、新たな費用補償メカニズム（cost coverage mechanism）の導入に関する当局決議第13/2014号による規制変更がもたらした結果である。
- ・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の戻入れ550百万ユーロ。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年度の**資本化費用**は、前年度の推移と一致し、1,539百万ユーロとなった。

2015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、純利益が168百万ユーロ（前年度は純損失が225百万ユーロ）となった。より具体的には、2015年度の純利益は主に、当期中の未実現純利益合計472百万ユーロ（2014年度は43百万ユーロ）および当期末における未決済のデリバティブ・ポジションの公正価値での評価からの未実現純損失304百万ユーロ（2014年度は268百万ユーロ）に起因した。

減価償却費、償却費および減損損失は、2015年度に5,058百万ユーロ減少し、7,612百万ユーロとなった。かかる減少は主に、「売却目的保有」資産をその見積実現可能価額と合致させた際に認識した減損損失に起因する。より具体的には、2014年度におけるかかる減損損失が6,427百万ユーロ（当該減損損失は、基本的にイタリア、ロシアおよびスロバキアの発電所ならびにチリのアイセン地域における水利権に関連する。）であったのに対し、2015年度に認識された減損損失は、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）およびスロベンスケ・エレクトラーネ（574百万ユーロ）に関連した。

これらの影響は、為替の変動および減損損失による帳簿価額の減少を反映した減価償却費の317百万ユーロの減少により一層悪化し、売掛金の純評価減の増加分合計68百万ユーロにより部分的にのみ相殺された。

2015年度の**営業利益**は、7,685百万ユーロとなり、4,598百万ユーロ増加した。

純財務費用は、674百万ユーロ減の合計2,456百万ユーロとなった。この増加は、主に以下を反映している。

- ・ 基本的に平均純金融負債の減少による純利息129百万ユーロの減少。
- ・ 為替変動による純為替差損236百万ユーロの増加。
- ・ (金利および為替をヘッジするための)金融デリバティブからの純利益452百万ユーロの増加。
- ・ 従業員給付および早期退職給付の引当金の増加に係る利息費用86百万ユーロの減少。
- ・ その他の純財務費用240百万ユーロの減少。この減少は主に、2014年度にブラジルにおいてサービス委譲契約の下で提供されたサービスについて認識された金融資産のマイナス調整および2014年度にエルコガスに対する金融債権について認識された減損損失のほか、投資の増加を一因とする資本化利息費用の増加を反映している。

2015年度の**持分法を利用した株式投資持分利益(損失)**は52百万ユーロの純利益となった。

2015年度の**法人税**は、課税所得の36.1%に相当する1,909百万ユーロ(2014年度は850百万ユーロの正味税額控除ポジション)となった。2015年度の法人税の前年比からの増加は、(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。

- ・ 2015年12月に承認された安定法に対する引当金を原因とする、純繰延税金資産197百万ユーロの減少。
- ・ 2014年度第4四半期に認識された第4四半期におけるエンデサの配当金分配に関連する1,392百万ユーロの税額控除および前年度に認識された多額の減損損失によるプラス影響。

また、以下により部分的に相殺された。

- ・ チリにおいて2014年度に税率改定に基づき税率が引き上げられたこと(2018年までに20%から27%まで段階的に引上げ)によるマイナス影響(280百万ユーロ)。これにより、繰延税金が調整された。
- ・ イタリアにおける、2014年度末のIRES付加税(いわゆるロビン・フッド税)を違憲とした裁判所の裁定による利益(200百万ユーロ)、IRAPの人件費控除に係る変更によるプラス影響(50百万ユーロ)、SEハイドロパワーおよびサン・フロリアーノ・エナジーの売却益に係る実質的な免税ならびに2017年以降のIRES税率の27.5%から24%への引下げ。
- ・ スペインにおける税率の30%から28%への引下げ。

当グループの財務状況の分析

	2015年 12月31日	2014年 12月31日	(単位：百万ユーロ) 年度間の増減	
固定純資産：				
有形固定資産および無形固定資産	88,686	89,844	(1,158)	-1.3%
のれん	13,824	14,027	(203)	-1.4%
持分法の使用による株式投資	607	872	(265)	-30.4%
その他の固定純資産/(負債)	1,092	(741)	1,833	-
合計	104,209	104,002	207	0.2%
流動純資産：				
売掛金	12,797	12,022	775	6.4%
棚卸資産	2,904	3,334	(430)	-12.9%
電力平衡基金、市場オペレーターおよびエネルギー・サービス・オペレーターからの純売掛金	(4,114)	(2,994)	(1,120)	-37.4%
その他の流動純資産/(負債)	(5,518)	(4,827)	(691)	-14.3%
買掛金	(11,775)	(13,419)	1,644	12.3%
流動純資産合計	(5,706)	(5,884)	178	3.0%
総投下資本	98,503	98,118	385	0.4%
引当金：				
従業員給付	(2,284)	(3,687)	1,403	38.1%
リスクおよび費用に対する引当金ならびに繰延税金	(8,413)	(7,391)	(1,022)	-13.8%
引当金合計	(10,697)	(11,078)	381	3.4%
売却目的の純資産	1,490	1,488	2	-
純投下資本	89,296	88,528	768	0.9%
株主持分合計	51,751	51,145	606	1.2%
純金融負債	37,545	37,383	162	0.4%

有形固定資産および無形固定資産（投資用財産を含む。）は、1,158百万ユーロ減少して2015年12月31日には88,686百万ユーロになった。この減少は主に、当年度の減価償却費、償却費および減損損失（5,974百万ユーロ）ならびに外国通貨建てで作成された財務諸表の換算によるマイナス影響（2,455百万ユーロ）（かかるマイナス影響は、特にコロンビアペソ、ブラジルレアルおよびロシアルーブルにおいて顕著であった。）に起因した。これらの要因は、当年度の資本支出（7,713百万ユーロ）および連結範囲の変更（238百万ユーロ）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、3サン、BLPエナジー（インドの再生可能発電会社）および米国において再生可能発電事業を行ういくつかの小規模企業の支配権取得を反映している。これらの要因は、再生可能エネルギー部門に属するポルトガル企業の売却および連結範囲からのイタリアの太陽光発電企業（アルトモンテ、エネル・グリーン・パワー・ストランピーノ・ソーラーおよびエネル・グリーン・パワー・サン・ジリオ）の除外により部分的にのみ相殺された。

のれんは、2014年12月31日から203百万ユーロ減少し、13,824百万ユーロとなった。この減少は基本的に再生可能エネルギー部門に属するポルトガル企業の売却（257百万ユーロ）およびエネル・グリーン・パワー・ルーマニアののれんに係る減損損失（13百万ユーロ）（かかる減損損失は、同国における厳しい市場環境および規制シナリオの結果として認識された。）に起因する。これらの減少は、ユーロ以外の通貨建てののれんの現行為替レートでの調整によるプラスの影響（51百万ユーロ）（特に米国ドル建てののれんにおいて顕著であった。）と、再生可能エネルギー部門による複数のメキシコ企業の支配権取得に伴い認識されたのれん6百万ユーロにより部分的に相殺された。

持分法の使用による株式投資は、前年度末と比較して265百万ユーロ減少し、607百万ユーロであった。かかる減少は主に、ハイドロ・ドロミティ・エネルの売却目的保有資産への再分類、配当金の分配および2014年度に同項目に分類されたポルトガルのエネオプの売却を反映している。これらの要因は、持分法を用いて会計処理されている当グループに帰属する会社により計上された純利益により部分的に相殺された。

その他の固定純資産については、2014年12月31日と比較して1,833百万ユーロ増加し、2015年12月31日現在1,092百万ユーロ（純負債額は741百万ユーロ）となった。この変化は、主にキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに係る純資産1,931百万ユーロの増加およびペイヤン・リソースズの投資の公正価値での調整を含むその他の株式投資の価値の41百万ユーロの増加による。これらの要因は、サービス委譲契約に係る金融資産の37百万ユーロ減により部分的に相殺された。

流動純資産は、2015年12月31日においてマイナス5,706百万ユーロとなり、2014年12月31日と比較して178百万ユーロの減少となった。この変化は、以下の動向に起因する。

- ・ いくつかの回収方針の2014年度からの変更および当局決議第654/2015号の効果（これにより、送電およびそれに関連する受取債権からの収益が増加した。）を主要因として売掛金が775百万ユーロ増加したこと。
- ・ グリーン証書の棚卸資産の減少（216百万ユーロ）ならびに平均価格の下落によるガスおよびその他の燃料在庫の減少（217百万ユーロ）を主な要因として、棚卸資産が430百万ユーロ減少したこと。
- ・ 電力平衡基金、市場オペレーターおよびエネルギー・サービス・オペレーターからの純売掛金が、A率およびUC料率について異なる決定方法を定めた当局決議第268/2015号（「グリッド法」）を受け、主にイタリアにおいて1,120百万ユーロ減少したこと。電力売買への平準化メカニズムの適用に起因する純売掛金の減少もひとつの要因であった。
- ・ 関連負債を差引いたその他の流動資産が691百万ユーロ減少したこと。この変化は以下に起因する。
 - 法人税の純負債が485百万ユーロ減少したこと。この減少は、基本的に1,516百万ユーロの法人税の支払に関連し、これは（過年度の調整を除いた）当期税額2,042百万ユーロの認識により十二分に相殺された。
 - その他の純流動負債が333百万ユーロ減少したこと。そのうち241百万ユーロは、主にコロンビア企業に関する、2014年度に認識された配当金の分配に関連する負債の支払に起因する。
 - 流動金融純利益が363百万ユーロ減少したこと。この減少は、基本的にデリバティブの公正価値の下落に起因するもので、純前払金融費用の増加により一部のみ相殺された。
 - 法人税以外の純未払税金が156百万ユーロ増加したこと。これは基本的に電力およびガスの消費に係る税金および付加税に関するものであった。
- ・ 電力および原料の購入費用の減少を一部反映し、主にイタリアにおいて買掛金が1,644百万ユーロ減少したこと。

引当金は、前年度から381百万ユーロ減少し、10,697百万ユーロとなった。この減少は基本的に以下の要因を反映している。

- ・ イタリアの退職従業員に対する電力料金割引が2015年12月31日付で一方的に廃止されたことを主要因として、退職後給付およびその他の従業員給付に対する引当金が1,403百万ユーロ減少したこと。
- ・ リスクおよび費用に対する引当金1,559百万ユーロの増加。この増加は主に、イタリアの法令第92/2012号第4条に従って2015年12月に締結された早期退職に関する新契約、スペインにおける新たな早期退職制度（プラン・デ・サリーダ）の導入ならびにイタリアにおけるエネルギー料金割引給付の元受給者の労働組合との間の契約に基づく一時金の支払いを受けて、早期退職インセンティブ引当金が計上されたことに起因する。
- ・ 繰延税金の513百万ユーロの減少。この減少は主に、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、イタリアにおいて、2016年安定法に定めるところにより2017年1月1日付でIRES税率が27.5%から24%に変更されることを受け繰延税金資産に係る純受取債権の一部が取り崩されたことによる。

「売却目的保有」の純資産は、2015年12月31日において1,490百万ユーロ（2014年12月31日において1,488百万ユーロ）となった。これは、経営陣が下した決定により、IFRS第5条の売却目的の資産の分類要件を満たしたスロベンスケ・エレクトラーネ、ハイドロ・ドロミティ・エネル、コンボスティエーリャおよび他の小規模企業の純資産（かかる純資産は、現在の交渉状況に基づき見積実現可能価額で評価されている。）からなる。前年度に同勘定に分類されたSEハイドロパワーおよびSFエナジーは、当年度中に売却された。

純投下資本は、2015年12月31日において89,296百万ユーロとなった。これは、親会社の株主および非支配持分に起因する株主資本51,751百万ユーロならびに純金融負債37,545百万ユーロにより調達されたものである。2015年12月31日現在の負債資本比率は0.73%（2014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

純金融負債および各期間の変化は以下の表のとおりである。

	2015年 12月31日	2014年 12月31日	(単位：百万ユーロ) 年度間の増減	
長期債務:				
-銀行借入れ	6,863	7,022	(159)	-2.3%
-社債	35,987	39,749	(3,762)	-9.5%
-その他借入れ	2,022	1,884	138	7.3%
長期債務	44,872	48,655	(3,783)	-7.8%
長期金融債権および有価証券	(2,335)	(2,701)	366	13.6%
純長期債務	42,537	45,954	(3,417)	-7.4%
短期債務:				
銀行借入れ:				
-長期銀行借入れの短期部分	844	824	20	2.4%
-その他短期銀行借入れ	180	30	150	-
短期銀行借入れ	1,024	854	170	19.9%
社債(短期部分)	4,570	4,056	514	12.7%
その他借入れ(短期部分)	319	245	74	30.2%
コマーシャル・ペーパー	213	2,599	(2,386)	-91.8%
現金担保およびその他デリバティブに対する資金調達	1,698	457	1,241	-
その他短期金融債務	64	166	(102)	-61.4%
その他短期債務	6,864	7,523	(659)	-8.8%
長期金融債権(短期部分)	(769)	(1,566)	797	50.9%
ファクタリング売掛債権	(147)	(177)	30	16.9%
金融債権および現金担保	(1,020)	(1,654)	634	38.3%
その他短期金融債権	(304)	(323)	19	5.9%
銀行に預託された現金および現金同等物ならびに短期有価証券	(10,640)	(13,228)	2,588	19.6%
現金および現金同等物ならびに短期金融債権	(12,880)	(16,948)	4,068	24.0%
純短期負債	(4,992)	(8,571)	3,579	41.8%
純金融負債	37,545	37,383	162	0.4%
「売却目的の純資産」の金融負債	841	620	221	35.6%

2015年12月31日の純金融負債は、2014年12月31日と比較して162百万ユーロ増加し、37,545百万ユーロとなった。

より具体的には、純長期債務は、長期金融債権の366百万ユーロの残高の減少および総長期債務の3,783百万ユーロの減少により、3,417百万ユーロ減少した。

総長期債務は以下の合計である。

- 銀行借入れは6,863百万ユーロとなり、12ヶ月以内に支払期限が到来する長期銀行借入れの割当金を短期に組み替えたために159百万ユーロの減少となった。これは、ラテンアメリカの企業による266百万ユーロの融資の引出しおよびエーデサによるEIBローン300百万ユーロの引出しにより一部相殺された。
- 社債は、2014年度末と比較して3,762百万ユーロ減少し、35,987百万ユーロとなった。これは主に以下に起因する。
翌12ヶ月以内に満期が到来する社債（いずれもエネル・エスピーエーにより発行された2016年2月満期の変動利付社債合計1,000百万ユーロおよび固定利付社債2,000百万ユーロ、ならびにエネル・ファイナンス・インターナショナルにより発行された2016年9月満期の固定利付社債1,082百万ユーロを含む。）の短期への組替え。
2015年度になされた新規発行。2015年1月に拘束力のない交換申出があり、それを通じてエネル・ファイナンス・インターナショナルは合計1,429百万ユーロの社債を再購入し、また同時に、2025年1月満期の1,462百万ユーロの優先固定利付社債を発行した。

社債（現在の持ち高を含む。）に関する当期中の為替差損約820百万ユーロ。

2015年12月31日の純短期負債は、2014年度末から3,579百万ユーロ減少し、4,992百万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659百万ユーロの減少と現金および現金同等物ならびに短期金融債権4,068百万ユーロの減少（その一部は、複数のラテンアメリカ企業による新たな銀行借入れを主要因とする短期銀行借入れの170百万ユーロの増加により相殺された。）によるものであった。

その他の短期債務合計6,864百万ユーロには、エネル・ファイナンス・インターナショナルおよびインターナショナル・エリデサBVにより発行されたコマーシャル・ペーパー合計213百万ユーロならびに12ヶ月以内に満期到来する社債合計4,570百万ユーロが含まれる。

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、為替レートおよび商品の現金担保は1,020百万ユーロであった一方、かかる取引相手方より受領した現金担保は1,698百万ユーロであった。

現金および現金同等物ならびに短期金融債権は、2014年度末と比較して4,068百万ユーロ減少し、12,880百万ユーロとなった。これは主に、銀行に預託された現金および短期有価証券の2,588百万ユーロの減少ならびにその他短期金融債権の19百万ユーロの減少に加えて、金利、為替相場およ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634百万ユーロの減少に起因している。

2015年の主要な取引には、以下が含まれる。

- ・ 2015年8月27日に南アフリカのエネル・グリーン・パワー・アールエスエー・プロプライタリー・リミテッド（Enel Green Power Rsa Proprietary Limited）により締結された、15年満期の貸付145百万ユーロに関する貸付契約。かかる貸付は、エスエーシーイー・エスピーエー（SACE Spa）による保証付きである。2015年12月31日時点で30百万ユーロの貸付が実行されている。
- ・ 以下の社債の返済。
 - エネル・エスピーエーが2007年に発行した2015年1月満期の固定利付社債1,000百万ユーロの返済。
 - エネル・エスピーエーが2007年に発行した2015年1月満期の固定利付社債1,300百万ユーロの返済。
 - エネル・ファイナンス・インターナショナルが2011年に発行した2015年6月満期の固定利付社債1,195百万ユーロの返済。

2013年2月にエネル・エスピーエーおよびエネル・ファイナンス・インターナショナルによって取得された約9.44十億ユーロのフォワード・スターティング・リボルビング・クレジット・ファシリティ（2018年4月満期）については、2015年2月11日に再交渉され、費用が削減されるとともに2020年まで期限が延長された。

かかるファシリティは、2015年12月31日現在、使われておらず、エネル・エスピーエーおよびエネル・ファイナンス・インターナショナルにより取得された限度付信用枠についても同様である。

加えて、2015年7月16日に、エネル・エスピーエーおよびユニクレジット・エスピーエー（UniCredit Spa）間で450百万ユーロの信用枠について合意がなされ、2013年7月18日に合意され、2016年7月に期間満了が予定されていた400百万ユーロの信用枠から置き換わることになった。

キャッシュ・フロー

	(単位：百万ユーロ)		
	2015年	2014年	年度間の増減
期首における現金および現金同等物⁽¹⁾	13,255	7,900	5,355
営業活動によるキャッシュ・フロー	9,572	10,058	(486)
投資/ディスインベストメントによるキャッシュ・フロー	(6,421)	(6,137)	(284)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(5,382)	1,536	(6,918)
為替レートの変化による現金および現金同等物への影響	(234)	(102)	(132)
期末における現金および現金同等物⁽²⁾	10,790	13,255	(2,465)

- (1) うち2015年1月1日時点の現金および現金同等物13,088百万ユーロ（2014年1月1日時点で7,873百万ユーロ。）、2015年1月1日時点の短期有価証券140百万ユーロ（2014年1月1日時点で17百万ユーロ。）ならびに2015年1月1日時点の「売却目的保有」資産に関する現金および現金同等物27百万ユーロ（2014年1月1日時点で10百万ユーロ。）。

- (2) うち2015年12月31日時点の現金および現金同等物10,639百万ユーロ（2014年12月31日時点で13,088百万ユーロ。）、2015年12月31日時点の短期有価証券1百万ユーロ（2014年12月31日時点で140百万ユーロ。）ならびに2015年12月31日時点の「売却目的保有」資産に関する現金および現金同等物150百万ユーロ（2014年12月31日時点は27百万ユーロ。）。

2015年度の**営業活動によるキャッシュ・フロー**は、前年度から486百万ユーロ減少し、9,572百万ユーロの黒字であった。この減少は主に、流動純資産の変化に関連する現金の使用の増加を反映している。

投資／ディスインベストメントによるキャッシュ・フローは、2014年度は合計6,137百万ユーロの流動性を吸収したのに対し、2015年度は6,421百万ユーロの資金を使用した。

より具体的には、有形固定資産および無形固定資産への投資に関する現金需要は2015年度に合計7,762百万ユーロとなり、前年度から1,061百万ユーロ増加した。これは、主に海外および再生可能エネルギー技術への投資の増加に起因する。

事業体および事業ユニットへの投資額（取得した現金および現金同等物の控除後）は2015年度中、78百万ユーロとなった。これは、メキシコの風力ファーム開発セクターで事業を行ういくつかの小規模会社の100%の取得、インドの再生可能セクターで事業を行うBLPエナジーの68%の取得、ドイツにおいて地熱プロジェクトの開発に特化するエルドゥエルメ・オーバーランド（Erdwärme Oberland）の78.6%取得ならびに将来の株式投資のための支払いに関連する。

2015年度の事業体および事業ユニットの売却（売却された現金および現金同等物の控除後）は、1,350百万ユーロのキャッシュ・フローを生み出し、主に、イタリアの水力発電セクターで事業を行うSEハイドロパワーおよびSFエナジーの売却、エネオブ・グループおよび再生可能エネルギー部門に属するその他のポルトガル企業の売却、ならびにラテンアメリカおよび北米における複数の小規模企業の売却に関連していた。

2015年度のその他の投資／投資の引き上げによって生じたキャッシュ・フローは、合計69百万ユーロになった。これは主に、当期中における通常の投資の引き上げに起因する。

財務活動によるキャッシュ・フローは、2014年度は現金1,536百万ユーロの現金を生み出したのに対し、5,382百万ユーロの流動性を吸収した。2015年度のフローは、基本的に、純金融負債（再支払いおよび新たな借入れの正味収支）の減少3,541百万ユーロおよび配当支払合計2,297百万ユーロ（うち1,316百万ユーロはエネル・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。これは、非支配持分に関する取引からの収益の増加456百万ユーロにより一部のみ相殺された。これは、より具体的には、以下を含む。

- ・ 米国で事業を行う発電会社であるEGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズの49%の売却からの450百万ユーロ（取引費用控除後）。
- ・ 風力発電セクターで事業活動を行うイタリア企業であるエネルギア・エオリカの残り49%（当グループはすでにその他51%を保有していた。）の取得のための支出9百万ユーロ。
- ・ その他の小規模取引（チリ、米国および南アフリカの企業における増減資。）からの正味プラスの影響合計15百万ユーロ。

2015年度中、営業活動によるキャッシュ・フロー9,572百万ユーロにより、財務活動に係る6,421百万ユーロの現金需要および投資活動に係る5,382百万ユーロの現金需要は部分的にのみ賄われた。この差異は、現金および現金同等物の減少に反映されており、2014年度末は13,255百万ユーロであったのに対し、2015年12月31日は10,790百万ユーロとなった。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（234百万ユーロ相当）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 8号の規定を考慮し、新たな組織体制は、2015年から、当グループの業績および財務状況の報告、発表およ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、再生可能エネルギー部門（同部門はサブホールディングカンパニーであるエネル・グリーン・パワーの集中管理下にあるため、他部門よりも独立性を有している。）を除いて、主な報告セグメントとしての地域および国を指定することにより決定されている。さらに、IFRS 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、部門間消去および調整」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・エスピーエーおよ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。

同様に、2014年度第1四半期の数値は、新たな組織体制を考慮して修正されている。小規模企業における一定の変動を除き、主な変更は以下のとおりである。

- ・ ほぼすべての事業活動をイタリア国内で行っていた販売、発電およびエネルギー・マネジメント部門ならびにインフラストラクチャーおよびネットワーク部門は、現在「イタリア」の下で報告されている。
- ・ 2014年にすでに再編成されたイベリアおよびラテンアメリカ部門は、現在「イベリア半島」および「ラテンアメリカ」地域に分けられている。
- ・ イタリアにおけるサービスおよびサポート業務は、残余セグメントではなく、「イタリア」の下で報告されている。

2015年および2014年の事業分野別の業績

2015年の業績⁽¹⁾

(単位: 百万ユーロ)	イタリア	イベリア半島	ラテンアメリカ	東欧	再生可能エネルギー	その他、部門間消去および調整	合計
第三者からの収益	38,155	19,644	10,599	4,488	2,747	25	75,658
その他の部門との取引からの収益	1,489	461	28	343	264	(2,585)	-
収益合計	39,644	20,105	10,627	4,831	3,011	(2,560)	75,658
公正価値で評価された商品取引からの純利益/(費用)	201	8	(4)	(17)	(25)	5	168
売上総利益	6,098	3,111	3,167	1,308	1,826	(213)	15,297
減価償却費、償却費および減損損失	2,093	1,714	926	1,807	947	125	7,612
営業利益	4,005	1,397	2,241	(499)	879	(338)	7,685
資本支出	1,562⁽²⁾	985	1,819	229⁽³⁾	2,466	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およ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。

2014年の業績(修正済)⁽¹⁾⁽²⁾

(単位: 百万ユーロ)	イタリア	イベリア半島	ラテンアメリカ	東欧	再生可能エネルギー	その他、部門間消去および調整	合計
第三者からの収益	37,679	20,766	9,645	4,928	2,662	111	75,791
その他の部門との取引からの収益	710	186	3	371	259	(1,529)	-
収益合計	38,389	20,952	9,648	5,299	2,921	(1,418)	75,791
公正価値で評価された商品取引からの純利益/(費用)	(185)	(111)	(3)	(1)	76	(1)	(225)
売上総利益	6,343	3,203	3,092	1,210	1,938	(29)	15,757
減価償却費、償却費および減損損失	4,425	1,963	1,543	3,886	814	39	12,670
営業利益	1,918	1,240	1,549	(2,676)	1,124	(68)	3,087
資本支出	1,460	993	1,609	936	1,658	45	6,701

- (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および費用については同様の方法が採用された。
- (2) 数値は、エネル・グループの新たな組織体制に基づき表示されている2015年度の数値(かかる数値は、当年度から、経営陣により内部的に、および金融業界との関係で、当グループの業績および財務状況の計画、報告および評価の根拠を示している。)と比較できるよう修正されている。

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。

純売上利益

(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			発電および トレーディング			インフラストラク チャーおよびネット ワーク			再生可能 エネルギー			その他、事業間 消去および調整			合計		
	2015年	2014年 修正済	変動	2015年	2014年 修正済	変動	2015年	2014年 修正済	変動	2015年	2014年 修正済	変動	2015年	2014年 修正済	変動	2015年	2014年 修正済	変動	2015年	2014年 修正済	変動
イタリア	1,336	1,124	212	32	127	(95)	797	1,157	(360)	3,933	3,935	(2)	-	-	-	-	-	-	6,098	6,343	(245)
イベリア半島	479	780	(301)	(46)	(135)	89	1,035	799	236	1,643	1,759	(116)	-	-	-	-	-	-	3,111	3,203	(92)
ラテンアメリカ	-	-	-	(74)	(32)	(42)	1,843	1,702	141	1,398	1,422	(24)	-	-	-	-	-	-	3,167	3,092	75
東欧	11	11	-	(4)	6	(10)	1,041	935	106	260	258	2	-	-	-	-	-	-	1,308	1,210	98
再生可能 エネルギー	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,826	1,938	(112)	-	-	-	1,826	1,938	(112)
その他、事業間 除去および調整	-	-	-	-	-	-	(42)	12	(54)	7	-	7	-	-	-	(178)	(41)	(137)	(213)	(29)	(184)
合計	1,826	1,915	(89)	(92)	(34)	(58)	4,674	4,605	69	7,241	7,374	(133)	1,826	1,938	(112)	(178)	(41)	(137)	15,297	15,757	(460)

[次へ](#)

イタリア

事業

純発電量

	(単位：百万kWh)			
	2015年	2014年	増減	
火力発電	43,495	42,528	967	2.3%
水力発電	11,939	15,861	(3,922)	-24.7%
その他の資源	8	8	-	-
純発電量合計	55,442	58,397	(2,955)	-5.1%
- うちイタリア	55,442	57,707	(2,265)	-3.9%
- うちベルギー	-	690	(690)	-

2015年に、純発電は、2014年度から5.1%または2,955百万kWh減少して、55,442百万kWhとなった。より具体的には、かかる減少は主に前年度と比べて水利用条件が悪化したことに関連して生じた水力発電の減少（3,922百万kWhの減少）に関連し、火力発電の増加（967百万kWhの増加）により一部のみ相殺された。マルチネル・エネルジープラントに関連する連結範囲の変更（2014年末に同施設の操業に係るトーリング契約がエネル・トレードにより早期終了されたことによる変更から生じた。）の影響を除き、火力発電の増加は1,657百万kWhであった。

火力発電総量への寄与率

	(単位：百万kWh)					
	2015年		2014年		増減	
燃料油合計量	274	0.6%	499	1.1%	(225)	-45.1%
天然ガス	8,126	17.3%	7,761	16.9%	365	4.7%
石炭	38,177	81.3%	37,146	80.9%	1,031	2.8%
その他の燃料	391	0.8%	498	1.1%	(107)	-21.5%
合計	46,968	100.0%	45,904	100.0%	1,064	2.3%

2015年の火力発電総量は2014年と比較して1,064百万kWh増加（2.3%の増加）して46,968百万kWhとなった。かかる増加は主に、石炭の原材料としての競争性が向上した結果、その利用が増加したことによる。

純有効発電容量

	(単位：MW)			
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	増減	
火力発電所 ⁽¹⁾	16,743	22,463	(5,720)	-25.5%
水力発電所	10,893	11,186	(293)	-2.6%
代替資源	35	41	(6)	-14.6%
合計	27,671	33,690	(6,019)	-17.9%

(1) うち2,564MW（2014年12月31日現在は5,460MW）は、長期の技術的問題により利用できなかった。

2015年の純有効発電容量は、前年度から6,019MW減少し27,671MWとなった。

長期の技術的問題により利用できなかった発電量の増加は主に、2003年10月27日付の法令第290号の規定に従い、環境省および経済開発省から発電資産の閉鎖を求める追加の要請を受けたことに関連している。

電力の供給および配電ネットワーク

	2015年	2014年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	13	20	(7)	-33.9%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	351,493	350,358	1,135	0.3%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	788,709	786,289	2,420	0.3%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	1,140,215	1,136,667	3,548	0.3%
エネルの供給ネットワークで送電された電力（百万kWh） ⁽¹⁾	226,569	222,975	3,594	1.6%

(1) 2014年の数値は、より正確な送電量の測定を反映している。

イタリアにおけるエネルネットワークによる送電は2015年に3,594百万kWh増加（1.6%増加）して、2014年度の222,975百万kWhから2015年度は226,569百万kWhとなった。かかる変更は、主にイタリアの電力需要の増加と一致している。

電力販売

	(単位：百万kWh)			
	2015年	2014年	増減	
自由市場				
- 大衆市場の顧客	25,933	25,148	785	3.1%
- 事業者顧客 ⁽¹⁾	10,904	10,742	162	1.5%
- セーフガード市場の顧客	1,819	1,479	340	23.0%
自由市場合計	38,656	37,369	1,287	3.4%
規制市場				
- 保護強化市場の顧客	49,369	49,734	(365)	-0.7%
合計	88,025	87,103	922	1.1%

(1) 大規模な顧客およびエネルギー大量消費顧客に対する供給（年間消費量が1 GWhを超える）。

2015年の電力販売は、前年度比で922百万kWh増加し、合計88,025百万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

	2015年	2014年	増減	
自由市場				
- 大衆市場の顧客	6,012,183	5,387,579	624,604	11.6%
- 事業者顧客 ⁽¹⁾	52,625	51,215	1,410	2.8%
- セーフガード市場の顧客	40,733	34,528	6,205	18.0%
自由市場合計	6,105,541	5,473,322	632,219	11.6%
規制市場				
- 保護強化市場	20,966,542	21,734,575	(768,033)	-3.5%
合計	27,072,083	27,207,897	(135,814)	-0.5%

(1) 大規模な顧客およびエネルギー大量消費顧客（年間消費量が1 GWhを超える）。

天然ガス販売

	2015年	2014年	増減	
ガス販売（百万立方メートル）				
- 大衆市場の顧客 ⁽¹⁾	3,394	2,937	457	15.6%
- 事業者顧客	677	559	118	21.1%
ガス販売合計	4,071	3,496	575	16.4%
平均顧客数	3,711,422	3,470,692	240,730	6.9%

(1) 居住用顧客および小規模事業を含む。

2015年におけるガス販売は、前年と比べて575百万立方メートル増加し4,071百万立方メートルとなった。かかる増加は、基本的に居住用顧客および小規模事業への販売に起因した。

業績

	(単位：百万ユーロ)			
	2015年	2014年 修正済	増減	
収益	39,644	38,389	1,255	3.3%
売上総利益	6,098	6,343	(245)	-3.9%
営業利益	4,005	1,918	2,087	-
資本支出	1,562 ⁽¹⁾	1,460	102	7.0%

(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、2015年度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)

	2015年	2014年 修正済	増減	
発電およびトレーディング	23,174	22,586	588	2.6%
インフラストラクチャーおよびネットワーク	7,905	7,183	722	10.1%
エンドユーザー市場	15,138	15,374	(236)	-1.5%
サービス	1,191	1,087	104	9.6%
部門間消去および調整	(7,764)	(7,841)	77	1.0%
合計	39,644	38,389	1,255	3.3%

2015年の収益は、2014年から1,255百万ユーロ増加（3.3%の増加）し、39,644百万ユーロとなった。この増加は、以下の主要因に起因する。

- ・ **発電およびトレーディング**業務からの収益の2014年度から558百万ユーロの増加（2.6%の増加）。この増加は主に以下に起因する。
 - 国内および海外卸売市場の燃料販売収益の2,330百万ユーロの増加。これは主に、仲介業者の増加により取引量が増加したことに起因する。
 - 経常外取引からの収益の106百万ユーロの増加。とりわけ、2015年度において、これにはSFエナジーおよびSEハイドロパワーの売却益合計156百万ユーロが含まれる。2014年度の同項目には、株主間契約の規定に従ってSEハイドロパワーに対する支配権を喪失したことを受けてなされた、同社の純資産の公正価値での再評価分（50百万ユーロ）が含まれていた。
 - 電力販売による収益の902百万ユーロの減少。かかる変動は基本的に、平均販売価格の下落に関連した電力交換所における販売からの収益の減少（582百万ユーロ）のほか、その他のグループ会社、とりわけ、エンドユーザー市場において事業を展開するイタリアの会社への電力販売の減少（121百万ユーロ）およびその他の国内再販売業者への電力販売の減少（187百万ユーロ）に起因した。
 - 取引量の低下による、二酸化炭素排出枠の販売収益の560百万ユーロの減少。
 - 平均販売価格の下落による国際電力市場における取引からの収益の410百万ユーロの減少。かかる減少は、取引量の増加（8.2TWhの増加）の影響を十二分に相殺した。
- ・ **インフラストラクチャーおよびネットワーク**業務からの収益の722百万ユーロの増加（10.1%の増加）。この増加は、主に以下を反映している。
 - 料金収入560百万ユーロの増加。かかる増加は主に当局決議第654/15号に基づく規制変更（同決議により、「規制上の遅れ」が解消された）および当局決議第655/14号に伴う輸送料金の引上げに起因しており、（当局決議第146/15号により設定された）配電料金下落により一部のみ相殺された。
 - 過年度の調整額の認識および見積額の修正に関連する172百万ユーロの増加。かかる増加は、基本的にグリッド損失のための平準化メカニズムに関連している。
 - イベリア半島の供給会社に対する電力メーターの販売からの収益の増加（60百万ユーロ）。
 - ホワイト証書のための電力平衡基金からの譲渡の減少による、収益の62百万ユーロの減少。これは、当期におけるホワイト証書の購入量の減少および当期のユニット補助金の減少に起因する。
 - 接続手数料の24百万ユーロの減少。
- ・ 電力の**エンドユーザー市場**からの収益の236百万ユーロの減少（1.5%の減少）。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の683百万ユーロの減少。これは、平均顧客数の減少および当局が設定する年間平均価格の下落の結果である。
 - 天然ガス市場のエンドユーザーへの販売からの収益の272百万ユーロの増加。これは主に、マスマーケット顧客への販売量の増加を反映している。
 - 自由電力市場の収益の175百万ユーロの増加。これは、販売量の増加（1.3TWhの増加）の結果である。

売上総利益

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年 修正済	増減	
発電およびトレーディング	797	1,157	(360)	-31.1%
インフラストラクチャーおよびネット				
ワーク	3,933	3,935	(2)	-0.1%
エンドユーザー市場	1,336	1,124	212	18.9%
サービス	32	127	(95)	-74.8%
合計	6,098	6,343	(245)	-3.9%

2015年の売上総利益は、2014年から245百万ユーロ（3.9%）減少し、6,098百万ユーロとなった。かかる減少は基本的に以下に起因する。

- ・ **発電およびトレーディング業務**からの利益の360百万ユーロの減少。これは以下を反映する。
 - 発電利益の減少。これは、卸売価格が落ち込む中、水利用条件の悪化によるより不利な発電ミックスを反映している。
 - 収益の項で前述した、売却からの寄与の変動106百万ユーロ。
 - 法令第92/2012号第4条に基づく、労働組合との従業員の早期退職インセンティブに関する新契約およびエネルギー料金割引給付の廃止を受けてなされた元受給者への一時金の支払いとこれに伴う引当金の戻入れによる正味の影響（112百万ユーロ）。
- ・ **インフラストラクチャーおよびネットワーク業務**からの利益の2百万ユーロの減少（0.1%の減少）。これは以下に起因する。
 - 送電利益の560百万ユーロの増加。この増加は主に、当局決議第654/2015号の導入に伴った規制変化の正味の影響および過年度項目のプラスの影響139百万ユーロを反映しており、これらの要因は送電料金下落により一部のみ相殺された。
 - EECの利益の269百万ユーロの減少。これは主に、かかる証書の購入に係る費用補償メカニズムの変更による。
 - 法令第92/2012号第4条に基づく、労働組合との従業員の早期退職インセンティブに関する新契約およびエネルギー料金割引給付の廃止を受けてなされた元受給者への一時金の支払いとこれに伴う引当金の戻入れによる正味の影響（179百万ユーロ）。
 - ミラノの控訴裁判所で係争中の訴訟に関するエネル・ディストリブツィオーネ、A2AおよびA2Aレティ・エレットリッシュ（A2A Reti Elettriche）間の和解に伴い2014年第1四半期に認識された、リスクおよび訴訟の引当金の63百万ユーロのプラス調整。
 - 接続手数料からの利益の24百万ユーロの減少。
 - 営業費用の減少。
- ・ **エンドユーザー市場**からの収益の212百万ユーロの増加（18.9%の増加）。これは主に以下に起因する。
 - 電力およびガスの自由市場からの利益の306百万ユーロの増加（うち254百万ユーロは電力からの利益である。）。これは、両商品の販売量の増加に起因する。
 - 規制電力市場からの利益の減少。これは、取引顧客数の減少により収益が縮小したことによる。
 - 法令第92/2012号第4条に基づく、労働組合との従業員の早期退職インセンティブに関する新契約およびエネルギー料金割引給付の廃止を受けてなされた元受給者への一時金の支払いとこれに伴う引当金の戻入れによる正味の影響（89百万ユーロ）。

営業利益

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年 修正済	増減	
発電およびトレーディング	419	(1,546)	1,965	-
インフラストラクチャーおよびネット				
ワーク	2,914	2,926	(12)	-0.4%
エンドユーザー市場	690	472	218	46.2%
サービス	(18)	66	(84)	-
合計	4,005	1,918	2,087	-

営業利益は、4,005百万ユーロとなった。償却費、減価償却費および減損損失の2,332百万ユーロの減少に伴い、これは2014年度に計上された1,918百万ユーロと比較して2,087百万ユーロの増加を示している。償却費、減価償却費および減損損失の減少は主に、2014年度末に従来型の発電所について認識された減損損失の影響（前年度においても2,108百万ユーロの減損損失をもたらした。）によるものである。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2015年	2014年 修正済	増減	
発電およびトレーディング	238 ⁽¹⁾	285	(47)	-16.5%
インフラストラクチャーおよびネットワーク	1,134	967	167	17.3%
エンドユーザー市場	124	141	(17)	-12.1%
サービス	66	67	(1)	-1.5%
合計	1,562	1,460	102	7.0%

（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。

2015年度の資本支出は合計1,562百万ユーロとなり、前年度から102百万ユーロ増加した。より具体的には、この変動は以下に起因する。

- ・インフラストラクチャーおよびネットワークへの投資の167百万ユーロの増加。かかる増加は主としてサービス品質の維持のための取組みに充てられた。
- ・発電およびトレーディングへの投資の47百万ユーロの減少。
- ・エンドユーザー市場の17百万ユーロの減少。

イベリア半島

事業

純発電量

（単位：百万kWh）

	2015年	2014年	増減	
火力発電	40,129	36,141	3,988	11.0%
原子力発電	25,756	24,762	994	4.0%
水力発電	7,176	8,778	(1,602)	-18.3%
純発電量合計	73,061	69,681	3,380	4.9%

2015年のイベリア半島における純発電量合計は、2014年と比べて3,380百万kWh増加し、73,061百万kWhとなった。需要の増加および水質資源の減少の大部分は、火力発電の増加により補填された。

火力発電総量への寄与率

（単位：百万kWh）

	2015年		2014年		増減	
高硫黄含有燃料油 （0.25%超）	5,632	8.1%	5,460	8.6%	172	3.2%
天然ガス	5,167	7.5%	3,037	4.7%	2,130	70.1%
石炭	27,441	39.7%	25,567	40.0%	1,874	7.3%
核燃料	26,806	38.8%	25,776	40.3%	1,030	4.0%
その他の燃料	4,116	5.9%	4,124	6.4%	(8)	-0.2%
合計	69,162	100.0%	63,964	100.0%	5,198	8.1%

2015年の火力発電総量は、前年と比較して5,198百万kWh増加し、69,162百万kWhとなった。かかる増加は全種類の燃料に関連するものの、特に天然ガスにおいて顕著であったが、石炭および核燃料が依然として最も利用される燃料であった。

純有効発電容量

	(単位：MW)			
	2015年12月31日	2014年12月31日	増減	
火力発電	13,168	13,674	(506)	-3.7%
原子力発電	3,318	3,318	-	-
水力発電	4,721	4,721	-	-
純有効発電容量合計	21,207	21,713	(506)	-2.3%

2015年の純有効発電容量は、2015年のフォワ火力発電所の閉鎖に関連し、前年度と比較して506MW減少し、21,207MWとなった。

電力の供給および配電ネットワーク

	2015年	2014年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	19,479	19,597	(118)	-0.6%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	118,436	117,877	559	0.5%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	179,760	177,054	2,706	1.5%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	317,675	314,528	3,147	1.0%
エネルの配電ネットワークで送電された電力（百万kWh）	98,225	96,404	1,821	1.9%

2015年に送電された電力量は1,821百万kWh増加し、98,225百万kWhとなった。

電力販売

	(単位：百万kWh)			
	2015年	2014年	増減	
エネルの電力販売量	92,899	93,928	(1,029)	-1.1%

2015年のエンドユーザー向け電力販売は、2014年と比べて1,029百万kWh減少し、92,899百万kWhとなった。これは、市場の自由化の進展および（規制市場において事業を行う）エンデサ・エネルギアXXIの顧客の自由市場への結果的な移行に起因し、エンデサ・エネルギアにより（自由市場において）獲得された新たな顧客によっても完全には埋め合わされなかった。

業績

	(単位：百万ユーロ)			
	2015年	2014年 修正済	増減	
収益	20,105	20,952	(847)	-4.0%
売上総利益	3,111	3,203	(92)	-2.9%
営業利益	1,397	1,240	157	12.7%
資本支出	985	993	(8)	-0.8%

以下の表は、2015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)			
	2015年	2014年 修正済	増減	
発電およびトレーディング	6,301	6,225	76	1.2%
インフラストラクチャーおよびネットワーク	2,667	2,599	68	2.6%
エンドユーザー市場	15,600	15,827	(227)	-1.4%
サービス	251	322	(71)	-22.0%
部門間削除および調整	(4,714)	(4,021)	(693)	-17.2%
合計	20,105	20,952	(847)	-4.0%

収益は、847百万ユーロ減少した。これは以下を反映している。

- ・ **エンドユーザー市場**からの収益の227百万ユーロの減少。これは主に電力およびガス販売量の減少のほか、ガスの平均販売価格の下落による。これらの要因は、年度全体としては上昇した電力料金の変動により一部のみ相殺された。
- ・ **発電およびトレーディング**からの収益の76百万ユーロの増加。これは主に、以下に関連する。
 - 環境証書の売却およびその公正価値での評価からの収益の183百万ユーロの増加。
 - 発電会社による電力販売からの収益の105百万ユーロの減少。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するため、部門間削除における類似の増加にも反映されている。
- ・ **インフラストラクチャーおよびネットワーク**からの収益の68百万ユーロの増加。かかる増加は主に、送電量の増加および接続手数料からの収益の増加を反映している。

売上総利益

(単位：百万ユーロ)				
	2015年	2014年 修正済	増減	
発電およびトレーディング	1,035	799	236	29.5%
インフラストラクチャーおよびネットワーク	1,643	1,759	(116)	-6.6%
エンドユーザー市場	479	780	(301)	-38.6%
サービス	(46)	(135)	89	65.9%
合計	3,111	3,203	(92)	-2.9%

売上総利益は、2014年と比べて92百万ユーロ減少し、3,111百万ユーロとなった。これは、以下を反映している。

- ・ **エンドユーザー市場**の売上総利益の減少。これは主に、電力調達費用の増加を反映した電力販売利益の減少、および天然ガス販売利益の減少に起因する。
- ・ **インフラストラクチャーおよびネットワーク**の利益の116百万ユーロの減少。これは、従業員向けの任意早期退職制度の導入の結果として2015年の費用が増加したことを反映している。
- ・ **発電およびトレーディング**の売上総利益の236百万ユーロの増加。これは主として以下に関連する。
 - 主として平均販売価格の上昇に起因する、発電利益の改善。
 - 水利用手数料46百万ユーロ、および一部過年度（2012年および2013年）に関連する調整に起因するイベリア半島外における2014年の発電費用の減少による影響を含む、いくつかの規制上の変更によるプラスの影響。
 - 環境証書利益の186百万ユーロの増加。

営業利益

(単位：百万ユーロ)				
	2015年	2014年 修正済	増減	
発電およびトレーディング	267	(133)	400	-
インフラストラクチャーおよびネットワーク	868	919	(51)	-5.5%
エンドユーザー市場	322	631	(309)	-49.0%
サービス	(60)	(177)	117	66.1%
合計	1,397	1,240	157	12.7%

減価償却費、償却費および減損損失1,714百万ユーロ（2014年は1,963百万ユーロ）の調整後の2015年の**営業利益**は、2014年から157百万ユーロ増加し、合計1,397百万ユーロとなった。減価償却費、償却費および減損損失の減少の大部分は、2014年度末にいくつかの発電所の耐用年数が延長されたこと、ならびに2014年と比較して2015年の特定の有形固定資産および無形固定資産の減損損失が減少したことを反映している。

資本支出

(単位：百万ユーロ)				
	2015年	2014年 修正済	増減	
発電およびトレーディング	319	322	(3)	-0.9%
インフラストラクチャーおよびネットワーク	615	640	(25)	-3.9%
エンドユーザー市場	49	31	18	58.1%
サービス	2	-	2	-
合計	985	993	(8)	-0.8%

資本支出は、前年と比較して8百万ユーロ減少し、合計985百万ユーロとなった。特に2015年の資本支出は主として発電所（299百万ユーロ）および配電ネットワークに係る取組み（586百万ユーロ。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)				
	2015年	2014年	増減	
火力発電	26,252	26,142	110	0.4%
水力発電	34,012	33,999	13	-
その他の資源	138	158	(20)	-12.7%
純発電量合計	60,402	60,299	103	0.2%
- うちアルゼンチン	15,204	14,390	814	5.7%
- うちブラジル	4,398	5,225	(827)	-15.8%
- うちチリ	18,294	18,063	231	1.3%
- うちコロンビア	13,705	13,559	146	1.1%
- うちペルー	8,801	9,062	(261)	-2.9%

2015年の純発電量合計は、2014年と比べて103百万kWh増加し60,402百万kWhとなった。これは主に、需要の増加に伴いコロンビアおよびアルゼンチンの火力発電所の発電量が増加したことに起因する。一方、水力発電に実質的な変化はなかった。

火力発電総量への寄与率

(単位：百万kWh)						
	2015年		2014年		増減	
高硫黄含有燃料油 (0.25%超)	1,643	6.0%	1,590	5.8%	53	3.3%
天然ガス	20,367	74.1%	21,504	79.1%	(1,137)	-5.3%
石炭	3,156	11.5%	2,391	8.8%	765	32.0%
その他の燃料	2,308	8.4%	1,707	6.3%	601	35.2%
合計	27,474	100.0%	27,192	100.0%	282	1.0%

2015年の火力発電総量は、基本的にペルーにおける天然ガスの使用の減少に起因し、前年比で282百万kWh増の27,474百万kWhとなった。

純有効発電容量

	(単位：MW)			
	2015年12月31日	2014年12月31日	増減	
火力発電	7,716	7,731	(15)	-0.2%
水力発電	9,218	8,793	425	4.8%
風力発電	78	78	-	-
純有効発電容量合計	17,012	16,602	410	2.5%
- うちアルゼンチン	4,384	4,403	(19)	-0.4%
- うちブラジル	976	976	-	-
- うちチリ	6,286	6,286	-	-
- うちコロンビア	3,407	3,012	395	13.1%
- うちペルー	1,959	1,925	34	1.8%

2015年度末時点の純有効発電容量は、基本的にコロンビアの発電設備容量の拡張に起因し、前年度比で410MW増の17,012MWとなった。

配電および送電ネットワーク

	2015年	2014年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	12,173	12,089	84	0.7%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	157,077	154,767	2,310	1.5%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	147,246	144,896	2,350	1.6%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	316,496	311,752	4,744	1.5%
エネルの配電ネットワークで送電された				
電力（百万kWh） ⁽¹⁾	78,030	77,631	399	0.5%
- うちアルゼンチン	18,492	18,025	467	2.6%
- うちブラジル	22,311	22,878	(567)	-2.5%
- うちチリ	15,657	15,702	(45)	-0.3%
- うちコロンビア	13,946	13,667	279	2.0%
- うちペルー	7,624	7,359	265	3.6%

(1) 2014年の数値は、より正確な送電量の計算結果を反映している。

2015年に送電された電力量は399百万kWh増加し、78,030百万kWhとなった。

電力販売

	(単位：百万kWh)			
	2015年	2014年	増減	
自由市場	6,062	5,891	171	2.9%
規制市場	57,370	57,217	153	0.3%
合計	63,432	63,108	324	0.5%
- うちアルゼンチン	15,450	14,980	470	3.1%
- うちブラジル	19,506	19,982	(476)	-2.4%
- うちチリ	13,203	13,257	(54)	-0.4%
- うちコロンビア	8,463	8,225	238	2.9%
- うちペルー	6,810	6,664	146	2.2%

2015年の電力販売は、需要の変動と一致し、324百万kWh増の63,432百万kWhとなった。

業績

	(単位：百万ユーロ)			
	2015年	2014年 修正済	増減	
収益	10,627	9,648	979	10.1%
売上総利益	3,167	3,092	75	2.4%
営業利益	2,241	1,549	692	44.7%
資本支出	1,819	1,609	210	13.1%

以下の表は、2015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)				
	2015年	2014年 修正済	増減	
アルゼンチン	1,127	712	415	58.3%
ブラジル	2,771	2,994	(223)	-7.4%
チリ	3,327	2,774	553	19.9%
コロンビア	2,159	2,116	43	2.0%
ペルー	1,243	1,052	191	18.2%
合計	10,627	9,648	979	10.1%

2015年の収益は、979百万ユーロの増加を計上した。これは主に以下に起因する。

- ・アルゼンチンにおける収益の415百万ユーロの増加。このうち247百万ユーロは、配電会社がサービス運用に当たって負担する従業員報酬に係る特別営業費用を回収できるよう規制機関が理論的料金枠組みを策定した決議第32/2015号、ならびにPUREEプログラムおよび費用監視メカニズム（MMC）に基づくその他の補助金の影響に関連する。これらの要因に、発電会社および配電会社による電力販売量の増加の影響が伴った。
- ・ブラジルにおける収益の223百万ユーロの減少。これは主に現地通貨の対ユーロでの下落（合計507百万ユーロ）および広範囲な需要の減少に起因し、料金の改定および平均販売価格の上昇により一部相殺された。
- ・チリにおける収益の553百万ユーロの増加。これは主に以下に起因する。
 - 現地通貨とユーロ間の為替レートの有利な変動（129百万ユーロ）。
 - 規制市場における料金の上昇。
 - （2014年4月22日の）50%の追加取得に伴い支配権を獲得したインヴェルシオンズ・ガス・アタカマの完全連結化、およびその他いくつかの小規模な経常外業務（チュネル・エル・メロン（Tunel El Melon）、マイテナス（Maitenas）、アグア・サンティアゴ・ボニエンテ（Agua Santiago Poniente））。
- ・コロンビアにおける収益の43百万ユーロの増加。これは主に発電会社および配電会社の双方における発電量および平均販売価格の増加・上昇に起因し、為替レートの変動により部分的に相殺された。
- ・ペルーにおける収益の191百万ユーロの増加。これは主に、販売量の増加および為替レートの影響に起因する。

売上総利益

(単位：百万ユーロ)				
	2015年	2014年 修正済	増減	
アルゼンチン	280	29	251	-
ブラジル	491	791	(300)	-37.9%
チリ	938	743	195	26.2%
コロンビア	973	1,097	(124)	-11.3%
ペルー	485	432	53	12.3%
合計	3,167	3,092	75	2.4%

売上総利益は、2014年と比べて75百万ユーロ（2.4%）増加し、3,167百万ユーロとなった。これは、以下を反映している。

- ・アルゼンチンにおける売上総利益の251百万ユーロの増加。これは前述の決議第32/2015号の導入を反映しており、その影響は、営業費用（とりわけ契約上の支払調整後の人件費）の増加および平均従業員数の増加により一部のみ相殺された。
- ・チリにおける売上総利益の195百万ユーロの増加。これは主に、発電および配電に係る利益の増加とともに、現地通貨の対ユーロでの上昇（38百万ユーロ）に起因する。
- ・ペルーにおける売上総利益の53百万ユーロの増加。これは主として為替レートの変動および販売量の増加による。
- ・コロンビアにおける売上総利益の124百万ユーロの減少。同国においては、発電量および配電量の増加によるプラスの影響のほぼすべてが為替差損（145百万ユーロ）により相殺された。

- ・ブラジルにおける売上総利益の300百万ユーロの減少。これは同国における需要の低下および干ばつの影響（当該干ばつにより電力料金が上昇し、配電および電力販売に従事する会社は打撃を受けた。）、ならびに為替差損（91百万ユーロ）を反映している。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2015年	2014年 修正済	増減	
アルゼンチン	210	(19)	229	-
ブラジル	145	376	(231)	-61.4%
チリ	722	(41)	763	-
コロンビア	816	920	(104)	-11.3%
ペルー	348	313	35	11.2%
合計	2,241	1,549	692	44.7%

2015年の営業利益は合計2,241百万ユーロ（減価償却費、償却費および減損損失926百万ユーロ（2014年は1,543百万ユーロ）を含む。）となり、2014年と比較して692百万ユーロ増加した。かかる業績は、売上総利益の変動に加え、法律上および手続上の制約からアイセン地方におけるプロジェクトの継続が不確実になったことにより2014年度に認識された同地方の水資源の使用権に係る減損損失（589百万ユーロ）の影響を反映している。減価償却費および償却費は、複数の発電所の運転開始による影響が為替の影響により実質的に相殺されたことを受け、2014年の業績と合致した。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2015年	2014年 修正済	増減	
アルゼンチン	350	276	74	26.8%
ブラジル	371	306	65	21.2%
チリ	377	432	(55)	-12.7%
コロンビア	538	434	104	24.0%
ペルー	183	161	22	13.7%
合計	1,819	1,609	210	13.1%

資本支出は、前年と比較して210百万ユーロ増加し、合計1,819百万ユーロとなった。より具体的には、2015年の投資は以下に関連した。

- ・アルゼンチンの配電ネットワークの改良および火力発電所の近代化に関する工事。
- ・ブラジルの配電ネットワークの工事。
- ・チリのボカミナおよびタラパカ火力発電所ならびにロス・コンドレス水力発電所の工事。
- ・コロンビアのエル・キンボ水力発電所（同発電所は、2015年末に運転が開始された）および配電ネットワークの工事。
- ・ペルーの配電ネットワークの拡張およびアップグレード。

東欧

事業

純発電量

（単位：百万kWh）

	2015年	2014年	増減	
火力発電	45,024	44,229	795	1.8%
原子力発電	14,081	14,420	(339)	-2.4%
水力発電	2,385	4,225	(1,840)	-43.6%
その他の資源	42	52	(10)	-19.2%
純発電量合計	61,532	62,926	(1,394)	-2.2%
- うちロシア	42,090	42,376	(286)	-0.7%
- うちスロバキア	18,292	20,550	(2,258)	-11.0%
- うちベルギー	1,150	-	1,150	-

2015年の純発電量は、2014年と比較して1,394百万kWh減少し、61,532百万kWhとなった。この変化は主に、スロバキアの原子力発電（339百万kWh減）および水力発電（1,840百万kWh減）の減少に起因し、後者についてはガブチコヴォ（Gabčíkovo）発電所に係る営業契約の早期終了も一因となった。かかる減少は、ベルギーのマルチネル・エネルギー火力発電所（2014年末までは「イタリア」によるトーリング契約を通じて営業されており、現在は「東欧」地域に含まれている。）による発電により一部相殺された。

火力発電総量への寄与率

	(単位：百万kWh)					
	2015年		2014年		増減	
高硫黄含有燃料油（0.25%超）	-	-	186	0.3%	(186)	-
天然ガス	25,552	40.7%	25,325	40.7%	227	0.9%
石炭	22,098	35.2%	21,255	34.1%	843	4.0%
核燃料	15,146	24.1%	15,499	24.9%	(353)	-2.3%
合計	62,796	100.0%	62,265	100.0%	531	0.9%

2015年の火力発電総量は、531百万kWh増加し合計62,796百万kWhとなった。ベルギーにおける天然ガスによる発電およびロシアにおける石炭による発電の増加は、核燃料の利用の低下により部分的に相殺された。

純有効発電容量

	(単位：MW)			
	2015年12月31日	2014年12月31日	増減	
火力発電所	9,950	10,310	(360)	-3.5%
原子力発電所	1,814	1,814	-	-
水力発電所	1,590	2,329	(739)	-31.7%
その他の資源	28	28	-	-
純有効発電容量合計	13,382	14,481	(1,099)	-7.6%
- うちロシア	8,944	9,107	(163)	-1.8%
- うちスロバキア	4,032	4,968	(936)	-18.8%
- うちベルギー	406	406	-	-

2015年の純有効発電容量は、主にスロバキアにおけるガブチコヴォ発電所に係る営業契約の早期終了およびヴォジャニ石炭火力発電所の1基の停止を反映し、1,099MW減少した。

配電および送電ネットワーク

	2015年	2014年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	6,584	6,572	12	0.2%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	35,043	34,998	45	0.1%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	49,658	49,562	96	0.2%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	91,285	91,132	153	0.2%
エネルの配電ネットワークで送電された電力（百万kWh）	14,582	14,063	519	3.7%

当地域（もっぱらルーマニア）において送電された電力量は、2015年中、14,063百万kWhから519百万kWh（3.7%）増加し14,582百万kWhとなった。かかる増加は、主に、同国における配電ネットワークの拡張を反映した新たな接続に関連した。

電力販売

	(単位：百万kWh)			
	2015年	2014年	増減	
自由市場	10,407	10,410	(3)	-
規制市場	5,353	5,926	(573)	-9.7%
合計	15,760	16,336	(576)	-3.5%
- うちルーマニア	7,691	8,156	(465)	-5.7%
- うちフランス	3,966	3,442	524	15.2%
- うちスロバキア	4,103	4,738	(635)	-13.4%

2015年において販売された電力は、16,336百万kWhから576百万kWh減少して15,760百万kWhであった。かかる減少は、以下に起因する。

- ・ルーマニアにおける販売量の465百万kWhの減少。かかる減少は主に、市場の漸進的な自由化による。
- ・フランスにおける販売量の524百万kWhの増加。
- ・発電量の推移に伴う、スロバキアにおける販売量の635百万kWhの減少。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年 修正済	増減	
収益	4,831	5,299	(468)	-8.8%
売上総利益	1,308	1,210	98	8.1%
営業利益	(499)	(2,676)	2,177	-81.4%
資本支出	229 ⁽¹⁾	936	(707)	-75.5%

(1) 「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。

下記の表は、2015年の国別の業績を示している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年 修正済	増減	
ルーマニア	1,004	1,021	(17)	-1.7%
ロシア	1,062	1,494	(432)	-28.9%
スロバキア	2,401	2,494	(93)	-3.7%
その他	364	290	74	25.5%
合計	4,831	5,299	(468)	-8.8%

2015年の**収益**は、前年から468百万ユーロ(8.8%の減少)減少し、4,831百万ユーロとなった。これは、以下を反映したものである。

- ・ロシアにおける収益の432百万ユーロの減少。これは主に、ユーロに対するルーブルの下落(357百万ユーロ)および平均電力価格の下落に起因する。
- ・発電量および販売量の縮小による、スロバキアにおける収益の93百万ユーロの減少。これは、平均価格が下落する情勢下で、ガブチコヴォ発電所の営業に係る契約が終了したことを一部反映している。
- ・ルーマニアにおける収益の17百万ユーロの減少。かかる減少は基本的に市場の自由化による販売量の縮小を反映しており、かかる影響は送電量および新たな接続の増加により一部のみ相殺された。
- ・発電量の増加による、ベルギーにおける収益の74百万ユーロの増加。

売上総利益

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年 修正済	増減	
ルーマニア	281	305	(24)	-7.9%
ロシア	164	358	(194)	-54.2%
スロバキア	871	537	334	62.2%
その他	(8)	10	(18)	-
合計	1,308	1,210	98	8.1%

売上総利益は、2014年と比較して98百万ユーロ増加し、1,308百万ユーロとなった。これは主に以下を反映している。

- ・スロバキアにおける売上総利益の334百万ユーロの増加。これは主に、独立した専門家による分析を受けてなされた核廃棄物処分費用に対する引当金の戻入れ(550百万ユーロ)に起因する。当該分析は、スロバキア政府が2015年7月に導入した使用済み核燃料の「再処理」に関する新たな戦略(核廃棄物の永久的貯蔵の開始を2037年から2065年に延期することを含む。)を承認する規制変更を考慮してなされた。かかる増加は、電力の販売価格の下落により一部のみ相殺された。

- ・ロシアにおける売上総利益194百万ユーロの減少。これは主に、電力の販売価格の下落に燃料購入費の増加および為替差損が重なってもたらされた発電利益の縮小に起因し、かかる縮小により売上総利益は55百万ユーロ減少した。
- ・ルーマニアにおける売上総利益24百万ユーロの減少。かかる減少のほとんどは、電力販売活動（かかる活動は、電力販売および2014年度に認識された前年度項目の変動を反映している。）に起因する。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2015年	2014年	増減	
ルーマニア	168	201	(33)	-16.4%
ロシア	(839)	(201)	(638)	-
スロバキア	184	(2,605)	2,789	-
その他	(12)	(71)	59	83.1%
合計	(499)	(2,676)	2,177	81.4%

2015年の営業成績は、前年と比較して2,177百万ユーロ改善し、499百万ユーロの損失を示した。これは主に以下に起因する。

- ・見積実現可能価額（入札額および売却過程の進展に基づいて決定される。）に基づく資産の調整後に認識されたスロベンスケ・エレクトラーネの減損損失（2015年は574百万ユーロ、2014年は2,878百万ユーロ）の減少、ならびに減損テストの結果および継続した悪市況の結果として認識されたエネル・ロシアCGUの減損損失の減少（2015年は899百万ユーロ、2014年は365百万ユーロ）。
- ・エネル・ロシアの有形固定資産の減価償却費の79百万ユーロの減少（2014年は143百万ユーロ）およびスロベンスケ・エレクトラーネの有形固定資産の減価償却費の93百万ユーロの減少（2014年は126百万ユーロ）。
- ・ルーブルの下落による為替換算差額282百万ユーロ。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2015年	2014年 修正済	増減	
ルーマニア	116	83	33	39.8%
ロシア	112	188	(76)	-40.4%
スロバキア	(1)	665	(665)	-
その他	1	-	1	-
合計	229	936	(707)	-75.5%

（１）「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、前年と比較して707百万ユーロ減少し、合計229百万ユーロであった。かかる変更は、2013年末に停止したスレドネウラルスキ（Sredneuralskay）コンバインドサイクル発電所の営業を再開するために2014年にロシアで発生した費用増加およびスロベンスケ・エレクトラーネの売却目的保有資産への分類に起因する。かかる再分類を除き、資本支出は、59百万ユーロ減少し、そのうち17百万ユーロは、スロバキアの発電所、とくにモチョブチェ原子力発電所に関するものである。

再生可能エネルギー部門

事業

純発電量

	(単位：百万kWh)			
	2015年	2014年	増減	
水力発電	10,426	11,452	(1,026)	-9.0%
地熱発電	6,205	5,954	251	4.2%
風力発電	16,066	13,896	2,170	15.6%
その他の資源	876	496	380	76.6%
合計	33,573	31,798	1,775	5.6%
- うちイタリア	13,076	14,117	(1,041)	-7.4%
- うちイベリア半島	4,383	4,359	24	0.6%
- うちフランス	-	347	(347)	-
- うちギリシャ	549	488	61	12.5%
- うちルーマニアおよびブルガリア	1,420	1,351	69	5.1%
- うち米国およびカナダ	7,368	6,674	694	10.4%
- うちパナマ、メキシコ、グアテマラおよびコスタリカ	3,841	2,904	937	32.3%
- うちブラジルおよびチリ	2,869	1,550	1,319	85.1%
- うちその他諸国	67	8	59	-

2015年の当部門の純発電量は、2014年より1,775百万kWh増加し、合計33,573百万kWhとなった。かかる増加は、主に、ラテンアメリカ（1,691百万kWh増）および北米（769百万kWh増）の設備容量の増加による風力発電の増加、水利用条件の改善によるパナマの水力発電の増加（527百万kWh増）、ならびにチリにおける太陽光発電の増加（233百万kWh増）による海外での発電の2,816百万kWhの増加に起因する。これらの要因は、2014年末のフランスの事業の売却による風力発電量の減少（347百万kWh減）により一部のみ相殺された。

2015年のイタリアにおける発電量は、2014年から1,041百万kWh減少した。これは主として、水利用条件の悪化による水力発電の減少（841百万kWh減）を反映している。かかる減少は、バグノレ発電所の運転開始によって設備容量が増加したことによる地熱発電の増加（261百万kWh増）により一部相殺された。

純有効発電容量

	(単位：MW)			
	2015年12月31日	2014年12月31日	増減	
水力	2,624	2,624	-	-
地熱	833	833	-	-
風力	6,575	5,696	879	15.4%
その他の資源	439	473	(34)	-7.3%
合計	10,470	9,626	844	8.8%
- うちイタリア	3,044	3,133	(89)	-2.8%
- うちイベリア半島	1,705	1,836	(131)	-7.1%
- うちギリシャ	290	290	-	-
- うちルーマニアおよびブルガリア	576	576	-	-
- うち米国およびカナダ	2,507	2,083	424	20.4%
- うちパナマ、メキシコ、グアテマラ				
およびコスタリカ	1,005	816	189	23.2%
- うちブラジルおよびチリ	1,161	882	279	31.6%
- うちその他諸国	182	10	172	-

純有効発電容量は、844MW増加し、このうち933MWは海外での増加による。より具体的には、風力発電の純発電設備容量の増加は主にアメリカ合衆国（424MW）、メキシコ（202MW）、ブラジル（118MW）、チリ（61MW）およびウルグアイ（50MW）における新しい発電所に関するものである。これらの要因は、ポルトガルの風力発電所およびイタリアの太陽光発電所の処分による設備容量の減少により一部相殺された。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年 修正済	増減	
収益	3,011	2,921	90	3.1%
売上総利益	1,826	1,938	(112)	-5.8%
営業利益	879	1,124	(245)	-21.8%
資本支出	2,466	1,658	808	48.7%

下記の表は、2015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)

	2015年	2014年 修正済	増減	
ヨーロッパおよび北アフリカ	1,814	1,985	(171)	-8.6%
ラテンアメリカ	650	537	113	21.0%
北米	533	396	137	34.6%
サブサハラ・アフリカおよびアジア	14	3	11	-
合計	3,011	2,921	90	3.1%

2015年の**収益**は、前年度から90百万ユーロ（3.1%の増加）増加し、3,011百万ユーロとなった。これは、以下に起因する。

- ・北米における収益の137百万ユーロの増加。これは主として、ユーロに対する米ドルの上昇によるプラスの影響（88百万ユーロ）、発電量の増加、タックス・パートナーシップからの収益の増加およびいくつかの資産の処分によりその他の収益が増加したことに起因する。
- ・ラテンアメリカにおける収益の113百万ユーロの増加。これは主に、チリ、メキシコおよびコスタリカにおける発電量の増加（合計102百万ユーロ）によるものである。
- ・ヨーロッパおよび北アフリカにおける収益の171百万ユーロの減少。これは主に、水力発電の減少を反映したイタリアの電力販売からの収益の減少、および2014年12月のエネル・グリーン・パワー・フランスの売却による連結範囲の変更を反映している。これらは、3サンの支配権の獲得によるプラス影響（負ののれんおよび当グループの同社に対する従前の持分の公正価値での再評価分117百万ユーロ）、ポルトガルを拠点とするエネオブ共同企業体が保有するいくつかのプロジェクトの連結（収益および公正価値での再評価分合計29百万ユーロ）ならびにSTMとの契約に規定された補償の認識（12百万ユーロ）により一部相殺された。

売上総利益

(単位：百万ユーロ)

	2015年	2014年 修正済	増減	
ヨーロッパおよび北アフリカ	1,105	1,461	(356)	-24.4%
ラテンアメリカ	364	202	162	80.2%
北米	352	276	76	27.5%
サブサハラ・アフリカおよびアジア	5	(1)	6	-
合計	1,826	1,938	(112)	-5.8%

2015年の**売上総利益**は、2014年から112百万ユーロ（5.8%）減少し、1,826百万ユーロとなった。この減少は、以下に起因するものである。

- ・ヨーロッパにおける売上総利益の355百万ユーロの減少。これは主に、平均販売価格の下落による収益の減少およびイタリアにおける従業員の早期退職に関するいくつかの契約の成立に伴う費用の増加に起因する。
- ・ラテンアメリカにおける売上総利益の162百万ユーロの増加（為替変動の好転に係る36百万ユーロを含む）。これは、ブラジルおよびパナマにおける収益の増加および電力購入費用の減少を反映しており、パナマにおいては、水利利用条件の改善が販売契約を履行するための電力購入の費用の減少に貢献した。かかる増加は、ブラジル、チリおよびメキシコの設備容量の拡張に係る営業費用の増加により一部相殺された。

- ・北米における売上総利益の76百万ユーロの増加（為替変動の好転に係る58百万ユーロを含む）。かかる増加は収益の増加を反映しており、設備容量の拡張に係る人件費および営業費用の増加により一部のみ相殺された。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2015年	2014年 修正済	増減	
ヨーロッパおよび北アフリカ	459	834	(375)	-45.0%
ラテンアメリカ	249	142	107	75.4%
北米	168	149	19	12.8%
サブサハラ・アフリカおよびアジア	3	(1)	4	-
合計	879	1,124	(245)	-21.8%

2015年の営業利益は、減価償却費、償却費および減損損失の133百万ユーロの増加を含み、254百万ユーロ減少し、879百万ユーロとなった。かかる減少は主に、ルーマニアの再生可能エネルギー分野における悪市況および規制計画によりもたらされたエネル・グリーン・パワー・ルーマニアの残余のれんおよび有形固定資産の減損損失（155百万ユーロ）による。その他の要因には、3サンのいくつかの特定資産の評価減、アメリカ大陸における設備容量の拡張、北米における特定プロジェクトの価値調整、およびヨーロッパ地域の売掛金の評価減が含まれる。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2015年	2014年 修正済	増減	
ヨーロッパおよび北アフリカ	317	373	(56)	-15.0%
ラテンアメリカ	1,548	927	621	67.0%
北米	289	332	(43)	-13.0%
サブサハラ・アフリカおよびアジア	312	26	286	-
合計	2,466	1,658	808	48.7%

2015年の資本支出は、前年と比べて808百万ユーロ増加し、合計2,466百万ユーロとなった。資本支出は主にラテンアメリカ（822百万ユーロ）、北米（257百万ユーロ）およびヨーロッパ（151百万ユーロ）における風力発電所、チリ（344百万ユーロ）および南アフリカ（194百万ユーロ）における太陽光発電所、ならびにブラジルおよびコスタリカにおける水力発電所（221百万ユーロ）に関するものである。

その他、部門間消去および調整

事業

炭化水素の埋蔵量および年間生産量

	2015年	2014年	増減
炭化水素の埋蔵量：			
期末における炭化水素の確定埋蔵量（P1） （石油換算百万バレル）	16	18	(2)
期末における炭化水素の確定埋蔵量および 推定埋蔵量（2P）（石油換算百万バレル）	42	46	(4)
ガスの予備資源（2C）（石油換算百万バレル）	4	-	4

2015年末において開発中であったプロジェクトの所在地は、以下のとおりである。

- ・アルジェリア：当グループは、エネル・トレードを通じて、「イザリーン」権益の18.4%をペテロケルティック・インターナショナル（Petroceltic International）およびソナトラック（Sonatrach）（アルジェリアの国営企業である。）とのパートナーシップの下保有している。
- ・イタリア：当グループは、エネル・ロンガネージ・ディベロップメント（Enel Longanesi Development）を通じて、バニャカヴァッロ（Bagnacavallo）における炭化水素の採掘権の33.5%を保有している。

アップストリーム・ガス機能は引き続き、開発中の資産における埋蔵量を認証する手続きを進めた。より具体的には、エネル・ロンガネージ・ディベロップメントの取得およびその地震データの分析後、独立した鑑定人による新たな評価が2015年に行われた。最新の評価（イザリーンについては2012年、エネル・ロンガネージ・ディベロップメントについては2015年）に基づく2015年のエネルの持分は、以下のとおりであった。

- ・石油換算で16.3百万バレル相当の確定埋蔵量（P1）。
 - うちイザリーン油田は15.9百万バレル相当。
 - うちエネル・ロンガネージ・ディベロップメント油田は0.4百万バレル相当。
- ・石油換算で42.1百万バレル相当の確定埋蔵量および推定埋蔵量（2P）。
 - うちイザリーン油田は41.6百万バレル相当。
 - うちエネル・ロンガネージ・ディベロップメント油田は0.5百万バレル相当。

2P埋蔵量の一部に係る新たな認証手続きにより、その一部が条件付き資源（3.7百万バレル相当）として認証された。

業績

(単位：百万ユーロ)				
	2015年	2014年 修正済	増減	
収益（消去後）	852	1,025	(173)	-16.9%
売上総利益	(213)	(29)	(184)	-
営業利益	(338)	(68)	(270)	-
資本支出	52	45	7	15.6%

2015年の消去後の**収益**は、前年と比べて173百万ユーロ減少（16.9%減少）し、852百万ユーロとなった。2014年第1四半期における2013年のアルティック・ロシアの売却価格の調整からの収益（82百万ユーロ相当）（かかる調整は、購入者との間で締結された契約に含まれていたアーンアウト条項に関連してなされた。）を除いた場合、収益は2014年と比較して91百万ユーロ減少したこととなる。かかる減少の大部分は、2015年におけるエンジニアリング事業（ボルト・エンバードクレ液化天然ガス再ガス化ターミナルおよびモチョブチェ原子力発電所を含む。）の活動が2014年と比較して減少したことによる同業務からの収益の116百万ユーロの減少に起因する。これは、情報・通信技術サービスからの収益の増加（24百万ユーロ）により一部相殺された。

2015年の**売上総利益**は、2014年と比較して184百万ユーロ悪化し、213百万ユーロの損失となった。上記の価格調整による影響を除いた場合、売上総利益は106百万ユーロ悪化したこととなる。これは、フォルネロ法第4条に基づく、労働組合との従業員の早期退職インセンティブに関する新契約およびエネルギー料金割引給付の廃止を受けた元受給者への一時金の支払いに係る費用の増加を反映しており、関連する引当金の戻入れにより一部相殺された。かかる影響は、他のグループ部門に提供された一定のサービスのユニット利益の縮小により一部のみ相殺された。

2015年の**営業利益**は、前年度と比較して270百万ユーロ悪化し、338百万ユーロの損失となった。これは減価償却費、償却費および減損損失86百万ユーロの増加を考慮したものであり、基本的に、世界的燃料市場における価格変動予想の下、プロジェクト及び開発の継続の困難性に直面した結果としてアップストリーム・ガス開発資産について認識された減損損失159百万ユーロを反映している。

資本支出

2015年の**資本支出**は、2014年と比較して7百万ユーロ増加し、52百万ユーロとなった。

エネル・エスピーエーの業績および財務状況**業績**

下記の表は、エネル・エスピーエーの2014年度および2015年度の業績の概要を示す。

	(単位：百万ユーロ)		
	2015年	2014年	増減
収益			
サービスからの収益	237	245	(8)
その他の収益および利益	8	1	7
合計	245	246	(1)
費用			
消耗部品	1	2	(1)
サービス、リースおよびレンタル費	199	185	14
人件費	176	120	56
その他の営業費用	24	19	5
合計	400	326	74
売上総利益	(155)	(80)	(75)
減価償却費、償却費および減損損失	327	543	(216)
営業利益	(482)	(623)	141
株式投資からの純財務利益 / (費用)			
株式投資からの利益	2,024	1,818	206
財務利益	3,535	2,412	1,123
財務費用	4,267	3,331	936
合計	1,292	899	393
法人税控除前利益	810	276	534
法人税	(201)	(282)	81
当期純利益	1,011	558	453

サービスからの収益は合計237百万ユーロ（2014年は245百万ユーロ）となった。これは、基本的に、経営・協調機能の一環としてエネル・エスピーエー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エネル・エスピーエーで発生した雑費の再請求に関するものである。

8百万ユーロの減少は主に、複数の当グループ会社における管理手数料および技術料に関する費用の転嫁請求の減少に起因し、通信活動からの収益の増加により一部相殺された。

その他の収益および利益は、前年から7百万ユーロ増加し8百万ユーロとなった。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る。

2015年の**消耗部品**の費用は2014年度から1百万ユーロ減の1百万ユーロであった。これらは第三者供給者からの消耗部品の購入によるものである。

2015年の**サービス、リースおよびレンタル費**は199百万ユーロとなり、このうち第三者からの費用は126百万ユーロ、当グループ会社からの費用は73百万ユーロであった。第三者に起因する費用は主に、通信費用、技術的および専門的サービスならびに戦略的経営および組織再編に関するコンサルティングに関するものである。当グループ会社から提供されたサービスに関する費用は、ITおよび事務管理サービス、購入、エネル・イタリア・エスアールエルから受領したレンタルおよび研修ならびにエネル・エスピーエーに出向している当グループ会社の従業員に係る費用に関するものである。2014年と比較した費用の全体的な変動は14百万ユーロとなり、基本的にエネル・イタリア・エスアールエル（Enel Italy Srl）から提供されたIT支援サービスおよび人員サービスに関する費用の増加およびエネル・イペロアメリカ・エスアールエルにおいて計上された、グローバル・サービス活動のための出向人員に関する費用の増加に起因する。

2015年の**人件費**は、前年から56百万ユーロ増加して176百万ユーロとなった。かかる増加は、基本的に、平均従業員数の増加による「賃金および給与」の増加およびこれに関連する社会保障料の増加（合計32百万ユーロ）ならびにフォルネロ法第4条に基づく従業員の早期退職に関する新契約に関する費用の増加（31百万ユーロ）に起因する。この増加のは、退職従業員に付与されていた電力料金割引の一方的な廃止に伴う関連引当金の2015年12月31日時点での戻入れ（10百万ユーロ）によりその他の費用が減少したことによって、一部相殺された。

2015年の**その他の営業費用**は、2014年と比較して5百万ユーロ増加して24百万ユーロとなった。かかる増加は主に、2015年12月31日時点で引き当てられた「退職従業員に対する電力料金割引の廃止およびその補償」に対する引当金3百万ユーロの割当てによる。

売上総利益は、マイナス155百万ユーロとなり、前年から75百万ユーロ悪化した。これは主に、人件費ならびにレンタルおよびリース費用の増加に起因する。

2015年の**減価償却費、償却費および減損損失**は、前年から216百万ユーロ減少し327百万ユーロとなった。かかる変動は、2015年度中、株式投資に係る減損損失（これらはエネル・トレード・エスピーエー（250百万ユーロ）およびエネル・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）に対する持分の価値調整に関連した。）が前年度から減少したことによる。

営業利益は、2014年から141百万ユーロ改善し、482百万ユーロの損失を示した。

株式投資からの利益は2,024百万ユーロとなった。同項目は、2015年に承認された、子会社、関連会社およびその他の会社からの配当金に関するものであり、基本的にエネル・イベロアメリカ・エスエルによる特別配当金（479百万ユーロ）に起因して前年度から206百万ユーロの増加（2014年は1,818百万ユーロ）を見せた。

純財務費用は732百万ユーロとなり、金融負債の利息費用（956百万ユーロ）を反映している。これは、金利デリバティブに関する純利益（57百万ユーロ）ならびに利息および金融資産に係るその他の収益（合計160百万ユーロ）により相殺された。

純財務費用の前年からの減少分は187百万ユーロとなり、かかる減少は、基本的に、当年度におけるいくつかの社債の返済およびエネル・エスピーエーに関連するデリバティブ取引における正味プラスの変動（98百万ユーロ）を受け、金融負債に係る利息が減少（82百万ユーロ）した結果である。

法人税は、201百万ユーロの未収税金を示した。これは主として子会社からの配当金の95%が控除対象となったことによりIRES上の課税収入が（法定課税収入と比較して）減少したことおよび法人税法（統一所得税法第96条）に基づく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の控除可能性に起因する。これは、前年および当年間における子会社からの配当金の差ならびに統一所得税法第87条の要件を満たす2015年の株式持分の減損損失の控除不可能性の両方を反映している。

当期純利益は、前年の558百万ユーロに対し、1,011百万ユーロとなった。

財務状況の分析

(単位：百万ユーロ)			
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	増減
固定純資産：			
資産、発電所および設備ならびに無形固定資産	21	19	2
株式投資	38,984	38,754	230
その他の固定純資産/(負債)	71	(299)	370
合計	39,076	38,474	602
流動純資産：			
売掛金	283	132	151
その他の流動純資産/(負債)	(627)	(533)	(94)
買掛金	(164)	(139)	(25)
流動純資産合計	(508)	(540)	32
総投下資本	38,568	37,934	634
引当金：			
従業員給付	(291)	(302)	11
リスクおよび費用に対する引当金ならびに繰延税金	28	115	(87)
合計	(263)	(187)	(76)
純投下資本	38,305	37,747	558
株主持分	24,880	25,136	(256)
純金融負債	13,425	12,611	814

固定純資産は、602百万ユーロ増加して39,076百万ユーロになった。この増加は、基本的に、以下の要因に起因する。

- ・ 子会社への投資の230百万ユーロの増加。かかる増加は、エネル・トレード・エスピーエー（500百万ユーロ）およびエネル・インジェグネリア・エ・リチェルカ・エスピーエー（40百万ユーロ）の再資本化（その後、前者は250百万ユーロの評価損、後者は65百万ユーロの評価損を計上した。）ならびに株式資本5百万ユーロの支払いを伴ったエネル・オープン・ファイバー・エスピーエー（Enel Open Fiber SpA）の設立（同社は、エネル・エスピーエーの完全子会社である。）を反映している。
- ・ 主に固定デリバティブの価値の上昇による、「その他の固定純負債」の増加分370百万ユーロ。

流動純資産は、マイナス508百万ユーロとなり、2014年12月31日から32百万ユーロ減少した。この変化は、以下を反映している。

- ・ エネル・エスピーエーによる管理および調整サービスに関する、主に当グループ会社からの売掛金の151百万ユーロの増加。この変化は、当該サービスからの収益の変動および売掛金の受領のタイミングが前年度から変更されたことを反映している。
- ・ 「その他の流動純負債」94百万ユーロの増加。これは主に、エネル・エスピーエーの未収税金の減少（306百万ユーロ）に起因し、連結課税メカニズムに関するグループ内未収IRESの増加（196百万ユーロ）により一部相殺された。
- ・ 買掛金の25百万ユーロの増加。

2015年12月31日現在の**純投下資本**は、38,305百万ユーロとなった。これは、株主持分24,880百万ユーロおよび純金融負債13,425百万ユーロにより調達されたものである。

株主持分は、2015年12月31日において24,880百万ユーロとなり、前年から256百万ユーロ減少した。かかる変化は、2014年分の配当金の分配1,316百万ユーロ（1株当たり0.14ユーロ）および当期純利益1,060百万ユーロの認識（キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブのための準備金の税効果控除後の変動に起因する、株式において直接認識された損失49百万ユーロを含む。）に起因する。

純金融負債は13,425百万ユーロとなり、負債／資本の比率は53.9%（2014年度末現在は50.2%）であった。

財務構造の分析

純金融負債およ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)		
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	増減
長期債務:			
-社債	14,503	17,288	(2,785)
長期債務	14,503	17,288	(2,785)
-長期金融債権	(5)	(4)	(1)
-引受債務および子会社へのローン	(72)	(117)	45
純長期債務	14,426	17,167	(2,741)
短期債務 / (流動性資産):			
-長期借入れの短期部分	3,062	2,363	699
-短期銀行借入れ	2	3	(1)
-グループ会社に対する短期債務	-	500	(500)
-現金担保	1,669	423	1,246
その他短期債務	4,733	3,289	1,444
-引受 / 付与ローン(短期部分)	(46)	-	(46)
-その他短期金融債権	(8)	(3)	(5)
-支払現金担保	(86)	(672)	586
-グループ会社との純短期財務状況	331	(198)	529
-現金および現金同等物ならびに短期金融債権	(5,925)	(6,972)	1,047
純短期負債 / (流動性資産)	(1,001)	(4,556)	3,555
純金融負債	13,425	12,611	814

2015年12月31日の純金融負債は、短期純債権者ポジションの減少（3,555百万ユーロ）および純長期債務の減少（2,741百万ユーロ）により、814百万ユーロ増加し、13,425百万ユーロとなった。

債務状況に影響をもたらした2015年の主な取引の概要は以下のとおりである。

- ・ 2つのリテール債の返済2,300百万ユーロ。
- ・ グループ内短期預金契約（エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌバイとの短期信用枠）の返済500百万ユーロ。
- ・ イナ（Ina）およびアニア（Ania）債の2つのトランシェの返済ならびに自己社債の買戻し合計94百万ユーロ。

現金および現金同等物は5,925百万ユーロとなり、2014年12月31日から1,047百万ユーロ減少した。これは主に、上記の社債の返済およびエネル・エスピーエーによ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)		
	2015年	2014年	増減
期首における現金および現金同等物	6,972	3,123	3,849
営業活動によるキャッシュ・フロー	1,062	926	136
投資/ディスインベストメントによるキャッシュ・フロー	(560)	(11)	(549)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(1,549)	2,934	(4,483)
期末における現金および現金同等物	5,925	6,972	(1,047)

営業活動によるキャッシュ・フローは、1,062百万ユーロ（2014年は926百万ユーロ）であった。これは、基本的には子会社からの配当金、支払利息および受取利息の差額ならびに連結課税メカニズムに参加するすべての会社のIRESの支払に起因した。

投資活動によるキャッシュ・フローは、マイナス560百万ユーロ（2014年はマイナス11百万ユーロ）であった。これには、子会社であるエネル・トレード・エスピーエー、エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエーおよびエネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエーの再資本化に係る542百万ユーロ、エネル・オープン・ファイバー・エスピーエーの設立に係る5百万ユーロならびに有形固定資産および無形固定資産への投資に係る15百万ユーロが含まれる。エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエーに対する持分のエネル・トレード・エスピーエーへの移転に係るディスインベストメント活動は、2百万ユーロのキャッシュ・フローを生んだ。

財務活動によるキャッシュ・フローは、マイナス1,549百万ユーロ（2014年はプラス2,934百万ユーロ）であった。これは基本的には、社債の返済および自己社債の買戻しに係る2,394百万ユーロ、2014年の配当金支払合計1,316百万ユーロならびに純短期金融負債の正味2,508百万ユーロの増加により生み出された。

2015年、財務活動により生み出された現金需要（1,549百万ユーロ）および投資活動により生み出された現金需要（560百万ユーロ）は、営業活動により生み出された流動性1,062百万ユーロならびに前年度に蓄積された現金および現金同等物1,047百万ユーロの充当により賄われた。その結果、現金および現金同等物は、当期末の時点では6,972百万ユーロであったのに対し、2015年12月31日時点においては5,925百万ユーロであった。

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」および「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】

2015年12月31日現在、当グループは、火力、水力、地熱およびその他の再生可能な資源の発電所から成る1,162の再生可能発電施設および404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2015年12月31日現在で合計1,865,671キロメートルの電圧線（そのほとんどが中電圧線および低電圧線であり、イタリア、スペインおよびルーマニアに所在している。）から成っている。2015年12月31日現在、当グループは、純簿価約3,829百万ユーロの不動産を主にイタリアに所有しており、これらは主に事務所用建物およびその他の商業用財産ならびにより少ない居住用不動産から成っている。

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適していると考えている。

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」および「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】

(2016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、エスピーエーの授權株数の制限の概念は存在しない。その代わりに、授權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、授權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】

(2016年5月31日現在)

記名・無記名の別および 額面・無額面の別	種 類	発行数 (株)	上場金融商品取引所名 または 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】

(2016年5月31日現在)

年月日	発行済株式総数(株)		資本金(リラまたはユーロ)		摘 要
	増減数	残 高	増減額	残 高	
1992年7月11日	-	12,126,150,379	-	12,126,150,379,000 リラ	株式会社として設立
2001年7月9日	6,063,075,190 減	6,063,075,189	199,558,833.13 ユーロ減	6,063,075,189 ユーロ	当社株式をユーロ建へ移行し、2対1の株式併合が行われた
2004年5月24日から 2004年6月11日	34,030,631 増	6,097,105,820	34,030,631 ユーロ増	6,097,105,820 ユーロ	2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション18,946,680株の行使および2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション15,083,951株の行使
2004年11月12日から 2004年12月2日	6,416,044 増	6,103,521,864	6,416,044 ユーロ増	6,103,521,864 ユーロ	2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション5,157,876株の行使および2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,258,168株の行使
2005年2月3日から 2005年2月23日	20,462,242 増	6,123,984,106	20,462,242 ユーロ増	6,123,984,106 ユーロ	2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション9,651,794株の行使および2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション10,810,448株の行使
2005年4月20日から 2005年4月29日	491,150 増	6,124,475,256	491,150 ユーロ増	6,124,475,256 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション491,150株の行使
2005年5月2日から 2005年5月13日	363,332 増	6,124,838,588	363,332 ユーロ増	6,124,838,588 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション363,332株の行使
2005年5月16日から 2005年5月31日	5,531,653 増	6,130,370,241	5,531,653 ユーロ増	6,130,370,241 ユーロ	() 2001年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション4,326,470株の行使、() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション224,400株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション427,583株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション553,200株の行使
2005年6月1日から 2005年6月17日	18,521,166 増	6,148,891,407	18,521,166 ユーロ増	6,148,891,407 ユーロ	() 2001年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション11,974,863株の行使、() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション753,000株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,897,253株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション3,896,050株の行使
2005年6月20日から 2005年6月30日	15,300 増	6,148,906,707	15,300 ユーロ増	6,148,906,707 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション15,300株の行使

年月日	発行済株式総数(株)		資本金(リラまたはユーロ)		摘 要
	増減数	残 高	増減額	残 高	
2005年7月18日から 2005年8月5日	19,100 増	6,148,925,807	19,100 ユーロ増	6,148,925,807 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション19,100株の行使
2005年9月9日から 2005年9月15日	788,700 増	6,149,714,507	788,700 ユーロ増	6,149,714,507 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション788,700株の行使
2005年9月16日から 2005年9月30日	552,250 増	6,150,266,757	552,250 ユーロ増	6,150,266,757 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション552,250株の行使
2005年10月3日から 2005年10月14日	275,550 増	6,150,542,307	275,550 ユーロ増	6,150,542,307 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション275,550株の行使
2005年10月17日から 2005年10月31日	236,500 増	6,150,778,807	236,500 ユーロ増	6,150,778,807 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション236,500株の行使
2005年11月3日から 2005年11月18日	4,078,432 増	6,154,857,239	4,078,432 ユーロ増	6,154,857,239 ユーロ	()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション48,500株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション794,882株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション3,235,050株の行使
2005年11月21日から 2005年12月2日	1,235,907 増	6,156,093,146	1,235,907 ユーロ増	6,156,093,146 ユーロ	()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション19,400株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション228,207株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション988,300株の行使
2005年12月5日から 2005年12月16日	978,500 増	6,157,071,646	978,500 ユーロ増	6,157,071,646 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション978,500株の行使
2006年1月2日から 2006年1月13日	81,600 増	6,157,153,246	81,600 ユーロ増	6,157,153,246 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション81,600株の行使
2006年1月16日から 2006年1月27日	336,350 増	6,157,489,596	336,350 ユーロ増	6,157,489,596 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション336,350株の行使
2006年1月30日から 2006年2月22日	9,494,945 増	6,166,984,541	9,494,945 ユーロ増	6,166,984,541 ユーロ	()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション206,250株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション7,836,795株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,451,900株の行使
2006年3月24日から 2006年4月7日	71,721 増	6,167,056,262	71,721 ユーロ増	6,167,056,262 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション71,721株の行使
2006年5月25日から 2006年6月9日	2,147,338 増	6,169,203,600	2,147,338 ユーロ増	6,169,203,600 ユーロ	()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション41,850株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,267,838株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション837,650株の行使
2006年6月12日から 2006年6月30日	1,697,241 増	6,170,900,841	1,697,241 ユーロ増	6,170,900,841 ユーロ	()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション391,000株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション986,791株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション319,450株の行使

年月日	発行済株式総数(株)		資本金(リラまたはユーロ)		摘 要
	増減数	残 高	増減額	残 高	
2006年7月3日から 2006年7月21日	15,300 増	6,170,916,141	15,300 ユーロ増	6,170,916,141 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション15,300株の行使
2006年7月24日から 2006年8月4日	67,500 増	6,170,983,641	67,500 ユーロ増	6,170,983,641 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション67,500株の行使
2006年9月8日から 2006年9月22日	45,900 増	6,171,029,541	45,900 ユーロ増	6,171,029,541 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション45,900株の行使
2006年9月25日から 2006年10月13日	59,500 増	6,171,089,041	59,500 ユーロ増	6,171,089,041 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション59,500株の行使
2006年11月2日から 2006年11月24日	3,534,848 増	6,175,876,189	3,534,848 ユーロ増	6,175,876,189 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション652,650株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,614,298株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,267,900株の行使
2006年11月27日から 2006年12月15日	149,590 増	6,176,025,779	149,590 ユーロ増	6,176,025,779 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション27,300株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション20,290株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション102,000株の行使
2006年12月18日から 2006年12月29日	170,500 増	6,176,196,279	170,500 ユーロ増	6,176,196,279 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション170,500株の行使
2007年1月2日から 2007年1月19日	1,707,100 増	6,177,903,379	1,707,100 ユーロ増	6,177,903,379 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,707,100株の行使
2007年1月22日から 2007年2月9日	2,674,148 増	6,180,577,527	2,674,148 ユーロ増	6,180,577,527 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション85,900株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション140,833株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション2,447,415株の行使
2007年2月12日から 2007年2月26日	531,037 増	6,181,108,564	531,037 ユーロ増	6,181,108,564 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション58,500株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション152,037株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション320,500株の行使
2007年3月28日から 2007年4月13日	179,285 増	6,181,287,849	179,285 ユーロ増	6,181,287,849 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション179,285株の行使
2007年4月16日から 2007年5月4日	181,750 増	6,181,469,599	181,750 ユーロ増	6,181,469,599 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション181,750株の行使
2007年5月7日から 2007年5月25日	679,900 増	6,182,149,499	679,900 ユーロ増	6,182,149,499 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション679,900株の行使
2007年5月28日から 2007年6月15日	550,335 増	6,182,699,834	550,335 ユーロ増	6,182,699,834 ユーロ	() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション224,020株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション306,315株の行使
2007年6月18日から 2007年7月6日	20,400 増	6,182,720,234	20,400 ユーロ増	6,182,720,234 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション20,400株の行使

年月日	発行済株式総数(株)		資本金(リラまたはユーロ)		摘 要
	増減数	残 高	増減額	残 高	
2007年7月9日から 2007年8月3日	20,400 増	6,182,740,634	20,400 ユーロ増	6,182,740,634 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション20,400株の行使
2007年10月10日から 2007年10月26日	94,400 増	6,182,835,034	94,400 ユーロ増	6,182,835,034 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション94,400株の行使
2007年10月29日から 2007年11月16日	1,318,456 増	6,184,153,490	1,318,456 ユーロ増	6,184,153,490 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション591,500株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション95,306株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション631,650株の行使
2007年11月19日から 2007年12月7日	135,816 増	6,184,289,306	135,816 ユーロ増	6,184,289,306 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション19,400株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション79,016株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション37,400株の行使
2007年12月10日から 2007年12月31日	78,547 増	6,184,367,853	78,547 ユーロ増	6,184,367,853 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション78,547株の行使
2008年1月2日から 2008年1月18日	985,200 増	6,185,353,053	985,200 ユーロ増	6,185,353,053 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション985,200株の行使
2008年1月21日から 2008年2月11日	86,600 増	6,185,439,653	86,600 ユーロ増	6,185,439,653 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション86,600株の行使
2008年2月12日から 2008年2月21日	15,000 増	6,185,454,653	15,000 ユーロ増	6,185,454,653 ユーロ	2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション15,000株の行使
2008年5月14日から 2008年5月30日	91,600 増	6,185,546,253	91,600 ユーロ増	6,185,546,253 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション91,600株の行使
2008年6月2日から 2008年6月20日	181,480 増	6,185,727,733	181,480 ユーロ増	6,185,727,733 ユーロ	() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション84,680株の行使、および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション96,800株の行使
2008年11月12日から 2008年12月2日	691,870 増	6,186,419,603	691,870 ユーロ増	6,186,419,603 ユーロ	2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション691,870株の行使
2009年6月19日および 2009年7月3日	3,216,938,192 増	9,403,357,795	3,216,938,192 ユーロ増	9,403,357,795 ユーロ	2009年4月29日の株主の授権に従い、2009年5月6日および5月28日に開催された取締役会で決議された新株引受権を伴う有償増資に由来して新規発行された3,216,938,192株の引受け
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即して、2016年1月11日に開催された株主総会で決議された有償増資に由来して新規発行された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。イタリアの法律およびエネルの定款の規定に従って、イタリア政府の組織以外、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ている。

氏名または名称	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	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	504,707,958株	4.964%
CNPアシュランス・エスエー	パリ、4 プラス・ラウル・ドートリー	269,600,822株	2.652%
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	191,996,545株	1.888%
JPモルガン・セキュリティーズ・ピーエルシー	ロンドン、25 バンク・ストリート	144,598,547株	1.422%
BNPパリバ・アービトレージ	パリ、160 162 プールパール・マクドナルド	143,209,856株	1.409%
三菱UFJセキュリティーズインターナショナル	ロンドン、ロープメイカー・プレイス、25 ロープメイカー・ストリート	140,000,000株	1.377%
ソシエテ・ジェネラル・エスエー	パリ、29 プールパール・オスマン	128,062,193株	1.260%
ゴールドマン・サックス・インターナショナル	ロンドン、133 フリート・ストリート	112,791,084株	1.109%

2【配当政策】**概要**

イタリア法の下、エネルによる年次配当の支払は、該当する各年度にエネル取締役会の決議に基づき非連結ベースでエネルの分配可能な利益および準備金から行われる。

かかる決議はいずれも、該当する年度のエネルの財務書類の承認のためにかかる会計年度が終了してから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す。

	配当金 (百万ユーロ)	1株当たり配当金 (ユーロ)
2013年度	1,410	0.15
2014年度	1,223	0.13
2015年度	1,316	0.14

2016年5月26日に開催された定時株主総会において、エネルの株主は、2015年12月31日に終了した事業年度について総額約1,626.7百万ユーロ（普通株式1株当たり0.16ユーロ）の配当を支払うことにつき決議した。配当金は2016年6月21日の営業終了時現在の登録株主に対し2016年6月22日付で支払われた。

支払準備金

当社による年次配当の支払は、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、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、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、またはかかる損失分減額される可能性がある。取締役会は、一定の制限を条件として中間配当の分配を認めることができる。

返還および時効

エネルにより宣言された年次配当はいずれも、適用ある法に従い支払われる。株主は、正式に承認された財務書類に基づく年次配当について、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。配当支払日から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失われ、準備金に加えられる。

支払方法および支払時期

エネルにより宣言された配当にかかる支払は、1998年6月24日付法令第213号ならびに2008年2月22日付イタリア銀行規制およびCONSOBに基づき、モンテ・ティトーリまた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他の公認の集中証券保管・管理システムを通じて各株主のために支払われる。

新配当方針

短期の確実性およ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は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。2015年度または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、1株当たり最低DPS（1株当たり配当）0.16および0.18ユーロが2015年度および2016年度についてそれぞれ支払われる。

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・アツツィオナーリオにおける普通株式の株価の変動を表す。

(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	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
最 高	4.832 (594.53円)	3.308 (407.02円)	3.384 (416.37円)	4.460 (548.76円)	4.464 (549.25円)
最 低	2.842 (349.68円)	2.034 (250.26円)	2.304 (283.48円)	3.134 (385.61円)	3.442 (423.50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	2015年7月	2015年8月	2015年9月	2015年10月	2015年11月	2015年12月
最 高	4.414 (543.10円)	4.396 (540.88円)	4.066 (500.28円)	4.234 (520.95円)	4.240 (521.69円)	4.172 (513.32円)
最 低	3.866 (475.67円)	3.734 (459.43円)	3.776 (464.60円)	3.890 (478.63円)	4.024 (495.11円)	3.754 (461.89円)

4【役員の状況】

(1) 取締役、業務執行役員および法定監査役

(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2014年 5 月23日付より有効となり（アントニオツツィ氏については2015年 5 月28日付）、任期は2016年12月31日現在の財務諸表を承認した時点で満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、略歴および2016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 および職名	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）	1952年にミラノに生まれ、ミラノ大学法学部を卒業し、1977年にイタルテル（Italtel）の法務部および総務部で職務を開始し、1994年にチーフに就任した。1999年に、イタルテルの再構築および再配置のために、同社ジェネラル・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。2003年 9 月から2006年 1 月まで、シーメンス・ビジネス・サービス（Siemens Business Services）のイタリアにおける支配事業者である、シーメンス・インフォルマティカ（Siemens Informatica）の最高経営責任者を務め、世界規模の上記グループ・リーダーの執行委員会のメンバーとなった。2006年 2 月より、バリュー・パートナーズ（Value Partners）のパートナーおよびグループ・バリュー・チーム（Group Value Team）（現在のNTTデータ）の最高経営責任者となった。2008年11月から2013年 3 月までオリヴェッティ（Olivetti）にて最高経営責任者を務め、2011年 6 月から2014年 6 月まで会長に就任し、2014年 6 月から2014年10月は取締役を務めた。フィアット・インダストリアル（Fiat Industrial）（現在のCNHI）の取締役（2012年 4 月より2016年 4 月まで）も務め、現在は、アニマ・ホールディング（Anima Holding）の取締役（2014年 3 月より）、フェラーリ（Ferrari）の取締役（2016年 4 月より）およびアンプリフォン（Amplifon）の取締役（2016年 4 月より）を務めている。またアソニム（Assonime）の運営委員会委員（2014年 9 月より）、ボッコーニ大学の理事（2014年11月より）およびイタリア国立21世紀美術館（MAXXI）ファンデーションの理事（2016年 2 月より）を務めている。2014年 5 月よりエネルの取締役会会長に就任した。	なし

役名 および職名	氏 名 (生年月日)	略 歴	所有 株式数
最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	フランチェスコ・スタラーチェ氏（1955年9月22日生）	1955年にローマに生まれ、ミラノ・ポリテクニク・インスティテュートの原子力工学部を卒業した。ニラ・アンサルド（Nira Ansaldo）にて原子力発電プラントのセキュリティについてのアナリストとして職務を開始し（1981年から1982年まで）、1982年から1987年まで、イタリア、米国、サウジアラビア、エジプトおよびアラブ首長国連邦で、ゼネラル・エレクトリック・グループ（General Electric group）に属する会社であったサエ・サデルミ（Sae Sadelmi）で、いくつかの執行管理職を務めた。1987年から2000年まで、ABB、その後アルストム・パワーズ・コーポレーション（Alstom Powers Corporation）で勤め、ABBコンピュースティオン・エンジニアリング・イタリア（ABB Combustion Engineering Italia）の最高経営責任者（1997年から1998年）、その後（1998年から2000年まで）ガス・タービン部門で世界的な完全一括システム販売のシニア・ヴァイス・プレジデントに就任した。2000年よりエネルグループに入社し、「ビジネス・パワー」分野のチーフ（2002年7月から2005年10月）、市場部門のチーフ（2005年11月から2008年9月）、またエネル・グリーン・パワーのジェネラル・マネージャー兼最高経営責任者（2008年10月から2014年5月）といった、いくつかの重要な管理職を務めた。 2014年5月からエネルの取締役役に就任した。	247,357(*1)
取締役（機関投資家により提示された候補者名簿において指名）	アレッシンドロ・パンチ氏（1946年4月19日生）	1946年にフィレンツェに生まれ、1969年にボローニャ大学を化学工学の学位を得て卒業後、1971年に薬理化学界にてキャリアを開始した。1973年に、化学および薬剤に関する多国籍企業たるベーリンガー・インゲルハイム（Boehringer Ingelheim）のイタリア支店に入社し、イタリア内外で様々な管理職を務め、1992年から1999年の間にイタリア支配人として務めるまでに至った。2000年から2008年までの間、ベーリンガー・インゲルハイム（Boehringer Ingelheim）・グループにおいて、世界的規模で経営する薬剤取引および販売部門の担当責任者を務め、2004年から活動を始めたその執行委員会において委員長（およびCEO）の職務を担った。2009年には薬剤の分野で専門的なアドバイスを提供するためにベーリンガー・インゲルハイム（Boehringer Ingelheim）・グループを去った。イタリア共和国の職員として、イタリアおよび外国の化学および薬剤産業のセクター機関における役職を経験してきた。その関連では、エー・イー・エス・ジー・ピー（AESGP）およびエー・エヌ・アイ・エフ・エー（ANIFA）（それぞれ市販薬業界のヨーロッパおよびイタリアの機関）の会長や、フェデルチミカ（Federchimica）の理事会の一員を務め、さらに、ブリュッセルでのG10の欧州委員会の一員でもあった。2011年5月よりエネルの取締役役に就任しており、現在、バイオテスト・エージー（Biotest A.G.）の監査役会会長およびスペインの会社であるエステベ・エスアー（Esteve S.A.）の取締役役も務めている。	なし

役名 および職名	氏 名 (生年月日)	略 歴	所有 株式数
取締役 (MEFにより提示された候補者名簿において指名)	アルベルト・ピアンチ氏 (1954年5月16日生)	<p>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年に経営管理、商業、会社および破産の分野において、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 で実務を開始し (1983年から2001年)、かかるオーナーの死去 (2001年8月) まで続け、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、主な事務所をフィレンツェに、支店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、リグRESTA (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) およびダダ (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。</p> <p>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・ファンデーション (Cassa di Risparmio Foundation) の運営委員会の委員を務めている。2014年5月よりエネルの取締役に就任した。</p>	なし

役名 および職名	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)	1956年にジェノヴァに生まれ、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活動を開始し（1983年から1987年）、その後、まず准教授に就任し（1987年から2000年）、そして教授に就任した（2000年より現在）。また同ジェノヴァ大学において、電気工学学部のヘッドマスター（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）、電気工学の学科チーフ（2007年から2008年）、工学学部のヘッドマスター（2008年から2012年）、そして2012年より、理事会のメンバーを務めている。国内および海外の雑誌に科学記事をいくつか執筆し、中でも、電磁事象および関連産業適合性について専門とした。アンサルド・エスティーエス（Ansaldo STS）の取締役を2011年から2014年に、またアンサルド・エネルギー（Ansaldo Energia）の取締役を2014年から2016年に務め、現在バンカ・カリジ（Banca Carige）で同じ役職を務め（2016年より）、「ディストレット・リギュレ・デル・テクノロジー・マリーン（Distretto ligure delle tecnologie marine）」およびダポロニア・オブ・リナ・グループ（D'Appolonia of the Rina Group）の会社（2011年より）で同じ役職を務めている。また、コミュン・ディ・ジェノヴァ（Commune di Genova）により設定された「スマート・シティ」計画のための科学委員会のプレジデント（2011年より）、イタリア銀行のジェノヴァ理事会のメンバー（2011年より）およびユーリスペス（Eurispes）の科学委員会の委員（2013年より）も務めている。2015年より、送電網のサイバー・セキュリティ国立研究所（Cyber Security National Lab）（当該分野で業務を行っている最も重要な一定の国内企業が属している。）の理事長を務めている。2014年5月よりエネルの取締役に就任した。	784
取締役（立候補は2015年5月に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、ローマの機関関係およ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、ローマ市の遺産および特別事業の参事を務めた。2004年から2014年まで、欧州議会の構成員となり、そこでは司法委員会、法律委員会および憲法問題委員会（Constitutional Affairs Commission）の委員となった。同期間中、欧州と米国、アラビア半島およ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

役名 および職名	氏 名 (生年月日)	略 歴	所有 株式数
取締役 (MEFにより提示された候補者名簿において指名)	アルベルト・ペ ラ氏 (1949年11 月4日生)	1949年にアルビスラ・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」大学の経済学部およびマセラータ (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) にて通貨市場のアナリストのチーフとしての職務を開始し (1978年から1979年)、また国際通貨基金の国際資本市場部のエコノミストとして務めた (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事項も研究し、市場の自由化についても研究した。) として、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 (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) およびセレコ (Seleco) の会長 (1988年から1990年) も務めた。1987年から1991年まで、ミラノの「カトリック」大学で公開会社の経済学の教授に就任した。競争促進および市場の保証機関の第一秘書役 (1990年から2000年) として、EU加盟国の競争促進のジェネラル・マネージャー会議で上記の機関の代理も務めた。2001年より2014年まで、ジアンニ・オリゴニ・グリッポ・キャブリ & パートナース法律事務所 (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およ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。2014年5月よりエネルの取締役に就任した。	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)	アンナ・チア ラ・スヴェルト 氏 (1968年10月 29日生)	1968年にミラノに生まれ、ミラノ大学の法学部を卒業し、1995年9月に弁護士となった。1996年3月から1998年2月まで、エディソン (Edison) の法務部で勤め、その後1998年3月から2000年9月までシェル・イタリア (Shell Italia) の法務およ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、現在その支配事業者の法務およ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助言委員会の秘書役ならびに管理委員会、リスク管理委員会および持続可能性推進委員会の委員を務めている。2013年4月から2014年2月まで、プレリオス (Prelios) の取締役ならびに統制リスクおよびコーポレート・ガバナンス委員会の委員を務めている。2016年4月よりASTMの取締役および報酬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に就任した。	なし

役名 および職名	氏 名 (生年月日)	略 歴	所有 株式数
取締役（機関 投資家により 提示された候 補者名簿にお いて指名）	アンジェロ・タ ラ ボ レ リ 氏 (1948年5月25 日生)	1948年にグアルディアグレーレ（Guardiagrele）（キエーティ（Chieti））に生まれ、1971年にシエナ（Siena）大学を優秀な成績で法学の学位を得て卒業した後、炭化水素の「エンリコ・マッテイ（Enrico Mattei）」大学院にて、炭化水素の修士号を取得した。1973年からエニ（Eni）にて職業活動を開始させ、そこで様々な管理役職を務め、サイペム（Saipem）の企画管理長に昇進した。その後親会社において、まず1996年に戦略管理、アップストリーム開発およびガス長代理となり、その後1998年には、企画および産業管理長代理となった。その後、2001年から2002年には、スナンプロゲティ（Snamprogetti）の理事長代理を務め、また、2002年にはアギペトロリ（AgipPetroli）の事業につき最高経営責任者を務めた。後者の会社が親会社に吸収されたことに続いて、2003年初頭に、精製およびマーケティング部門の営業担当のジェネラル・マネージャー代理となった。2004年から2007年まではエニのジェネラル・マネージャーであり、精製およびマーケティング部門に責任を負っていた。2007年9月までポルトガル石油会社であるギャルプ（Galp）の取締役、イタリアにて営業している石油会社の協会であるユニオーネ・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）の理事およびエニ・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、化学および環境的介入分野において活動しているエニの会社のシンディアル（Syndial）において最高経営責任者およびジェネラル・マネージャーであった。2009年にエニを去り、石油業界にてコンサルタントとして働き、2010年には、ロンドンに登録オフィスを持つ石油産業のコンサルタント会社、エネルギー・マーケット・コンサルタンツ（Energy Market Consultants）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に就任した。	なし

- (1) このうち186,307株は本人により、そして9,480株は彼の配偶者により保有されている。2015年12月31日の時点で、スタラーチェ氏は、エネル・グリーン・パワーの株式も202,000株所有していた（このうち42,000株は本人により、そして160,000株は彼の配偶者により保有されていた。）が、これらの株式は、エネルにとって有利なエネル・グリーン・パワーの部分的非比例的会社分割（最終段階の2016年3月31日に有効となった。）の完了後に、エネル・グリーン・パワー株式1株あたりエネル株式0.486株の交換比率に基づいて、エネルの株式に交換されたことに留意されたい。

(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日現在の財務諸表を承認した時点で満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、略歴および2016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 および職名	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およ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。プ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、テレコムイタリアおよびサンパオロ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得た。1997年よりプ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、同職およ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) の諮問委員会およ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および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) の法定監査役会会長（その後、正規監査役）を務め、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) およびシルヴィオ・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、またトゼッティ・バリュースIM (Tosetti Value SIM) の法定監査役会会長およびアウトストラデー・ミラノ・トリノ (Autostrade Milano-Torino) およびステラ・ジェスティオーネSGR (Stella Gestione SGR) の社外取締役を務めた。非執行取締役の組合であるネッド・コミュニティ (Ned Community) のメンバーであり、現在は、オリゾンテSGR (Orizzonte SGR) の取締役会会長、コンパニア・ディ・サンパオロ (Compagnia di San Paolo) の学校のためのファンデーションおよび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、監査委員会委員長および財務専門家ならびにインテサ・サンパオロ・ファンデーション・オンリウス (Intesa San Paolo Foundation Onlus) の監査役を務めており、重要なイタリア国内外の企業、組合、財団の取締役会や法定監査役会において重職を担っている。2010年４月よりエネルの法定監査役会会長に就任した。	なし

役名 および職名	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・マツツエイ 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「ボッコニ（Bocconi）」大学を経営学の学位を取得し卒業した。同大学で学術活動を継続し、1988年から2006年にかけてボッコニ経営大学院でコーポレート・ファイナンスおよびプロジェクト・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いくつかの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会社の評価、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およ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）を共同で設立し、同社はその後の数年間、数々の上場企業に関する複数の関連ある特殊な金融取引について金融アドバイスを提供していた。2000年に開始したメドインベストの事業は、マツツエ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、不動産ファンドであるディオミラ（Diomira）の設立および続くエンパム（ENPAM）およびUBI銀行（UBI Banca）の不動産ポートフォリオの買収について、ピレリ・リ（Pirelli Re）およびリーマン（Lehman）とともに監視した。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、民間団体または公益団体に属する重要会社や上場会社の取締役会およ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）およびエニ・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・ブレーダ（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・マネージメント（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・マネージメント（Bridge Management）およびケー・アイ・グループ（Ki Group）、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、エネルの正規法定監査役を務めている。</p>	なし

役名 および職名	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であり、またマル チェッティ（Marchetti）公証人事務所のカウンセラーであった。 2007年から2013年までサンタマリア法律事務所（当該法律事務 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。職業活動中、とりわ け、コーポレートガバナンス、会社法およ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および承継プ ランを専門としている。ネッドコミュニティ（NedCommunity） （イタリアの非業務執行取締役協会）およびPWA（女性専門職協 会）の協会員である。彼女は、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。会社法および銀行法の分野で、特に コーポレートガバナンスおよ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てきてお り、現在なお務めている。現在、上場された大企業の取締役を 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）、MBファクタ（MB Facta）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】

ガバナンスおよび所有構造

1. 序論

エネルグループは、当社が採用した上場企業のコーポレート・ガバナンス規約⁽¹⁾（以下「コーポレート・ガバナンス規約」という。）に記載の原則に従っている。

（1）本規約の各版は、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また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影響を受けている。

エネルおよ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、およびかかる活動の上で関係するすべての利害を十分に検討するという必然的な需要を考慮に入れて、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有する取締役会
- ・ （ ）当社が、法律および定款、なら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ならびに当社の組織構造、内部監査制度および管理会計制度の妥当性、（ ）単体および連結財務諸表の監査ならびに外部監査法人の独立性、そして（ ）コーポレート・ガバナンス規約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行されているか、を監視することにつき責任を有する法定監査役会
- ・ 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（定時総会または臨時総会）- （ ）取締役および法定監査役の選任または解任ならびにその報酬および責任、（ ）財務諸表の承認および純利益の割り当て、（ ）自己株式の買入れおよび売却、（ ）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、定時株主総会およ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。2016年4月1日（および本書提出日現在）、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なっており、これら株式はボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）が組織し運営する電子証券取引所に上場されている。

3.2 主要な株主および株主間の合意

エネルの株主名簿への登録、CONSOBに対して行われた報告および当社によって受け取られた報告なら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 ⁽¹⁾	4.964%

(1) 2016年4月13日現在の持分

また当社の知る限り、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およ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および調整に関与しない。この点は、企業の運営およ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 株式の所有制限および議決権制限

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、公的機関およ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表決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、法廷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、取締役の選任および解任に係る決議に議決権を有する資本の少なくとも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、株式の所有制限および議決権制限に係る定款の規定は無効となる。

3.4 イタリア政府の特別権限

2014年3月25日付イタリア共和国大統領令第85号および第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日付法令第21号（2012年5月11日付法律第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、エネルおよ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、当社およ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および方法に従い、かかる団体が通信および委任状の回収のための仕組みが利用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 取締役の任命および交替、ならびに定款の変更

取締役の任命および交替を規制する規則は、「コーポレート・ガバナンス規約提言の実行および追加情報」「取締役会」「任命および交替」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る適切な多数決に従い、決議される。

ただし、法律で認められるとおり、当社の定款は、以下に関するすべての決議を取締役会の権限としている。

- ・完全保有または少なくとも90%を保有する会社の吸収合併、およびかかる会社の会社分割
- ・従たる事務所/支店の設立または閉鎖
- ・当社を代表する権限を持つ取締役の選任
- ・1名また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・ガバナンス規約の提言の実施および追加情報

1. 取締役会

1.1 構成および任期

2015年度末において取締役会は、2014年5月22日付株主総会（その後、2015年5月28日付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・スタラーチェ、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

パトリツィア・グリエコ、フランチェスコ・スタラーチェ、アレッシンドロ・バンチ、パオラ・ジルディニオおよびアルベルト・ペラは、経済財務省（当時、当社株式資本31.24%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60.13%であった。）、一方、アレッシンドロ・バンチ、アンナ・チアラ・スヴェルトおよびアンジェロ・タボレリは、19の機関投資家のグループ（当時、合計で当社株式資本の1.26%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39.25%）。

2014年11月のサルヴァトーレ・マンキュソ（2014年5月22日付の株主総会で株主である経済財務省により提示された候補者名簿から任命された。）の辞任の後、2015年5月28日に、株主総会で、イタリア民法第2386条に従い、同株主である経済財務省による提示により、アルフレド・アントニオッツィが取締役として任命された。

現在の取締役会の任期は、2016年度の年次財務諸表を承認した時点で満了する。

上記当社取締役の専門的プロフィールの概要は上記に記載されている。

1.2 任命および交替

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会計年度を超えない任期で任期される（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、すべての取締役は、上場会社の法定監査役およ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日付の株主総会は、取締役に対してより厳格な誠実性要件（ならびに役職の不適任および欠格の関係理由）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ため、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。

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、また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って、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。

法律および/またはコーポレート・ガバナンス規約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およ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、受け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確保しつつ、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名または複数名の退職する取締役が、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、退職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た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職する場合は、取締役会全体が辞任するとみなされ、在籍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プランについて、取締役会は、エネルの所有構造により、業務執行取締役は、現在までのところ常に、当該株主（経済財務省）の指示また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た評価を開始する。より具体的には、2016年3月、指名・報酬委員会がコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会と協働のうえその調査を完了した後、取締役会は、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に辞任した場合に当社の活動が確実に規定どおりに管理されるよう手順を規定する具体的な非常事態計画を承認するという方針を導入することに取締役会は合意した。かかる計画は、上記の委員会の提案後に同取締役会が新しい最高経営責任者を任命するために必要な期間、有効であるものとし、退任する最高経営責任者を選出した際の候補社名簿を提出した株主により提供された一切の指示が考慮される。

1.3 任務および機能

取締役会は、当社および当グループの戦略、組織およ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、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。

法的枠組みおよ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。

- ・当社およ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（現状14社の発行体）エネルの子会社のコーポレート・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準拠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（助言および提案の権限を有する。）を構成し、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。2014年5月22日に開催された株主総会后、2014年6月に、取締役会は、統制・リスク委員会、指名・報酬委員会、関係当事者委員会およびコーポレート・ガバナンス委員会を再構築したことに留意されたい。2016年2月、取締役会は、統制・リスク委員会、指名・報酬委員会およびコーポレート・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、上記規制と2015年7月のコーポレート・ガバナンス規約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および責任に関する分析ならびに実行された活動については本セクション「委員会」の項を参照のこと。）。
- ・最高経営責任者の権限につき、その内容、制限および行使にあたっての手續（もしあれば）の定義をし、権限の委任および撤回を行う。有効な権限に従い、2014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に付与された。ただし、法令もしくは規制の条項もしくは当社の定款で別段の指定がされている権限、または取締役会の決議により取締役に留保される権限（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（特別四半期報告書に要約が記載されている。）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（特殊もしくは異例な取引またはその承認が取締役に留保されていない関係当事者との取引を含む。）のすべてに関し、最高経営責任者は取締役会に対して（ ）取引の特徴、（ ）関係当事者および当グループ会社との関係、（ ）関連対価の決定手続、ならびに（ ）損益計算書およ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および提案に基づき、取締役およ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、最高経営責任者および特定の役職にあるその他の取締役の報酬を決定しなら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、2015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・マネージャーおよび経営陣トップについての報酬方針およびインセンティブ・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、当社および当グループの組織、管理および会計構造の妥当性を評価する。かかる評価は直近では2016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検討・承認したことに留意されたい。
- ・当社および当グループの戦略、事業および財政計画を検討および承認し、その実行を定期的に監視する。2015年度 - 2019年度事業計画の承認は2015年2月に行われ、11月の翌月、取締役会は2016年度 - 2020年度事業計画を承認し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および事業計画（当グループ会社が作成した年次予算およ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）当社および当グループの戦略目標を定義する、戦略合意。
- ・戦略、貸借対照表、損益計算書またはキャッシュ・フローに重大な影響を与える当社および当グループの取引について、特に関連当事者との間に実施される場合、または潜在的な利益相反の性質がある場合に、事前検討および承認を行う。

特に大規模な金融取引（（ ）当社による総額75百万ユーロ超のローンの契約および当社による社債の発行、（ ）子会社による社債の発行またはローンの契約で、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または取引額が300百万ユーロ超の場合、および（ ）エネルによる子会社また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（当社に關係する場合）され、または評価（当社以外の当グループ会社に関係する場合）されなければならない。さらに、50百万ユーロを超える資本投資の取得および処分は、同取締役会により事前に承認（当社が直接実施している場合）され、または評価（当社以外の当グループ会社に関係する場合）されなければならない。

- ・ 内部統制およびリスク管理制度の妥当性についてガイドラインおよび評価を提供し、これに際して当社および当グループの戦略目標に適合したリスクの性質および水準について定め、この点に関してコーポレート・ガバナンス規約に記載された排他的権限と矛盾のないようにする。取締役会は、第一に、取締役会内部で、有効な内部統制およびリスク管理制度の制定および維持を担当する1名または複数の取締役を特定する（取締役会は2014年5月、最高経営責任者へのかかる委任を確認した。）。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。
 - 当社およ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、内部統制およ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、内部統制およびリスク管理制度のガイドラインを決定し成文化したことに留意されたい（かかる文書は、その内容が2015年7月のコーポレート・ガバナンス規約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、2015年2月および11月には、取締役会は、2015年度 - 2019年度事業計画および2016年度 - 2020年度事業計画それぞれ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。
 - 当社の事業の特性およびとられるリスクの種類ならびにかかる制度の有効性を考慮して、内部統制およびリスク管理制度の適性を、少なくとも年に1回評価すること。2016年3月、取締役会が2015年度に関してこの点について肯定的な評価を行ったことに留意されたい。
 - 法定監査役会および内部統制およ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2015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）および監査の過程で指摘された基本論点に関する報告書に記載された結果を評価すること。取締役会は2015年10月に、2014年の財務書類（法定および連結の両方）に関するマネジメントレターの評価を行い、一方で2015年5月には、2014年に行われた法務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。
 - 内部統制およ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および解任を行い、かかる責任者の報酬を当社の方針に従って決定し、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、監査部門の責任者として、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、当該会社の取締役およ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。2014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・スタラーチェを任命したことに留意されたい。
- ・ 特に利益相反に関して、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、当社およ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、実行およ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および任を認識しており、法定監査役と同様、当社および各取締役の義務の遂行に関する最も重要な法令および自主規制の変更に付き、企業の関連部門から常に情報を提供される。

とりわけ、2015年にも、当社は、取締役担当グループが業務を行う事業セクター、当社の原動力、関連する展開、市場傾向およ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、2015年に誘導された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および量ならびに人事・組織部門の組織および活動が考慮された。2016年に導入されたプログラムについては、当社および当グループにおいて実施されているリスク管理システムの分析も構想される。当社内で開始された取り組みに加えて、また2015年に非執行取締役および法定監査役は、イタリア資産管理協会（Assogestioni）およ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および責任なら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2015年に組織され、10月に開催され、取締役会およ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、中長期戦略の分析および徹底的な研究に注力した。

1.4 取締役会

以下の表は、2015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	2	1	1	1	1	2	0	1	2	2	1

合計 15回

平均開催時間 2時間50分

2016年度に予定される会議 14回（うち5回は既に開催されている。）

取締役は定期的に出席しており、法定監査役会およびイタリアの監査裁判所を代表する裁判官も会議に出席していた。

2015年度中、議題に関連する各種事項を担当する企業の職務の責任者は、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。

取締役会の活動の調整役としての任務遂行およ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、前もって取締役およ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/もしくは複雑である場合、または緊急の取引もしくは進行中の取引がある場合には、それぞれ延長また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。2015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（株主総会および取締役会）に関して法律およ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、解任およ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・ガバナンス規約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および調整により、会長は、機関およ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、取締役会により最高経営責任者にフランチェスコ・スタラーチェが任命され、当社の経営のためのあらゆる権限が付与されているが、法律もしくは規制の規定、当社の定款または権限構造（2014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」「任務および機能」の項を参照のこと。）。

最高経営責任者はまた、コーポレート・ガバナンス規約に従って、内部統制およ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、内部統制およ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、取締役会およ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および予測可能な展開において、ならびに当社および子会社により実行される経済的、財務的もしくは世襲的側面に基づく大半の関係取引、またはその規模または性質に関して重要である取引について報告する。

1.7 業務執行取締役およ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・ガバナンス規約の提言に従い、以下の取締役が業務執行取締役とみなされる。

- ・当社（また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、または事業戦略の策定において特別な役割を担う。）
- ・当社（も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、また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、2015年6月および2016年2月に、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すべての構成員（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・バンチ、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・スヴェルトおよびアンジェロ・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、権限および繁閑の状況は、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、およ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うえ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

2015年6月および2016年2月に取締役会は、各当事者から提供されたまた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・バンチ、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、およびアンジェロ・タラボレリがコーポレート・ガバナンス規約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・ガバナンス規約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、取締役が当社また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およ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、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・ガバナンス規約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、取締役および当社の間で、直接または間接的に生じうる商業上、財務上また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2016年2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い。

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・スヴェルトおよびアンジェロ・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。

2015年6月および2016年2月の間、法定監査役会は、前述の評価を実施する中で、取締役会が、独立性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・ガバナンス規約で推奨された基準を正しく適用したことを証明した。

すべての業務執行取締役およ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、（人数およびスキルの両方に関して）十分に存在し、取締役会および委員会において重要な役割を担うことにより、すべ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、2015年12月に他の取締役が出席しない会議を開催した。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への満足感を表し、最も関連性の高い業務についてすべて、一步一步働きかけ、またいくつもの取締役会の間に議論することにより、取締役会は結論に到達することができた事実について感謝を表した。同時に、最も関連性の高い業務について、独立取締役は、補完文書のより時宜を得た提出を望むことを示唆した。

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および法定監査役会で務める役職の数および性質、ならびにその他の機能または専門的活動およ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および法定監査役会で務める役職の最大数に関する方針を承認した。

コーポレート・ガバナンス規約の提言に従い、かかる方針は、その取締役会およ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、資産管理または金融の分野で事業を行っているイタリアおよび外国の会社
- c)上記a)およびb)に特定される以外の、直近の承認済み年次財務諸表に基づき1十億ユーロを超える資産および/または1.7十億ユーロを超える収益を有するイタリアおよび外国の会社

コーポレート・ガバナンス規約の提言に従い、取締役会が採用した方針は、()エネルの取締役会および重要な規模の他の会社の取締役会およ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、ならびに()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およ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・ガバナンス規約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およ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、および直近で2016年2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また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 取締役会およびその委員会の機能評価

2015年度末に向けて、取締役会は、コーポレート・ガバナンス規約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、エネルまたはエネルグループの他の会社との職務関係また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、取締役会およびその委員会の規模、構成および機能の評価(ボード・レビュー)を開始し、2016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、質問表および面接は、()取締役会の構造および構成、()取締役会会議の組織および運営(とりわけ関連する情報フローならびに引き続き行われる意思決定プロセスの完全性および敏速性に関して)、()誘導活動の頻度、内容および実用性ならびに戦略的な年次サミット、()会長により果たされる役割ならびに取締役会、最高経営責任者およ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、()内部統制およびリスク管理システムの効率性および有効性に関する認識、()委員会の構成および機能なら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およ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、市場への業績の開示における透明性のレベルならびに取締役会の構成および機能に関し、他の主要なイタリアおよ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。

2015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、取締役会およ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的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、取締役会およ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。

とりわけ、2015年度についてのボード・レビューの結果は、以下の強みを示した。

- ()取締役会は、取締役の専門知識、会社における年功、年齢およ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、また同取締役間の議論への効果的な参加を促し、有効な意見交換を確保するために会議の運営を組織すること。
- ()取締役への情報フローが、意思決定プロセスにとって質的・量的の双方の観点で適正であると一般的に見なされること。
- ()会長が効率的に会議を運営し、決定を促すこと。
- ()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およ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。
- ()継続的に実施された導入活動にも起因し、当社および当グループの事業に関し、取締役が得たさらに包括的な知識は取締役会の業務に好影響をもたらした。
- ()議事録により書面化された議論の質が、取締役の多様な専門知識および取締役会内の生産性の高い環境のおかげで取締役会決議にもたらされる寄与を示していること。
- ()当社および当グループのトップ経営陣と取締役会の関係が、特定の事項に適切に注力するため、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。
- ()委員会活動の質および取締役会の業務に対して委員会が提供するサポートが全員に認識されていること。
- ()議事録が、取締役会および委員会の議事を的確かつ精密に記録していること。

特定の取締役により議事にあげられた事項には、()取締役にさらなる評価要素を提供するための、特定の導入活動の実施を含む取締役会の議題にあげられた最も複雑かつ重要な関連性のある事項の徹底的な分析の実行、()この側面において当社が参照会社として自身を位置づけられるかを分析するため、労働環境の分析を行うことについての機会が明確に示される。

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、助言およ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。会長および最高経営責任者／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。

2015会計年度についての上記の報酬の構造および金額の詳細に関しては、適用ある法律を遵守して、当社の本店および当社のウェブサイト(www.enei.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 組織および業務規則

取締役会は以下の4つの委員会を取締役会内に設置した。

- ・指名・報酬委員会
- ・統制・リスク委員会
- ・コーポレート・ガバナンス委員会(2016年2月から、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。)
- ・関係当事者委員会

したがって、報酬およ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・ガバナンス規約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、任務およ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・報酬委員会ならびに統制・リスク委員会は、非業務執行取締役から構成され、その過半数（会長を含む。）は、独立取締役である。⁽²⁾

(2) 2014年6月以降、指名・報酬委員会および統制・リスク委員会は完全に独立取締役により構成されていることに留意されたい。

- ・コーポレート・ガバナンス委員会は、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、すべ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およ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、およ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導入された改正によると、指名・報酬委員会、統制・リスク委員会およびコーポレート・ガバナンス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、法定監査役会会長また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また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

2015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および構成ならびに業務執行取締役およ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、評価および決定を通じて、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および提案に係る任務を委任されている。

- ・取締役会の規模およ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およ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、およ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に提示すること。
 - 独立取締役を交代させる必要がある場合で、現任の取締役会が選任を行う場合
 - 取締役会の更新が行われる場合で、株主から提出された名簿から必要な人数の取締役を選出できない可能性があり、そのため、任期を終了する取締役会が株主総会に提出される立候補者を自ら表明する可能性があるとして予想される場合
 - 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、最高経営責任者の早期辞任の際に、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。
- ・ 最高経営責任者が早期辞任した場合、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。
- ・ 取締役およ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、全体的な一貫性および実質的な適用を定期的に評価すること。
- ・ 業務執行取締役および特定の役職を務める他の取締役の報酬なら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、また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、適当な能力およ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。）の実行の策定および監視に中心的な役割を果たす。
 コーポレート・ガバナンス規約により推奨された任務に加え、指名・報酬委員会は、当社の経営資源の将来性の育成、才能ある人材の採用および大学での関連イニシアチブの促進において、最高経営責任者および関連する会社部門を支援する任務を遂行する。

2015年度の当委員会の活動

以下の表は、2015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
1	1	1	1	0	1	0	0	0	1	1	0
合計		7回									
平均開催時間		1時間50分									

これらの会議に、すべての委員（および法定監査役会会長）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。

- ・ 2014年度中に採用された報酬方針の適切性、総合的な整合性および有効な適用の評価
- ・ 2015年度の実行取締役およ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）
- ・ 2015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）、および（ ）最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーおよ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
- ・ 2015年度の報酬報告書についての株主総会の投票の結果の分析、およびその分析に基づく（ ）2016年度の実行取締役およ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）、および2016年度を参考にした最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーおよびトップ経営陣向けの長期インセンティブプラン（LTI）の策定

2.3 統制・リスク委員会

構成

現在の統制・リスク委員会は、アンジェロ・タラボレリ（委員長）、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラおよびアンナ・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、経理およ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、ならびに定期財務報告書の承認に関する取締役会の評価および決定を、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、以下の助言およ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・ガバナンス規約により委任された内部統制およ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 - 役割および機能」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、監査法人および法定監査役会と協議の上で、会計原則の適切な適用およ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。
- ・監査部門が作成した内部統制およびリスク管理制度の評価に関する定期報告書、ならびに特に重要な機能により作成されたその他の報告書特に重要な報告書を精査すること。
- ・監査部門の独立性、的確性、有効性およ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およ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。
 - 内部統制およびリスク管理制度に関連した主な企業規則およ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共に精査すること。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、およ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る修正または補完を評価すること。
- ・実行した取組みならびに内部統制およ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およ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に要請した検査の対象に特に関連した業務であった場合は、取締役会会長、内部統制およびリスク管理担当取締役に通知する。

2015年度の当委員会の活動

以下の表は、2015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
2	2	1	2	1	1	2	0	1	1	1	1
合計		15回									
平均開催時間		2時間15分									

かかる会議中、すべての委員が出席し（法定監査役会会長も出席した。）、以下を担当した。

- ・2015年度中、監査部門の責任者により作成された作業計画の評価し、かかる計画の進行中の作業を監視し、2014年度中に実施された監査活動の結果を分析し、その任務の範囲内において、2014年度の内部統制およびリスク管理制度の適切性および有効性につき肯定的な評価を表明した。
- ・2015年から2019年までおよび2016年から2020年までの両方の事業計画の承認のために、主な事業リスクの適合性を、かかる計画に基づく戦略的目標に則して当社の経営陣とともに評価した。
- ・エネルグループにおけるデリバティブの利用により、リスク管理を精査した。
- ・主な会計上の決定、最も重要な会計基準、ならびにエネルグループの2014年度連結財務書類および2015年度半期報告書、2015年3月31日および2015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2014年度連結財務書類における減損テスト手続を精査した。
- ・責任の範囲内において持続可能性報告書を精査した。
- ・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会計年度および2015年の第1期中に受領した報告書を評価し、当グループ内における、会計の透明性、組織構造の妥当性およびEU非加盟国の法律に準拠して設立された子会社の内部統制制度に関する法規制の遵守が現在行われていることを確認した。
- ・監査部門の権能に関する特定の文書（「監査憲章」と呼ばれる。）に合意し、取締役会に承認のため提出した。

2.4 関連当事者委員会

構成

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・バンチおよびアンジェロ・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、エネルが直接的また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およ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、最高経営責任者および情報を受領した事項に関して、交渉また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」の認識または取引の通常の性質に関する争点が提起された場合に、かかる件に関して判断を下す。

2015年度の当委員会の活動

以下の表は、2015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	0	0	0	0	0	0	0	1

合計 1回

平均開催時間 30分

本委員会は、関連あるCONSOB規制により許容されており、関連当事者との取引に関する会社手続は、特定の頻繁に実施される取引には適用されず、これは実際には当社または当社グループの利益に悪影響を及ぼすことには適していないため、その活動は減少した。これらの取引は、市場と同じ条件または標準条件で実行される通常取引およびエネルに支配される（およびエネルと連帯する）子会社と、または子会社間で実行される取引を含む。

上記の会社手続に基づく規定のより詳細な分析については、「関連当事者との取引」の項を参照のこと。

上記の会社手続にに従い、2015年に唯一開催された会議には、全委員および法定監査役会会長が出席し、関連当事者委員会は、その一般的性質が故に特定の会社手続の適用範囲外の、上記の財務書類に基づいて検討された日程の期間中に市場に相当する条件または基準条件で実行される関連当事者取引に関する、定期財務書類に基づき作成された情報を分析した。

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・アントニオツィ（2015年6月に執務開始）およびアルベルト・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・アントニオツィおよびアルベルト・ピアンチはコーポレート・ガバナンス規約に基づく独立性も満たしている。

任務

コーポレート・ガバナンス委員会（2016年2月より開始し、2015年7月のコーポレート・ガバナンス規約の改正に従い、コーポレート・ガバ・持続可能性委員会に改称された。）は、当社および当グループのコーポレート・ガバナンスに係る評価および決定なら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およ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。
- ・当社およ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・ガバナンス規約に基づく提言およ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。
- ・必要また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および日程を定めること。
- ・指名・報酬委員会と協働し、最高経営責任者の早期辞任の際に、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ならびに後者およ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およ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、およ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および内容の構成ならびに報告書による開示の網羅性およ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および手続を検証すること（かかる規則および手続が内部統制およびリスク管理制度に関連する場合にはいつでも、統制・リスク委員会と共に検証する。）ならびにこれらの文書について、その後改正また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。

2015年度の当委員会の活動

以下の表は、2015年度に開催されたコーポレート・ガバナンス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	1	1	1	0	0	1	0	0	1	1	0
合計		6回									
平均開催時間		1時間45分									

コーポレート・ガバナンス委員（およ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・ガバナンス委員は以下を行った。

- ・取締役会およびその委員会が2015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、進め、ボード・レビュー手続を準備した。
- ・2014年のコーポレート・ガバナンス報告書の構成および内容ならびに所有構造を検討した。
- ・その責任の範囲において持続可能性報告書を検討した。
- ・取締役および監査役の権能の行使に関する法的手続の際に取締役および法定監査役のために会社内で採用された保護的な施策の検証を完了した（2014年に開始した。）。
- ・会社法およびコーポレート・ガバナンスに関する国内およびEUの法的枠組みの展開を分析した（特に参照したのは、コーポレート・ガバナンス規約、OCSEコーポレート・ガバナンス指針の最新版の更新、欧州指針第2014/95/EUの緊急実施、財務以外の情報の開示、行政および不正な企業会計ならびにその他の環境に対する犯罪に関する新しい法律の規定である。）。
- ・規制市場にその株式が上場されており、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た提案に合意し、承認のために取締役会に提出し、また同時に、後者が関連あるベストプラクティスに従うことを保証する。

3. 法定監査役会

3.1 構成および任期

2013年4月30日付株主総会において選任された2015年度中の法廷監査役会は、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
- ・リディア・ダレッシオ
- ・ジェッナーロ・マリコンダ

セルジオ・デュカは、法定監査役会会長（18の投資運用会社およ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1.07%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34.02%）をもって投票され、一方、リディア・ダレッシオおよびジェッナーロ・マリコンダは、株主である経済財務省（当該時点の当社株式資本の31.24%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65.57%）をもって投票される。

かかる法定監査役会は、2015年度の年次財務諸表を承認した時点で満了するため、2016年5月26日に召集された株主総会で新たに任命された法定監査役会は、以下の正規メンバーから構成されていることに留意されたい。

- ・セルジオ・デュカ 法定監査役会会長
- ・ロベルト・マツツエイ
- ・ロミーナ・グリエルメッティ

セルジオ・デュカは、法定監査役会会長（16の投資運用会社およ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2.155%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、ロベルト・マツツエイおよびロミーナ・グリエルメッティは、株主である経済財務省（当該時点の当社株式資本の23.585%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。

新たな法定監査役会の任期は、2018年の年次財務諸表を承認した時点で満了する。

3.2 任命および交代

法律および当社の定款の規定に従い、法定監査役会は、3名の正規の監査役および3名の補欠監査役から構成される。監査役は、任期を3会計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。）および補欠監査役（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保証するためである。

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（正規の監査役および補欠監査役両方）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名の候補者およ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.enel.com）において公表され、株主総会の日の少なくとも21日前までに当社の本店に、候補者の個人的およ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、専門的能力およ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および法定監査役会の役職数制限に従わなければならない。

2015年2月、そして最終的には2016年2月に、法定監査役会は、正規監査役すべても、取締役についてコーポレート・ガバナンス規約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 任務および権限

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、およびコーポレート・ガバナンス規約の提言に従い、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または取引に関する検査の実施を請求する権限（法定監査役が個別に行使用することができる。）
- ・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

3.4 取締役会会議

以下の表は、2015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
2	2	2	2	1	1	2	0	2	1	1	1

合計 17回

平均開催時間 3時間10分

会議には正規の監査役およびイタリア監査裁判所（*Corte dei Conti*）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、その役割の重要性ならびにエネルの次元特性および事業部門特性が考慮される。特に2013年4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. 内部統制およびリスク管理制度

エネルおよび当グループの内部統制およびリスク管理制度（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、イタリアおよび国際的な最善の実務に基づき、当社および当グループにより採用された、より総合的な組織およびコーポレート・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・ガバナンス規約の提言を考慮し、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および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、会社手続の効率性および実効化、法人および市場に提供された情報の信頼性ならびに法令、会社定款およ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ならびにリスク、法律およ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、管理および監視のための展開およ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、職務およ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当な作業を防ぐため、異なる組織ユニットまた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、利益相反を防ぐまたはそれが不可能な場合は軽減させるために、業務および統制活動の必要な分離を確保する。
- ・共通の言語の普及、補完リスクの測定および評価のための方法および手段ならびに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および要素の再構築を徐々に確保し、リスクの特定、評価、管理および監視といった任務の追跡可能性を保障する。
- ・従業員（および第三者全般）が適用ある法律の規定および／または内部手続の不正また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あり得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。
- ・リスクの測定およ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」または「第1レベル」統制、個々の業務ユニットまた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すべ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（商品リスクおよび金融リスク等）、信用リスク、戦略上リスク、法的リスクおよび（ノン）コンプライアンスリスクを含む。）の管理およ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ならびに2015年の目標および財務リスクの管理方針の詳細については、本店または当社のウェブサイト（www.enei.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の構造および全般的な機能のチェックを目的としている（ライン統制および第2レベル統制の監視によるものを含む。）。

SCIGRは、会社の業務の展開および当該状況ならびにイタリアのおよび国際的な最善の実務を考慮して、定期的なテストおよびチェックが行われている。

SCIGRに関与した主な者の任務および責任ならびにかかる者間の協力の詳細については、内部統制およ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.enel.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2015年中に実行された活動の詳細については、「取締役会 - 役割および機能」および「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

2015年においては、管理、財務およ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、「内部統制およびリスク管理制度のガイドライン」を参照のこと。

5.1 財務情報のリスク管理および内部統制制度

会社の会計書類を作成する責任を有する役員は、当社およ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およびリスク管理制度（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、およ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およ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、その実現または欠如により、統制制度の目標の達成が部分的または全体的に損なわれる可能性のある行為または事由を特定し、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、信頼性およ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および実施を監督した。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、いかなる方法が導入されたかや、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および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およ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。

導入された統制手段は、「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。）および実際の「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、統制、リスク評価、統制活動、開示制度、ならびに情報フローおよび監視活動）からなり、かかる要素はそれぞれの特性に応じて、事業体のレベルおよ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、「情報およ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、実施および管理の過程は、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、リスクおよび統制ならびに方法およ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、リスク評価ならびに統制、品質保証の定義および特定の分析ならびに更新、ならびにプライマリー・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および有効性の評価（以下「ライン監視」と呼ばれる。）
- ・当社の「監査」職務に委任される、独立した監視
- ・乖離の評価、承認および是正措置の監視

- ・最高経営責任者ならびに単体財務諸表、連結財務諸表およ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、ならびに総合評価
- ・事務および会計処理手続の手配および公表

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（連結財務諸表への潜在的な影響の重大さのレベル）および質的側面（事業また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、その実現または欠如が統制制度の目的（例えば、財務諸表における要求およ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また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、事業体レベルおよ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、質的および量的な要素をベースに潜在的な影響およ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。

リスクの特定および評価に続いて、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およびプロセスレベルにおいて設定された。

とりわけ、会社また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制度の構成および有効性を言及し、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および当グループまたは具体的地域において共通適用された統制手段としてまたは単独の会社も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または不正を防ぎ、特定し、是正する目的で、手作業または自動の一連の活動として、代わりに仕様書また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および重要統制に分けられ、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およ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およ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、これは不正または過失に係る関与および／または隠蔽を促進しかねない任務およ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、最大のリスクおよび関連する（一般的な監視およ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、リスクおよび統制を評価するために、かかるプロセスおよび統制の構造およ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、リスクおよ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、役割および責任、データおよび情報のフロー、ならびに統制の要点を説明する目的で、適切な書類（「事務および会計処理手続」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、制御手段の有効性および／また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、重要な弱点また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、信頼性および適時性の目的を達成するためにすでにとられた、また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・リスク委員会および監査法人に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、連結財務書類また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）制定された事務および会計処理手続の妥当性およ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またはサブ・プロセスの構造および機能の検証を目的とした監視業務の実施、ならびに関連する統制の特定を受けて、事務およ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、および統制一覧）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、事務および会計処理手続は、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およ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た。

6. 外部統制

6.1 監査法人

エネルの財務諸表および当グループの連結財務諸表の法定監査は、監査法人のレコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー（Reconta 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、かかる監査法人また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。かかる手続に従い、統制・リスク委員会および法定監査役会は、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また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（または、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、経済的また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2015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、取締役会およ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および下院議長府に対して提出する。

7. 機関投資家および株主一般との関係

株式市場への株式上場以来、当社は市場に関する義務のためのみならず、自社の利益のためにも、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適切であると考えてきた。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およ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、財務および統制」部門の一部である投資家関係部、および()株主一般との連絡を担当する「法務および総務」職務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」欄および「ガバナンス」欄)に特別な欄を設け、財務情報(財務諸表、半期および四半期報告書、金融界への発表、アナリストの予測、ならびにエネルおよ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。)ならびに株主一般の利益に関する最新のデータおよび書類(プレス・リリース、エネルの取締役会構成員、当社の定款および株主総会の規則、株主総会に関する情報および書類、当社のコーポレート・ガバナンスに関するその他の書類、なら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・ガバナンス規約に含まれる提言は、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、(当社およびその子会社の)従業員株主の間での委任状勧誘を強化することなら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、統一財務法および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、大きく変更および修正された。

株主総会は、定時および臨時株主総会のいずれにおいても、とりわけ()取締役会および報酬および責任を決定する法定監査役の選任および解任(もしあれば)、()財務諸表および純利益の分配の承認、()自己株式の購入および売却、()株式に基づく報酬制度、()定款の変更、ならびに()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、定時および臨時株主総会は、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諸表を承認するため会計年度終了後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通知によって証明され、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、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、すべてまたは特定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。

統一財務法およびCONSOBの公表した関連施行規定に基づき、エネルの定款は取締役会に、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、法律および定款に加え、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.enel.com）にて閲覧可能である。）、これら規則は、複数の専門団体（アソニムおよび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、会長が不在も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、これが履行できない場合は総会で議長を選任する。株主総会の議長は、議事録のドラフトが公証人に委託される場合を除いて、秘書役の補佐を受けるものとする。

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、出席者の本人確認および資格を検証し、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および株主総会前に株主によって質問される可能性がある、当会社が応答していない質問の他、協議される具体的な事項の性質および重要性を考慮に入れ、参加者からの発言およ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。議長また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また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、会長および秘書役また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また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およ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およ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、およ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、定款または適用ある法律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。
- ・重要な取引およ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ならびに関連する条件の有利性およ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、目的および対価なら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、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、定款およ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%を示すことによるのみ阻止される。

適用ある法律に従って、当社の取締役また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、発端および範囲を速やかに他の取締役およ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また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名または当社の正規の法定監査役の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、発端および範囲を速やかにその他の監査役およ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、取締役会およ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および重要でない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、当社の取締役会また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無い事前の意見とともに、以下の1つまたは複数のカテゴリーに当てはまる、エネルが直接的および/または間接的に支配している会社が実行する関連当事者との間の取引の事前の評価を行う。

- ・非定型的な取引または異例の取引
- ・当該手続の適用範囲から外れた取引を除く、同等価値が100万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、当社の取締役会また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、市場と同等または標準の条件で実行される通常取引ならびにエネルが（共同であっても）支配している会社との間のまたはかかる会社間の取引およ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または関連会社が、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。

最後に、関連当事者取引の承認を得るために、株主総会によるものではない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、当社のその後の最初の定時株主総会において拘束力の無い投票を行うことが必要であると理解されている。

9.2 企業情報の処理

当グループは、機密情報の内部管理およ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、当社の取締役および法定監査役は、任務の遂行で取得した書類および情報の秘密性を維持する義務を負う。

規則は、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および情報が正確、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およ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および情報（特に機密情報）を流通させる場合にとるべき具体的手続についても定めており、会社の代表が報道機関および他のマス・メディア（ならびに金融アナリストおよび機関投資家）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。

2015年、統一財務法の規定およびCONSOBが発行した発行者規則に従い、エネルは、以下を行った。

- 雇用、職業または義務の実行を通して当社も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すべての個人および法人を記録する当グループの登録簿を定期的に更新してきた。
- 当社の最大株主、代表者／利益代理人およびそれらと密接な関連がある当事者により行われる、当社の株式および関連する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、2014年中、内部取引に関する法的枠組みは、関係人物によるエネルおよびエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの子会社の株式ならびにそれらに関連する金融商品の購入、売却、引受けおよび交換に適用された。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、エネルの取締役および正規の法定監査役ならびに関連規制に従いエネル内の11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、また当社の発展および展望に影響を与える経営意思決定を行う権限を与えられている範囲内においてである。上記の規制の実行手段を定めるにあたって、取締役会は、関係人物（当社の株式資本の10%超に相当する持分を所有する株主を除く。）が、取締役会が当社の単体財務諸表案および半期報告書案を承認する時期の2回の阻止期間中（各回とも約1ヶ月続く。）、内部取引に関する規制に従って取引を行うことを控えなければならないと規定することは妥当であると考えた。かかるイニシアチブは、手段の採用を通じて適用規制に関する当社のガバナンス水準を向上させようという意思により進められ、企業情報に特に敏感な年度期間中に行われたために市場が疑わしい取引であると認識する可能性がある、関係人物による取引の実行を阻止することを目的としていた。

9.3 倫理規定

利害関係者との協調的アプローチおよび（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および環境の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およ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および公平性を要求する基準に従って、企業行動を規制および調和させている。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、事業活動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、情報の透明性および完全性、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、エネルの役員および従業員が守らなくてはならないガイドラインおよび規則に具体化する。
- ・ 実施メカニズム。倫理規定の遵守およ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 組織および管理モデル

会社の利益のための、または会社自体のための、取締役、役員また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、組織および管理モデル（以下「本モデル」という。）を採用した。

当該本モデルは、総論および個々の各論により構成され、法令第231/2001号の規定により随時取り押さえられる様々なタイプの本モデルが防止しようとする罪を包含するために引き続き補足されている。

エネルが採用した本モデルはまた、イタリア法に従う子会社によっても実行されており、当該子会社は、行っている具体的な活動に照らしてその内容を適合させる責任を有している。

エネルはまた、本モデルの原則が、当グループの最も重要な海外子会社（行われる事業活動の種類の考慮によっても識別される）に適用されることを目的とした具体的なガイドラインを、かかる会社適切かつ透明な事業の状況を確保することの重要性を認識させるため、また、一部のかかる海外子会社の事業活動における違法行為によって、法令第231/2001号に従ってエネルまたは当グループに属するその他のイタリアの会社のいずれかが経営責任を負うリスクを避けるために承認した。

エネルは、本モデルの機能および遵守を監督し、更新する機関（以下「監督機関」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名ないし5名の構成員からなる。

これらの構成員は、特定の専門性および職業経験を有し、当社もしくは当グループの出身者また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。）。2015年中、監督機関は、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。））およびニコラ・ニコレッティ（Nicola Nicoletti）、「監査」および「イタリア国内法務および総務」部門の各職務の責任者、なら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、かつ営業活動に直接関与していないことを理由としている。監督機関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。

2015年中、監督機関は、本モデルの機能および遵守を監視しながら以下のことを行った。

- ・ 会議を13回開き、かかる会議において、関連ある経営陣の助けも借りて行われた、当社の主要な事業分野（本モデルにとって重要なもの）の分析およ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および防衛手続に対する監視および組織分野を強化するために、当グループのその他の会社の監督機関（または類似の機関）との会議を開催した。
- ・ 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および出所が違法な現金、物品またはその他の特典の利用）ならびに「H」（コンピューターに関連する犯罪およびデータの違法な処理）に関する法的枠組みおよび組織における具体的な変更を考慮するため、本モデルの更新する機会を評価し、それに合意した。
- ・ 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、取締役会会長および最高経営責任者に対しては常時、統制・リスク委員会および法定監査役会および取締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）および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、倫理規定および法令第231/2001号に従って採用された本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導入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・プログラムおよ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条項を補強し追及した。

(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	2014年		2015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	0.5	1.6	1.1
連結子会社	8.0	5.8	14.9	5.5
計	9.6	6.3	16.5	6.6

【その他重要な報酬の内容】

監査およ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また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、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、2016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＝123.04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）

2015年および2014年12月31日に終了した年度

	注記	2015年				2014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
収益									
販売およびサービスからの収益	7.a	73,076	89,913	5,583	6,869	73,328	90,223	5,751	7,076
その他の収益および利益	7.b	2,582	3,177	314	386	2,463	3,030	367	452
小計		75,658	93,090			75,791	93,253		
営業費用									
電力、ガスおよび燃料の購入	8.a	37,644	46,317	7,089	8,722	36,928	45,436	7,595	9,345
サービスおよびその他原材料	8.b	16,457	20,249	2,431	2,991	17,179	21,137	2,440	3,002
人件費	8.c	5,313	6,537			4,864	5,985		
減価償却費、償却費および減損損失	8.d	7,612	9,366			12,670	15,589		
その他の営業費用	8.e	2,654	3,265	54	66	2,362	2,906	53	65
資産計上された費用	8.f	(1,539)	(1,894)			(1,524)	(1,875)		
小計		68,141	83,841			72,479	89,178		
公正価値測定される商品契約からの純利益 / (損失)									
	9	168	207	(24)	(30)	(225)	(277)	46	57
営業利益									
		7,685	9,456			3,087	3,798		
デリバティブから生じた金融収益									
	10	2,455	3,021			2,078	2,557		
その他の金融収益									
	11	1,563	1,923	15	18	1,248	1,536	23	28
デリバティブから生じた金融費用									
	10	1,505	1,852			916	1,127		
その他の金融費用									
	11	4,969	6,114	29	36	5,540	6,816	28	34
持分法による投資利益 / (損失)									
	12	52	64			(35)	(43)		
税引前利益									
		5,281	6,498			(78)	(96)		
法人税等									
	13	1,909	2,349			(850)	(1,046)		
継続事業からの当期純利益									
		3,372	4,149			772	950		
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)									
		3,372	4,149			772	950		
親会社株主帰属分									
		2,196	2,702			517	636		
非支配持分帰属分									
		1,176	1,447			255	314		
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	0.23	28.30			0.05	6.15		
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	0.23	28.30			0.05	6.15		
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	0.23	28.30			0.05	6.15		
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	0.23	28.30			0.05	6.15		

連結包括利益計算書（IFRS）

	注記	2015年		2014年	
		百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円
当期純利益		3,372	4,149	772	950
損益にリサイクル可能なその他の 包括利益					
キャッシュ・フロー・ヘッジの 公正価値変動額の有効部分		359	442	(347)	(427)
持分法適用投資のその他の 包括利益の持分		29	36	(13)	(16)
売却可能金融資産の公正価値変動額		25	31	(23)	(28)
為替換算調整勘定変動額		(1,743)	(2,145)	(717)	(882)
損益にリサイクル不可能な その他の包括利益					
純従業員給付負債/（資産）の再測定		184	226	(307)	(378)
当期その他の包括利益（損失）合計	32	(1,146)	(1,410)	(1,407)	(1,731)
当期包括利益（損失）合計		2,226	2,739	(635)	(781)
帰属先：					
- 親会社株主		2,191	2,696	(205)	(252)
- 非支配持分		35	43	(430)	(529)

連結財政状態計算書（IFRS）

	注記	2015年12月31日				2014年12月31日			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
		百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円
資産									
固定資産									
有形固定資産	15	73,307	90,197			73,089	89,929		
投資不動産	18	144	177			143	176		
無形固定資産	19	15,235	18,745			16,612	20,439		
のれん	20	13,824	17,009			14,027	17,259		
繰延税金資産	21	7,386	9,088			7,067	8,695		
持分法適用投資	22	607	747			872	1,073		
デリバティブ	23	2,343	2,883			1,335	1,643		
その他固定金融資産	24	3,274	4,028			3,645	4,485		
その他の固定資産	25	877	1,079			885	1,089		
合計		116,997	143,953			117,675	144,787		
流動資産									
棚卸資産	26	2,904	3,573			3,334	4,102		
売掛金	27	12,797	15,745	937	1,153	12,022	14,792	1,220	1,501
未収還付法人税等		636	783			788	970		
デリバティブ	23	5,073	6,242			5,500	6,767		
その他流動金融資産	28	2,381	2,930	2	2	3,984	4,902		
その他の流動資産	29	2,898	3,566	135	166	3,465	4,263	142	175
現金および現金同等物		10,639	13,090			13,088	16,103		
合計		37,328	45,928			42,181	51,900		
売却目的資産	30	6,854	8,433			6,778	8,340		
資産合計		161,179	198,315			166,634	205,026		

		2015年12月31日				2014年12月31日			
		うち関連当事者取引				うち関連当事者取引			
	注記	百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円
負債および株主持分									
親会社株主帰属持分									
資本金		9,403	11,569			9,403	11,569		
剰余金		3,352	4,124			3,362	4,137		
利益剰余金（繰越欠損金）		19,621	24,142			18,741	23,059		
合計		32,376	39,835			31,506	38,765		
非支配持分									
		19,375	23,839			19,639	24,164		
株主持分合計	31	51,751	63,674			51,145	62,929		
固定負債									
長期借入金	33	44,872	55,211			48,655	59,865		
従業員給付	34	2,284	2,810			3,687	4,536		
リスクおよび費用に対する引当金 - 非流動	35	5,192	6,388			4,051	4,984		
繰延税金負債	21	8,977	11,045			9,220	11,344		
デリバティブ	23	1,518	1,868			2,441	3,003	24	30
その他の固定負債	36	1,549	1,906	4	5	1,464	1,801	2	2
合計		64,392	79,228			69,518	85,535		
流動負債									
短期借入金	33	2,155	2,652			3,252	4,001		
1年以内返済予定の長期借入金	33	5,733	7,054			5,125	6,306		
リスクおよび費用に対する引当金 - 流動	35	1,630	2,006			1,187	1,460		
買掛金	37	11,775	14,488	2,911	3,582	13,419	16,511	3,159	3,887
未払法人税等		585	720			253	311		
デリバティブ	23	5,509	6,778			5,441	6,695		
その他の短期金融負債	38	1,063	1,308			1,177	1,448		
その他の流動負債	40	11,222	13,808	14	17	10,827	13,322	3	4
合計		39,672	48,812			40,681	50,054		
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債									
	31	5,364	6,600			5,290	6,509		
負債合計		109,428	134,640			115,489	142,098		
負債および株主持分合計		161,179	198,315			166,634	205,026		

[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		非支配持分		株主持分合計		
	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	
2014年1月1日現在	9,403	11,569	5,292	6,511	1,881	2,314	2,262	2,783	(1,084)	(1,334)	(1,592)	(1,959)	128	157	(58)	(71)	(528)	(650)	721	887	62	76	19,454	23,936	35,941	44,222	16,891	20,783	52,832	65,004	
配当金および中間配当金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,222)	(1,504)	(1,222)	(1,504)	(1,541)	(1,896)	(2,763)	(3,400)	
非支配持分の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,831)	(3,483)	(255)	(314)	-	-	(3,086)	(3,797)	5,385	6,626	2,299	2,829	
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	6	7	21	26	-	3	4	59	73	(3)	(4)	-	-	(8)	(10)	-	-	(8)	(10)	78	96	(666)	(819)	(588)	(723)	
当期包括利益	-	-	-	-	-	(243)	(299)	(235)	(289)	(23)	(28)	(19)	(23)	(202)	(249)	-	-	-	-	-	-	-	517	636	(205)	(252)	(430)	(529)	(635)	(781)	
内訳	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- 当期その他の包括利益（損失）	-	-	-	-	-	(243)	(299)	(235)	(289)	(23)	(28)	(19)	(23)	(202)	(249)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(722)	(888)	(685)	(843)	(1,407)	(1,731)	
- 当期純利益/（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	517	636	517	636	255	314	772	950	
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		非支配持分		株主持分合計		
	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 億円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	百万ユーロ 口 円	
2014年12月31日現在	9,403	11,569	5,292	6,511	1,881	2,314	2,262	2,783	(1,321)	(1,625)	(1,806)	(2,222)	105	129	(74)	(91)	(671)	(826)	(2,113)	(2,600)	(193)	(237)	18,741	23,059	31,506	38,765	19,639	24,164	51,145	62,929	
配当金および中間配当金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,316)	(1,619)	(1,316)	(1,619)	(767)	(944)	(2,083)	(2,563)	
非支配持分の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(2)	(3)	(4)	-	-	(5)	(6)	469	577	464	571	
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	(1)	(1)	
当期包括利益	-	-	-	-	-	(635)	(781)	465	572	25	31	20	25	120	148	-	-	-	-	-	-	-	2,196	2,702	2,191	2,696	35	43	2,226	2,739	
内訳	-	-	-	-	-	(635)	(781)	465	572	25	31	20	25	120	148	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	(6)	(1,141)	(1,404)	(1,146)	(1,410)
- 当期その他の包括利益（損失）	-	-	-	-	-	(635)	(781)	465	572	25	31	20	25	120	148	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	(6)	(1,141)	(1,404)	(1,146)	(1,410)
- 当期純利益/（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,196	2,702	2,196	2,702	1,176	1,447	3,372	4,149	
2015年12月31日現在	9,403	11,569	5,292	6,511	1,881	2,314	2,262	2,783	(1,956)	(2,407)	(1,341)	(1,650)	130	160	(54)	(66)	(551)	(678)	(2,115)	(2,602)	(196)	(241)	19,621	24,142	32,376	39,835	19,375	23,839	51,751	63,674	

[次へ](#)

連結キャッシュ・フロー計算書（IFRS）

	注記	2015年				2014年			
		百万 ユーロ		百万 ユーロ		百万 ユーロ		百万 ユーロ	
		億円	億円	億円	億円	億円	億円	億円	億円
税引前当期純利益		5,281	6,498			(78)	(96)		
調整額：									
無形固定資産償却費および減損損失	8.d	770	947			1,709	2,103		
有形固定資産減価償却費および減損損失	8.d	6,002	7,385			10,212	12,565		
金融（収益）/費用	11	2,246	2,763			2,581	3,176		
受取利息およびその他の金融収益受取額	11	1,715	2,110	15	18	1,326	1,632	23	28
支払利息およびその他の金融費用支払額	11	(4,326)	(5,323)	(29)	(36)	(4,043)	(4,975)	(28)	(34)
処分およびその他非貨幣性項目による（利益）/損失		(412)	(507)			(610)	(751)		
法人税等の支払額	13	(1,516)	(1,865)			(1,396)	(1,718)		
引当金		1,448	1,782			911	1,121		
外貨建資産および負債（現金および現金同等物を含む。）の為替換算調整		856	1,053			1,285	1,581		
流動資産純額の変動		(2,492)	(3,066)			(1,839)	(2,263)		
- 棚卸資産	26	274	337			(102)	(126)		
- 売掛金	27	(2,329)	(2,866)	283	348	(1,283)	(1,579)	58	71
- 買掛金	37	(581)	(715)	(248)	(305)	1,311	1,613	(549)	(675)
- 引当金	35	(1,243)	(1,529)			(1,773)	(2,181)		
- その他の資産 および負債		1,387	1,707	(6)	(7)	9	11	39	48
営業活動によるキャッシュ・フロー(A)		9,572	11,777			10,058	12,375		
有形固定資産への投資額	15	(7,000)	(8,613)			(6,021)	(7,408)		
無形固定資産への投資額	19	(762)	(938)			(680)	(837)		
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	(78)	(96)			(73)	(90)		
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	1,350	1,661			312	384		
その他の投資活動の（増加）/減少		69	85			325	400		
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー(B)		(6,421)	(7,900)			(6,137)	(7,551)		
金融負債（新規借入額）	33	1,474	1,814			4,582	5,638		
金融負債（返済額および金融負債純額のその他の変動額）	33	(5,015)	(6,170)			(2,400)	(2,953)		
非支配持分の取引	32	456	561			1,977	2,433		
支配の喪失を伴わない資本持分の処分の取引費用		-	-			(50)	(62)		
配当金支払額	32	(2,297)	(2,826)			(2,573)	(3,166)		

連結キャッシュ・フロー計算書（IFRS）

	注記	2015年				2014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
財務活動によるキャッシュ・フロー(C)		(5,382)	(6,622)			1,536	1,890		
為替変動による現金および現金同等物への影響(D)		(234)	(288)			(102)	(126)		
現金および現金同等物の増加/(減少)(A+B+C+D)		(2,465)	(3,033)			5,355	6,589		
現金および現金同等物期首残高(1)		13,255	16,309			7,900	9,720		
現金および現金同等物期末残高(2)		10,790	13,276			13,255	16,309		

- (1) うち、2015年1月1日現在の現金および現金同等物は13,088百万ユーロ（2014年1月1日現在は7,873百万ユーロ）、2015年1月1日現在の短期有価証券は140百万ユーロ（2014年1月1日現在は17百万ユーロ）、ならびに、2015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27百万ユーロ（2014年1月1日現在は10百万ユーロ）。
- (2) うち、2015年12月31日現在の現金および現金同等物は10,639百万ユーロ（2014年12月31日現在は13,088百万ユーロ）、2015年12月31日現在の短期有価証券は1百万ユーロ（2014年12月31日現在は140百万ユーロ）、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（2014年12月31日現在は27百万ユーロ）。

[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にその登記上の事務所を有し、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。

2015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、2016年3月22日の取締役会で承認された。

なお、これらの財務諸表はレコンタ・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

2015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固定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、提供したサービスの公正価値に基づいて発生主義により認識される。

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。

電力輸送による収益は、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たとしても認識される。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。投資が実行される年度中の料金に投資が含まれ、投資が実行された年度中に当該金額を受領する事業者の権利が発生することがほぼ確実である場合には、対応する収益が、当該年度に実行される投資の仮の見積額に基づいて発生主義により認識される。

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。

固定資産の回収可能性

固定資産の帳簿価額は、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、固定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。ある固定資産グループ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。各固定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に決定した。

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

2015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って左右される。

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「2015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

新たな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決めである。

共同支配の存在および共同支配の取決めの種類を判定するために、経営者は判断を行い、当該取決めから生じる権利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することができる。

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1もしくは複数の仲介者を通して間接的にエネル・エスピーエーを支配しているか、エネル・エスピーエーに支配されているか、または、エネル・エスピーエーの共同支配の下にありエネル・エスピーエーが重要な影響力を行使することを可能にする持分を保有している企業をいう。関連当事者には、エネル・エスピーエーまたはその関連会社の退職後給付制度を運営する事業体（具体的には、年金基金であるフォーペンおよびフォンデネル）、ならびに、エネル・エスピーエーおよびその子会社の監査役会の構成員（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、2015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。

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、損益またはその他の包括利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損失累計額を控除した額で計上される。かかる取得原価には、当該資産を意図した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存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

リース物件改良費の耐用年数は、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2013年から2088年の間に終了する。

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、経済開発省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「公正価値で測定された資産」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、その処分の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	

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、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非デリバティブ金融資産である。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、流動または固定に分類される。

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。影響に重要性がないとされない場合には、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、すなわち固定資産（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。

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される環境証書は、名目価値（ゼロ）で認識される。加えて、コンプライアンス要件を満たすために不足している証書を取得する（市場でのまたは対価と引き換えの他の何らかの取引において）際に発生した報告期間の費用は、規制要件の遵守の結果である「システム費用」を表すため、発生主義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固定資産（または処分グループ）および非継続事業

固定資産（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、当該固定資産（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固定資産（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固定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。

固定資産（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固定資産（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。

固定資産は、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、当グループは固定資産（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、当該固定資産（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固定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・ガスの販売から生じる収益は、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。
- > 電力輸送による収益は、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、イタリアの電力・ガス・水道規制局または他の国の同等な国家機関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。

この取扱いは、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。同決定とともに導入された変更の詳細については、事業に関する報告を参照。

- > 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

2015年に適用された新たな会計基準

当グループは、2015年1月1日発効の、既存の基準の次の解釈および変更を適用した。

- > 「IFRIC第21号賦課金」。この解釈指針は、地方自治体、国または国際機関のいずれに支払われるべきものを問わず、他の基準で（例えば法人税）で取り上げられていない賦課金を支払う義務に係る負債のうち、法令違反に関して課される罰金または制裁以外のものの会計処理を取り上げている。具体的には、この解釈指針は、適用法の規定に従い、賦課金を支払う負債を生じさせる債務を負わせる事象が発生した時点で、負債が認識されるものとする旨を規定している。債務を負わせる事象が所定の期間にわたって発生する場合（例えば所定の期間にわたる収益の生成）には、負債も当該期間にわたって段階的に認識しなければならない。当該賦課金を支払う債務が所与の閾値への到達（例えば生成される収益の最低額への到達）に基づいて発生する場合には、当該閾値に到達した時点で対応する負債が認識される。IFRIC第21号の適用によって発生した年度ベースの比較情報の修正再表示はなかったが、年度中の中間損益計算書には多数の変更が生じた。
- > 「IFRSの年次改善（2011-2013年サイクル）」。「この文書には、既存の基準の正式な修正および明確化が含まれている。より具体的には、以下の各基準が改訂された
 - 「IFRS第3号企業結合」。この改訂は、共同支配の取決め自体の形成を説明するのに、IFRS第3号が共同支配の取決めの財務諸表には適用されないことを明確化している。
 - 「IFRS第13号公正価値測定」。この改訂は、ポートフォリオのネット・エクスポージャーに基づいた金融資産および金融負債の測定に関して同基準に定められている例外（「ポートフォリオの例外」）が、IAS第32号における金融資産または金融負債の定義を満たしていないとしても、IAS第39号またはIFRS第9号の範囲内で、すべての契約に適用されることを明確化している。
 - 「IAS第40号投資不動産」。この改訂は、投資不動産の取得が資産または資産グループの取得であるかどうか、あるいはIFRS第3号の下での企業結合であるかを判定するために、経営陣の判断が用いられなければならない旨を明確化している。この判定は、IFRS第3号の指針に一致していなければならない。

「IFRSの年次改善（2011-2013年サイクル）」では、「IFRS第1号国際財務報告基準の初度適用」の「結論の基礎」が改訂され、初度適用企業について、新たなIFRSの早期適用が認められる場合、まだ適用が義務付けられていない新たなIFRSを適用することができる旨明確化している。

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2015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、承認後、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。ビジネス・モデルの目的が契約に基づくキャッシュ・フローの回収である場合には、金融資産は償却原価法で測定される。ただし、目的が契約に基づくキャッシュ・フローおよび売却による収益の回収である場合には、金融資産はその他の包括利益を通じて公正価値で測定され（FVTOCI）、償却原価を用いて計算される利息の損益を通じての認識と、OCIを通じた金融資産の公正価値の認識とが可能となっている。損益を通じて公正価値で測定される（FVTPL）金融資産は、現在では、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、残りの区分となった。

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。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。

最後に、この基準は、すべての金融資産への単一のアプローチを採用し、「予想信用損失」に係るより多くの情報を財務諸表の利用者にもたらす新たなモデルを提案している。想定されている内容は以下のとおりである。

- a) 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。
- b) 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。
- c) 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、ヘッジ会計に対する新たなアプローチも導入し、ヘッジ対象に関する基準を、非金融要素のリスク要素、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（例えば、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）にまで拡大することを通じて、企業が財務諸表におけるリスク管理活動を反映させるのを可能にしている。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。

将来におけるIFRS第9号の適応が及ぼす潜在的な影響を評価中である。当グループは、評価を行う特別なワーキング・グループを直ちに発足させた。

- ＞ 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。この基準は、承認を条件として、2016年1月1日以降に開始する期間から遡及的に適用される。この基準の適用は、当グループに影響を及ぼさない。
- ＞ 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」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、収益を認識しなければならないという原則に基づく、収益の認識および測定の様式を定めている。この基本原則は、次の5つの主な段階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。企業は、契約を特定した後は、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。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。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。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。

IFRS第15号は、顧客と間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も要求している。

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。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。当グループは、評価を行う特別なワーキング・グループを直ちに発足させた。

- > 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。
- > 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、その後損益に再分類されるかどうかによって、包括利益計算書において別の項目として表示されなければならない。

この改訂は、2016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、子会社その他の事業の支配の取得または喪失に起因する変動、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。
- > 2013年11月に発行された、「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。これらの改訂は当グループに関して2016年1月1日からから発効する。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。
- > 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、企業の個別財務諸表での子会社、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。この改訂は、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。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。この改訂は、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。
- > 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。この改訂は、2016年1月1日以降開始する報告期間から将来に向かって発効する。当グループは、将来この改訂を適用した場合の影響を評価している。
- > 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。この改訂は、2016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。
- > 2014年9月に公表された、「IFRS第10号およびIAS第28号の改訂である、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。

- > 2014年12月に公表されたIFRS第10号、「IFRS第12号およびIAS第28号の改訂である、投資企業：連結の例外の適用」。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。これらの改訂は、承認を条件として、2016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。
- > 2013年12月に公表された「IFRSの年次改善（2010-2012年サイクル）」。「この文書には、2016年1月1日以降に当グループに適用される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。特に、この改訂は、条件付対価が金融商品の定義を満たす場合、条件付対価は金融負債または資本として分類される旨を規定している。金融負債として分類される場合には、当該負債は公正価値で測定され、公正価値の変動はIFRS第9号に従って損益に認識されるものとする。金融商品の定義を満たさない条件付対価は、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みられる場合、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。

- 「IFARS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。この改訂は、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。

- 「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。この改訂は、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。

- 「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。この改訂は、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。

- 「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。この改訂は、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。

注記4 比較開示の修正再表示

新たに適用された会計基準および新たに適用された会計方針は、2014年12月31日時点の比較対象金額の修正再表示を生じさせなかった。

より具体的には、2015年1月1日より遡及的に適用された「IFRIC第21号賦課金」は、賦課金を支払う債務を生じさせる適用法令所定の債務発生事象が生じた時点で税金債務が認識されるものとしているが、その適用の結果、スペインで保有している不動産に関する多数の間接税の全額が期首に認識され、年度内を通じた繰延べは行われなくなった。このアプローチは、単純に、様々な中間期への当該金額の再配分を伴うものだが、2014年12月31日に終了した年度全体に係る業績および財政状態の修正再表示を生じさせる影響は生じさせなかった。

加えて、連結キャッシュ・フロー計算書の中の「営業活動によるキャッシュ・フロー」の全体の金額は変化しなかったが、当該キャッシュ・フローの構成については、営業活動によるキャッシュ・フローを構成する項目の報告がより詳細となり、数値の比較可能性を確保するために、2014年度の特定の項目の対応する組替がもたらされた。

2015年度からは、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。このモデルの将来的な採用は、2014年7月31日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。

2015年度には、事業部門（国際発電、国際インフラストラクチャーおよびネットワーク、再生可能エネルギー、国際取引ならびにアップストリームガス）と地域/国（イタリア、イベリア半島、ラテン・アメリカおよび東欧）とによって構成されたマトリックスに基づくこの新たな組織が、首脳陣による内部でのおよび財務コミュニティとの関係における両面での当グループの業績の計画立案、報告および評価の基礎となった。

こうした展開に照らして、以下の注記5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。

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。詳細については、連結財務諸表注記5を参照。

2014年

- > 同社買収時、2010年に調印した契約に基づき、2014年1月1日からのエスイー・ハイドロパワーの支配喪失では、その日からのガバナンス構造の変更を規定している。これによりエネル・グループは同社支配の要件をもはや満たさず、代わりに合同支配下にある企業となった。こうした新しいガバナンスの取り決めによって、IFRS第11号の共同オペレーションとして投資が再分類された;
- > 2014年4月22日の、グループが既に50%の株式を取得していた、チリにおいて天然ガス輸送と発電分野において事業を行うインヴェルシオンズ・ガス・アタカマの株式50%の買収。その結果、同社は同日から、持分法会計を使用せずに科目ごとの連結を行っている。
- > 2014年5月12日の、グループが既に49%の株式を取得していた、米合衆国において風力発電分野の事業を行うバッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクトの株式26%の買収。その結果、同社は、支配の取得を受けて、現在は持分法会計を使用しない科目ごとの連結を行っている。
- > 2014年7月22日の、グループが以前50%の株式を保有していた、太陽電池プラントの開発、設計、建設、および運営を行うイタリアの企業、エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジーの株式残り50%の買収;したがって同社は現在、持分法会計を使用しない、科目ごとの連結を行っている;
- > 2014年9月17日の、米国で150メガワットの風力開発プロジェクトを所有する会社である、Osage Wind LLCの100%の買収。2014年10月には、同社の出資比率50%は売却された。その結果、同社はジョイント・ベンチャーとして保有され、持分法による会計処理を開始した。
- > エルサルバドル地熱発電会社、LaGeoで開催された、2014年12月の全持分(36.2%)処分;
- > 2014年12月の、フランスの再生可能エネルギー発電会社であるエネル・グリーン・パワー・フランスの100%の処分。

加えて、イベリアおよびラテン・アメリカ部門の持分を再構築するために設計されたグループ内部の再編に続き、以下の取引の結果、多数の子会社における非支配持分の数々の変更点があった。

- > 2014年1月14日から2014年5月16日まで効力のあった、ブラジルの配電会社Coelceの追加株式15.18%という公開買付けを通じた買収は、公開買付け前に既にグループの支配下にあった;
- > 2014年9月4日に、Generandes Perúの残りの39%を取得した(これより前は61%の出資を通じて支配していた)。当該会社はEdegelというペルーの発電分野で事業を行う会社を54.20%の比率で支配している;

- > 2014年10月23日に、（グループが92.06%を保有する）エンデサが、（エネルシス株を40.32%所有する投資持株会社である）エンデサ・ラティノアメリカの株式100%、およびラテン・アメリカ地域での事業の親会社であるエネルシス株式の20.30%を、エネル・エネルギー・ヨーロッパ（現Enel Iberoamérica、完全子会社）へ売却した。このオペレーションが、同グループのエネルシスにおける出資比率を、4.81%増加させた。
- > 2014年11月21日付けの、エンデサの21.92%分の処分は、公募で行われた。

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（以下「BLP」という。）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・エルエルシーを全部連結化した。
- > 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・ゲーエムベーハー（以下「EO」という。）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1月29日に、イタリアの水力発電会社であるエスエフ・エネルギーを処分した。
- > 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15日に、イタリアの水力発電会社であるエスイー・ハイドロ・パワーを処分した。
- > 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ギア・エオリカの残りの49%を取得した。

3Sunの購入価格の最終配分

2015年3月6日、エネル・グリーン・パワーは、2014年7月に全当事者間で署名された契約の規定に従って、STMおよびシャープからの3Sunの追加の66.7%の持分の取得を完了した。

この買収の結果として、当グループは3Sunの全所有持分を有することとなり、同社は現在、持分法を使用せずに科目ごとの連結の下にある。

改訂後のIFRS第3号の規定に従って、この取引には段階取得の適格が認められるので、既に保有していた純資産の部分の公正価値調整が当期の損益を通じて認識された。

下表は、購入価格の配分プロセスが完了した後の取得した資産ならびに引き受けた負債および偶発債務の最終的な公正価値の報告である。

	認識された最終的金額 取得日現在
百万ユーロ	
有形固定資産	122
無形固定資産	7
繰延税金資産	84
その他流動および非流動資産	93
資産合計	306
親会社株主に帰属する株主持分	115
純金融負債	140
買掛金	25
繰延税金負債その他債務	26
負債および株主持分合計	306

下表に示すように、この取引によって76百万ユーロの負ののれんが認識されたが、キャッシュ・フローに対する影響はなかった。

取引の影響

百万ユーロ	
取引価格	-
最終的配分後の被取得企業の純資産	115
以前に保有していた持分の帳簿価額	(1)
以前に保有していた持分の公正価値での再測定	40
負ののれん	76

南アフリカの多数の会社の買収の購入価格の最終的配分

当グループは、2015年中に、子会社であるエネル・グリーン・パワーを通じた行為により、南アフリカの「再生可能エネルギー独立発電業者調達計画」(REIPPPP)の第4フェーズの入札において合計705MWの設備容量の新たな風力発電プロジェクトの開始を受注した。

この受注は、改訂後のIFRS第3号の規定に従って計上される事業に該当する多数のプロジェクトの取得をもたらした。

これらの取引のそれぞれの対価には、固定要素と落札に依存する条件付対価とが含まれていた。それに応じて、取得した資産ならびに引き受けた負債および偶発債務の最終的な公正価値が2015年に決定された。

主な調整は、基本的に、多数の無形資産の税効果後の価値の調整に関連するものである。

取引の取得原価合計の配分の結果、12百万ユーロの負ののれんが認識された。

取引の影響

百万ユーロ	取得日現在の 帳簿価額	公正価値の 調整額	取得日の時点の認識額
無形固定資産	-	76	76
その他の資産	-	-	-
資産合計	-	76	76
繰延税金負債	-	21	21
負債合計	-	21	21
被取得企業の純資産合計額	-	55	55

百万ユーロ	
取引価格	43
最終的配分後の被取得企業の純資産	55
負ののれん	(12)
手許現金および現金同等物の取得額	-
現金および現金同等物の支払額	6
キャッシュ・フローに対する影響額	(6)

EGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズの持分の処分

当グループは、2015年3月31日に、子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカを通じた行為によって、新たに設立された会社であるEGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズ（同社のポートフォリオには主に風力および水力の発電セクターで事業を行っている多数の企業が含まれている。）の49%の持分の売却契約を締結した。

当グループは引き続き同社の51%を間接的に所有しているので、同社は科目ごとの連結の下に置かれ、今後も管理事務、運用および保守の業務について責任を負う予定である。

この処分には、本報告の日付の時点現在未充足の条件を前提として特定のプロジェクトに配分された価額を考慮に入れると、458百万ユーロ（全額回収済み）の総価格が含まれ、8百万ユーロの取引費用控除後では450百万ユーロの取引額が発生した。

正味売却価格と非支配持分に売却された株主持分の割合との間の差額として計算される取引の利益は14百万ユーロとなった。この利益は、当グループが同社の支配を維持したので、非支配持分の取引に係る資本剰余金に配分された。

取引の影響

百万ユーロ	
取引価値 ⁽¹⁾	450
譲渡された純資産額	436
非支配持分の取引による剰余金	14
- うち親会社株主帰属持分	10
- うち被支配株主帰属分	4

(1) 取引費用控除後。

BLPエナジーの68%の取得

当グループは、2015年9月24日に、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産業で事業を行っている会社であり、所有する総設備容量172MWの下で年間合計約340GWhを発電しているBLPエナジー（以下「BLP」という。）の68%の支配持分を取得した。この取引には企業結合の適格が認められ、改訂後のIFR第3号に従って会計処理が行われた。

取得した資産ならびに引き受けた負債および偶発債務の公正価値への購入価格の配分プロセスは、まだ最終的ではなく、取得日後12カ月以内に完了する。

同社の非支配持分は、被取得企業の正味識別可能資産に対する少数持分に比例して決定された。

取引の影響

百万ユーロ	取得日現在の 帳簿価額	公正価値の 調整額	取得日の時点の認識額
有形固定資産	76	16	92
現金および現金同等物	15	-	15
のれん	3	-	3
その他流動および非流動資産	4	-	4
資産合計	98	16	114
純金融負債	62	-	62
繰延税金負債	-	5	5
その他流動および非流動資産	3	2	5
負債合計	65	7	72
非支配持分	10	3	13
取得された純資産	23	6	29

百万ユーロ	
取引価格	29
取得された純資産（仮配分後）	29
のれん	-
手許現金および現金同等物の取得額	15
現金および現金同等物の支払額	29
キャッシュ・フローに対する影響額	(14)

ENEOPコンソーシアムの株主への資産の再配分

エネル・グリーン・パワー（以下「EGP」という。）は、2015年、スペインおよびポルトガルのその子会社を通じた行為によって、EGPが40%の持分を有するENEOPの資産を分割する作業を開始した。EGPは、2015年9月、コンソーシアムの他のメンバーとの間の契約に署名した。この契約に従って、それぞれが、従前に署名されていた分割契約の条件に従い、他の当事者のポートフォリオの中で保有されている残余部分を、各社がその他のポートフォリオの中で保有している残余持分と引き換えに取得する方法によって、既に特定してあった特定の発電所のポートフォリオの支配を取得した。より具体的には、EGPに配分された資産は約445MWの純設備容量を有する。その後、EGPエスパーニャが、そのポートフォリオの他の株主から60%の追加的持分（公正価値は96百万ユーロ）を取得して支配権を獲得し（段階取得）、それと引き換えに、コンソーシアムの他の2社のメンバーへの資産の40%（公正価値は約80百万ユーロ）の譲渡および様々なポートフォリオのウェイトを組み替えるための補償の支払いを行った。

下表は、ポートフォリオの取得日現在の取得した資産ならびに引き受けた負債および偶発債務の暫定的公正価値の報告である。

取引の影響

百万ユーロ	取得日現在の 帳簿価額	公正価値の 調整額および ポートフォ リオの間での 補償額 ⁽¹⁾	取得日に認識された価額
有形固定資産	442	-	442
無形固定資産	18	-	18
のれん	25	15	40
現金および現金同等物	128	-	128
その他流動および非流動資産	34	41	75
資産合計	647	56	703
ローン	518	(28)	490
その他流動および非流動負債	52	-	52
負債合計	570	(28)	542
純資産合計	77	84	161
取得された純資産合計(60%)	47	49	96

(1) コンソーシアムの参加者の間の交換を均等化させるために実行された。

従前に保有していた持分の（改訂後のIFRS第3号に従った）公正価値による再測定の結果、取引費用控除後の合計約29百万ユーロの損益への影響が、取引によってもたらされた。

百万ユーロ	
取引価格（現金補償を含む。）	96
仮配分後の被取得企業の純資産	161
以前に保有していた持分の帳簿価額	36
以前に保有していた持分の公正価値での再測定	29
のれん	-

ENEOPの分割の完了によって、ポルトガルで保有していたすべての再生可能エネルギー資産の売却（次項目で述べるように、2015年11月に実行された。）について2015年9月にファースト・ステート・ウィンド・エナジー・インベストメンツとの間で署名された契約のクロージングの先行条件が充足された。

フィネルジェ・ジェスタオ・デ・プロジェクトス・エネルジェティコス100%の処分

エネル・グリーン・パワー・グループは、2015年11月26日、その子会社であるエネル・グリーン・パワー・エスパニャを通じた行為によって、ポルトガルのファースト・ステート・ウィンド・エナジー・インベストメンツ社への、フィネルジェ・ジェスタオ・デ・プロジェクトス・エネルジェティコスのすべての株式の合計約900百万ユーロを対価とする売却を完了した。この取引のクロージングは、ENEOPの分割完了後に実現し、取引費用控除後の約29百万ユーロの資産売却益（ENEOPの連結の影響を含む。）を生じさせた。

イタリアの太陽電池産業での均等保有ジョイント・ベンチャーの創立

エネル・グリーン・パワー・グループは、2015年第4四半期中に、2015年10月16日に署名された契約の規定に基づいて、イタリアで保有するその太陽光資産の一部を、F2i エネルギー・リノバビリ・エスアールエルとの間の新たな均等保有のジョイント・ベンチャーであるF2i に、2015年12月31日を発効日として譲渡した。

支配の喪失を伴ったこの取引の公正価値は111百万ユーロ（注記22を参照）、損益に及ぼした影響は、合計11百万ユーロ（従前に保有されておりこの新たなジョイント・ベンチャーに譲渡された持分の（IFRS第10号に従った）公正価値による再測定を含む。）であった。

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。

2014年7月31日、エネル・グループは、同グループが操業するセクターにおける、技術的リーダーシップを追求・維持し、オペレーション面での卓越性を確保すること、および現地市場で顧客に提供するサービス水準を最大化することを目指し、役割や責任を明確に特定した、同グループの産業目標に焦点を当てた、部門および地域のマトリックスに基づく新しい組織構造を採用した。

年度中の業績および財政状況に関する詳細な情報については、事業に関する報告の該当箇所を参照する。

2015年および2014年のセグメント情報

2015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	東ヨーロッパ	再生可能エネルギー	その他、消去および調整	合計
外部収益	38,155	19,644	10,599	4,488	2,747	25	75,658
セグメント間収益	1,489	461	28	343	264	(2,585)	-
収益合計	39,644	20,105	10,627	4,831	3,011	(2,560)	75,658
費用合計	33,747	17,002	7,456	3,506	1,160	(2,342)	60,529
公正価値測定される商品契約からの純利益 / (損失)	201	8	(4)	(17)	(25)	5	168
減価償却費および償却費	1,479	1,526	876	283	689	34	4,887
減損損失	583	409	69	1,539	259	119	2,978
減損損失の戻入	31	(221)	(19)	(15)	(1)	(28)	(253)
営業利益	4,005	1,397	2,241	(499)	879	(338)	7,685
資本的支出	1,562⁽²⁾	985	1,819	229⁽³⁾	2,466	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。

2014年中の業績修正後⁽¹⁾⁽²⁾

百万ユーロ	イタリア	イベリア半島	ラテン・アメリカ	東ヨーロッパ	再生可能エネルギー	その他、消去および調整	合計
外部収益	37,679	20,766	9,645	4,928	2,662	111	75,791
セグメント間収益	710	186	3	371	259	(1,529)	-
収益合計	38,389	20,952	9,648	5,299	2,921	(1,418)	75,791
費用合計	31,861	17,638	6,553	4,088	1,059	(1,390)	59,809
公正価値測定される商品契約からの純利益 / (損失)	(185)	(111)	(3)	(1)	76	(1)	(225)
減価償却費および償却費	1,678	1,632	885	383	589	37	5,204
減損損失	2,748	556	658	3,540	228	3	7,733
減損損失の戻入	(1)	(225)	-	(37)	(3)	(1)	(267)
営業利益	1,918	1,240	1,549	(2,676)	1,124	(68)	3,087
資本的支出	1,460	993	1,609	936	1,658	45	6,701

- (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) 数値は2015年度の業績との比較を可能にするように修正再表示されており、当年度から、経営者による内部でのおよび財務コミュニティとの関係における両面での当グループの業績および財政状態の計画立案、報告および評価の基礎となった、エネル・グループの新たな組織を基礎とする表示になっている。

セグメント別財政状態

2015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	東ヨーロッパ	再生可能エネルギー	その他、消去および調整	合計
有形固定資産	22,441	23,294	11,589	5,767	13,894	66	77,051
無形固定資産	1,075	14,844	10,197	904	1,994	52	29,066
売掛金	8,655	2,228	1,777	366	451	(621)	12,856
その他	3,513	1,445	465	567	476	(389)	6,077
営業資産	35,684	41,811	24,028	7,604⁽¹⁾	16,815	(892)	125,050
買掛金	6,928	2,060	1,817	783	1,270	(805)	12,053
各種引当金	3,445	3,804	817	2,130	282	581	11,059
その他	6,852	2,824	1,174	1,312	437	(718)	11,881
営業負債	17,225	8,688	3,808	4,225⁽²⁾	1,989	(942)	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。

2014年12月31日現在修正再表示後⁽¹⁾

百万ユーロ	イタリア	イベリア半島	ラテン・アメリカ	東ヨーロッパ	再生可能エネルギー	その他、消去および調整	合計
有形固定資産	22,518	23,865	11,950	6,702	11,765	171	76,971
無形固定資産	1,237	14,817	11,572	912	2,248	76	30,862
売掛金	7,832	2,185	1,656	409	440	(420)	12,102
その他	3,963	1,488	798	501	599	(350)	6,999
営業資産	35,550⁽²⁾	42,355⁽⁴⁾	25,976⁽⁵⁾	8,524⁽⁶⁾	15,052	(523)	126,934
買掛金	8,248	2,132	2,184	747	892	(493)	13,710
各種引当金	3,362	3,979	765	2,572	193	469	11,340
その他	6,054	2,852	1,317	1,304	560	(576)	11,511
営業負債	17,664⁽³⁾	8,963	4,266	4,623⁽⁷⁾	1,645	(600)	36,561

(1) 数値は2015年度の業績との比較を可能にするように修正再表示されており、当年度から、経営者による内部でのおよび財務コミュニティとの関係における両面での当グループの業績および財政状態の計画立案、報告および評価の基礎となった、エネル・グループの新たな組織を基礎とする表示になっている。

(2) うち、347百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

(3) うち、22百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

(4) うち、4百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

(5) うち、10百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

(6) うち、4,255百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

(7) うち、2,790百万ユーロが「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	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
資産合計	161,179	166,634
持分法適用投資	607	872
非流動金融資産	3,274	3,645
「その他の非流動資産」に含まれる長期未収税金	463	501
流動金融資産	2,381	3,984
デリバティブ	7,416	6,835
現金および現金同等物	10,639	13,088
繰延税金資産	7,386	7,067
未収税金	636	788
「その他の流動資産」に含まれる長期未収税金	706	759
「売却目的保有資産」に含まれる金融および税金資産	2,621	2,161
セグメント資産⁽¹⁾	125,050	126,934
負債合計	109,428	115,489
長期借入金	44,872	48,655
短期借入金	2,155	3,252
1年以内返済予定の長期借入金	5,733	5,125
流動金融負債	1,063	1,177
デリバティブ	7,027	7,882
繰延税金負債	8,977	9,220
未払法人税等	585	253
その他の未払税金	990	887
「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	2,477
セグメント負債⁽¹⁾	34,993	36,561

- (1) 数値は2015年度の業績との比較を可能にするように修正再表示されており、当年度から、経営者による内部でのおよび財務コミュニティとの関係における両面での当グループの業績および財政状態の計画立案、報告および評価の基礎となった、エネル・グループの新たな組織を基礎とする表示になっている。

注記7 収益

7.a 販売およびサービスからの収益 – 73,076百万ユーロ

百万ユーロ				
	2015年	2014年	変動	
電力販売収益	46,638	48,062	(1,424)	-3.0%
電力輸送収益	9,911	9,142	769	8.4%
送電網事業者の手数料	826	783	43	5.5%
平衡基金、マーケット・オペレーターおよびエネルギー・サービス事業者からの振替	1,152	1,857	(705)	-38.0%
天然ガス販売収益	4,045	3,628	417	11.5%
天然ガス輸送収益	509	459	50	10.9%
燃料販売収益	7,104	5,659	1,445	25.5%
配電網およびガス配給網の接続料	829	843	(14)	-1.7%
環境関連証明書販売収益	343	1,238	(895)	-72.3%
その他販売およびサービス収益	1,719	1,657	62	3.7%
合計	73,076	73,328	(252)	-0.3%

2015年の「電力販売収益」46,638百万ユーロ（2014年は48,062百万ユーロ）には、最終ユーザーへの電力販売29,994百万ユーロ（2014年は29,933百万ユーロ）、卸売市場向け電力販売の合計13,355百万ユーロ（2014年は14,428百万ユーロ）、および、電力取引活動による収益3,289百万ユーロ（2014年は3,701百万ユーロ）を含む。減少は主に、国内の電力取引所でのおよび外国の卸売購入者向けの販売数量の低下、ならびにルーブルが大幅に減価した後のユーロへのルーブルの換算の影響に帰し得る。

2015年の「電力輸送収益」は9,911百万ユーロ、769百万ユーロの増加となった。その主な要因は、エネルのネットワークに接続している最終ユーザーへの送電による収益の増加（258百万ユーロ）および他の供給業者からの収益の増加（511百万ユーロ）である。より具体的には、この増加は基本的に、イタリアの新たな規制（電力・ガス・水道規制局の決定第654/2015号および第655/2014号）によって、電力輸送料金が引き上げられるとともに、規制に関連する遅れの問題が解決されたことに帰し得る。後者の問題の展開の結果、年度中に行われた送電網への適格投資の報酬および規制に基づく償却に係る収益の認識が、当年度から可能となる。この収益は、2016年および2017年から認識される。この認識は、暫定的制度の規定に基づく前回の規制期間全体にわたる補足的収益の認識ももたらしたており、全体としてのその影響は557百万ユーロ、うち100百万ユーロが2015年の投資に関するものであった。規制変更の詳細については、注記2「会計方針および測定基準」の該当部分を参照。

2015年の「平衡基金、マーケット・オペレーターおよびエネルギー・サービス事業者からの振替」は1,152百万ユーロとなり、前年比705百万ユーロ減であった。この減少は主に、スペインのイベリア半島外の地域における振替が、販売の増加および燃料価格低下に起因して減少したことを反映している。

2015年の「天然ガス販売収益」は4,045百万ユーロ（2014年は3,628百万ユーロ）となり、417百万ユーロ増であった。主に、平均単価が低下したものの販売量が急増したことにより、イベリア半島内および国内の市場での販売が増加したことを反映している。

「天然ガス輸送収益」は509百万ユーロとなり、ガスの販売増に一致して50百万ユーロ増（+10.9%）であった。

「燃料販売収益」は2015年には7,104百万ユーロとなった。内訳は、天然ガス販売収益7,053百万ユーロ（2014年は5,536百万ユーロ）およびその他燃料販売収益51百万ユーロ（2014年は123百万ユーロ）であった前年比での大幅増は、販売量の増加を反映している。

「環境証明書販売からの収益」は、大部分は環境証明書およびCO₂排出枠販売の縮小に起因して、895百万ユーロ減少した。

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	2015年	2014年
イタリア	28,705	28,567
ヨーロッパ		
イベリア半島	19,175	20,378
フランス	1,439	1,375
スイス	362	711
ドイツ	2,556	3,154
オーストリア	20	4
スロベニア	26	22
スロバキア	1,240	1,367
ルーマニア	1,031	1,046
ギリシャ	64	61
ブルガリア	9	8
ベルギー	365	256
チェコ共和国	679	813
ハンガリー	356	141
ロシア	1,022	1,336
オランダ	3,414	113
英国	1,214	3,105
その他欧州諸国	67	179
南北アメリカ		
アメリカ合衆国	463	455
カナダ	11	-
メキシコ	166	135
ブラジル	2,864	3,100
チリ	3,377	2,820
ペルー	1,226	1,034
コロンビア	2,114	2,087
アルゼンチン	588	453
その他南米諸国	172	158
その他		
アフリカ	3	1
アジア	348	449
合計	73,076	73,328

7.b その他の収益および利益 - 2,582百万ユーロ

百万ユーロ				
	2015年	2014年	変動	
事業補助金	8	13	(5)	-38.5%
環境関連証明書費用	874	923	(49)	-5.3%
資本助成金（電気およびガス事業）	17	12	5	41.7%
その他の払戻	239	184	55	29.9%
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	313	292	21	7.2%
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	80	82	(2)	-2.4%
有形および無形固定資産の処分による差益	52	32	20	62.5%
サービス継続によるボーナス	65	76	(11)	-14.5%
その他の収益	934	849	85	10.0%
合計	2,582	2,463	119	4.8%

「環境関連証明書費用」は、前年と比較して49百万ユーロ減少した。項目は、再生可能エネルギー発電所やエネルギー効率イニシアティブに対して付与されたインセンティブで構成されている。

「その他の払戻」とは、顧客および供給業者からのその他払戻金、合計110百万ユーロ（2014年は46百万ユーロ）ならびに保険金の補償129百万ユーロ（2014年は86百万ユーロ）を指す。この増加の要因は、発電所の毀損に関する保険の補償がより多額になったこと、および、スペインでのネットワークへの詐欺的な接続によって生じた最終ユーザーの補償である。

2015年の処分益および負ののれんは313百万ユーロとなり、2014年比21百万ユーロ増であった。主な要因は、エスイー・ハイドロパワー（141百万ユーロ）およびエスエフ・エネルギー（15百万ユーロ）の処分ならびに3Sunの支配の取得による76百万ユーロの負ののれんである。2014年の利益の主な部分は、クロージング前の買主との間の売却契約のアーンアウト条項に基づくアルティック・ロシアの価格調整（82百万ユーロ）と、LaGeo（123百万ユーロ）およびエネル・グリーン・パワー・フランス（31百万ユーロ）の売却による再生可能エネルギー部門のその他の利益によって占められていた。

「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、80百万ユーロにのぼった。主に、エネルがそれぞれ3SunおよびENEOPコンソーシアムの完全な支配の取得前に所有していた当グループに関連する全部の資産および負債の公正価値に基づく再測定（それぞれ40百万ユーロおよび29百万ユーロ）が含まれている。2014年のこの項目では、グループに関連した資産および負債の、次に掲げる公正価値に基づく再測定が報告された。(i) エスイー・ハイドロパワーのガバナンス取決めの変更を受けた2014年1月1日のその支配喪失後の残余部分（50百万ユーロ）、ならびに、(ii) エネルが完全支配獲得前に保有していたインヴェルシオンズ・ガス・アタカマ（29百万ユーロ）およびバッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト（3百万ユーロ）の持分。

「その他の収益」の増加は主に、アルゼンチンで決定第32/2015号とともに導入された規制変更の適用によってもたらされた利益が2015年に認識されたことを反映している。この変更は、収益の認識および費用観察メカニズム（Mecanismo de Monitoreo de Costos）に関連して特にEdesurに影響を及ぼし、合計247百万ユーロのプラス影響をもたらし、エネル・グリーン・パワー、エンデサおよびその他のより小規模な会社が記録したその他の収益の減少162百万ユーロが、当該影響の一部のみの相殺要因となった。

注記8 営業費用

8.a 電力、ガスおよび燃料の購入 – 37,644百万ユーロ

百万ユーロ	2015年	2014年	変動	
電力	22,218	23,317	(1,099)	-4.7%
ガス	11,710	8,388	3,322	39.6%
核燃料	250	206	44	21.4%
その他燃料	3,466	5,017	(1,551)	-30.9%
合計	37,644	36,928	716	1.9%

「電力」の購入は、シングル・バイヤーからのもの3,695百万ユーロ（2014年は4,395百万ユーロ）およびエネルギー・マーケット・オペレーターからの購入1,553百万ユーロ（2014年は1,690百万ユーロ）で構成されている。この総額の減少は、主に需要の減少の結果、電力交換と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、大部分は燃料市場における仲介活動が増加したため、3,322百万ユーロ増加した。「核燃料」の購入は、価格上昇およびスペイン国内での生産量の増加を反映している。

2015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1,551百万ユーロ減少し、3,466百万ユーロとなった。

8.b サービスおよびその他原材料 - 16,457百万ユーロ

百万ユーロ				
	2015年	2014年	変動	
送電および輸送	9,118	8,979	139	1.5%
保全および修理	1,213	1,301	(88)	-6.8%
電話および郵便	209	221	(12)	-5.4%
通信サービス	104	115	(11)	-9.6%
ITサービス	364	305	59	19.3%
リースおよび賃借料	577	609	(32)	-5.3%
ビルディング・サービス	137	133	4	3.0%
保険サービス	229	118	111	94.1%
専門的および技術的サービス	190	186	4	2.2%
報酬および手数料	302	251	51	20.3%
職員に関連するサービスおよびその他の支出	204	218	(14)	-6.4%
サービス委譲契約に関連する材料およびサービス	318	246	72	29.3%
その他サービス	2,414	2,222	192	8.6%
その他原料	1,078	2,275	(1,197)	-52.6%
合計	16,457	17,179	(722)	-4.2%

2015年のサービスおよびその他原材料の費用は16,457百万ユーロとなり、2014年比で減少した。主な要因は、環境証明書の購入費用、ならびに、CO₂排出枠、環境証明書およびその他の材料の在庫の減少であり、その他原料の1,197百万ユーロの減少に反映されている。

この減少は、当グループが操業している主要市場における電力消費の増加に関連する託送および輸送の費用増加によって、部分的にのみ相殺された。

8.c 人件費 - 5,313百万ユーロ

百万ユーロ				
	2015年	2014年	変動	
賃金および給与	3,306	3,329	(23)	-0.7%
社会保障料	953	931	22	2.4%
繰延報酬給付	125	111	14	12.6%
その他の退職後給付および長期給付	(831)	70	(901)	-
早期退職奨励金	1,601	313	1,288	-
その他費用	159	110	49	44.5%
合計	5,313	4,864	449	9.2%

2015年の人件費は、449百万ユーロ増加して5,313百万ユーロとなった。

従業員数は、1,047人減少した。採用と解雇との間のバランス（1,316人減）を反映しているが、連結の範囲を変更したことによる人員増加（269人）によって一部相殺された。

「その他の退職後給付および長期給付」の変動は主に、イタリアの退職した従業員に付与されていた電気料金割引の給付を2015年第4四半期に一方的に打ち切った後の、当該割引に係る引当金の解放（902百万ユーロ）を反映している。

2015年の「早期退職奨励金」は1,601百万ユーロとなった。2014年比での増加は主に、法律第92/2012号第4条に従って2015年12月にイタリアで達した新たな早期退職取決め、および、スペインでの早期退職制度（Acuerdo Voluntario de Salida）の導入に帰することができ、それによって、2014年と比較して90百万ユーロの費用増加がもたらされた。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の前年比および2015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⁾	
	2015年	2014年	変動	2015年12月31日 ⁽²⁾
シニア・マネージャー	1,457	1,552	(95)	1,465
ミドル・マネージャー	10,177	14,263	(4,086)	10,387
事務職	34,769	38,224	(3,455)	35,975
従業員	21,978	16,709	5,269	20,087
合計	68,381	70,748	(2,367)	67,914

(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。

(2) このうち4,301人が「売却目的資産」に分類されたユニット所属である。

8.d 減価償却費、償却費および減損損失 - 7,612百万ユーロ

百万ユーロ	2015年	2014年	変動	
有形固定資産	4,190	4,425	(235)	-5.3%
投資不動産	8	8	-	-
無形固定資産	689	771	(82)	-10.6%
減損損失	2,978	7,733	(4,755)	-61.5%
減損損失の戻入	(253)	(267)	14	5.2%
合計	7,612	12,670	(5,058)	-39.9%

（有形固定資産および無形資産により構成される）「減価償却費および償却費」は、為替レートの変動および償却資産の削減（以下で述べる2014年の減損損失の計上も一因となった。）により、2015年に317百万ユーロ減少した。

百万ユーロ	2015年	2014年	変動	
減損損失:				
- 有形固定資産	1,246	2,886	(1,640)	-56.8%
- 投資不動産	5	18	(13)	-72.2%
- 無形固定資産	68	744	(676)	-90.9%
- のれん	13	194	(181)	-93.3%
- 売掛金	1,058	997	61	6.1%
- 売却目的資産	574	2,878	(2,304)	-80.1%
- その他の資産	14	16	(2)	-12.5%
減損損失の合計	2,978	7,733	(4,755)	-61.5%
減損損失の戻入:				
- 有形固定資産	(21)	(3)	(18)	-
- 投資不動産	-	-	-	-
- 無形固定資産	-	-	-	-
- 売掛金	(230)	(250)	20	8.0%
- 売却目的資産	-	-	-	-
- その他の資産	(2)	(14)	12	85.7%
減損損失の戻入合計	(253)	(267)	14	5.2%

「減損損失」は前年比4,755百万ユーロ減少した。

2015年度の有固定資産の「減損損失」は、主に以下の要因に関連するものであった。

- > ロシアの市場予測を考慮した同国内の発電所の899百万ユーロ（2014年は205百万ユーロ）。エネル・ロシアCGUの減損テストに使用されたパラメーターは以下の注記20で述べるとおりである。
- > 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。関連するCGUの減損テストに使用されたパラメーターは以下の注記20で述べるとおりである。
- > 不利な燃料価格の状況に起因する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。

2014年のこの項目には（比較の目的で上述した要因に加えて）、イタリアの火力発電所の（イタリアの経済危機の継続および伝統的資源に基づく発電へ当該危機の悪影響に起因する）2,096百万ユーロ、スロバキアのリース資産、より具体的にはギャブシコボ水力発電所の（リースの満了を当初の満期であった2036年から2015年に繰り上げる交渉を受けた）103百万ユーロ、ならびに、エネル・グリーン・パワー・ヘラスの有形固定資産91百万ユーロの減損損失が含まれていた。

2015年の無形固定資産の減損損失は68百万ユーロとなった。これらは主に、下記に関連する:

- > エネル・ロンガネージのアップストリームガス資産の事業権および同様な権利の使用価値への調整のための27百万ユーロ。
- > エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカの26百万ユーロ。

2014年のこの項目には、エンデサ・チリが保有する同国のアイセン地域の多数の河川の水利権の589百万ユーロ、エネル・グリーン・パワー・ヘラスの事業権および同様な権利の55百万ユーロ、ならびに、ポルトガル（ハイドロモンドゴの35百万ユーロ）およびスペイン（ディストリビュードラ・エレクトリカ・デル・プエルト・デ・ラ・クルズの31百万ユーロ）の多数のより小規模な事業権の減損損失が含まれていた。

のれんに対する減損損失は、減損テストの結果認識されたものである。詳細は注記20に示すとおりである。

最後に、売却目的資産の減損損失は、2015年に574百万ユーロおよび2014年に2,878百万ユーロとなった。この損失はスロベンスケ・エレクトラーネに関連するものであった。両期間の減損損失は、処分までの間は、資産の公正価値から売却費用を控除した金額と資産の帳簿価額とが一致するように決定され、その後、2015年12月のEPHとの契約のクロージングによって確認されたが、独占禁止関連の所要の許可が付与されるまで効果が停止されている。

8.e その他の営業費用 - 2,654百万ユーロ

百万ユーロ	2015年	2014年	変動	
システム費用 - 排出枠	340	341	(1)	-0.3%
システム費用 - 省エネルギー証明書	315	105	210	-
システム費用 - グリーン証明書	181	144	37	25.7%
有形および無形固定資産の処分による差損	49	21	28	-
税金および関税	1,272	1,275	(3)	-0.2%
その他	497	476	21	4.4%
合計	2,654	2,362	292	12.4%

その他の営業費用は、主に以下の要因により292百万ユーロ増加し、2,654百万ユーロとなった。

- > コンプライアンスを目的とするホワイト証書の購入量の増加、および、新たな費用補償メカニズムを導入した局決定第13/2014号による規則の変更を主に反映する210百万ユーロの費用増加
- > グリーン証明書の購入費用の37百万ユーロの増加
- > 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、スロバキアの550百万ユーロの核燃料処分引当金の解放。2014年には、スロバキアの発電所のもう1件の引当金が136百万ユーロ解放された。

- > エネル・ディストリブツイオーネ、A2AおよびA2Aレティ・エレクトリックの間の和解を受けた63百万ユーロのリスクおよび費用に対する引当金の2014年度の解放
- > 当グループの退職した従業員のための住宅電気料金割引の2015年12月31日付の一方的終了に関する補償を賄うための328百万ユーロの引当金の増加

8.f 資産計上された費用 - (1,539) 百万ユーロ

百万ユーロ				
	2015年	2014年	変動	
人件費	(746)	(719)	(27)	-3.8%
原料	(433)	(391)	(42)	-10.7%
その他	(360)	(414)	54	13.0%
合計	(1,539)	(1,524)	(15)	-1.0%

資産計上された費用は、人件費746百万ユーロおよび原料費433百万ユーロから成る（2014年はそれぞれ719百万ユーロおよび391百万ユーロ）。

注記9 公正価値測定される商品契約からの純利益 / (損失) - 168百万ユーロ

公正価値で測定された商品契約の純利益は168百万ユーロとなった。これは2015年12月31日時点のデリバティブにおけるオープンポジションの未実現純費用304百万ユーロ（2014年は268百万ユーロ）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利益472百万ユーロ（2014年は43百万ユーロ）の結果である。

百万ユーロ				
	2015年	2014年	変動	
収入：				
- 期末現在未決済のポジションの未実現収益	2,832	4,455	(1,623)	-36.4%
- 期中に解消したポジションの収益	6,702	3,793	2,909	76.7%
収益合計	9,534	8,248	1,286	15.6%
費用：				
- 期末現在未決済のポジションの未実現費用	(3,136)	(4,723)	1,587	33.6%
- 期中に解消したポジションの費用分	(6,230)	(3,750)	(2,480)	-66.1%
費用合計	(9,366)	(8,473)	(893)	-10.5%
公正価値測定される商品契約からの純利益 / (損失)	168	(225)	393	-

注記10 デリバティブから生じた純金融収益 / (費用) - 950百万ユーロ

百万ユーロ				
	2015年	2014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	1,507	1,532	(25)	-1.6%
- 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	907	468	439	93.8%
- 公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	41	78	(37)	-47.4%
収益合計	2,455	2,078	377	18.1%
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	(330)	(434)	104	24.0%
- 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	(1,145)	(476)	(669)	-
- 公正価値ヘッジ・デリバティブに関する費用	(30)	(6)	(24)	-
費用合計	(1,505)	(916)	(589)	-64.3%
デリバティブから生じた金融収益 / (金融費用) の合計	950	1,162	(212)	-18.2%

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブからの純利益は1,177百万ユーロに達した一方、損益を通じた公正価値のデリバティブは238百万ユーロの純費用を示した。

対照的に、公正価値ヘッジ・デリバティブの正味パフォーマンスは、当期純利益11百万ユーロとなった。

デリバティブに関する詳細については、注記44「デリバティブおよびヘッジ会計」を参照。

注記11 その他正味金融収益 / (費用) - (3,406) 百万ユーロ

その他の金融収益

百万ユーロ				
	2015年	2014年	変動	
金融資産（流動および非流動）からの利息：				
- 非流動区分の証券および売掛金に対する実効金利での利息収入	85	43	42	97.7%
- 流動金融資産に対する実効金利での利息収入	180	217	(37)	-17.1%
実効金利での利息収入の合計	265	260	5	1.9%
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入	5	6	(1)	-16.7%
為替差益	882	529	353	66.7%
株式投資に関する収入	11	4	7	-
その他の収入	400	449	(49)	-10.9%
その他の金融収益合計	1,563	1,248	315	25.2%

その他の金融収益は、前年と比較して315百万ユーロ増加して1,563百万ユーロとなった。この増加は、下記を反映する：

- ＞ 「為替差益」の増加。ユーロ以外の通貨建ての金融負債純額に係る為替レートの展開の影響、ならびに、プエルタ・デ・オブリガド発電所が基本的に完成したことを受けてアルゼンチン政府が関連する契約の条件に基づき認めた、同発電所の建設に関する債権の米ドルへの換算（約258百万ユーロ）を反映している。
- ＞ 2015年にそれぞれ11百万ユーロおよび265百万ユーロとなった「株式投資に関する収入」および「実効金利での利息収入」のわずかな増加
- ＞ 「その他の収入」の減少。主な要因は、三菱に対するコスタネラの債務に関する和解契約を受けた2014年の同項目の増加の影響である。

その他の金融費用

百万ユーロ				
	2015年	2014年	変動	
純金融負債の利息費用 (流動および非流動)				
- 銀行借入の支払利息	371	360	11	3.1%
- 社債の利息	2,314	2,476	(162)	-6.5%
- その他借入の支払利息	143	116	27	23.3%
利息費用合計	2,828	2,952	(124)	-4.2%
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	-	-	-	-
為替差損	1,738	1,814	(76)	-4.2%
退職給付およびその他従業員給付の増加	101	139	(38)	-27.3%
その他の引当金の増加	210	258	(48)	-18.6%
株式投資に関する費用	3	3	-	-
その他の費用	89	374	(285)	-76.2%
その他の金融費用合計	4,969	5,540	(571)	-10.3%

その他の金融費用は、2014年と比し571百万ユーロ減少し、4,969百万ユーロとなった。変更には、以下の要因が反映される：

- ＞ 2014年と比較した金融債務総額の平残の減少を主な要因とする支払利息の減少
- ＞ 債券が発行された他の通貨に対するユーロの変動に帰し得る「為替差損」の76百万ユーロの減少。この要因は、実質的には為替レートのキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブにおける利益の増加によって相殺された。
- ＞ 「退職給付およびその他従業員給付の増加」による費用の38百万ユーロの減少（詳細については注記34を参照）。主に早期退職奨励金に係る引当金の増加に帰し得るその他の引当金の48百万ユーロの増加による費用が含まれている。
- ＞ 「その他の費用」の285百万ユーロの減少（2015年は89百万ユーロおよび2014年は374百万ユーロ）。基本的に、ブラジルのサービス委譲契約に関連する金融資産の2014年中の下方調整（92百万ユーロ）、エルコガスに対する金融債権の減損損失の2014年中の認識、および、部分的に投資の増加に起因する利息の資産計上額の63百万ユーロの増加の影響を反映している。

注記12持分法による投資利益 / (損失) - 52百万ユーロ

百万ユーロ				
	2015年	2014年	変動	
関連会社の収入分	152	229	(77)	-33.6%
関連会社の損失分	(100)	(87)	(13)	-14.9%
減損損失	-	(177)	177	-
合計	52	(35)	87	-

持分法による投資利益 / (損失) は、前年度と比較して87百万ユーロ増加した。この増加は、(チリで水力発電所を建設するプロジェクトの開発許可に関する不確実性の結果として) セントラレス・ハイドロエレクトリカス・デ・アイセンにおけるジョイント・ベンチャーについて、ならびに、不利な経済状況の継続の結果として、「Elica 2」への持分法投資に関連してエネル・グリーン・パワー・ヘラスCGUについて、2014年に計上された177百万ユーロの減損損失に帰し得る。これらの要因は、2015年に計上された関連会社からの収益の、表示する各期中の連結範囲の変更の影響を主な要因とする減少(77百万ユーロ)により、その一部のみが相殺された。

注記13 法人税等 - 1,909百万ユーロ

百万ユーロ				
	2015年	2014年	変動	
当期法人税	2,061	1,968	93	4.7%
過年度法人税の調整	(19)	(119)	100	84.0%
当期法人税合計	2,042	1,849	193	10.4%
繰延税金負債	(125)	(961)	836	87.0%
繰延税金資産	(8)	(1,738)	1,730	-
合計	1,909	(850)	2,759	-

2015年の法人所得税は、2014年に850百万ユーロの還付ポジションだったのと比較して、1,909百万ユーロとなった。

したがって、法人所得税は前年比2,759百万ユーロ増加した。税引前利益の大幅な増加および以下の非経常的要因の結果である。

- > 2015年12月に可決された、27.5%の法人所得税率を2017年1月1日から24%に引き下げる安定化法の結果としての、イタリアの繰延税金資産の合計197百万ユーロの調整
- > 多数の非経常的企業取引に伴う配当金の分配に続く、エネル・イペロアメリカ(旧エネル・エネルギー・ヨーロッパ)に関する1,392百万ユーロの繰延税資産の2014年中の認識
- > 非標準税率が適用される当期中の非経常的取引の税の減額、特に、3Sunの公正価値に基づく再測定および負ののれん、ならびにエスイー・ハイドロパワーの売却益の影響

- > 州事業税の目的上の人件費の控除可能性の変化に起因する、州事業税の50百万ユーロの減少
- > 2014年に認識された、主にチリ、コロンビア、ペルーおよびスペインの繰延課税の税率の変更の影響。これによって、146百万ユーロの利益がもたらされた。2015年には、これらの国々の税率が未払法人所得税に影響を及ぼし始めた。

長期に及んだ行政的手続き後に、法人所得税の付加税（ロビン・フッド税）が違憲であるとした裁判所の決定を受けてイタリアで繰延税金が調整された結果、2014年に366百万ユーロの法人税等の増加が認識されていたことに、留意する必要がある。

以下の表は、理論上の税率と実効税率との調整表である。イタリア国外のグループ会社の2015年の税金の見積額（繰延税金の影響を含む。）が負の751百万ユーロ（これに対して2014年は1,885百万ユーロ）であったことに注意する必要がある。

百万ユーロ	2015年		2014年	
税引前利益	5,281		(78)	
理論上の税額	1,452	27.5%	(21)	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	(51)		245	
エンデサの配当金分配からの税額控除	-		(1,392)	
税率の変更による繰延課税への影響	197		(146)	
IRES付加税（08年政令第112号）	-		188	
地方税	250		320	
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	61		(44)	
合計	1,909		(850)	

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、9,403,357,795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。

百万ユーロ	2015年	2014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）	2,196	517	1,679	-
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）	2,196	517	1,679	-
普通株式数	9,403,357,795	9,403,357,795	-	-
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）	0.23	0.05	0.18	-
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）	0.23	0.05	0.18	-
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 - 73,307百万ユーロ

2015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	558	8,711	144,890	386	1,332	1,091	332	6,442	163,742
減価償却累計額	-	4,902	83,970	312	1,042	226	201	-	90,653
2014年12月31日現在 残高	558	3,809	60,920	74	290	865	131	6,442	73,089
資本的支出	67	59	1,014	21	46	11	10	5,125	6,353
資産の使用開始	44	377	4,463	5	37	-	29	(4,955)	-
為替換算差額	(20)	6	(723)	-	(13)	(4)	-	(391)	(1,145)
連結範囲の変更	2	56	(171)	8	-	(15)	(5)	249	124
処分	(1)	(16)	(87)	(1)	(1)	-	(1)	(6)	(113)
減価償却費	-	(135)	(3,789)	(18)	(76)	(48)	(26)	-	(4,092)
減損損失	-	(303)	(712)	(8)	(2)	-	-	(221)	(1,246)
減損損失の戻入	-	1	20	-	-	-	-	-	21
その他の変動額	13	(25)	169	(4)	(27)	(37)	2	225	316
変動額合計	105	20	184	3	(36)	(93)	9	26	218
取得原価	663	8,788	147,014	400	1,289	1,030	364	6,468	166,016
減価償却累計額	-	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

「設備および機械」には、無償で放棄される予定の資産の帳簿価額8,516百万ユーロ（2014年12月31日現在は8,269百万ユーロ）が含まれており、主に、5,155百万ユーロ（2014年12月31日現在は4,820百万ユーロ）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2,998百万ユーロ（2014年12月31日現在は3,027百万ユーロ）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。

下表は、2015年度の資本的支出のカテゴリー別要約である。これらの支出の合計額は、2014年対比で334百万ユーロ増加し、6,353百万ユーロとなった。

百万ユーロ	2015年	2014年
発電所：		
- 火力	757	884
- 水力	807	656
- 地熱力	197	169
- 原子力	128	787
- 代替エネルギー	1,900	1,256
発電所合計	3,789	3,752
配電網設備	2,466	2,115
土地、建物、その他資産および設備	98	152
合計	6,353	6,019

発電所に対する資本支出は前年比37百万ユーロ増の3,789百万ユーロとなった。基本的に、再生可能エネルギー部門による再生可能エネルギー発電所（主に風力発電所が合計1,233百万ユーロおよび太陽光発電所が628百万ユーロ）ならびに水力発電施設への投資の増加が反映されている。

配電網設備の投資は、前年比351百万ユーロ増加して、2,446百万ユーロとなった。この増加は基本的に、イタリアおよびラテン・アメリカにおける中・低電圧グリッドに対する大型投資に起因する。

当期の「連結範囲の変更」は、主として、2015年第1四半期中の3Sunの支配権の取得、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%の取得、および、従来は持分法による会計処理の下にあったオセージ・ウィンドの全部連結に関連していた。これらの影響は、ポルトガルの会社の処分および再生可能エネルギー部門のイタリアの太陽光資産の連結範囲からの除外によって、部分的に相殺された。

有形固定資産に対する「減損損失」は、1,246百万ユーロとなった。詳細な分析については、注記8.dを参照。

2015年12月31日現在で、減損の証拠を示した多数の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。

エネル・プロデュツィオーネCGUに関しては、分析の結果、他の前提が不変であるという仮定の下で、EBITDAまたは加重平均資本コストが上記の範囲内で変化した場合に、使用価値が帳簿価額を超えないことが確認された。そのため、この証拠を考慮するとともに、既に昨年特定された減損の兆候を確認した上で、その価額の戻入れを行わないこととした。

「その他の変動」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の利息の資産化の影響208百万ユーロ（2014年は196百万ユーロ）が含まれる。詳細は下表のとおりである。

百万ユーロ						
	2015年	%率	2014年	%率	変動	
再生可能エネルギー	80	5.2%	59	4.8%	21	35.6%
ラテン・アメリカ	104	23.7%	75	14.8%	29	38.7%
東ヨーロッパ ⁽¹⁾	-	-	41	2.6%	(41)	-
イベリア半島	7	2.7%	6	3.0%	1	16.7%
イタリア	17	4.2%	15	5.0%	2	13.3%
合計	208		196		12	6.1%

(1) 「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。

2015年12月31日、有形固定資産購入のための契約上のコミットメントは424百万ユーロとなった。

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							2015年 12月31日付 の金融資産 のうち認識 された金額	2015年 12月31日付 の無形固定 資産のうち 認識された 金額
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			
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・エスエー	ブラジル 政府 配電	ブラジル	1997-2026	11年間	可	425	810	
	ブラジル 政府 配電	ブラジル	1998-2028	12年間	可	206	692	
合計						631	1,502	

金融資産として分類された事業権終了時の資産の値は、公正価値で測定された。詳細は、注記45「公正価値で測定した資産」を参照する。

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た。これらの契約には、当グループがスペイン、フランス、ギリシャ、イタリアおよびラテン・アメリカで使用している特定の資産が含まれる。より具体的には、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、トラーであるエルクガスは9.62%の使用料と引き換えにガスを電気に変換することを約束している。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（2030-2031年に失効する18年間）風力発電プラントに関するものであり、割引率は4.95%～5.5%である。

ラテン・アメリカのリース資産は、残存リース期間8年で利率6.5%の送電線およびプラント（ラルコ・カルーア）、期間9年、固定利率5.8%の複合サイクル発電設備（タララ）、ならびにペルーの複数の複合サイクル発電設備（残存リース期間1年、変動金利）に関するものである。

ファイナンス・リースとして保有する資産の帳簿価額は、下表に示す通り報告されている：

百万ユーロ	2015年	2014年	変動	
有形固定資産	772	865	(93)	-10.8%
無形固定資産	-	-	-	-
合計	772	865	(93)	-10.8%

下表は、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
	2015年12月31日		2014年12月31日	
期間				
2016年	97	58	102	62
2017-2020年	322	199	398	250
2021年以降	696	498	750	526
合計	1,115	755	1,250	838
金融費用	(360)		(412)	
最低リース料支払額の現在価値	755		838	

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・リースの費用は、下表に示すように、最低支払額、条件付き賃料、および再賃貸の支払いとして分解される：

百万ユーロ	
	2015年
最低リース料支払額	7,403
条件付き賃料	-
再賃貸の支払い	3
合計	7,406

当グループによるリース契約に基づく、将来の最低リース料支払額は、満期までの期限によって下記のように分解される：

百万ユーロ	
	2015年
期間	
1年以内	1,799
1年超5年以内	3,870
5年超	1,734
合計	7,403

注記18 投資不動産 – 144百万ユーロ

2015年12月31日現在の投資不動産は144百万ユーロとなり、基本的に前年から変化しなかった。

百万ユーロ	
	2015年
取得原価	173
減価償却および減損の累計額	30
2014年12月31日現在残高	143
サービスへの参入	-
減価償却費	(8)
減損損失	(5)
その他の変動額	14
変動額合計	1
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

当グループの投資不動産は、投資不動産の実現可能性や、所得の送金、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、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、構築または開発、または修理、保守また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「資産および関連する公正価値」の記載を参照する。

注記19 無形固定資産 - 15,235百万ユーロ

2015年の無形固定資産の内訳および増減は以下のとおりである：

百万ユーロ	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	26	2,735	14,515	3,774	1,656	622	23,328
償却および減損の累計額	17	2,231	1,392	1,836	1,240	-	6,716
2014年12月31日現在残高	9	504	13,123	1,938	416	622	16,612
資本的支出	8	118	7	318	18	291	760
資産の使用開始	1	239	3	-	22	(265)	-
為替換算差額	(2)	(5)	(820)	(500)	14	4	(1,309)
連結範囲の変更	-	-	(14)	-	111	17	114
処分	(1)	-	-	(9)	-	(17)	(27)
償却費	(2)	(275)	(162)	(158)	(95)	-	(692)
減損損失	-	(1)	(20)	-	(8)	(39)	(68)
その他の変動額	(3)	1	25	(87)	(52)	(39)	(155)
変動額合計	1	77	(981)	(436)	10	(48)	(1,377)
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

「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）にわたり定額法に基づいて計算されている。

「事業権、ライセンス、商標および類似の権利」には、ガスおよび海外の電力供給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もしく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	2015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	-	1,568	1,839
チレクトラ	チリ共和国	配電	チリ	無期限	無期限	-	1,566	1,667
エンブレサ・デ・ディ ストリブション・エレ クトリカ・デ・リマ・ ノルデ	ペルー共和国	配電	ペルー	無期限	無期限	-	641	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	38年間	可	155	191

当該項目には、不確定な耐用年数を有する資産が9,454百万ユーロ含まれる（2014年12月31日現在は9,848百万ユーロ）。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1,568百万ユーロ、チリで1,566百万ユーロおよびペルーで641百万ユーロであり、これらには法定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。

当期の「連結範囲の変更」は主に、再生可能エネルギー部門の買収および処分、ならびに、スペインにおけるガス供給に関連する住民顧客の買取りに関連するものであった。

「減損損失」は、2015年に68百万ユーロに達した。詳細については、注記8.dを参照。

2015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16百万ユーロに達した。

[前へ](#)

[次へ](#)

注記20 のれん - 13,824百万ユーロ

当年度の「のれん」は203百万ユーロ減少して13,824百万ユーロとなった。

百万ユーロ	2014年12月31日			連結範囲 の変更	為替換 算 差額	減損損失	2015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	10,999	(2,392)	8,607	-	-	-	10,999	(2,392)	8,607
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 ⁽¹⁾	990	(119)	871	(241)	49	(13)	798	(132)	666
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	546	-	546	-	2	-	548	-	548
エネル・エネルギー・ムンテニア	113	-	113	-	-	-	113	-	113
ヌーボ・エネルギー	26	-	26	-	-	-	26	-	26
合計	16,538	(2,511)	14,027	(241)	51	(13)	16,348	(2,524)	13,824

- (1) エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ、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。

[前へ](#)

[次へ](#)

「連結範囲の変更」は主に再生可能エネルギー部門のポルトガルの会社の処分に関連するものであり、同部門がメキシコで行った多数の小額の買収によって部分的にのみ相殺された。

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、以下のものを基本としている（経営戦略と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、投資、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）、ならびに商品価格の展開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従って異なる。かかる差異は通常、建設および発電所やその他業務の稼働に要する平均時間の差に伴うもので、CGUを構成する特有の事業への投資（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）により特徴づけられる。
- ＞ 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展開、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、継続価値は、（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、永久年金として計算される。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、CGUが属する企業ごとの主なのれんの構成を、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⁾	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⁾	金額	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⁾
	2015年 12月31日					2014年 12月31日				
エンデサ-イベリア半島 ⁽⁴⁾	8,607	1.77%	7.90%	5年	定率成長の永久年金	8,607	1.92%	7.92%	5年	定率成長の永久年金
エンデサ-ラテン・アメリカ	3,285	3.12%	8.42%	5年	定率成長の永久年金	3,285	2.67%	8.48%	5年	定率成長の永久年金
エネル・ロシア	-	4.00%	15.31%	5年	定率成長の永久年金	-	0.97%	14.99%	5年	定率成長の永久年金
エネル・ルーマニア ⁽⁵⁾	660	2.30%	7.65%	5年	定率成長の永久年金	659	2.07%	7.90%	5年	定率成長の永久年金
エネル・エネルギー	579	0.16%	11.92%	5年	15年	579	0.13%	11.98%	5年	15年
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ	157	2.00%	7.63%	5年	12年	404	2.00%	7.90%	5年	13年
エネル・グリーン・パワー・ラテン・アメリカ	350	3.34%	8.16%	5年	21年	308	3.45%	8.53%	5年	22年
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	131	2.20%	9.27%	5年	19年	117	2.17%	7.46%	5年	20年
エネル・グリーン・パワー・ヘラス	-	-	-	-	-	-	-	18.69%	5年	21年
ヌーボ・エネルギー	26	0.20%	9.94%	9年	16年	26	0.29%	8.98%	10年	16年
エネル・グリーン・パワー・イタリア	23	2.00%	8.50%	5年	定率成長の永久年金/17年 ⁽⁶⁾	24	2.00%	8.15%	5年	定率成長の永久年金/14年
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア	-	2.30%	8.08%	5年	16年	13	2.07%	8.26%	5年	17年
エネル・グリーン・パワー・ブルガリア	5	2.20%	8.09%	5年	14年	5	2.50%	8.27%	5年	15年

- (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。
- (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そののれんの部分が含まれる。
- (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成長、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17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。

2015年2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。この損失は、市場予測および同国内の規制状況に帰し得る。

2014年12月31日現在で、エネル・ロシアCGU（旧エネルOGK-5）に関する365百万ユーロ、およびエネル・グリーン・パワー・ヘラスCGUに関する269百万ユーロの減損損失が認識された。

注記21 繰延税金資産および負債 - 7,386百万ユーロおよび8,977百万ユーロ

一時差異の種類ごとに分類され、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を示している。

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	売却目的資 産 への組替 為替差損益	2015年12月 31日
	2014年12月 31日							
繰延税金資産：								
- 無形固定資産および有形 固定資産の評価の差異	2,239	(357)	2	-	-	140	(26)	1,998
- 将来損金算入可能なりス クと費用に係る引当金お よび減損損失の計上	1,166	341	-	-	-	(11)	(40)	1,456
- 税務上の繰越欠損金	105	(36)	-	-	-	71	5	145
- 金融商品の測定	659	5	195	1	(35)	(1)	-	824
- 従業員給付	995	(210)	(166)	-	17	(16)	-	620
- その他の項目	1,903	253	7	(1)	187	(6)	-	2,343
合計	7,067	(4)	38	-	369	(84)	-	7,386
繰延税金負債：								
- 非流動資産および金融資 産の差異	6,765	(208)	8	(28)	408	(339)	-	6,606
- 金融商品の測定	453	(26)	16	-	(8)	(2)	-	433
- その他の項目	2,002	88	(1)	11	(102)	(31)	(29)	1,938
合計	9,220	(146)	23	(17)	298	(372)	(29)	8,977
相殺不能な繰延税金資産								2,149
相殺不能な繰延税金負債								3,310
相殺考慮後超過純繰延税金 負債								430

[前へ](#) [次へ](#)

2015年12月31日現在の「繰延税金資産」合計は、7,386百万ユーロであった（2014年12月31日現在は7,067百万ユーロ）。

当年度中の増加は319百万ユーロとなり、主に、税務上認識されない利益の構成要素の税効果が反映されている。この効果は、2017年からのイタリアにおける法人所得税率の27.5%から24%への予想される引下げに伴う減額によって、部分的にのみ相殺された。

また、過去の税務上の欠損金1,051百万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。

2015年12月31日現在の「繰延税金負債」は8,977百万ユーロであった（2014年12月31日現在では9,220百万ユーロ）。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。

[前へ](#)

[次へ](#)

注記22 持分法適用投資 - 607百万ユーロ

持分法により計上された共同支配の取り決め、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	持分比率	収入への 影響	連結範囲 の 変更	配当金	売却目的 資産への 組替	その他の 変動額	持分比率		
							2014年 12月31日	2015年 12月31日	
共同支配の取り決め									
ハイドロ・ドロミティ・エネル	218	49.0%	20	-	(49)	(189)	-	-	49.0%
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	61	38.9%	8	-	(6)	-	-	63	38.9%
エンブレサ・デ・エネルギー・カンディナマルカ	34	40.4%	2	-	-	-	(7)	29	40.4%
ラス・エネルギーゴソビト	29	49.5%	37	-	(49)	-	15	32	49.5%
エネルギー・エレクトリック・デ・タハダルト	29	42.5%	6	-	(5)	-	-	30	42.5%
エレクトロガス	15	50.0%	7	-	(6)	-	-	16	50.0%
トランスミソラ・エレクトリカ・デ・キリョータ	9	50.0%	2	-	-	-	(1)	10	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%	(3)	-	-	-	3	8	51.0%
パワークロップ	5	50.0%	(1)	-	-	-	-	4	50.0%
ヌクレナー	-	50.0%	(58)	-	-	-	58	-	50.0%
関連会社									
アルター・エスアールエル	-	-	-	72	-	-	(1)	71	50.0%
エリカ2	50	30.0%	-	-	-	-	-	50	30.0%
セシ	39	42.7%	-	-	-	-	-	39	42.7%
アルトモンテ・エフヴィ・エスアールエル	-	-	-	39	-	-	-	39	50.0%
テクナトム	30	45.0%	2	-	-	-	1	33	45.0%
ジーエヌエル・クインテロ	21	20.0%	6	-	(6)	-	1	22	20.0%
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	15	20.0%	(3)	-	-	-	-	12	20.0%
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	13	35.6%	1	-	-	-	-	14	35.6%
ENEOP - エオリカス・デ・ポルトガル	60	36.0%	8	(68)	-	-	-	-	-
Eevm - エンブレエンディメントス・エオリコス・ド・バレ・ ド・ミンホ	18	50.0%	11	(23)	(6)	-	-	-	-
その他	201		4	(108)	6	-	15	118	
合計	872		52	(88)	(124)	(189)	84	607	

[前へ](#) [次へ](#)

「連結範囲の変更」の項目には、アルターおよびアルトモンテの両社に関する2015年10月16日の契約を受けたイタリアの太陽光資産の連結範囲からの除外の影響ならびに、オセージの全部連結および再生可能エネルギー部門のポルトガルの多数の会社の処分の影響が含まれている。

ルスエネルゴスピ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28百万ユーロおよび9百万ユーロの、内在するのれんを含むものである。

「『売却目的資産』への組替」は、経営者による意思決定の観点から、売却目的で保有する資産として分類するためのIFRS第5号の要件を2015年12月31日現在で満たしている、ハイドロ・ドロミティ・エネルにおいて保有している投資に関するものである。

下表では、各共同支配の取決め、およびIFRS第5号に従った売却目的の保有として分類されていないグループ協力会社ごとに、財務情報の概要を示している。

[前へ](#)

[次へ](#)

百万ユーロ	固定資産		流動資産		資産合計		固定資産		流動負債		負債合計		持分	
	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在
共同支配の取り決め														
セントラレス・ハイドロ														
エレクトリカス・デ・ア														
イセン	20	9	1	12	21	21	-	-	4	5	5	5	16	16
ラス・エネルゴソビト	4	2	108	105	112	107	-	-	104	98	104	98	8	9
テボ・エネルギア・プロ														
ドゥサオ・エ・ディスト														
リブサオ・デ・エネルギ														
ア・エレクトリカ	326	378	140	139	466	517	214	261	90	101	304	362	162	155
エンブレサ・デ・エネル														
ギア・カンディナマルカ	147	169	19	18	166	187	72	81	21	22	93	103	73	84
エネルジー・エレクト														
リック・デ・タハダルト	120	132	32	34	152	166	26	43	33	32	59	75	93	91
パワーグループ	41	41	16	12	57	53	1	-	33	27	34	27	23	26
メクレナー	69	74	79	99	148	173	98	108	69	86	167	194	(19)	(21)
関連会社														
アルター・エスアールエ														
ル	77	-	20	-	97	-	-	-	-	-	-	-	97	-
エリカ2	5	6	2	3	7	9	-	-	-	-	-	-	7	9
アルトモンテ・エフ														
ヴィ・エスアールエル	212	-	19	-	231	-	147	-	6	-	153	-	78	-
テクナトム	77	72	69	63	146	135	28	26	46	42	74	68	72	67
スミニストラドラ・エレ														
クトリカ・デ・カディズ	76	77	16	19	92	96	24	26	17	19	41	45	51	51
コンバーニャ・エオリ														
カ・ティエラス・アトラ														
ス	40	44	4	7	44	51	2	12	4	3	6	15	38	36

[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	
	2015年	2014年	2015年	2014年	2015年	2014年
共同支配の取り決め						
セントラレス・ハイドロエレクトリ カス・デ・アイセン	-	-	(7)	(14)	(7)	(2)
ラス・エネルゴソピト	2,019	1,834	94	87	76	68
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 ギア・エレクトリカ	221	195	29	22	21	16
エンブレサ・デ・エネルギア・カン ディナマルカ	119	108	10	13	4	8
エネルジー・エレクトリック・デ・ タハダルト	55	52	26	23	18	16
パワークロップ	2	3	(2)	(3)	(2)	(2)
ヌクレナー	8	25	(42)	(113)	(46)	(112)
関連会社						
アルター・エスアールエル	-	-	-	-	-	-
エリカ2	-	-	-	-	-	-
アルトモンテ・エフヴィ・エスアール エル	10	-	2	-	2	-
テクナトム	5	97	5	3	5	3
スミニストラドラ・エレクトリカ・ デ・カディズ	15	16	8	8	8	8
コンパーニャ・エオリカ・ティエラ ス・アトラス	11	10	3	-	3	-

[前へ](#) [次へ](#)

注記23 デリバティブ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在
デリバティブ金融資産	2,343	1,335	5,073	5,500
デリバティブ金融負債	1,518	2,441	5,509	5,441

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 その他の固定金融資産 - 3,274百万ユーロ

百万ユーロ	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在	変動	
公正価値で測定した他社への株式投資	181	157	24	15.3%
その他の企業への株式投資	56	56	-	-
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)	2,335	2,701	(366)	-13.6%
サービス委譲契約	631	669	(38)	-5.7%
長期前払金融費用	71	62	9	14.5%
合計	3,274	3,645	(371)	-10.2%

「その他非流動金融資産」は、2014年から371百万ユーロ減少した。特に、この減少は、注記24.1で述べるように、純金融負債に含まれる債権の減少を反映している。

「その他の企業への株式投資」には、市場価値を容易に決定できない企業を含み、このため持分を売却する予定がある場合でない限り、減損損失について調整した取得原価で計上されている。

公正価値および原価で測定された他企業への株式投資：

百万ユーロ	持分比率		持分比率		変動
	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在		
パヤン・リソースズ	175	10.0%	147	10.0%	28
エシュロン	2	7.1%	4	7.1%	(2)
ガルシ	17	17.6%	15	15.6%	2
その他	43		47		(4)
合計	237		213		24

前年比の増減は、基本的に、炭鉱産業に関連する事業を行っているインドネシアの会社であるバヤン・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、事業権に基づいて公共サービスを提供するために使用する社会基盤の建設および／または改修について委譲者に対する権利がある金額に関連するものであり、IFRIC第12号の適用により認識される。

24.1 純金融負債に含まれるその他の固定金融資産 - 2,335百万ユーロ

百万ユーロ				
	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在	変動	
満期保有目的証券 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で測定される金融投資	117	139	(22)	-15.8%
スペインの電気システム上の不足金に関する金融債権	45	40	5	12.5%
その他の金融債権	2	-	2	-
その他の金融債権	2,171	2,522	(351)	-13.9%
合計	2,335	2,701	(366)	-13.6%

「その他の金融債権」は2015年に前年比351百万ユーロ減少した。この変化は主に以下の要因を反映している。

- > 電気機械式メーターの早期交換に関連して発生した一時的費用の補償について電力平衡基金との関係で有する、2015年12月31日現在で386百万ユーロ（2014年12月31日現在では434百万ユーロ）の債権のうち、48百万ユーロの短期への振替
- > 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、2015年12月31日現在336百万ユーロ（2014年12月31日現在では393百万ユーロ）の債権のうち、57百万ユーロの短期への振替
- > （2014年に持分法により計上されていた）ENEOPの2015年の処分後の同社に関連する金融債権の回収の結果としての259百万ユーロの減少
- > 電力卸売市場に関連してアルゼンチンの発電会社がFONINVEMEM（Fondo Nacional de Inversión Mercado Eléctrico Mayorista）に預託した126百万ユーロの債権の減少
- > 「新規参入」発電所に関係するCO₂排出枠に係る債権の96百万ユーロの減少
- > ブエルタ・デ・オブリガド発電所が基本的に完成した後に、アルゼンチン政府が同発電所の建設に関する債権に関して認めた米ドルへの換算に基づく308百万ユーロの増加

注記25 その他の非流動資産 - 877百万ユーロ

百万ユーロ	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在	変動	
平衡基金、マーケット・オペレーターおよび エネルギー・サービス事業者に対する債権	67	59	8	13.6%
その他の債権	810	826	(16)	-1.9%
合計	877	885	(8)	-0.9%

2015年12月31日現在の「その他の債権」は主に、463百万ユーロの未収税金（2014年12月31日現在は501百万ユーロ）、供給業者への141百万ユーロの前渡金（2014年12月31日現在は141百万ユーロ）、および、グリーン証明書に関連して受領する権利がある合計78百万ユーロ（2014年12月31日現在は46百万ユーロ）の非金銭的助成に関するものであった。

注記26 棚卸資産 - 2,904百万ユーロ

百万ユーロ	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在	変動	
原材料、消耗品および貯蔵品：				
- 燃料	1,212	1,533	(321)	-20.9%
- 原料、工具およびその他の棚卸資産	819	759	60	7.9%
合計	2,031	2,292	(261)	-11.4%
環境関連証明書：				
- CO ₂ 排出枠	680	623	57	9.1%
- グリーン証書	78	294	(216)	-73.5%
- ホワイト証書	1	3	(2)	-66.7%
合計	759	920	(161)	-17.5%
売却可能建物	68	76	(8)	-10.5%
還付残高	46	46	-	-
合計	2,904	3,334	(430)	-12.9%

「原材料、消耗品および貯蔵品」は発電会社およびトレーディング活動の必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。当年度中の減少は、主として、ガスおよびその他の燃料の在庫の減少に帰すことができ、主に平均価格の低下およびホワイト証書の在庫の減少を反映している。この減少は、グリーン証書、その他原材料および機器の在庫の増加によって、部分的にのみ相殺される。売却可能建物は、グループの不動産ポートフォリオから、残りの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 - 12,797百万ユーロ

百万ユーロ	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在	変動	
顧客：				
- 電力の販売および輸送	9,603	8,361	1,242	14.9%
- 天然ガスの配給および販売	1,755	1,679	76	4.5%
- その他の活動	1,396	1,920	(524)	-27.3%
顧客債権の合計	12,754	11,960	794	6.6%
関連会社および共同支配の取決めへの 売上債権	43	62	(19)	-30.6%
合計	12,797	12,022	775	6.4%

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に1,662百万ユーロ、期末は2,085百万ユーロであった。より具体的には、当期中の増加は主に、上記の注記7.aでさらに詳細に述べた局決定第654/2015号の後の適格電力の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2015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 その他流動金融資産 - 2,381百万ユーロ

百万ユーロ	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在	変動	
正味財政状態に含まれる流動金融資産	2,241	3,860	(1,619)	-41.9%
その他	140	124	16	12.9%
合計	2,381	3,984	(1,603)	-40.2%

28.1 純金融負債に含まれるその他の流動金融資産 - 2,241百万ユーロ

百万ユーロ	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在	変動	
長期金融債権一年以内回収分	769	1,566	(797)	-50.9%
ファクタリング未収金	147	177	(30)	-16.9%
満期保有目的証券	1	-	1	-
金融債権および現金担保	1,020	1,654	(634)	-38.3%
その他	304	463	(159)	-34.3%
合計	2,241	3,860	(1,619)	-41.9%

「長期金融債権一年以内回収分」の増減は主に、スペインの電力系統の欠損に関連する金融債権の受領済み回収分控除後の金額の減少（イベリア半島外での発電に係る補償の影響を含めて2,145百万ユーロ）および、2015年中に発生した新たな債権純額合計1,263百万ユーロ（同様に、イベリア半島外での発電に係る新たな債権を含む。）によって占められている。この減少は、注記24.1で言及した非経常的費用の補償についての電力平衡化基金に対する債権の一年以内回収分の振替によって、部分的にのみ相殺された。

注記29 その他の流動資産 - 2,898百万ユーロ

百万ユーロ	2015年	2014年	変動	
	12月31日現在	12月31日現在		
平衡基金、マーケット・オペレーターおよびエネルギー・サービス事業者に対する債権	765	1,010	(245)	-24.3%
仕入先への前渡金	219	166	53	31.9%
従業員に対する債権	26	33	(7)	-21.2%
その他に対する債権	960	1,272	(312)	-24.5%
各種の未収税金	706	759	(53)	-7.0%
未収収益および前払費用	174	184	(10)	-5.4%
工事契約の債権	48	41	7	17.1%
合計	2,898	3,465	(567)	-16.4%

「電力平衡基金、マーケット・オペレーターおよびエネルギー・サービス事業者に対する債権」には、イタリアのシステムに関連する664百万ユーロの債権（2014年12月31日は896百万ユーロ）およびスペインのシステムに関連する101百万ユーロの債権（2014年12月31日は114百万ユーロ）が含まれている。電力平衡基金、マーケット・オペレーターおよびエネルギー・サービス事業者に対する債権は、長期に分類した債権部分67百万ユーロ（2014年は59百万ユーロ）を含めると、2015年12月31日現在合計832百万ユーロ（2014年12月31日は1,069百万ユーロ）であった一方、債務は5,122百万ユーロ（2014年12月31日は4,005百万ユーロ）であった。

注記30 売却目的資産 - 6,854百万ユーロ

当年中の売却目的資産の変動は、以下の表に示すとおりである。

百万ユーロ						
	2014年 12月31日現在	流動および 非流動資産 との間の 区分変更	処分および 連結範囲の 変更	減損損失	その他の 変動額	2015年 12月31日現在
有形固定資産	3,882	-	(94)	(574)	530	3,744
無形固定資産	224	-	(212)	-	(5)	7
繰延税金資産	1,066	-	(8)	-	8	1,066
持分法適用投資	18	189	-	-	2	209
非流動金融資産	976	5	-	-	85	1,066
その他の固定資産	18	-	-	-	-	18
現金および現金同等物	27	111	(12)	-	24	150
流動金融資産	42	-	-	-	69	111
棚卸資産、売掛金および その他の流動資産	525	-	(43)	-	1	483
合計	6,778	305	(369)	(574)	714	6,854

2015年12月31日現在の「売却目的資産」は、6,854百万ユーロとなった。主に、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る。

「処分および連結範囲の変更」には主に、2015年前半のエスエフ・エネルギーおよびエスイー・ハイドロパワーの処分が含まれている。

2015年12月31日現在の「減損損失」は574百万ユーロに達したが、これはスロベンケ・エレクトラーネに関連している。詳細については注記8.d.を参照。

注記31 売却目的に分類された処分グループに含まれる負債 - 5,364百万ユーロ

2015年12月31日現在の売却目的負債は、5,364百万ユーロとなった。その大部分が、スロベンケ・エレクトラーネ（5,335百万ユーロ）、コンポスティーリャ・アールイー（29百万ユーロ）、およびその他小規模企業の負債である。

年度中の売却目的負債の変動は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2014年 12月31日現在	流動および 非流動負債 との間の 区分変更	処分および 連結範囲の 変更	その他の 変動額	2015年 12月31日現在
長期借入金	1,422	-	(15)	294	1,701
従業員給付	67	-	(1)	2	68
リスクおよび費用に対する引当金 の非流動ポジション	2,305	-	(4)	(434)	1,867
繰延税金負債	669	29	(82)	23	639
非流動金融負債	148	-	-	83	231
その他の固定負債	1	-	-	1	2
短期借入金	191	-	(8)	156	339
その他の短期金融負債	47	-	-	64	111
リスクおよび費用に対する引当金 の現ポジション	43	-	-	(24)	19
買掛金およびその他の流動負債	397	-	(22)	12	387
合計	5,290	29	(132)	177	5,364

2014年12月31日と比較した、売却目的で保有している負債の変動は、主に当該項目の下での2015年における分類および処分を反映している。

測定要件の種類別の公正価値の要約については、IFRS第13号の開示に係る注記45および46を参照すること。

注記32 株主持分 - 51,751百万ユーロ

32.1 親会社株主帰属持分 - 19,375百万ユーロ

資本金 - 9,403百万ユーロ

2015年12月31日現在のエネル・エスピーエーの資本金は（2014年12月31日現在と同様に）、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9,403,357,795ユーロとなった。

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、および入手可能なその他の情報に基づく、25.50%を保有するイタリア経済財務省、ノルウェー中央銀行（資本金の2.018%だったが、この持分は2016年1月8日に2%未満まで低下した。）、およびCNP Assurances（2015年6月23日現在、資産運用目的で2.87%を保有していた。）を除いては、資本金合計の2%超を保有する株主は存在しない。

その他の剰余金 - 3,352百万ユーロ

資本剰余金 - 5,292百万ユーロ

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、および債券からの変換に由来するものを含む額面との差異が含まれる。資本準備金にあたるこの剰余金は、法定準備金がイタリア民法第2430条の下で定められた閾値に達するまで配当できない。

法定準備金 - 1,881百万ユーロ

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。

その他の準備金 - 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 - (1,956)百万ユーロ

当期における減少は635百万ユーロとなった。子会社により使用されている機能通貨が外貨に対して下落したことによるものである。

キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金 - (1,341)百万ユーロ

これには、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの測定から資本において認識されている純費用を含む。税効果累積額は405百万ユーロである。

売却可能金融商品評価差額金 - 130百万ユーロ

これには、金融資産の公正価値測定による正味未実現収入を含む。

これらの金融商品が保有されている国の税制を考慮した結果、この差額金に関連する税効果累積額は計上されていない。

持分法適用株式投資による剰余金 - (54)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13百万ユーロである。

確定給付制度に関する純負債 / (資産) の再測定による剰余金 - (551) 百万ユーロ

この剰余金は、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増加によるものである。税効果累積額は83百万ユーロである。

支配権の喪失を伴わない持分の処分による剰余金 - (2,115) 百万ユーロ

この項目は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基づいて計上された、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%の公募からの処分関連費用および関連課税分控除後の資本損失

当期の変動額である負の2百万ユーロは、エンデサの少数株主により行使され、同社の0.04%の処分をもたらした無償株式オプションの権利行使を受けて認識された資本損失と、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 - (196) 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（アンプラ・エネルギー・エ・セルヴィソス、アンプラ・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（負の3百万ユーロ）は、エネルギー・エオリカの非支配株主から取得した持分の購入価格と、当該購入に伴って取得した資本持分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 - 19,621 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。

百万ユーロ												
2014年12月31日現在						変動		2015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 資本計上 分	損益計 算書 への組 替分	税効果	合計	うち 親会社 株主 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
ユーロ以外の通貨建ての財務諸表の換算から生じた剰余金	(3,112)	(1,321)	(1,791)	(1,743)	-	-	(1,743)	(635)	(1,108)	(4,855)	(1,956)	(2,899)
キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金	(2,056)	(1,806)	(250)	29	101	229	359	465	(106)	(1,697)	(1,341)	(356)
売却可能金融商品評価差額金	104	105	(1)	25	-	-	25	25	-	129	130	(1)
持分法適用投資のOCIの持分	(73)	(74)	1	23	8	(2)	29	20	9	(44)	(54)	10
純従業員給付負債/(資産)の再測定	(872)	(671)	(201)	344	-	(160)	184	120	64	(688)	(551)	(137)
資本の部において認識された利益/(損失)合計	(6,009)	(3,767)	(2,242)	(1,322)	109	67	(1,146)	(5)	(1,141)	(7,156)	(3,772)	(3,383)

[前へ](#) [次へ](#)

32.2 配当金

百万ユーロ

	配当金額 (百万ユーロ)	一株当たり当期純配当 (ユーロ)
2014年の純支払配当金		
2013年の配当金	1,222	0.13
2014年の暫定配当金	-	-
特別配当金	-	-
2014年の支払配当金合計	1,222	0.13
2015年の純支払配当金		
2014年の配当金	1,316	0.14
2015年の暫定配当金	-	-
特別配当金	-	-
2015年の支払配当金合計	1,316	0.14

2015年度の配当金は1株当たり0.16ユーロ、合計1,627百万ユーロとして、2016年5月26日に1回の招集に基づいて開催される株主総会にて提案される予定である。当財務諸表は、株主への2015年度の配当分配の影響を反映していない。

資本管理

当グループの資本管理の目的は、継続企業としての事業を保護し、株主のための価値を創造し、かつ当グループの発展を支えることである。特に、当グループは、株主にとって満足できる収益率の達成を可能にするための十分な株式資本を維持するとともに、十分な格付けを維持することなどによって外部の資金調達源へのアクセスを確保することを目指している。

この関係で、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。2015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展開を常に監視している。2015年および2014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

	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在	変動
非流動財政状態	44,872	48,655	(3,783)
正味短期財政状態	(4,992)	(8,571)	3,579
長期金融債権および長期有価証券	(2,335)	(2,701)	366
純金融負債	37,545	37,383	162
親会社株主帰属持分	32,376	31,506	870
非支配持分	19,375	19,639	(264)
株主持分	51,751	51,145	606
デット・エクイティ・レシオ	0.73	0.73	-

32.3 非支配持分 - 19,375百万ユーロ

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	
	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在
エンデサ・グループ	6,742	6,648	280	116
Enel Latinoaméricaグループ	8,052	8,690	1,032	464
EIHグループ	803	1,134	(275)	31
Slovenskeグループ	386	385	(3)	(523)
エネル・グリーン・パワー・グループ	3,392	2,782	142	167
合計	19,375	19,639	1,176	255

注記33 借入金

百万ユーロ	非流動		流動	
	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在	2015年 12月31日現在	2014年 12月31日現在
長期借入金	44,872	48,655	5,733	5,125
短期借入金	-	-	2,155	3,252
合計	44,872	48,655	7,888	8,377

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 - 2,284百万ユーロ

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、補足的年金およびヘルスケアの制度、ならびに住宅電力割引（イタリアの会社の場合は一部の退職者に限られる。）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対する義務を負う給付を賄うための、発生額の見積りに関するものである。外国の会社については、当項目は退職給付を表している。
- > 「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、退職した従業員に2015年末まで付与されていたこの給付が一方向的に廃止された。
- > 「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と見なされ、イタリアでは、有資格従業員に対する、達成勤続年数（25年および35年間の勤務）に応じた賞与を得る電力会社従業員の団体交渉の同意により保証された見積もり負債額である。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が盛り込まれている。

イタリア国外では、スペインのエンデサの制度のように、主な年金制度としては従業員の年齢と会社に基づいて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、特定の確定拠出型年金制度に加入している従業員は、現役従業員の障害または死亡が発生した場合に適切な保険契約で保証される確定給付制度に加入している。さらに、当グループは、他に2つの限定的登録制度があるが、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）旧カタラン(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。

次の表は、それぞれ2015年12月31日および2014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、および当該債務と数理計算上の負債の調整を示す。

百万ユーロ	2015年					2014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	2,458	1,927	223	263	4,871	2,366	1,848	209	362	4,785
流動勤務費用	24	6	5	54	89	17	6	4	48	75
利息費用	106	41	10	8	165	125	60	11	10	206
人口統計仮定の変動による数理計算上の（利益）／損失	1	-	-	-	1	1	1	-	1	3
財務仮定の変動による数理計算上の（利益）／損失	(124)	(66)	(8)	4	(194)	270	173	9	(7)	445
実績の調整	10	(196)	2	4	(180)	(24)	(39)	5	(17)	(75)
過去勤務費用	(43)	-	-	(5)	(48)	(4)	(36)	(2)	(24)	(66)
和解による（利益）／損失	1	(902)	-	-	(901)	8	-	-	-	8
為替換算差額	(157)	(1)	(17)	(6)	(181)	(4)	-	(1)	(18)	(23)
雇用主拠出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
従業員拠出	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
支払済み給付	(154)	(88)	(13)	(39)	(294)	(237)	(88)	(13)	(89)	(427)
その他の変動額	4	3	-	2	9	5	2	1	(2)	6
売却目的負債	(1)	-	-	-	(1)	(66)	-	-	(1)	(67)
12月31日現在の数理計算上の債務 (A)	2,126	724	202	285	3,337	2,458	1,927	223	263	4,871
年金資産の変動										
1月1日現在の制度資産の公正価値	1,252	-	-	-	1,252	1,187	-	-	-	1,187
金利収益	68	-	-	-	68	82	-	-	-	82
金利収益の金額を除いた年金資産の期待運用収益	(30)	-	-	-	(30)	28	-	-	-	28
為替換算差額	(125)	-	-	-	(125)	4	-	-	-	4
雇用主拠出	98	88	13	24	223	186	88	13	22	309
従業員拠出	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
支払済み給付	(154)	(88)	(13)	(24)	(279)	(237)	(88)	(13)	(22)	(360)
他の支払	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12月31日現在の制度資産の公正価値 (B)	1,110	-	-	-	1,110	1,251	-	-	-	1,251
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	68	-	-	-	68	58	-	-	-	58
金利収益	5	-	-	-	5	7	-	-	-	7
アセット・シーリングの変更	2	-	-	-	2	2	-	-	-	2
為替換算差額	(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)	57	-	-	-	57	67	-	-	-	67
財政状態計算書の純負債 (A-B+C)	1,073	724	202	285	2,284	1,274	1,927	223	263	3,687

百万ユーロ

	2015年	2014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	(5)	(26)
純利息費用	102	131
和解による（利益）/損失	(901)	8
他の長期給付の数理計算上の（利益）/損失	46	34
その他の変動額	1	7
合計	(757)	154

百万ユーロ

	2015年	2014年
OCIの（利益）/損失の変動		
金利収益の金額を除いた年金資産の運用収益	30	(28)
確定給付制度の数理計算上の（利益）/損失	(374)	366
金利収益に含まれる金額を除いたアセット・シーリング の変動	2	2
その他の変動額	(2)	-
合計	(344)	340

損益を通じて認識される費用の変動は主に、イタリアの会社に関してのみ（2015年12月末から）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条に基づく新たな計画を実施するために2015年12月に定められた労働組合協約によって、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、過去勤務費用に48百万ユーロのプラス影響が生じた。

期末時点で財政状態計算書に認識される負債は、2015年12月31日現在1,110百万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おり、エネルシス・グループおよびエンデサ・グループによってその全部が占められている。

制度資産の内訳は以下のとおりである：

百万ユーロ

	2015年	2014年
活発な市場を参照する投資額		
持分性商品	4%	5%
確定利付証券	25%	29%
投資不動産	4%	5%
その他	1%	-
非上場証券		
保険会社が保有する資産	-	-
その他	67%	61%
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
	2015年				2014年			
割引率	-	-	-	-	-	-	-	-
インフレ率	1.60%	2.00%	-	-	1.60%	2.30%	-	-
昇給率	-	2.00%	-	-	-	2.30%	-	-
医療費増加率	2.60%	3.20%	-	-	2.60%	3.50%	-	-
年金資産の期待 運用収益率	-	2.54%	-	-	-	2.06%	12.52%	-

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確定給付債務の影響を表している。

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
	2015年12月31日				2014年12月31日			
割引率の0.5%の 下落	131	60	12	4	156	58	11	5
割引率の0.5%の 上昇	(116)	(54)	(12)	(10)	(134)	(120)	(13)	(6)
インフレ率の0.5%の 上昇	33	59	8	4	31	137	8	5
インフレ率の0.5%の 下落	(26)	(38)	(9)	(7)				
報酬の0.5%の上昇	8	-	-	2	27	-	-	7
現在支払中の年金の 0.5%の上昇	11	-	-	(3)	52	-	-	-
医療費の1%の上昇	-	-	20	-	-	-	24	-
現役および退職した 従業員の平均余命1 年の増加	47	24	3	(2)	17	81	11	1

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による確定給付債務の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、16百万ユーロである。

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	2015年12月31日	2014年12月31日
1年以内	201	265
1～2年	211	257
2～5年	601	801
5年以上	944	1,406

注記35 リスクおよび費用に対する引当金 - 6,822百万ユーロ

百万ユーロ	2015年12月31日		2014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	528	-	566	1
- 廃棄、撤去および用地の回復	611	11	594	5
- 訴訟	762	47	810	40
- 環境関連証明書費用	-	19	-	43
- 税金および関税	290	20	309	7
- その他	819	1,062	693	581
合計	3,010	1,159	2,972	677
早期退職奨励引当金	2,182	471	1,079	510
合計	5,192	1,630	4,051	1,187

[前へ](#)

[次へ](#)

百万ユーロ		発生	戻入れ	目的使用	割引率 調整	連結範 囲の 変更	換算調整	その他	
	2014年 12月31日								2015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	567	-	-	-	8	-	-	(47)	528
- 廃棄、撤去および用地の回復	599	14	(28)	(26)	9	(4)	(3)	61	622
- 訴訟	850	231	(140)	(101)	41	-	(51)	(21)	809
- 環境関連証明書費用	43	18	(38)	(4)	-	-	-	-	19
- 税金および関税	316	43	(11)	(34)	6	(1)	(5)	(4)	310
- その他	1,274	683	4	(209)	33	1	(47)	142	1,881
合計	3,649	989	(213)	(374)	97	(4)	(106)	131	4,169
早期退職奨励引当金	1,589	1,630	(52)	(526)	15	-	-	(3)	2,653
合計	5,238	2,619	(265)	(900)	112	(4)	(106)	128	6,822

[前へ](#)

[次へ](#)

原子炉の廃炉のための引当金

2015年12月31日現在、この引当金は、国王令1349/03および法律24/05にしたがい、原子力発電所解体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よる解体時に発生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レ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のエンレサへの移管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、主にブラジル（135百万ユーロ）およびスペイン（154百万ユーロ）の配電会社に関連するものである。主として、サービスの質に関する紛争と従業員または最終ユーザーとの間の紛争に関連している。

当年度の変動は、基本的に、配電区域における懲戒手続および供給業者との間の紛争後に発生した多数の（特にスペインでの）紛争の展開を反映している（110百万ユーロ）。さらに、ブラジルでの訴訟に係る引当金の増加（41百万ユーロ）が伴っている。引当金残高は、主にエンデサ・ディストリブシオンおよびブラジルのグループ会社による損益への戻入と取崩に起因して、期中の発生にもかかわらず減少した。

環境関連証明書の引当金

「環境関連証明書費用」の引当金は、国家または超国家的な環境保護要件のコンプライアンスに必要な環境証明書の不足分のコストを穴埋めするものである。

その他引当金

「その他」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。特に、2015年には、イタリアのグループ会社が、電力割引給付を廃止する旨の当グループの一方的決定を受けて、合計328百万ユーロと見積もられた退職した従業員への1回限りの支払いに関連する一括費用の引当金を認識したこと、Enel Reが保険の和解に関連する潜在的費用の92百万ユーロの引当金を認識したこと、および、ハイドロモンデゴによるジラボーリョスでのプロジェクトの放棄に関する46百万ユーロの引当の結果、この項目は大幅に増加した。

「その他」の変動には、コロンビアのエル・キンボ発電所の建設において負担する環境関連費用142百万ユーロが含まれており、この費用は資産の価額の直接的増加として認識された。

加えて、リスクおよび費用に対する引当金の残高には、（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が含まれており、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確立されたインセンティブ引当金の使用を反映するものであり、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6日に締結された労使協定に主に関係している。2015年12月、フォルネロ法第4条の規定に基づく新たな協定がイタリアで締結された。この協定は、2016～2020年に約6,100人の従業員の自主退職を想定しており、約1,196百万ユーロの引当金の追加的発生をもたらした。加えて、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）が2015年中に拡大され、（約612人の従業員に関する）約390百万ユーロの追加的引当金が計上された。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。昨年の引当金は従業員473人に関する349百万ユーロとなった。

注記36 その他の固定負債 - 1,549百万ユーロ

百万ユーロ				
	2015年12月31日	2014年12月31日	変動	
未払営業費用および繰延収益	966	952	14	1.5%
その他の項目	583	512	71	13.9%
合計	1,549	1,464	85	5.8%

2015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により構成されている。

注記37 買掛金 - 11,775百万ユーロ

11,775百万ユーロ（2014年は13,419百万ユーロ）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、原材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、11,261百万ユーロ（2014年は12,923百万ユーロ）であり、支払期限が12カ月以上の買掛金は、514百万ユーロ（2014年は496百万ユーロ）である。

注記38 その他の短期金融負債 - 1,063百万ユーロ

百万ユーロ				
	2015年12月31日	2014年12月31日	変動	
繰延金融負債	957	1,063	(106)	-10.0%
その他の項目	106	114	(8)	-7.0%
合計	1,063	1,177	(114)	-9.7%

「繰延金融負債」は、社債の未払費用に関連する項目である。この項目は前年比ほぼ横ばいとなった。

注記39 正味財政状態、長期金融債権および有価証券 - 37,545百万ユーロ

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	2015年12月31日	2014年12月31日	変動	
長期借入金	41	44,872	48,655	(3,783)	-7.8%
短期借入金	41	2,155	3,252	(1,097)	-33.7%
1年以内返済予定の長期借入金	41	5,733	5,125	608	11.9%
負債に含まれる固定金融資産	24	(2,335)	(2,701)	366	-13.6%
負債に含まれる流動金融資産	28	(2,241)	(3,860)	1,619	-41.9%
現金および現金同等物		(10,639)	(13,088)	2,449	-18.7%
合計		37,545	37,383	162	0.4%

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、2015年12月31日と2014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

	2015年12月31日	2014年12月31日	変動	
手許現金および現金同等物	582	758	(176)	-23.2%
銀行および郵便預金	10,057	12,330	(2,273)	-18.4%
有価証券	1	140	(139)	-
手元流動性	10,640	13,228	(2,588)	-19.6%
短期の金融債権	1,324	1,977	(653)	-33.0%
ファクタリング債権	147	177	(30)	-16.9%
長期金融債権一年以内回収分	769	1,566	(797)	-50.9%
短期金融債権	2,240	3,720	(1,480)	-39.8%
短期銀行借入金	(180)	(30)	(150)	-
コマーシャル・ペーパー	(213)	(2,599)	2,386	91.8%
長期銀行債務の1年以内返済分	(844)	(824)	(20)	-2.4%
発行済社債（短期部分）	(4,570)	(4,056)	(514)	-12.7%
その他の借入金（短期部分）	(319)	(245)	(74)	-30.2%
その他の短期金融債務	(1,762)	(623)	(1,139)	-
短期金融債務計	(7,888)	(8,377)	489	5.8%
純短期財政状態	4,992	8,571	(3,579)	-41.8%
銀行および金融機関に対する債務	(6,863)	(7,022)	159	2.3%
社債	(35,987)	(39,749)	3,762	9.5%
その他の借入金	(2,022)	(1,884)	(138)	-7.3%
長期財政状態	(44,872)	(48,655)	3,783	7.8%
CONSOB指示書に準拠した				
純財政状態	(39,880)	(40,084)	204	0.5%
長期金融債権および有価証券	2,335	2,701	(366)	-13.6%
純金融負債	(37,545)	(37,383)	(162)	-0.4%

これらの項目に関する関連当事者との取引はない。

注記40 その他の流動負債 - 11,222百万ユーロ

百万ユーロ	2015年12月31日	2014年12月31日	変動	
顧客に対する債務	1,567	1,599	(32)	-2.0%
電力平衡基金、マーケット・オペレーターおよびエネルギー・サービス事業者に対する債務	4,879	4,005	874	21.8%
従業員に対する債務	459	496	(37)	-7.5%
その他の未払税金	990	887	103	11.6%
社会保険機構への未払金	216	216	-	-
条件付対価	36	46	(10)	-21.7%
少数株主に提供されたプット・オプション債務	793	789	4	0.5%
流動未払い費用および繰延収益	294	285	9	3.2%
株式投資の取得に係る債務	-	33	(33)	-
工事契約の債務	347	317	30	9.5%
その他	1,641	2,154	(513)	-23.8%
合計	11,222	10,827	395	3.6%

「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1,066百万ユーロ（2014年12月31日現在は1,096百万ユーロ）が含まれる。使用に制限がない電力販売に対する保証金は、契約終了後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。

「電力平衡基金、マーケット・オペレーターおよびエネルギー・サービス事業者に対する債務」は、イタリア市場における電力購入への平衡メカニズム適用から発生した債務3,439百万ユーロ（2014年12月31日時点では2,449百万ユーロ）と、スペイン市場に関する1,392百万ユーロ（2014年12月31日時点では1,556百万ユーロ）を含んでおり、残りはラテン・アメリカに関するものである。。この項目の増加は主に、エネル・ディストリブツィオーネが支払う特定の料金構成要素（AおよびUC）の決定方法の変更に帰し得る。

「条件付対価」は、北米のグループ企業が所有する多くの投資対象に関し、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。

2015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778百万ユーロ（2014年12月31日現在と同額）の負債が含まれている。

2014年度の「株式投資の取得に係る債務」は、北米の多数の企業の取得に関する支払いの残額に関連するものである。

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、IAS39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	2015年12月31日	2014年12月31日	2015年12月31日	2014年12月31日
貸付金および債権	41.1.1	2,173	2,522	25,676	28,830
売却可能金融資産	41.1.2	868	882	-	140
満期保有目的金融資産	41.1.3	117	139	1	-
損益を通して公正価値で測定される金融資産					
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	40	-	-
FVTPLのデリバティブ金融資産	41.1.5	13	5	4,466	4,930
損益を通して公正価値で測定される金融資産の合計		58	45	4,466	4,930
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	46	55	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ	41.1.5	2,284	1,275	607	570
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		2,330	1,330	607	570
合計		5,546	4,918	30,750	34,470

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	2015年12月31日	2014年12月31日	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
現金および現金同等物	30	-	-	30	10,639	13,088
売掛金	27	-	-	27	12,797	12,022
長期金融債権一年以内回収分	28	-	-	28	769	1,566
ファクタリング未収金	28	-	-	28	147	177
現金担保	28	-	-	28	1,020	1,654
その他の金融債権	24	2,173	2,522	28	304	323
合計		2,173	2,522		25,676	28,830

2015年12月31日の顧客に対する売掛金は、12,797百万ユーロ（2014年12月31日は12,022百万ユーロ）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2,085百万ユーロとの正味額であり、期首残高の1,662百万ユーロから増加している。

以下の表は、売掛金の減損損失を示す。

百万ユーロ	2015年12月31日	2014年12月31日
売掛金		
総価値	14,882	13,684
減損引当金	(2,085)	(1,662)
純価値	12,797	12,022

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	
2014年1月1日の期首残高	1,472
当期増加	864
取崩目的使用	(529)
戻入れ	(120)
その他の変動額	(25)
2014年12月31日の期末残高	1,662
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)
戻入れ	(178)
その他の変動額	155
2015年12月31日の期末残高	2,085

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	2015年12月31日	2014年12月31日	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
その他の企業への株式投資	24	237	213	24	-	-
売却可能有価証券	28.1	-	-	28.1	-	140
サービス委譲契約	24	631	669		-	-
合計		868	882		-	140

売却可能金融資産の変動

百万ユーロ	非流動	流動
2015年1月1日の期首残高	882	140
増加	129	-
減少	(51)	(140)
OCIを介した公正価値の変動	16	-
再分類	85	-
その他の変動額	(193)	-
2015年12月31日の期末残高	868	-

41.1.3 満期保有目的金融資産

2015年12月31日現在の満期保有目的金融資産は117百万ユーロであり、前年と比べると、22百万ユーロ減少している。この項目は、エネル・インシュランスが保有する非流動有価証券の報告である。

41.1.4 損益を通して公正価値で測定される金融資産

以下の表は、性質として損益を通して公正価値で測定される金融資産の公正価値を示し、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	2015年12月31日	2014年12月31日	注記	2015年12月31日	2014年12月31日
FVTPLに関するデリバティブ	41.4	13	5	41.4	4,466	4,930
ファンドへの金融投資		45	40		-	-
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	40		-	-
合計		58	45		4,466	4,930

41.1.5 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「デリバティブおよびヘッジ会計」を参照。

41.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、IAS39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	注記	非流動		流動	
		2015年12月31日	2014年12月31日	2015年12月31日	2014年12月31日
償却原価で測定した金融負債	41.2.1	44,872	48,655	19,663	21,796
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	41.4	41	35	4,734	4,971
損益を通して公正価値で測定される金融負債の合計		41	35	4,734	4,971
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	41.4	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ	41.4	1,477	2,406	775	470
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		1,477	2,406	775	470
合計		46,390	51,096	25,172	27,237

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	注記	非流動		注記	流動	
		2015年12月31日	2014年12月31日		2015年12月31日	2014年12月31日
長期借入金	41	44,872	48,655	41	5,733	5,125
短期借入金	41	-	-	41	2,155	3,252
買掛金	37	-	-	37	11,775	13,419
合計		44,872	48,655		19,663	21,796

41.3 借入金

41.3.1 長期借入金（1年以内返済予定分を含む） - 50,605百万ユーロ

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借入金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ごとの適切な評価技法、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市場データに関連付けて決定される。

[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、2015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	2015年12月31日					2014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	30,250	29,809	3,351	26,458	34,897	32,155	31,897	2,561	29,336	37,847	(2,088)
- 上場、変動金利	4,098	4,076	1,155	2,921	4,190	5,722	5,692	1,432	4,260	5,982	(1,616)
- 非上場、固定金利	5,479	5,436	-	5,436	6,186	4,926	4,885	-	4,885	5,808	551
- 非上場、変動金利	1,236	1,236	64	1,172	1,193	1,331	1,331	63	1,268	1,263	(95)
社債合計	41,063	40,557	4,570	35,987	46,466	44,134	43,805	4,056	39,749	50,900	(3,248)
銀行借入金											
- 固定金利	1,169	1,147	137	1,010	1,256	945	926	47	879	1,170	221
- 変動金利	6,555	6,529	707	5,822	6,812	6,861	6,839	708	6,131	7,026	(310)
- リボルビング・ クレジット・ ファシリティ利 用	31	31	-	31	31	81	81	69	12	70	(50)
銀行借入金の合計	7,755	7,707	844	6,863	8,099	7,887	7,846	824	7,022	8,266	(139)
ノンバンク借入金											
- 固定金利	2,012	2,012	250	1,762	2,012	1,723	1,723	186	1,537	1,824	289
- 変動金利	329	329	69	260	341	406	406	59	347	420	(77)
ノンバンク借入金 の合計	2,341	2,341	319	2,022	2,353	2,129	2,129	245	1,884	2,244	212
固定金利借入金の 合計	38,910	38,404	3,738	34,666	44,351	39,749	39,431	2,794	36,637	46,649	(1,027)
変動金利借入金の 合計	12,249	12,201	1,995	10,206	12,567	14,401	14,349	2,331	12,018	14,761	(2,148)
合計	51,159	50,605	5,733	44,872	56,918	54,150	53,780	5,125	48,655	61,410	(3,175)

[前へ](#)

[次へ](#)

債券の残高は、親会社がポートフォリオに保有している非上場の変動利付「従業員のための特別シリーズ債券 1994-2019」に係る808百万ユーロを控除して表示してある一方、エネル・インシュアランスはエネル・エスピーエーが発行した総額15百万ユーロの社債を保有している。

以下は通貨および金利ごとによる長期金融債務の表である。

通貨および金利ごとによる長期金融債務

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
	2015年12月31日		2014年12月31日		2015年12月31日	
ユーロ	31,059	31,433	35,221	35,424	3.8%	4.1%
米国ドル	9,552	9,636	8,485	8,559	6.3%	6.6%
英ポンド	5,775	5,845	5,437	5,508	6.1%	6.2%
コロンビアペソ	1,358	1,358	1,663	1,663	9.5%	9.5%
ブラジルレアル	875	880	1,149	1,157	14.8%	15.1%
スイスフラン	534	535	606	607	3.1%	3.1%
チリペソ/UF	445	456	458	470	10.4%	12.6%
ペルーソル	410	410	363	363	6.3%	6.3%
ロシアルーブル	124	124	69	69	12.1%	12.1%
日本円	240	240	237	238	2.4%	2.5%
その他通貨	233	242	92	92		
ユーロ以外の通貨合計	19,546	19,726	18,559	18,726		
合計	50,605	51,159	53,780	54,150		

ユーロ以外の通貨建の長期金融債務は987百万ユーロ増加した。この変動は、主として、米国およびラテン・アメリカの再生可能エネルギーセクター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および当年度中に記録された減価による為替換算差額に帰し得る。

長期債務の額面価額の変動

百万ユーロ	額面価額	返済	自己保有 社債の 変化	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
	2014年 12月31日								2015年 12月31日
社債	44,134	(4,065)	(31)	-	33	172	820	-	41,063
銀行借入金	7,887	(1,035)	-	55	-	901	(53)	-	7,755
その他の借入金	2,129	(372)	-	160	-	401	23	-	2,341
金融債務合計	54,150	(5,472)	(31)	215	33	1,474	790	-	51,159

2015年12月31日現在の長期借入金の額面価額は、2014年12月31日に比べ、2,991百万ユーロ減少した。その内訳は、5,472百万ユーロの返済、1,474百万ユーロの新規借入金、790百万ユーロの為替差損、および連結範囲の変更に起因する215百万ユーロである。最後の要因は、従前に税務パートナーシップ契約を締結していた米国の再生可能エネルギーセクターの多数の企業の買収に関連している。

2015年中の主な返済は、社債が4,065百万ユーロ、銀行借入金が合計で1,035百万ユーロおよびその他の借入金が372百万ユーロであった。

より具体的に、2015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2015年1月満期の固定金利債に関係する1,000百万ユーロ;
- > エネル・エスピーエーが発行した2015年1月満期の変動金利債に関係する1,300百万ユーロ;
- > エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2015年6月満期の固定金利債に関連する1,195百万ユーロ;
- > ラテン・アメリカの多数のグループ会社が発行し2015年中に満期を迎えた社債に関連する333百万ユーロ相当額

当年中の主な銀行借入金の返済には、以下のものが含まれていた。

- > エンデサの変動金利銀行借入れに関連する147百万ユーロ。うち66百万ユーロは助成金付きローンであった;
- > エネル・プロデュツィオーネとエネル・ディストリブツィオーネとによる助成金付きローンの返済に係る338百万ユーロ;
- > ラテン・アメリカのグループ会社による銀行借入れの返済に関連する170百万ユーロ相当額;
- > エネル・グリーン・パワー・グループに属する会社による借入れの返済に係る267百万ユーロ相当額;
- > エネル・ロシアの借入れに係る104百万ユーロ相当額

当年中の主な非銀行借入金の返済には、以下のものが含まれていた。

- > ラテン・アメリカでの借入れに係る166百万ユーロ相当額;
- > エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカの借入れに係る124百万ユーロ相当額

2015年1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、2025年1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（1,429百万ユーロ）および発行額（1,462百万ユーロ）が33百万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、2016年から2021年までの間に満期を迎える額面合計4,114百万ユーロの従来の銘柄が、引き続き市場で流通している。

2015年に実行された主な新規借入れは、172百万ユーロの社債、901百万ユーロの銀行借入れ、および合計401百万ユーロのその他の借入れであった。

下表は、2015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	エデルノール	2015年 7月16日	19	ペルー・ ヌエボ・ ソル	6.12%	固定金利	2019年 7月16日
現地社債	エネル・ロシア	2015年 6月4日	62	ロシア・ ルーブル	12.10%	固定金利	2018年 5月31日
現地社債	エネル・ロシア	2015年 10月2日	62	ロシア・ ルーブル	12.10%	固定金利	2018年 9月29日
社債合計			143				
銀行借入金							
	エネル・ グリーン・ パワー・チリ	2015年 1月29日	69	米ドル	6カ月物 米ドル LIBOR + 265bp	変動金利	2021年 12月3日
	エネル・ グリーン・ パワー・ アールエスエー	2015年 4月1日	11	ランド	6カ月物 JIBAR + 125bp	変動金利	2032年 6月30日
	エネル・ グリーン・ パワー・ アールエスエー	2015年 4月1日	35	ランド	6カ月物 JIBAR + 270bp	変動金利	2022年 6月30日
	エネル・ グリーン・ パワー・ アールエスエー	2015年 8月27日	30	ユーロ	6カ月物 EURIBOR + 115bp	変動金利	2029年 6月30日
	エンデサ	2015年 9月25日	300	ユーロ	3カ月物 EURIBOR + 46.4bp	変動金利	2027年 9月25日
銀行借入金の合計			445				
ノンバンク借入金							
	エネル・ グリーン・ パワー・ ノース・ アメリカ	2015年 12月23日	80	米ドル	7.50%	固定金利	2025年 12月23日
	エネル・ グリーン・ パワー・ ノース・ アメリカ	2015年 12月18日	190	米ドル	7.57%	固定金利	2025年 12月18日
ノンバンク借入金の合計			270				

2015年に締結された主な借入契約には以下のものが含まれる。

- > エネル・エスピーエーは、2月11日、2013年2月11日に得た将来をスタート日とする約9.4十億ユーロのリボリング融資ファシリティの再交渉を行い、その費用を引き下げるとともに期間を当初の2018年4月満期から2020年まで延長した。このファシリティは、2015年12月31日現在、未利用であった。
- > 2015年7月16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、2016年7月に終了する400百万ユーロのファシリティと置き換えられる期間60カ月の450百万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、2015年12月31日現在、未利用であった。
- > 年度中に、エンデサが合計300百万ユーロのその与信枠の一部の再交渉を行った。

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債券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。各ハイブリッド債券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。

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。

制限条項が、債務を負う者の重要な子会社またはそれらの子会社に関しても拘束力を有する場合がある。

加えて、預託貸付公庫からエネル・ディストリブツイオーネへの特定のローンに関連してエネルがエネル・ディストリブツイオーネのために発行した保証は、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。

さらに、これらの契約の大部分には、特定の状況、政府の一定の対策、支払不能または裁判による資産の収用により起動されるクロス・アクセレレーション条項も含まれている。

以上に加えて、多数のローンでは、エンデサまたは子会社の支配の変更が生じた場合における繰上返済が規定されている

[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

	2015年12月31日						2014年12月31日					
	初期の負債構造			ヘッジのヘッジ後の負債構造 影響			初期の負債構造			ヘッジのヘッジ後の負債構造 影響		
	帳簿価額	額面金額	%	帳簿価額	額面金額	%	帳簿価額	額面金額	%	帳簿価額	額面金額	%
ユーロ	31,059	31,433	61.4%	12,770	44,203	86.4%	35,221	35,424	65.4%	11,787	47,211	87.2%
米国ドル	9,552	9,636	18.8%	(6,660)	2,976	5.8%	8,485	8,559	15.8%	(5,972)	2,587	4.8%
英ポンド	5,775	5,845	11.4%	(5,845)	-	-	5,437	5,508	10.2%	(5,508)	-	-
コロンビア ペソ	1,358	1,358	2.7%	57	1,415	2.8%	1,663	1,663	3.1%	-	1,663	3.1%
ブラジルレ アル	875	880	1.7%	28	908	1.8%	1,149	1,157	2.1%	-	1,157	2.1%
スイスフラン	534	535	1.0%	(535)	-	-	606	607	1.1%	(607)	-	-
チリペソ/U F	445	456	0.9%	230	686	1.3%	458	470	0.9%	206	676	1.2%
ペルーソル	410	410	0.8%	(58)	352	0.7%	363	363	0.7%	-	363	0.7%
ロシアルー ブル	124	124	0.2%	235	359	0.7%	69	69	0.1%	332	401	0.7%
日本円	240	240	0.5%	(240)	-	-	237	238	0.4%	(238)	-	-
その他通貨	233	242	0.5%	18	260	0.5%	92	92	0.2%	-	92	0.2%
ユーロ以外の 通貨合計	19,546	19,726	38.6%	(12,770)	6,956	13.6%	18,559	18,726	34.6%	(11,787)	6,939	12.8%
合計	50,605	51,159	100.0%	-	51,159	100.0%	53,780	54,150	100.0%	-	54,150	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	2015年				2014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	14,405	27.0%	11,055	20.7%	17,656	30.8%	13,396	23.3%
固定金利	38,910	73.0%	42,260	79.3%	39,749	69.2%	44,009	76.7%
合計	53,315		53,315		57,405		57,405	

2015年12月31日現在、金融負債の27%が変動金利であった（2014年12月31日現在は31%）。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21%（2014年12月31日は23%）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、79%の正味金融負債がヘッジされていた（2014年12月31日現在は77%をヘッジ）。

これらの結果は、リスク管理方針によって確立された限度に基づく。

41.3.2 短期借入金 - 2,155百万ユーロ

2015年12月31日現在、短期借入金は、2014年12月31日と比較して1,097百万ユーロ減少し、2,155百万ユーロであった。内訳は、以下のとおりである。

百万ユーロ	2015年12月31日	2014年12月31日	変動
短期銀行借入金	180	30	150
コマーシャル・ペーパー	213	2,599	(2,386)
現金担保およびその他デリバティブの資金調達	1,698	457	1,241
他の短期借入金	64	166	(102)
短期借入金	2,155	3,252	(1,097)

短期銀行借入金は、180百万ユーロであった。2015年12月末現在のコマーシャル・ペーパーによる債務は、エネルギー・エスピーエーの保証の下でエネルギー・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、ならびに、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、およびエネルギーシスの400百万ドル（367百万ユーロ相当）のプログラムに関連する発行残高である。

2015年12月31日現在、上記プログラムに関連する発行分は213百万ユーロ、うち96百万ユーロがエネルギー・ファイナンス・インターナショナルのもの、および117百万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	2015年	
	純利益（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	-	
償却原価で測定した売却可能金融資産	8	
満期保有目的金融資産	7	
貸付金および債権	149	
FVTPLの金融資産		
トレード目的金融資産	-	
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）	5	
FVTPLの金融資産の合計	5	
償却原価で測定した金融負債	(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（公正価値オプション）	-	
FVTPLの金融負債の合計	-	

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、
- > 運営、監視、リスク管理に関する役割と責務を定義する、グループレベルおよび個々の部門、国、事業分野での特定方針を確立することであり、グループの事業とリスク管理の責務に関する事業体の組織的区分を明確にし、
- > 運営上の限界をグループレベルおよび個々の部門、国、グローバル事業分野に対する様々なリスクに関し、指定する。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依拠して、ソーシングやヘッジングを進めるなど、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を発展させ、デリバティブに関する金融リスクのヘッジを計画し、技術化する。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、市場リスクを低減するか、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、燃料を調達し、電力およびガスを卸売市場に販売するのに当たってグループ全体のために業務を行う単一の法人を用意するとともに、これらの取引に関与するユニットを直接管理することにより取引を集中化しており、これらのユニットは現地のレベルでも業務を行っているので、市場との効果的な関係を維持することが可能となっている。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を操作し、監視し、統合するため指名されたホールディングカンパニーの事業体と協力する。エネルギー商品に関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、清算義務が発動する規制当局による閾値に関連して、店頭デリバティブのポートフォリオのサイズを定期的に監視している（EMIR - 欧州市場インフラ規則 - 欧州議会第648/2012号）。2015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の戦略的多様化を通して目指し、店頭デリバティブを使用し、金利スワップと金利オプションを中心に、特定のエクスポージャーに対し、リスク分析結果を修正する。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市場で入手できない、あるいは、十分に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トと合意する。

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。

金利オプションは、一旦ある基準値（オプション行使価格）に届いた場合に想定元本について計算された金利の差額を交換することを含む取引である。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、最大限の利率（キャップ）または最小限の利率（フロアー）を規定するものである。ヘッジ戦略として、同時に最大と最小の利率を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、2015年12月31日および2014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	
	2015年	2014年
変動金利から固定金利スワップ	10,910	5,043
固定金利から変動金利スワップ	853	889
固定金利から固定金利スワップ	0	100
変動金利から変動金利スワップ	180	180
金利オプション	50	50
合計	11,993	6,262

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	2015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	28	(28)	-	-
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	-	-	183	(183)
公正価値のヘッジ	25	(8)	8	-	-

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（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。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、2015年12月31日と2014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	
	2015年	2014年
ユーロ以外の外貨建負債をヘッジするクロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	15,812	14,801
商品の為替リスクをヘッジする為替予約	4,334	4,942
ユーロ建以外の通貨の将来キャッシュ・フローをヘッジする為替予約	4,330	3,552
コマーシャル・ペーパーをヘッジする通貨スワップ	-	148
借入金をヘッジする為替予約	181	224
その他の為替予約	11	-
合計	24,668	23,667

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15,812百万ユーロのCCIRS（2014年12月31日現在は14,801百万ユーロ）
- > 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建の予想されるキャッシュ・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8,664百万ユーロの為替予約（2014年12月31日現在は€8,494百万ユーロ）
- > ユーロ以外の通貨建の借入金に伴う為替リスクをヘッジするための想定元本合計181百万ユーロの為替予約（2014年12月31日現在は224百万ユーロ）

2015年12月31日現在、グループの長期借入金の39%（2014年12月31日現在は35%）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、2015年12月31日現在で、14%となった（2014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	2015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%	182	(223)	-	-
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%	-	-	(1,951)	2,385
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、二者間の実物契約の形式の固定価格契約と、市場電力価格が権利行使価格を上回った場合には差額がカウンター・パーティーに、および逆の場合にはエネルに支払われる金融契約（差金取引、VPP契約等）を主に使用する。これらの取引によってヘッジされなかった現物市場でのエネルギー販売の残余エクスポージャーは、市場でのヘッジ取引を用いて管理することが可能な統一された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）。

エネルはまたグループのエネルギー商品市場における存在を維持するために最低限の私設取引を行っている。これらの業務は、企業方針の下、明確にこれらの実行を承認されているグループ企業のみが実行し、これらの業務の目的は、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し、予想する市場の動きを基に実行される裁定取引を通じた利益獲得機会を活用することである。

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（例えば、地域別、組織構造別、事業別等）についてリスク水準が、トップマネジメントによって設定されたリスク選好と整合した閾値に準拠しているかを判定することを目的としている。これらの業務は、厳格なリスク制限を規定している公式な規制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当該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、2015年中の制限の額は約39百万ユーロであった。

次の表は、2015年12月31日と2014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	
	2015年	2014年
予約および先物契約	30,791	26,671
スワップ	5,904	9,359
オプション	340	401
組込デリバティブ	-	-
合計	37,035	36,431

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

以下の表は、他のすべての変数は絶え間なく維持されながら、同じ日のシナリオに使用される評価モデルに基づく商品価格に合理的にあり得る変動の感応度の分析結果を示す。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。

税引前収益の影響は主に、ガスおよび石油商品の価格変動が原因である。株式資本への影響は、ほぼ全面的にガスおよび石炭の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	2015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%	(21)	27	-	-
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%	-	-	135	(134)

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、金融市場に与える不安定さ、および不確かさ、およびグローバルな経済危機の観点から、平均的な回収時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、様々な事業体によって、地域/国/事業分野レベルで管理されるので、リスクの管理および統制業務において必要な分離が確保される。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、グループレベルのレベルで、未履行の債権の質の劣化および講じるべき軽減措置を速やかに特定するために、商業上の信用エクスポージャーの測定におけるすべての中心的地域/国/グローバル事業分野および連結レベルにおける統一的基準の使用を規定している。

商品取引に関連する信用リスクに関して、統一のカウンターパーティーの評価システムは、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、有力な国家および国際的金融機関の中から高い立場の取引相手を選択することにより、最小化可能であり、ポートフォリオを多様化し、現金担保の交換が必要な証拠金契約を維持する、および／またはネットティング契約を用いる。内部評価システムは2015年に再度使用され、地域/国/グローバル事業分野レベルおよび連結レベルにおいて、金融取引先に関し、グループ金融リスク委員会によって承認された信用リスクの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、ルーマニア、ラテン・アメリカ、ロシア、フランス、北アメリカ等）での当グループの活動によって発生するが、これは、高度に多様化された顧客や取引先を基礎とするものである。多様化とは、地理的に、業種的に（工業会社、エネルギー会社、小売業者、観光、通信、政府機関等）、もしくは規模的に（大手企業、中小企業、一般顧客等）である。エネルは、子会社を通じて、全般的に細々とした信用エクスポージャーを有する60百万以上の顧客または取引先を有する。

支払期日が過ぎたが、有効な金融資産

百万ユーロ	2015年
無効売掛金	2,085
支払期日前で有効な売掛金	8,520
支払期日後で有効な売掛金	4,277
- 3カ月未満	1,696
- 3～6カ月	505
- 6カ月～1年	588
- 1年～2年	386
- 2年超	1,102
合計	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	2015年12月31日		2014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	377	13,042	671	13,456
コミットしない融資枠	648	-	425	-
コマーシャル・ペーパー	9,153	-	6,727	-
合計	10,178	13,042	7,823	13,456

コミットした融資枠はグループレベルで、13,419百万ユーロになり、13,042百万ユーロが2017年以降に満期となる。利用可能リソースの合計は、23,220百万ユーロとなり、9,153百万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、2015年初めに、2016年から2021年までの間に満期を迎える6銘柄のユーロ建て社債と、額面1,460百万ユーロ、クーポン・レート1.966%の新たな10年物ユーロ建て社債との交換の募集を実行した。

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	2017年	2018年	2019年	2020年	それ以降
社債：							
- 上場、固定金利	2,012	1,339	2,204	4,922	2,194	2,361	14,777
- 上場、変動金利	1,056	99	324	747	217	112	1,521
- 非上場、固定金利	-	-	1,376	-	1,600	-	2,460
- 非上場、変動金利	-	64	65	66	282	27	732
社債合計	3,068	1,502	3,969	5,735	4,293	2,500	19,490
銀行借入金							
- 固定金利	5	132	129	345	79	66	391
- 変動金利	150	557	534	624	608	592	3,464
- リボルビング・クレ ジット・ファシリ ティ利用	-	-	1	30	-	-	-
銀行借入金の合計	155	689	664	999	687	658	3,855
ノンバンク借入金:							
- 固定金利	60	190	209	191	170	192	1,000
- 変動金利	18	51	69	40	34	30	87
ノンバンク借入金の 合計	78	241	278	231	204	222	1,087
合計	3,301	2,432	4,911	6,965	5,184	3,380	24,432

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、2015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	2015年12月31日	2015-2019年	2020-2024年	2025-2029年	それ以降
- 電力	48,733	18,383	9,730	6,835	13,785
- 燃料	64,114	35,301	16,631	10,722	1,460
合計	112,847	53,684	26,361	17,557	15,245

注記43 金融資産と金融負債の相殺

2015年12月31日現在、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かった。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かったからである。

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		想定元本		公正価値	
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
- 金利	868	883	46	55	15	21	-	-
合計	868	883	46	55	15	21	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
- 金利	7,090	106	116	5	25	400	1	-
- 為替	13,554	9,078	2,163	1,163	2,921	2,662	280	244
- 商品	37	702	5	107	1,093	2,755	326	326
合計	20,681	9,886	2,284	1,275	4,039	5,817	607	570
トレーディング・デリバティブ								
- 金利	50	50	2	3	-	15	-	1
- 為替	102	121	5	2	2,064	2,094	63	157
- 商品	53	3	6	-	16,488	14,827	4,403	4,772
合計	205	174	13	5	18,552	16,936	4,466	4,930
デリバティブ金融資産の総額	21,754	10,943	2,343	1,335	22,606	22,774	5,073	5,500

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	
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
- 金利	3,643	3,635	459	554	95	922	2	2
- 為替	1,991	6,415	1,006	1,627	673	341	96	4
- 商品	187	742	12	225	2,028	2,075	677	464
合計	5,821	10,792	1,477	2,406	2,796	3,338	775	470
トレーディング・デリバティブ								
- 金利	107	107	16	21	100	123	65	75
- 為替	140	240	18	10	3,223	2,716	43	71
- 商品	93	20	7	4	17,056	15,307	4,626	4,825
合計	340	367	41	35	20,379	18,146	4,734	4,971
デリバティブ金融負債の合計	6,161	11,159	1,518	2,441	23,175	21,484	5,509	5,441

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項目との関係のほか、リスク・マネジメントの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化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、2015年12月31日および2014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	2015年12月31日		2014年12月31日	
金利スワップ	固定金利の借り入れ	44	853	41	1,004
金利スワップ	変動金利の借り入れ	(342)	10,883	(537)	4,963
合計		(298)	11,736	(496)	5,967

下表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2015年12月31日および2014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	
	2015年	2014年	2015年	2014年	2015年	2014年	2015年	2014年
	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
- 金利スワップ	883	904	46	55	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
- 金利スワップ	7,115	506	117	5	3,738	4,557	(461)	(556)
金利デリバティブ合計	7,998	1,410	163	60	3,738	4,557	(461)	(556)

2015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11,736百万ユーロとなり、対応する負の公正価値は298百万ユーロとなった。

想定元本は5,769百万ユーロ増加した。より具体的には、想定元本1,342百万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7,491百万ユーロとなった（うち7,100百万ユーロは、2017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。

198百万ユーロの公正価値改善は主に、事前ヘッジ取引の正の公正価値（114百万ユーロ）および年度中のイールドカーブの全般的低下を反映している。

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				
	2015年						
	12月31日	2016年	2017年	2018年	2019年	2020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	117	1	1	(10)	169	(20)	(11)
負の公正価値	(461)	(97)	(83)	(69)	(155)	(55)	(45)

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である。

百万ユーロ	
2014年1月1日における期初残高	(1,729)
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）	958
損益で認識される公正価値の変化	130
2014年12月31日の期末残高	(641)
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)

為替リスク

下表は、2015年12月31日および2014年12月31日の時点での残高のある、為替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
		2015年12月31日		2014年12月31日	
ヘッジ手段:	ヘッジ対象:				
- 通貨金利スワップ (CCIRSs)	- 固定金利の借り入れ	1,170	15,078	(508)	14,064
- 通貨金利スワップ (CCIRSs)	- 変動金利の借り入れ	25	401	11	416
- 通貨金利スワップ (CCIRSs)	- 外貨建て将来キャッシュ・フロー	(102)	306	(38)	321
- 為替予約	- 外貨建て商品先物購入	244	3,058	312	3,674
- 為替予約	- 外貨建て将来キャッシュ・フロー	4	296	-	21
合計		1,341	19,139	(224)	18,496

キャッシュ・フロー・ヘッジと公正価値ヘッジ:

- ユーロ以外の通貨建てによる固定金利債務の為替リスクのヘッジに使用された通貨金利スワップの想定元本は15,078百万ユーロ、公正価値は正の1,170百万ユーロだった。
- ユーロ以外の通貨建てによる変動金利債務の為替リスクのヘッジに使用された通貨金利スワップの想定元本は、707百万ユーロ、公正価値は負の77百万ユーロだった。
- ユーロ以外の通貨建てによる天然ガスの購入および燃料の購入、ならびに予想されるキャッシュ・フローに伴う為替リスクのヘッジに使用された為替予約の想定元本は3,354百万ユーロ、公正価値は248百万ユーロだった。

下表は、2015年12月31日および2014年12月31日の時点での為替デリバティブの想定元本と公正価値の、ヘッジの種類ごとの内訳である：

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	
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日
公正価値ヘッジ・ デリバティブ								
- 通貨金利スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ								
- 為替予約	2,927	3,520	256	315	427	175	(8)	(3)
- 通貨金利スワップ	13,548	8,220	2,187	1,092	2,237	6,581	(1,094)	(1,628)
為替デリバティブ合計	16,475	11,740	2,443	1,407	2,664	6,756	(1,102)	(1,631)

2015年12月31日の時点での通貨金利スワップの想定元本は15,785百万ユーロ（2014年12月31日では14,801百万ユーロ）となり、984百万ユーロ増加した。合計346百万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109百万ユーロとなった。また、これは他の主要通貨に対するユーロ相場の変動も反映しており、その影響が想定元本を1,221百万ユーロ押し上げている。

2015年12月31日の時点での為替予約の想定元本は3,354百万ユーロ（2014年12月31日では3,695百万ユーロ）となり、341百万ユーロ減少した。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				
	2015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	2,443	498	510	218	661	217	2,818
負の公正価値	(1,102)	(176)	(67)	(71)	(215)	(28)	(474)

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であり、税効果控除前の金額である。

百万ユーロ	
2014年1月1日における期初残高	(84)
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）	(1,089)
損益で認識される公正価値の変化	64
2014年12月31日の期末残高	(1,109)
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)

商品リスク

百万ユーロ	想定元本		公正価値 ベースの資産		想定元本		公正価値 ベースの負債	
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日
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	79	545	10	50	86	152	(4)	(7)
- 先渡し/先物	59	1,149	3	95	175	348	(51)	(18)
電力のデリバティブ合計	138	1,694	13	145	261	500	(55)	(25)
石炭のデリバティブ:								
- スワップ	6	-	-	-	978	718	(182)	(183)
石炭のデリバティブ合計	6	-	-	-	978	718	(182)	(183)
ガスおよび石油のデリバティブ:								
- スワップ	67	124	35	41	150	13	(49)	(3)
- 先渡し/先物	715	1,426	270	197	772	1,586	(402)	(478)
ガスおよび石油のデリバティブ合計	782	1,550	305	238	922	1,599	(451)	(481)
CO₂のデリバティブ:								
- 先渡し/先物	204	213	13	50	54	-	(1)	-
CO₂のデリバティブ合計	204	213	13	50	54	-	(1)	-
商品関連デリバティブ合計	1,130	3,457	331	433	2,215	2,817	(689)	(689)

表は、2015年12月31日および2014年12月31日の時点での商品の価格リスクをヘッジするデリバティブの想定元本と公正価値のヘッジの種類ごとの内訳である。

商品のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの正の公正価値は、ガスと石油のヘッジ305百万ユーロと電力およびCO₂のデリバティブ合計26百万ユーロに主として関連している。最初のカテゴリーは主として、現物受け渡しを伴う原油の商品およびガス製品のため売買の双方においての天然ガス価格の変動に対するヘッジ（オールインワン・ヘッジ）に関わるものである。

負の公正価値を伴う商品に係るキャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブは、ガスと石油商品のデリバティブ関連が451百万ユーロ、発電会社のための石炭購入ヘッジ関連が182百万ユーロ、電力デリバティブ関連が55百万ユーロである。

キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

以下の表は、商品リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから今後数年間に予想されるキャッシュ・フローである。

百万ユーロ	公正価値		予想キャッシュ・フローの分布				
	2015年 12月31日	2016年	2017年	2018年	2019年	2020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	331	325	5	1	-	-	-
負の公正価値	(689)	(677)	(12)	-	-	-	-

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であり、税効果控除前の金額である。

百万ユーロ	
2014年1月1日における期初残高	(52)
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）	(318)
損益で認識される公正価値の変化	122
損益で認識される公正価値の変化 - 有効でない部分	-
2014年12月31日の期末残高	(248)
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)

44.2 損益を通じたデリバティブの公正価値

下表は、2015年12月31日および2014年12月31日の時点でのFVTPL（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	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	
	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 12月31日	2015年 12月31日	2014年 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	65	2	4	157	180	(75)	(88)
- 金利オプション	-	-	-	-	50	50	(6)	(8)
為替のデリバティブ:								
- 為替予約	2,166	2,215	68	159	3,335	2,956	(61)	(81)
- 通貨金利スワップ	-	-	-	-	28	-	-	-
電力のデリバティブ:								
- スワップ	796	1,207	73	155	714	1,611	(60)	(183)
- 先渡し/先物	5,995	5,391	422	480	5,879	5,456	(399)	(417)
- オプション	7	104	-	2	14	80	-	(6)
電力のデリバティブ合計	6,798	6,702	495	637	6,607	7,147	(459)	(606)
石炭のデリバティブ:								
- スワップ	873	1,527	241	187	887	1,742	(266)	(218)
- 先渡し/先物	76	73	14	7	24	51	(10)	(15)
- オプション	-	3	-	3	2	10	(7)	(23)
石炭のデリバティブ合計	949	1,603	255	197	913	1,803	(283)	(256)
ガスおよび石油の デリバティブ:								
- スワップ	531	645	1,538	2,686	675	902	(1,592)	(2,747)
- 先渡し/先物	7,957	5,677	1,859	944	8,555	5,170	(1,974)	(824)
- オプション	133	99	236	278	184	102	(288)	(331)
ガスおよび石油の デリバティブ合計	8,621	6,421	3,633	3,908	9,414	6,174	(3,854)	(3,902)
CO₂のデリバティブ:								
- 先渡し/先物	165	68	21	19	161	63	(7)	(10)
- オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
CO₂のデリバティブ合計	165	68	21	19	161	63	(7)	(10)
その他の商品のデリバティブ:								
- スワップ	8	35	5	10	54	138	(30)	(53)
- 先渡し/先物	-	-	-	-	-	-	-	-
- オプション	-	1	-	1	-	2	-	(2)
その他の商品のデリバティブ 合計	8	36	5	11	54	140	(30)	(55)
組込デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-	-
商品関連デリバティブ合計	18,757	17,110	4,479	4,935	20,719	18,513	(4,775)	(5,006)

2015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。2014年12月31日と比較した想定元本の変化は、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さなかった38百万ユーロのデリバティブの2015年中の満了に帰し得る。2015年12月現在の公正価値は負の79百万ユーロとなり、主にイールドカーブの全般的低下に起因して前年比では13百万ユーロ改善した。

2015年12月31日の時点での為替デリバティブの想定元本は5,529百万ユーロだった。想定元本の増加と関連する公正価値の71百万ユーロの減少は、通常の事業と為替レートの動向を反映している。加えて、2015年には、28百万ユーロの想定元本のクロス・カレンシー金利スワップが、外貨建借入れをヘッジするために設定されたが、ヘッジ会計の要件を満たさないで、損益を通じて公正価値評価されるものに分類された。

2015年12月31日の時点での商品デリバティブの想定元本は33,690百万ユーロだった。

資産に分類される商品のトレーディング・デリバティブの公正価値は、ガスと石油のヘッジ3,633百万ユーロと電力デリバティブ495百万ユーロを主として反映している。

負債に分類される商品デリバティブの公正価値は、ガスと石油のヘッジ3,854百万ユーロと電力デリバティブ459百万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			固定資産				流動資産		
	注記	公正 価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正 価値	レベル1	レベル2	レベル3
公正価値で測定した他社への株式投資	24	180	180	-	-	-	-	-	-
サービス委譲契約	24	631	-	631	-	-	-	-	-
ファンドへの金融投資	24.1	45	45	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
- 金利	44	116	-	116	-	1	-	1	-
- 為替	44	2,163	-	2,163	-	280	-	280	-
- 商品	44	5	1	4	-	326	283	43	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
- 金利	44	46	-	46	-	-	-	-	-
トレーディング・デリバティブ									
- 金利	44	2	-	2	-	-	-	-	-
- 為替	44	5	-	5	-	63	-	63	-
- 商品	44	6	1	5	-	4,403	3,071	1,332	-
公正価値で測定される棚卸資産	26	-	-	-	-	65	65	-	-
売却目的資産	31	-	-	-	-	6,887	-	-	6,887

「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Amplaとセアラ州電力公社による送電事業に関するもので、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、CVA およびDVA を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測定し、その後に当該調整をポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に配分している。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。

最後に、「売却目的保有に分類された資産」は主に、スロベンスケ・エレクトラーネ、ハイドロドロミティ・エネルおよびコンポスティーリャに関連している。これに伴う公正価値は、同社の売却に関して現在入手できる文書に基づく実現可能性のある推定値、つまり、正味売却価格である。

より具体的には、より多額なスロベンスケ・エレクトラーネの事例では、全体の価格は、独立の専門家により計算される調整の対象となり、この調整は、所定のパラメータの集合（スロベンスケ・エレクトラーネの財政状態の展開、スロバキア市場でのエネルギー価格の推移、契約に規定されたベンチマークと対比したスロベンスケ・エレクトラーネの運転効率性の水準、ならびに、モホフツェ原子力発電所の3号機および4号機の企業価値を含む。）に基づいて第2フェーズのクロージング（モホフツェ原子力発電所の3号機および4号機の試験操業許可の受領の12カ月後）の後に適用される。

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		固定資産					流動資産		
		注記	公正 価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正 価値	レベル1	レベル2
不動産投資	18	172	-	14	158	-	-	-	-
その他の事業体への株式投資	24	7	-	-	7	-	-	-	-
棚卸資産	26	-	-	-	-	68	-	-	68

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、172百万ユーロ、7百万ユーロおよび68百万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に属する株式投資は2014年と比較して5百万ユーロ減少し、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			固定負債				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	459	-	459	-	2	-	2	-
- 為替	44	-	-	-	-	-	-	-	-
- 商品	44	-	-	-	-	-	-	-	-
トレーディング・デリバティブ									
- 金利	44	16	-	16	-	65	-	65	-
- 為替	44	18	-	18	-	43	-	43	-
- 商品	44	7	2	5	-	4,626	4,052	574	-
条件付対価	40	-	-	-	-	36	-	-	36
少数株主に提供されたプット・オプション債務	40	21	-	-	21	793	-	-	793
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債	31	-	-	-	-	5,364	-	-	5,364

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・ムンテニアのオプションに係る負債を含む。これらの合計額は、関連契約の権利行使条件に基づく778百万ユーロとなる。また、ラテンアメリカの多数の会社（21百万ユーロ）およびマイコール・エウインド（15百万ユーロ）のオプション関連の36百万ユーロの負債も含まれている。

「売却目的に分類された処分グループに含まれる負債」は、主にスロベンスケ・エレクトラーネに関連している。これに伴う公正価値は、同社の売却に関して現在入手できる文書に基づく実現可能性のある推定値、つまり、正味売却価格である。

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	41,083	39,356	1,727	-
- 変動金利	41.3.1	5,383	2,237	3,146	-
銀行借入金					
- 固定金利	41.3.1	1,256	-	1,256	-
- 変動金利	41.3.1	6,843	-	6,843	-
ノンバンク借入金					
- 固定金利	41.3.1	2,012	-	2,012	-
- 変動金利	41.3.1	341	-	341	-
合計		56,918	41,593	15,325	-

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	エンハンスト・プロテクション・マーケット向けの電力購入。
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の販売。 揚水および発電所の計画作成のための電力取引所における電力購入。
ESO - エネルギーサービス事業者	経済財務省の（直接の）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。
テルナ	経済財務省の（間接的）支配	アンシラリーサービス市場における電力の販売。 送電、給電および検針サービスの購入。
エニ・グループ	経済財務省の（直接の）支配	送電サービスの販売。 発電所用燃料、保管サービスおよび天然ガス配給の購入。
フィンメカニカ・グループ	経済財務省の（直接の）支配	ITサービスの購入および物品の供給。
イタリア郵便局	経済財務省の（直接の）完全支配	郵便サービスの購入。

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](#)

以下の表は、2015年12月31日および2014年12月31日現在の関連当事者、関連会社および共同支配の取決めとの間の取引の残高ならびに期中に実施された取引を要約したものである。

百万ユーロ	シング ル・ バイヤー	EMO	テルナ	エニ	ESO	イタリア 郵便局	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	1,190	1,503	195	37	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	136	1,464	3	-	26	-	6,877	212	7,089	37,644	18.8%
サービスおよびその他原材料の費用	1	91	1,954	113	11	102	60	-	2,332	99	2,431	16,457	14.8%
その他の営業費用	3	-	3	45	-	-	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	テルナ	エニ	ESO	イタリア 郵便局	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	473	116	68	5	15	-	894	43	937	12,797	7.3%
流動金融資産	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	2,381	0.1%
その他の流動資産	-	4	25	-	69	5	2	-	105	30	135	2,898	4.7%
その他の固定負債	-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	4	1,549	0.3%
買掛金	620	373	376	184	1,256	38	27	-	2,874	37	2,911	11,775	24.7%
その他の流動負債	-	-	8	-	-	1	4	-	13	1	14	11,222	0.1%
その他の情報													
保証提供	-	280	253	-	-	-	1	-	534	-	534		
保証受領	-	-	-	150	-	8	27	-	185	-	185		
契約債務	-	-	2	21	-	-	14	-	37	-	37		

百万ユーロ	シングル・ バイヤー	EMO	テルナ	エニ	ESO	イタリア 郵便局	その他	その他 主要な 管理担 当者	2014年 合計	関連会社 および 共同支配 の 取決め	2014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	-	3,087	1,150	1,124	256	25	63	-	5,705	46	5,751	73,328	7.8%
その他の収益	-	-	4	1	353	-	5	-	363	4	367	2,463	14.9%
その他の金融収益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	23	1,248	1.8%
電力、ガスおよび燃料の購入	4,395	1,690	64	1,229	1	-	2	-	7,381	214	7,595	36,928	20.6%
サービスおよびその他原材料の費用	-	163	1,886	77	4	119	46	-	2,295	145	2,440	17,179	14.2%
その他の営業費用	3	-	4	46	-	-	-	-	53	-	53	2,362	2.2%
商品リスク管理による純利益/(損失)	17	-	29	-	-	-	-	-	46	-	46	(225)	-20.4%
その他の金融費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	28	5,540	0.5%

百万ユーロ	シングル・ バイヤー	EMO	テルナ	エニ	ESO	イタリア 郵便局	その他	その他 主要な 管理担 当者	2014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	2014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	-	444	544	127	24	5	14	-	1,158	62	1,220	12,022	10.1%
その他の流動資産	1	7	13	1	102	5	5	-	134	8	142	3,465	4.1%
その他の固定負債	-	-	-	-	-	-	2	-	2	-	2	1,464	0.1%
買掛金	762	382	406	443	1,006	45	29	-	3,073	86	3,159	13,419	23.5%
その他の流動負債	-	-	1	-	-	1	-	-	2	1	3	10,827	-
非流動デリバティブ金融負債	-	-	24	-	-	-	-	-	24	-	24	2,441	1.0%
その他の情報													
保証受領	-	-	-	150	-	4	24	-	178	-	178		
契約債務	-	-	1	19	-	18	11	-	49	-	49		

[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。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。2015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。

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	2015年12月31日	2014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	6,701	4,304	2,397
仕入先に対する契約債務：			
- 電力購入	48,733	54,384	(5,651)
- 燃料購入	64,114	63,605	509
- 各種供給	1,725	1,782	(57)
- 弁済金	1,905	1,785	120
- その他	2,895	2,345	550
合計	119,372	123,901	(4,529)
合計	126,073	128,205	(2,132)

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

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）に発生した被害額は、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）による被害額の算定は、今後の公判まで延期されたが、約250万ユーロの「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。求められた環境的・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、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弁論の期日は未決定である。

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ている。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壤汚染に関して、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1,400百万ユーロの被害届を提出した。現在は弁論の段階にある。

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・カラブリア裁判所での手続きは、裁判所が要求した新たな鑑定人の鑑定結果の提出後、2016年2月17日に開始したこの新たな鑑定人の審問を継続するために、2016年3月31日まで延期された。ヴィボ・ヴァレンツィア裁判所での手続きは、他の被告が招請した最終証人の証言の審問のために、2016年3月22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、2015年12月31日現在係争中の事件数は約18,000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。

この判断に基づき、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。

カッターリカが追加的召喚を実施するのを許容するために、裁判所における双方当事者の最初の審問の期日が、何度にも及んだ延期の後、2016年7月18日に設けられた。

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。

ビーイージーに関する訴訟

ビーイージー・エスピーエーがイタリアで仲裁手続を申請した後、エネル・パワーは、自社がアルバニアの水力発電所建設契約に反したとする訴えを完全に棄却するという有利な判決を2002年に勝ち取り、破棄院も2010年にこれを支持した。

この結果、ビーイージーは子会社のアルバニア・ビーイージー・アンピエントを通じ、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。これによって、アルバニア最高裁は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・アンピエントは、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的なものであり、訴訟の実質に影響するものではなかった。

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、エネルとエネルパワーを相手取り、アルバニアでの判決をフランス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。訴訟は現在も継続中で、裁判所はこれまでのところ、暫定的であれ最終的であれ判決を下していない。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。ジェーピー・モルガン・バンク・ルクセンブルク・エスエーも、エネル・エスピーエーの債権に関して似通った命令を受けた。

2014年3月、アルバニア・ビーイージー・アンピエントは、ニューヨークでエネルとエネルパワーに対し、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。エネルとエネルパワーはこれに応じ、原告側申し立てに対し全面的に争う姿勢を見せ、利益を守るためのあらゆる手段を講じた。

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。連邦裁判所は、2016年3月10日の決定の中で、エネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーの申し立てを斥け、事件の手続が行われているニューヨーク州裁判所の管轄権を確認した。

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。

2014年7月3日、アルバニア・ビーイージー・アンピエントは資産を凍結するための二つ目の判決を求めた。ハーグ裁判所は、2014年8月28日の審理の後、2014年9月18日に425百万ユーロの仮差し止めを認めた。エネルとエネルパワーは、この差し止め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・エスピーエーイケーによる約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。

2014年7月末の時点で、アルバニア・ビーイージー・アンピエントはオランダにおいて、アルバニアでの判決をオランダ国内でも適用するよう訴訟を起こしている。2016年1月末、最終審理が開催され、決定は2016年5月4日に発行される予定である。

アルバニア・ビーイージー・アンピエントはまた、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。この決定は今後何週間かの間に承認される見通しである。ルクセンブルクでの手続きは現在も続いており、エネルとエネルパワーはアルバニア・ビーイージー・アンピエント・エスピーエイチケーが示した請求を争っている。裁判所は現在まで決定を発行していない。

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、エネルパワーとエネルがビーイージー・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。エネルパワーとエネルは、この訴訟で裁判所に対し、ビーイージーが債務を負っていることを認定した上で、アルバニアの裁判所が発行した判決が執行された場合に他方がアルバニア・ビーイージー・アンピエント・エスピーエイチケーに支払うこと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ていた。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。

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以下の2件の事案が係争中である。1件はエネル・プロデュツィオーネを当事者とし、1件はエネル・ディストリブツィオーネを当事者とするものであり、事故防止手段の懈怠を理由としている。

- > 2009年にプリンディジのエネル・フェデリコII発電所で発生した下請契約者の従業員の死亡事故に関し、エネル・プロデュツィオーネは過失致死の管理責任について訴えられた。第一審裁判所の審理は2016年3月8日に終了し、エネルの従業員および当社は2001年政令第231号違反に関して無罪とされた。
- > 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、エネル・ディストリブツィオーネは過失致死の管理責任について訴えられた。現在、審理が進行中である。

レッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャの調停 - スペイン

2010年7月1日、法的要件を順守し、エンデサ・ディストリビューション・エレクトリカ（EDE）はレッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ（REE）との間で、EDEが保有する送電網で構成される資産の売却契約を結んだ。売却価格は約1,400百万ユーロ。契約では、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）による清算後、報酬に増減があった場合、2013年12月31日までの価格調整を定めている。

2013年12月に発行された省令第IET/2443/2013号に関するREEの解釈では、契約で記されたより報酬が低くなることとなり、同社はこれに基づき、販売価格の調整を求める商事仲裁裁判所（CIMA）での調停を開始した。

この結果、売却価格は94百万ユーロとされた。2015年11月、仲裁手続き（および可能性のある訴訟）を終結させる和解に達した。

バシラス訴訟（旧メリディオナル訴訟） - ブラジル

ブラジルの建設会社、バシラス（旧メリディオナル）は、同国のシーイーエルエフ（リオデジャネイロ州の公営企業）との間で土木工事契約を結んでいたが、この契約を解消した。シーイーエルエフは、民営化の一環として、自社資産をアンブラ・エネルギー・エ・セルヴィソス（以下「アンブラ」という。）に譲渡した。1998年、バシラスは、この譲渡は自社の権利を侵害し詐取されているとして、アンブラを提訴した。

アンブラは、第1審、第2審とも有利な判決を得た。2審のレベルの判決については、バシラス側が不利な判断を覆すべく2010年9月に特別抗告を行ったが、この申立は拒けられた。

その後、バシラスは司法上級裁判所への新たな上訴を申し立てたが、同様に拒けられた。バシラスはこの決定に対する上訴も行った。

争議の対象となっている金額は、約1,344百万リアル（約311百万ユーロ）。

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118百万リアル（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520百万リアル（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。

フルナスは後者の決定に対する上訴を申し立て、現在は手続きが継続している。

シブランの争議 – ブラジル

コンパンヒア・ブラジレイラ・デ・アンチピオティコ（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ついて争い、新たな調査を求めた。この争議についての訴訟は係争中である。

2014年9月、上記の様々な訴訟の中の1件において、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）の課徴金の支払いのほか、その後の時点で他の被害についても算定するよう命じた。アンブラは控訴しており、控訴審が続いている。

2015年6月1日、係争中の他の1件の事件の裁判所が、鑑定に基づいて80,000ブラジル・レアル（約18,000ユーロ）の非金銭賠償および96,465,103レアル（約22百万ユーロ）の金銭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。アンブラはこの決定に対する控訴を行った。争議の対象の総額は約374百万レアル（約86百万ユーロ）と見積もられている。

コペルバの争議 – ブラジル

1982年、当時はブラジル政府の保有で、現在はエネル・グループ傘下のコンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ（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。コエルチェは、第一審裁判所および控訴裁判所で勝訴判決を獲得したが、コオペラティバはさらに上訴を申し立て、現在は決定が待たれている。

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、2015年7月3日、CAM（地域の環境当局）が、埋立て作業の一時的停止を再度命じる対策を発行した。

埋立て作業を停止することが技術的に不可能であることが考慮され、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。

2015年9月、ANLAは、同社がこの要件を充足したことを全般的に確認する2通の報告書を発行した。そのため、2015年9月21日、同社は裁判所に予防的中止の撤廃を求めた。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。

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申し立て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、コンデ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337,626,840,000コロンビア・ペソ（約96百万ユーロ）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・ディストリブティエ・ムンテニア（EDM）とエネル・エネルギー・ムンテニア（EEM）の2社に譲渡された。2009年12月、エネルは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（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。

現在は手続きが進行中である。2015年6月第1週に審理が開催され、2016年4月末までに仲裁裁定が発行される見込みである。

2014年9月29日、SAPEは、エネルとEIHに対し、パリの国際仲裁裁判所へも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（と金利）を求めたものだった。このプットオプションは、SAPEに対しEDMとEEMの株式の13.57%を売却する権利を付与するもの。

現在は手続きが進行中であり、2016年7月に審理が開催されると予想されている。

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（以下「SE」という。）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（以下「VV」という。）に管理され、そのオペレーションと維持は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。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承認、およびこうした規制による管理について違反事項があったとしたため。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が控訴を行った。

PPOの控訴と並行して、VV側も複数の訴訟を行い、特にVEGオペレーション協定の破棄およびSEに対しては2006年以降の発電事業からの収益をVVに支払うよう求めた。

SEは、VVの申立を根拠のないものと考え、各種の訴訟で対抗している。これらはPPOが起こした訴訟によって一時停止されている。

2015年3月9日、第一審判決が控訴審で覆され、契約は破棄された。

SEは、この決定に対する特別上告を行うとともに、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（以下「VIAC」という。）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。

2015年4月、SEは、2006～2015年の発電所の運営による不当利得に関連する約490百万ユーロの支払いを要求するVVからの通知も受領した。SEはこの要求を拒否した。

最後に、VVは、民営化における資産の譲渡に関してVVからSEに支払われた料金の補償を求める追加的な訴訟を、ブラチスラバ地方裁判所に申し立てた。この後者の手続きも、PPOが開始した手続きにおける決定まで停止された。

エネルギアXXI・エネギアス・レノバベイス・エ・コンサルトリア・リミターダとエネル・グリーン・パワー・エスパーニャの争議

1999年、エネルギアXXIは、MADE（現在のエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ）を相手取り、ポルトガルとブラジルでのエネル・グリーン・パワー・エスパーニャの風力発電機の販売と風力発電所の契約の早期終了に伴う損失が発生したとして訴えを起こした。2000年11月21日の判決で、仲裁委員会はMADEによる契約終了は違法であるとし、以下の支払いを命じた。(i) 訴訟費用、(ii) 1999年7月21日（契約開始日）から2000年10月9日（契約終了日）までの月次手数料の固定部分である約5万ユーロ、(iii) さらに、少なくとも15MWの発電能力の契約に対して発生したと判断される利益の損失分。仲裁の裁定が下りた後、次のような2件の民事訴訟が始まった。

- > 第一審は、MADAが第一審裁判所に対し申し立て、仲裁を破棄するよう求めた。この案件は、控訴裁判所の裁定（その後、2013年9月26日、最高裁が確認）を経て、第一審について引き続き係争中である。裁定では、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャが弁論趣意書の提出を認められた。両当事者の証人尋問の後、この第一の訴訟は判決の段階に移行した。
- > 第二審は、2006年5月9日にエネルギアXXIがリスボン地裁に申し立てたもので、同社は、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャに対し、仲裁規定が定めた金額（エネルギアXXIは現在、この損失額を546百万ユーロとしている）の支払いを命じるよう求めた。エネル・グリーン・パワー・エスパーニャはこの訴えを根拠のないものと考えた。地裁はこれまでのところ、第一審の判決について、第一審の判決まで審議を停止している。

CISおよびインターポルト・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（EGP）は、インターポルト・カンパニーとセントロ・イングロッソ・スピルッポ・カンパニア・ジャンニ・ナッピ（CIS）との間でそれぞれ、産業用倉庫の屋上について、9年間の賃借協定および不動産賃借協定を結んだ。目的は太陽電池工場の建設と稼働だった。その後、同倉庫で2回にわたり火災が発生した。1回目は工場建設中の2011年4月22日、2回目は2012年3月26日だった。火災の後、CISは2012年11月3日と2014年5月23日の2回、仲裁訴訟を起こしている。うち後者についてはインターポルト・カンパニーとの共同訴訟。

2015年1月31日の判決で、第一審の仲裁委員会は契約者に不利な裁定を下したうえで、CISとEGPの双方について寄与過失を認め、EGPに対してはCISへの約250万ユーロの支払いを命じた。これは当初認められた賠償額の半分だった。2回目の仲裁では、CISとインターポルト・カンパニーが不動産賃借と9年あまりの賃借契約の破棄を求め、EGPによる契約違反で約65百万ユーロの被害が発生した（うち約35百万ユーロは太陽光発電所の取壊し費用）と訴えた。EGPは訴えの取り消しを求め、被害額約40百万ユーロの反訴を行った。手続きは現在、予備段階にある。

ブラジル国内の税務訴訟

1998年、アンブラ・エネルギー・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・エネルギー・エ・セルビソスは残存しているFRNとこれに伴う権利および義務の移転に関わるアンブラ・インベスティメントス・エ・セルビソスへの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2015年12月31日現在、約262百万ユーロ。

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・セルビソスは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。非公式の協定ながら、ブラジル税務当局はICMSの遅延通知を発行した。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断に基づいてアンブラの上訴をみとめる旨の、ブラジリアにある最高裁判所が発行した決定（2015年10月2日公表され、税務当局は当該決定に対する異議を唱えなかった。）を提出した。

争議に関わる金額は2015年12月31日現在、約66百万ユーロ。

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・セルビソス（1996年～1999年および2007年～2012年）、コンパニア・エネルギーティカ・ド・セアラ（2003年、2004年、2006年～2009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。2015年3月、（2010年および、2012年から2014年7月までの期間に関する）約8百万ユーロの新たな査定が発行された。企業側はこれに異議を申立て、税控除は適切なものであり、控除の根拠となった資産購入は送電活動のために行われたものだと主張した。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2015年12月31日時点で約47百万ユーロである。

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。

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。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。

争議に係る全体の金額は2015年12月31日時点で約54百万ユーロである。

注記50 後発事象

エネル・グリーン・パワーとの統合

2016年1月11日、エネル・エスピーエー（以下「エネル」という。）の臨時株主総会は、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（以下「EGP」という。）の一部のエネルへの非比例的なスピノフ（以下「本スピノフ」という。）を承認した。EGPの臨時株主総会も、同日のエネルの株主総会前に本スピノフを承認した。より具体的には、エネルの臨時株主総会は、以下の事項を想定するこのスピノフ・プロジェクトを、変更も追加も加えずに承認した。

- ＞ EGPからエネルへの、主に (i) 北米、中米、南米、欧州、南アフリカおよび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への投資を所有してい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、(ii) 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、スピノフ資産の譲渡
- ＞ スピノフ資産の一部にならないすべての残存資産および負債（したがって、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

この取引は非比例的スピノフが関係するため、以下の事項が想定されている。

- ＞ エネル以外のEGP株主は、EGPにおけるそのすべての持株をエネル株式と交換することができる。
- ＞ エネルは、スピノフ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する。

本スピノフは、交換のために提供されるそれぞれのEGP株式1株につき新たに発行されるエネル株式0.486株の交換比率に基づいて実行され、現金調整は行われず。その結果、本スピノフの発効日の時点で、EGPの株式資本がスピノフ資産の価額に等しい金額分減少する一方、エネルは本スピノフに充てるために株式資本を増加させる。エネルは、前記の交換比率によってEGPの少数株主に譲渡される770,588,712株までの新株（各額面1.00ユーロで配当に関しては同順位）まで発行する。

本スピノフを承認しないEGP株主は、イタリア民法第2437条第1項第a)号に従って脱退する権利（以下「脱退権」という。）またはイタリア民法第2506条の2第4項に従ってそのEGP株式をエネルに購入させる権利（以下「売却権」という。）を行使することができる。脱退権および売却権は、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EGP株式単位決済価額で行使することができる。募集期間末現在、EGPの普通株式16,406,123株に関して有効にこれらの権利が行使済みとなり、合計額は29.2百万ユーロであった。これらの株式は、EGPの株式資本の約0.33%を占める。したがって、関係する株式の総額は、本スピノフ完了の条件として定められた閾値である300百万ユーロ未満となった。

株式は、イタリア民法第2437条の4に従って、2016年2月19日から2016年3月21日まで（両日を含む。）、任意の優先引受権に基づく方式で募集された。エネルは、エネルが権利を有する株式購入のオプションの全面的行使、および、イタリア民法第2437条の4第3項に従って未売却の株式を優先的取得する権利の行使の意思を発表した。脱退権および売却権の有効性、ひいては株式の決済手続きの有効性、ならびに、任意の優先引受権方式による募集の有効性は、本スピノフの完了を条件としており、2016年第1四半期末までにこの完了が実現する見通しである。

本スピンオフは、ローマ会社登記所における本スピンオフの証書の最後の登録の時点で法定の効力を生じ、スピンオフ資産が関係する取引は、同日からエネルの財務諸表で認識され、会計上および税務上の効果もその時点で開始する。本スピンオフのクロージングは、上記の先行条件を前提として、2016年第1四半期末までに実行される予定である。

社債の買戻し

2016年1月14日、エネルは、資金調達の満期およ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そのプログラムの枠組み内で、エネル自身が以前に発行した2つのシリーズの社債の額面500,000,000ユーロまでの、拘束力のない自主的な現金買戻しの募集を開始した。エネルは、募集文書で想定されていた買戻しに関連する当初の額面額を増加させるオプションを行使することを、募集期間末（2016年1月20日）の時点で決定し、次の社債を買い取ることを決定した。

- > 92.5715%の割当て率が適用された後の2017年6月20日満期の社債の額面591,088,000ユーロ
- > 100%の割当て率が適用された後の2018年6月12日満期の社債の額面158,919,000ユーロ

募集の決済日は2016年1月25日であった。

中国銀行およびSINOSUREとの間の枠組契約

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、中国で最も国際化および多様化された銀行である。）ならびに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・パワーによる世界全体でのプロジェクト開発を、エンジニアリング、調達および建設の請負人および/または供給業者としての中国企業の参加の下で促進するための、拘束力のない枠組契約に署名した。中国銀行は、この契約の下で、SINOSUREによる保証付きの10億ドルまでの与信枠をエネルおよびその子会社に提供する。付与され得るファシリティの条件を規定しているこの枠組契約は、5年間効力を有し、全当事者が相互に同意した場合は延長される可能性がある。

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ード市内の本社で披露された。その折に、エネル・グリーン・パワーおよびエンデサの新たなロゴも、新たなアイデンティティの脈絡内で明らかにされた。

新たなアイデンティティは、昨年11月のロンドンでのエネルの「資本市場」の場で発表された「オープン・パワー」戦略の追及を代表する。この戦略は、当グループの戦略上および事業上のアプローチの要石としてのオープンさを基礎としている。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へのオープンなアクセス
- > 新たなテクノロジーへのエネルギーの世界の開放
- > 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
- > より多くのパートナーシップへの門戸開放

新たなブランド戦略は、エネルギーの移行を先導する能力を有する現代的、開放的で柔軟性に富み、かつ責任ある公益事業者としてのエネルのイメージを伝える。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カラフルな新ビジュアル・システム（ロゴが含まれている。）を導入した。新たなビジュアル・アイデンティティおよび新たなロゴは、エネルギーのスペクトラムの多様性、30カ国超に展開している当グループの多面的性格、および、当グループがグローバルなエネルギー・システムで提供するサービスの分散化の進展を反映するための、豊富なカラー・パレットによって構成されている。

ブランドのリニューアルには、新たなウェブサイト「Enel.com」も含まれており、このサイトは、ユーザーとモバイル・アプリケーションを通じたアクセスとに重点を置いている。当グループのオンラインのプレゼンス全体のアップデートが2016年中に完了する予定である。

イスラエルでのスタートアップ企業プログラム

2016年2月10日、エネルは、イスラエルのスタートアップ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、革新的なテック企業が高度に集積しており、「シリコン・ワジ」と呼ばれるシリコン・バレーの自国バージョンを誇りにしている。エネルは、このプログラムの一環として、スタートアップ企業を支援するために、テルアビブに本社を置く事業育成主体として行為する会社を設立する。同社の開業は5月を予定している。主な現地企業の中から毎年8社までが選出され、エネルとの連携の下でカスタマイズされた支援を享受することができる。

ベンチャー・キャピタル・ファンド、大学および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ものとなっているイスラエルの革新エコシステムでの存在感を確立することも、（個々のスタートアップ企業の育成に加えて）プログラムの目的の1つである。

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オープンな呼びかけを用いてスタートアップ企業を選出する。選出されたスタートアップ企業は、エネルの技術者および技術専門家にアクセスすることができ、これらの技術者・専門家は、会社の試験施設を用いて、ならびに、当グループの商業上および技術上の経験を活用して、当該企業の事業および技術を発展させるための支援を行う。それぞれのプロジェクトに少なくとも6か月間の支援が提供される。

建築士とエネル・エネルギアとの間の了解覚書

2016年2月17日、エネル・エネルギアは、建築士、プランナー、造園建築士および管理者全国評議会との間の了解覚書に署名した。この覚書は、建築物のエネルギーのアップグレード、およびソリューションの建築学的質の推進を意図している。効率的技術の設置の質を高め、環境上の便益および尊厳を確保し、同時に、公共のための節約をもたらすための共同の方針および行動を育むこと、および立法関係の提案を行うことも目指している。覚書には、統合化および協力へのアプローチを奨励し、開発するための協力プログラムが定められている。エネル・エネルギアは、効率的な住宅技術における革新、その特徴、利点、ならびに設置および許可に関連する主な問題に関する最新情報をイタリアの建築士が常に有するようにするために、（全国建築士評議会の生涯研修に適用される規則に適合する）常設の継続的研修イニシアティブを、これらの建築士に提供する。合意の基礎にある原則は、研修および研究が成長および進歩のための高優先順位の戦略的要因であり、したがって、地元コミュニティの社会および経済のニーズに照らして十分な方法によりこのセクターに投資することが必要だという点である。

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、エネル・グリーン・パワー（以下「EGP」という。）は、子会社であるエネル・グリーン・パワー・ペルーを通じた行為によって、ペルー政府がエネルギー規制当局であるOSINERGMINを通じて開催した再生可能エネルギーの入札の後、126MWの風力発電、180MWの太陽光発電および20MWの水力発電の容量に関する20年間のエネルギー供給契約の権利を獲得した。入札で326MWを受注したEGPは、2018年までに、ペルーの再生可能エネルギー分野の主要なプレーヤーおよび、同国内で3種の異なる再生可能エネルギー発電所を運営する唯一の企業となる。

EGPは、再生可能エネルギーの施設の建設に約400百万ドルを投資する予定であり、同社の現在の戦略的計画に概要が定められた投資に沿って、2018年までに運転を開始することが予想されている。EGPが受注した20年間の契約は、発電所がもたらすエネルギーのうち所定の量の販売について規定している。ナスカ風力プロジェクトが、ペルー南の海岸区域、より具体的には、高水準の風力資源が賞賛されている区域であるイカ県に所在するマルコナ地域で建設される。合計126MWの設備容量を有するこのプロジェクトは、フル操業の段階で年間約600GWhを発電する一方、およそ370,000メートルトンのCO₂の大気への排出を回避する。180MWのルビ太陽光プロジェクトは、ペルー南部の区域に所在するモケグア地域、より具体的には、高水準の太陽放射を享受している区域であるモケグア県で建設される。この太陽光施設は、フル操業の段階で年間約440GWhを発電するとともに、およそ270,000メートルトンのCO₂の大気への排出を回避する。約20MWの能力にのぼるAyanunga水力プロジェクトは、ペルーの中央区域、より具体的には、ワヌコ県内に所在するモンソン地域に建設される。この水力発電所は、フル操業の段階で年間約140GWhを発電する一方、およそ109,000メートルトンのCO₂の大気への排出を回避する。

ハイドロ・ドロミティ・エネルの処分

2016年2月29日、子会社エネル・プロデュツィオーネによるハイドロ・ドロミティ・エネル（以下「HDE」という。）の持分49%の全部の、マッコーリー・ヨーロッパ・インフラストラクチャー・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・エスエーアールエル（以下「フェダイア」という。）への売却が完了した。売却価格は、エネル・プロデュツィオーネとフェダイアとの間で2015年11月13日に署名された契約に従って、335.4百万ユーロに確定された。HDEにおけるエネル・プロデュツィオーネの持分は、フェダイアにより買主として指定され、同様にMEIF4の支配の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ていた最後の未充足の条件であったEU独占禁止当局からの許可に続いた。

[前へ](#)

[次へ](#)

B. エネル・エスピーエーの2015年12月31日現在の個別財務諸表

損益計算書

		2015年				2014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	237,437,374	29,214,294,497	237,707,512	29,247,532,276	244,732,151	30,111,843,859	244,663,410	30,103,385,966
その他の収益および利益	4.b	7,705,720	948,111,789	6,409,403	788,612,945	920,520	113,260,781	92,914	11,432,139
小計		245,143,094	30,162,406,286			245,652,671	30,225,104,640		
営業費用									
消耗品費	5.a	1,570,962	193,291,164			1,426,297	175,491,583		
サービス、リースおよび賃借料	5.b	199,160,903	24,504,757,505	72,721,157	8,947,611,157	184,864,554	22,745,734,724	57,699,240	7,099,314,490
人件費	5.c	175,679,876	21,615,651,943			119,589,202	14,714,255,414	(32,288)	(3,972,716)
減価償却費、償却費および減損損失	5.d	327,066,874	40,242,308,177			543,329,226	66,851,227,967		-
その他の営業費用	5.e	23,773,659	2,925,111,003	272,708	33,553,992	19,256,153	2,369,277,065	(317,979)	(39,124,136)
小計		727,252,274	89,481,119,793			868,465,432	106,855,986,753		
営業利益		(482,109,180)	(59,318,713,507)			(622,812,761)	(76,630,882,113)		
株式投資からの収益	6	2,024,387,668	249,080,658,671	2,024,387,668	249,080,658,671	1,818,272,847	223,720,291,095	1,818,272,847	223,720,291,095
デリバティブから生じた金融収益	7	3,357,787,018	413,142,114,695	499,950,787	61,513,944,832	2,190,314,832	269,496,336,929	459,596,620	56,548,768,125
その他の金融収益	8	177,252,784	21,809,182,543	160,415,399	19,737,510,693	221,643,785	27,271,051,306	194,191,141	23,893,277,989
デリバティブから生じた金融費用	7	3,024,073,367	372,081,987,076	2,248,211,467	276,619,938,900	1,954,373,400	240,466,103,136	1,169,367,271	143,878,949,024
その他の金融費用	8	1,243,796,482	153,036,719,145	1,353,550	166,540,792	1,377,093,325	169,437,562,708	3,142,675	386,674,732
小計		1,291,557,621	158,913,249,688			898,764,739	110,584,013,487		
税引前利益		809,448,441	99,594,536,181			275,951,978	33,953,131,373		
法人税等	9	(201,206,058)	(24,756,393,376)			(282,250,536)	(34,728,105,949)		
当期純利益		1,010,654,499	124,350,929,557			558,202,514	68,681,237,323		

包括利益計算書

	注記	2015年		2014年	
		ユーロ	円	ユーロ	円
当期純利益		1,010,654,499	124,350,929,557	558,202,514	68,681,237,323
損益にリサイクル可能なその他の包括利益					
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分		55,191,519	6,790,764,498	(73,365,668)	(9,026,911,791)
損益にリサイクル可能な資本に直接認識された損益		55,191,519	6,790,764,498	(73,365,668)	(9,026,911,791)
損益にリサイクル不可能なその他の包括利益					
従業員給付負債の再測定		(6,262,322)	(770,516,099)	7,140,604	878,579,916
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)		(6,262,322)	(770,516,099)	7,140,604	878,579,916
資本に直接認識された損益	22	48,929,197	6,020,248,399	(66,225,064)	(8,148,331,875)
当期包括利益(損失)合計		1,059,583,696	130,371,177,956	491,977,450	60,532,905,448

財政状態計算書

資産		2015年12月31日現在				2014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
固定資産									
有形固定資産	10	7,318,430	900,459,627			7,795,187	959,119,808		
無形固定資産	11	13,979,194	1,720,000,030			11,405,854	1,403,376,276		
繰延税金資産	12	372,601,084	45,844,837,375			382,572,824	47,071,760,265		
株式投資	13	38,984,404,315	4,796,641,106,918			38,754,068,086	4,768,300,537,301		
デリバティブ	14	2,590,475,105	318,732,056,919	317,479,879	39,062,724,312	1,979,171,296	243,517,236,260	818,817,602	100,747,317,750
その他固定金融資産	15	107,178,537	13,187,247,192	71,448,713	8,791,049,648	146,490,819	18,024,230,370	116,989,366	14,394,371,593
その他の固定資産	16	409,088,037	50,334,192,072	164,342,076	20,220,649,031	466,782,285	57,432,892,346	176,864,784	21,761,443,023
合計		42,485,044,702	5,227,359,900,134			41,748,286,351	5,136,709,152,627		
流動資産									
売掛金	17	283,402,770	34,869,876,821	277,741,015	34,173,254,486	131,944,125	16,234,405,140	126,901,064	15,613,906,915
未収税金	18	319,245,633	39,279,982,684			624,614,245	76,852,536,705		
デリバティブ	14	298,808,858	36,765,441,888	25,645,428	3,155,413,461	280,273,785	34,484,886,506	50,482,464	6,211,362,371
その他流動金融資産	19	3,402,558,948	418,650,852,962	3,130,256,153	385,146,717,065	5,040,376,082	620,167,873,129	4,222,947,341	519,591,440,837
その他の流動資産	20	459,912,939	56,587,688,015	421,632,813	51,877,701,312	243,507,371	29,961,146,928	208,144,734	25,610,128,071
現金および現金同等物	21	5,925,363,202	729,056,688,374			6,972,042,465	857,840,104,894		
合計		10,689,292,350	1,315,210,530,744			13,292,758,073	1,635,540,953,302		
資産合計		53,174,337,052	6,542,570,430,878			55,041,044,424	6,772,250,105,929		

負債および株主持分		2015年12月31日現在				2014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		9,403,357,795	1,156,989,143,097			9,403,357,795	1,156,989,143,097		
剰余金		9,162,506,050	1,127,354,744,392			9,113,576,853	1,121,334,495,993		
利益剰余金 (繰越欠損金)		5,303,025,796	652,484,293,940			6,061,293,373	745,781,536,614		
当期純利益		1,010,654,499	124,350,929,557			558,202,514	68,681,237,323		
株主持分合計	22	24,879,544,140	3,061,179,110,986			25,136,430,535	3,092,786,413,026		
固定負債									
長期借入金	23	14,502,714,348	1,784,413,973,378			17,287,754,222	2,127,085,279,475		
従業員給付	24	290,995,396	35,804,073,524			301,792,836	37,132,590,541		
リスクおよび費用に対する引当金	25	53,892,853	6,630,976,633			16,242,515	1,998,479,046		
繰延税金負債	12	290,738,493	35,772,464,179			251,979,935	31,003,611,202		
デリバティブ	14	2,716,865,899	334,283,180,213	1,364,781,681	167,922,738,030	2,483,607,608	305,583,080,088	469,314,078	57,744,404,157
その他の固定負債	26	243,205,378	29,923,989,709	242,742,934	29,867,090,599	286,974,494	35,309,341,742	286,925,885	35,303,360,890
小計		18,098,412,367	2,226,828,657,636			20,628,351,610	2,538,112,382,094		
流動負債									
短期借入金	23	4,914,568,035	604,688,451,026	3,243,027,360	399,022,086,374	4,745,815,106	583,925,090,642	4,319,403,537	531,459,411,192
1年以内返済予定の長期借入金	23	3,061,764,326	376,719,482,671			2,362,593,688	290,693,527,372		
買掛金	27	164,019,523	20,180,962,110	59,244,803	7,289,480,561	138,773,087	17,074,640,624	54,531,005	6,709,494,855
デリバティブ	14	366,838,872	45,135,854,811	275,854,022	33,941,078,867	359,151,436	44,189,992,685	233,714,323	28,756,210,302
その他の短期金融負債	28	642,802,743	79,090,449,499	83,534,943	10,278,139,387	694,402,099	85,439,234,261	54,139,432	6,661,315,713
その他の流動負債	30	1,046,387,046	128,747,462,140	354,456,409	43,612,316,563	975,526,863	120,028,825,224	396,492,507	48,784,438,061
小計		10,196,380,545	1,254,562,662,257			9,276,262,279	1,141,351,310,808		
負債合計		28,294,792,912	3,481,391,319,892			29,904,613,889	3,679,463,692,903		
負債および株主持分合計		53,174,337,052	6,542,570,430,878			55,041,044,424	6,772,250,105,929		

持分変動計算書

資本金および剰余金(注記22)											
ユーロ	資本金	資本剰余金	法定準備金	法第292/1993に 基づいた準備金	その他の諸準備 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	
2014年1月1日現在	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,241,934	(16,808,984)	(259,825,692)	5,911,368,935	1,372,360,952	25,866,887,657	
その他の変動額	-	-	-	-	1,942	-	-	-	-	1,942	
2013年純利益の 配分:											
- 配当金	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,222,436,514)	(1,222,436,514)	
- 法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- 利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	149,924,438	(149,924,438)	-	
当期包括利益:											
- 資本に直接認 識された損益	-	-	-	-	-	7,140,604	(73,365,668)	-	-	(66,225,064)	
- 当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	558,202,514	558,202,514	
2014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	(9,668,380)	(333,191,360)	6,061,293,373	558,202,514	25,136,430,535	
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	-	-	-	-	-	-	-	(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 現在の合計	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	

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
2014年1月1 日現在	1,156,989,143,097	651,137,112,000	231,397,828,619	272,588,291,280	8,396,487,559	(2,068,177,391)	(31,968,953,144)	727,334,833,762	168,855,291,534	3,182,661,857,317
その他の変 動額	-	-	-	-	238,944	-	-	-	-	238,944
2013年純利 益の配分:										
- 配当金	-	-	-	-	-	-	-	-	(150,408,588,683)	(150,408,588,683)
- 法定準備 金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 利益剰余 金	-	-	-	-	-	-	-	18,446,702,852	(18,446,702,852)	-
当期包括利 益:										
- 資本に直 接認識され た損益	-	-	-	-	-	878,579,916	(9,026,911,791)	-	-	(8,148,331,875)
- 当期純利 益	-	-	-	-	-	-	-	-	68,681,237,323	68,681,237,323
2014年12月 31日現在	1,156,989,143,097	651,137,112,000	231,397,828,619	272,588,291,280	8,396,726,503	(1,189,597,475)	(40,995,864,934)	745,781,536,614	68,681,237,323	3,092,786,413,026
2015年1月1 日現在	1,156,989,143,097	651,137,112,000	231,397,828,619	272,588,291,280	8,396,726,503	(1,189,597,475)	(40,995,864,934)	745,781,536,614	68,681,237,323	3,092,786,413,026
その他の変 動額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014年純利 益の配分:										
- 配当金	-	-	-	-	-	-	-	(104,129,022,934)	(57,849,457,063)	(161,978,479,997)
- 法定準備 金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 利益剰余 金	-	-	-	-	-	-	-	10,831,780,260	(10,831,780,260)	-
当期包括利 益:										
- 資本に直 接認識され た損益	-	-	-	-	-	(770,516,099)	6,790,764,498	-	-	6,020,248,399
- 当期純利 益	-	-	-	-	-	-	-	-	124,350,929,557	124,350,929,557
2015年12月 31日現在の 合計	1,156,989,143,097	651,137,112,000	231,397,828,619	272,588,291,280	8,396,726,503	(1,960,113,574)	(34,205,100,437)	652,484,293,940	124,350,929,557	3,061,179,110,986

キャッシュ・フロー計算書

2015年					2014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	
税引前利益	809,448,441	99,594,536,181			275,951,978	33,953,131,373			
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	12,603,102	1,550,685,670		11,703,869	1,440,044,042			
外貨建資産および負債の為替換算調整額		274,383,043	33,760,089,611		287,123,443	35,327,668,427			
引当金繰入額		49,937,771	6,144,343,344		24,534,294	3,018,699,534			
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	(2,024,387,668)	(249,080,658,671)	(2,024,387,668)	(249,080,658,671)	(1,818,272,847)	(223,720,291,095)	(1,818,272,847)	(223,720,291,095)
純金融（収益）/費用		452,404,251	55,663,819,043	1,589,198,831	195,535,024,166	623,640,479	76,732,724,536	524,292,099	64,508,899,861
処分およびその他の非貨幣性項目による（利益）/損失		314,602,481	38,708,689,262			535,184,427	65,849,091,898		
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		(111,008,579)	(13,658,495,560)			(60,134,357)	(7,398,931,285)		
引当金の増加/（減少）		(28,744,537)	(3,536,727,832)			(55,266,390)	(6,799,976,626)		
売掛金の（増加）/減少	17	(151,458,645)	(18,635,471,681)	(150,839,951)	(18,559,347,571)	84,189,474	10,358,672,881	82,062,633	10,096,986,364
金融資産・負債および非金融資産・負債の（増加）/減少		402,341,325	49,504,076,628	(414,927,710)	(51,052,705,438)	54,102,343	6,656,752,283	(233,456,295)	(28,724,462,537)
買掛金の増加/（減少）	27	25,246,436	3,106,321,485	4,713,798	579,985,706	(73,343,882)	(9,024,231,241)	(27,896,752)	(3,432,416,366)
受取利息およびその他の金融収益受取額		1,778,925,604	218,879,006,316	827,993,050	101,876,264,872	774,010,519	95,234,254,258	470,312,293	57,867,224,531
支払利息およびその他の金融費用支払額		(2,528,964,520)	(311,163,794,541)	(764,118,403)	(94,017,128,305)	(1,369,270,987)	(168,475,102,240)	(148,092,677)	(18,221,322,978)
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	2,024,387,668	249,080,658,671	2,024,387,668	249,080,658,671	1,818,272,847	223,720,291,095	1,818,272,847	223,720,291,095
法人税等支払額（連結納税制度）		(348,876,817)	(42,925,803,564)			(246,793,145)	(30,365,428,561)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(a)		1,061,847,935	130,649,769,922			925,766,422	113,906,300,563		
有形固定資産および無形固定資産への投資額	10-11	(14,699,685)	(1,808,649,242)	(14,419,589)	(1,774,186,231)	(10,940,364)	(1,346,102,387)	(10,406,565)	(1,280,423,758)
有形および無形固定資産の処分	10-11	-	-			-	-		
企業への投資	13	(546,800,000)	(67,278,272,000)	(546,800,000)	(67,278,272,000)	(200,000)	(24,608,000)	(200,000)	(24,608,000)
企業への投資の処分	13	1,861,291	229,013,245	1,861,291	229,013,245	-	-		
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー(b)		(559,638,394)	(68,857,907,998)			(11,140,364)	(1,370,710,387)		
金融負債（新規借入額）	23	-	-			1,602,264,514	197,142,625,803		
金融負債（返済額およびその他の変動額）	23	(2,394,106,607)	(294,570,876,925)			(1,103,409,596)	(135,763,516,692)		
長期金融債務/（債権）の純変動額		(346,634,658)	(42,649,928,320)	45,540,653	5,603,321,945	(974,482,447)	(119,900,320,279)		
短期金融債務/（債権）の純変動額		2,508,323,348	308,624,104,738	(15,837,605)	(1,948,658,919)	4,632,587,974	569,993,624,321	2,682,474,947	330,051,717,479
支払配当金	22	(1,316,470,887)	(161,978,577,936)			(1,222,435,833)	(150,408,504,892)		

財務活動による キャッシュ・フ ロー(c)		(1,548,888,804) (190,575,278,444)		2,934,524,612	361,063,908,260
現金および現金 同等物の増加/ (減少)(a+b+c)		(1,046,679,263) (128,783,416,520)		3,849,150,670	473,599,498,437
現金および現金 同等物期首残高	21	6,972,042,465	857,840,104,894	3,122,891,795	384,240,606,457
現金および現金 同等物期末残高	21	5,925,363,202	729,056,688,374	6,972,042,465	857,840,104,894

[前へ](#)

[次へ](#)

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
 - 国際発電
- ＞ **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なレベルでの責任）：
 - グローバル購買
 - グローバルICT

当グループ内では、エネル・エスピーエーが（直接におよび子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィを通じて）財務機能を集中管理し、それによって、短期金融市場および資本市場へのアクセスを確保している（エンデサ・グループおよびエネルシス・グループを除く。）。さらに、エネル・エスピーエーは、直接におよびエネル・インシュアランス・エヌヴィを通じて、保険を付保している。

エネル・エスピーエーは親会社として、2015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。

2016年3月22日の取締役会において、2015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レコンタ・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

2015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当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（子会社および関連会社への株式投資に関する項目を除く。）、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。

子会社および関連会社への株式投資は、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－237百万ユーロ

「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	2015年	2014年	変動
サービス			
グループ会社	237	245	(8)
グループ外会社	-	-	-
販売およびサービスからの収益合計	237	245	(8)

「サービスからの収益」は237百万ユーロで、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。この収益は、当グループの新たな構造および親会社の新たな報酬制度の影響を受けており、前年比8百万ユーロ減少した。主な要因は、特定のグループ会社に請求される管理報酬および技術報酬の減少であるが、コミュニケーション活動による収益の増加によって部分的に相殺された。

「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179百万ユーロ（2014年度は206百万ユーロ）
- > 欧州連合市場内が30百万ユーロ（2014年度は34百万ユーロ）
- > 欧州連合市場外が8百万ユーロ（2014年度は5百万ユーロ）
- > その他諸国が20百万ユーロ（2014年度はゼロ）

注記4.b その他の収益および利益－8百万ユーロ

2015年の「その他の収益および利益」は前年比7百万ユーロ増加の8百万ユーロ（2014年度は1百万ユーロ）となり、主に外向職員に関連するものであった。

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 - 199百万ユーロ

「サービス費用、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	2015年	2014年	変動
サービス	182	170	12
リースおよび賃借料	17	15	2
サービス費用、リースおよび賃借料合計	199	185	14

「サービス」の費用合計182百万ユーロは、第三者から提供されたサービスに係る費用124百万ユーロ（2014年度は126百万ユーロ）、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57百万ユーロ（2014年度は44百万ユーロ）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の費用の減少（2百万ユーロ）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および印刷物のキャンペーン費用が減少したことに帰し得る。

グループ所属会社により提供されたサービスの費用は13百万ユーロ増加した。主な要因は、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、ならびに、グローバルなサービス業務を履行するエネル・イベロアメリカ・エスエルの出向職員の費用の増加である。

「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ている。この項目は前年比1百万ユーロ増加した。基本的な要因は、自動車リースに関連する第三者の費用ならびに子会社エネル・イタリア・エスアールエルが所有する建物のレンタルおよび賃借の費用の増加である。

注記5.c 人件費 - 176百万ユーロ

人件費の詳細は以下のとおりである。

百万ユーロ	注記	2015年	2014年	変動
賃金および給与		97	71	26
社会保険費		30	24	6
退職給付	24	(4)	5	(9)
その他の長期給付金	24	11	9	2
その他費用およびその他のインセンティブ制度	25	42	11	31
合計		176	120	56

「人件費」は、2014年度比56百万ユーロ増加して176百万ユーロとなった。基本的に、「賃金および給与」ならびに関連する社会保障費（合計32百万ユーロ。基本的に職員数の増加に帰し得る。）、フォルネロ法第4条に基づく自主退職給付の費用の増加（31百万ユーロ）と、電力割引に関連する集团的規則の終了によって、2015年12月31日の時点で関連する引当金（10百万ユーロ）が消去され、取り崩されたことに伴うその他の費用の減少の結果である。

「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2015年度の費用は、職員数の拡大の結果として前年比1百万ユーロ増加し、5百万ユーロとなった。

次の表は、職階別平均従業員数の前年比および2015年12月31日現在の従業員数を示したものである。

	2015年	平均数 2014年	変動	従業員数 2015年12月31日
シニア・マネージャー	212	100	112	211
ミドル・マネージャー	549	384	165	548
事務職	337	306	31	339
合計	1,098	790	308	1,098

5.d 減価償却費、償却費および減損損失 - 327百万ユーロ

百万ユーロ	2015年	2014年	変動
減価償却費	3	3	-
償却費	9	9	-
減損損失	315	531	(216)
合計	327	543	(216)

「減価償却費、償却費および減損損失」は、前年比216百万ユーロ減少し、327百万ユーロ（2014年度は543百万ユーロ）となった。より具体的には、償却費および減価償却費合計は2014年度比横ばいの12百万ユーロであった。2015年度の減損損失は、エネル・トレード・エスピーエー（250百万ユーロ）およびエネル・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）への投資において認識された減損を反映して315百万ユーロとなった一方、2014年度の金額には、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー（512百万ユーロ）およびエネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー（19百万ユーロ）への投資の531百万ユーロの減損が含まれていた。

これらの損失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 - 24百万ユーロ

「その他の営業費用」は前年比5百万ユーロ増加の24百万ユーロとなった。主な要因は、退職した従業員向けの電力割引の撤廃を受けた3百万ユーロの補償の引当金である。この引当金は、退職した従業員およびその遺族に付与されていた料金補助に関する合意の2016年1月1日に終了することにより、2015年12月31日の時点で設けられた。

営業利益は負の482百万ユーロとなったが、前年比では141百万ユーロの改善を示した。基本的な要因は、2014年度におけるより多額の株式投資の減損損失（216百万ユーロ）の認識と、2015年度における人件費の増加（56百万ユーロ）ならびにレンタルおよび賃借料の増加（14百万ユーロ）である。

注記6 株式投資からの収益 - 2,024百万ユーロ

2,024百万ユーロとなった株式投資からの収益は、全額が2015年に回収されており、子会社および関連会社の株主総会により承認された配当（1,545百万ユーロ）ならびにエネル・イペロアメリカ・エスエルが分配した特別配当（479百万ユーロ）に関連している。

百万ユーロ	2015年	2014年	変動
子会社および関連会社からの配当金	2,023	1,818	205
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	-	223	(223)
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	1,245	1,373	(128)
エネル・パワー・エスピーエー	-	1	(1)
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	7	2
エネル・エネルギア・エスピーエー	159	16	143
エネル・セルヴィツツィオ・エレットトリコ・エスピーエー	-	85	(85)
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	109	109	-
エネル・イペロアメリカ・エスエル	500	-	500
セシ・エスピーエー	1	1	-
その他の会社からの配当金	1	-	1
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー	1	-	1
合計	2,024	1,818	206

注記7 デリバティブから生じた純金融収益 / (費用) - 334百万ユーロ

この項目の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2015年	2014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：	2,813	1,726	1,087
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	2,813	1,726	1,087
- エネル・エスピーエーの取引：	545	464	81
公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	33	39	(6)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	435	415	20
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	77	10	67
デリバティブから生じた総収入	3,358	2,190	1,168
デリバティブの費用			
- グループ会社のための取引：	2,824	1,737	1,087
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	2,824	1,737	1,087
- エネル・エスピーエーの取引：	200	217	(17)
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	102	167	(65)
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	71	50	21
デリバティブから生じた総費用	3,024	1,954	1,070
デリバティブから生じた純金融収益 (費用) 合計	334	236	98

デリバティブから生じた純金融収益は334百万ユーロで（2014年度は236百万ユーロ）、これは特にエネル・エスピーエーによるデリバティブ取引から生じた純収益によるものである。

2014年度比98百万ユーロの増加は、キャッシュ・フロー・ヘッジの純金融費用の減少（85百万ユーロ）および損益を通じて公正価値で評価されるデリバティブの純金融収益の増加（46百万ユーロ）、ならびに公正価値ヘッジ・デリバティブの費用純額の増加（33百万ユーロ）が合算された影響を反映しており、これらの取引はすべて、金利および為替の両方のデリバティブに関してエネル・エスピーエーが締結したものである。

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) - (1,066)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	2015年	2014年	変動
その他の金融収益			
実効金利での受取利息			
長期金融資産からの実効金利での受取利息	5	6	(1)
短期金融資産からの実効金利での受取利息	155	206	(51)
合計	160	212	(52)
正の為替差損益	5	10	(5)
公正価値ヘッジの利益 - ヘッジ調整後	4	-	4
その他の収入	8	-	8
その他の金融収益合計	177	222	(45)
その他の金融費用			
利息費用			
銀行借入の支払利息	25	67	(42)
社債の利息	930	968	(38)
その他借入の支払利息	1	3	(2)
合計	956	1,038	(82)
負の為替差損益	279	293	(14)
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	9	(3)
公正価値ヘッジの費用 - ヘッジ対象の調整	-	26	(26)
その他の金融費用	2	11	(9)
その他の金融費用合計	1,243	1,377	(134)
その他の純金融収益 (費用) 合計	(1,066)	(1,155)	89

その他の純金融費用は1,066百万ユーロとなった。これは主に、借入の支払利息（956百万ユーロ）と為替差損（279百万ユーロ）を反映しており、短期および長期金融資産からの受取利息（160百万ユーロ）で一部相殺された。純金融費用の2014度比89百万ユーロの減少の主な原因は、金融債務の支払利息の減少（82百万ユーロ）であり、主として年度中の債務の変動を反映している。

注記9 法人税等 - (201)百万ユーロ

百万ユーロ	2015年	2014年	変動
当期法人税	(197)	(299)	102
繰延税金収益	(2)	8	(10)
繰延税金費用	(2)	9	(11)
合計	(201)	(282)	81

2015年度の法人税等については、201百万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・エスピーエーの支払利息が損金算入されたことによる。

前年度比81百万ユーロの差額は、子会社から受け取った配当金と、統合税法第87条の要件を満たす株式投資の評価減の両方における2年度間の差額を反映している。

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	2015年	%率	2014年	%率
税引前利益	810		276	
理論上の法人税（27.5%）	223	27.5%	76	27.5%
税金減算額：				
- 株式投資の配当金	(529)	-65.3%	(475)	-172.1%
- 過年度評価減	(10)	-1.2%	(14)	-5.1%
- その他	(11)	-1.4%	(22)	-8.0%
税金増加額：				
- 期中評価減	86	10.6%	152	55.1%
- 引当金の繰入	17	2.1%	10	3.6%
- 過年度費用	2	0.2%	3	1.1%
- その他	32	4.0%	3	1.1%
当期法人税等合計（法人税）	(190)	-23.5%	(267)	-96.7%
地方税	-	-	-	-
過年度法人税見積りとの差額	(7)	-0.9%	(32)	-11.6%
繰延税額合計	(4)	-0.5%	17	6.2%
- うち税率変更の影響	7		-	
- うち当期変動額	(11)		9	
- うち過年度見積額の変更	-		8	
法人税等合計	(201)	-24.8%	(282)	-102.2%

財政状態計算書に関する情報

資産

注記10 有形固定資産 - 7百万ユーロ

2014年度および2015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	31	62
減価償却累計額	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(25)	(53)
2013年12月31日現在残高	1	1	-	-	1	6	9
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	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

「有形固定資産」は、前年比1百万ユーロ減少し7百万ユーロとなった。これは基本的には、当年度中の資本的支出（2百万ユーロ）が減価償却費（3百万ユーロ）を下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安全工事である。

注記11 無形固定資産 - 14百万ユーロ

「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
2013年12月31日現在残高	10	1	11
資本的支出	-	9	9
資産の使用開始	9	(9)	-
償却費	(9)	-	(9)
変動額合計	-	-	-
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

「工業特許および知的財産権」は、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。

この項目の価額は前年度比3百万ユーロ増加した。基本的に、使用が開始された資産（13百万ユーロ）および年度中の償却費（9百万ユーロ）に帰し得る。使用が開始された資産は、基本的に、連結のおよびグローバルな報告、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。

注記12 繰延税金資産および負債 - 373百万ユーロおよび291百万ユーロ

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	2014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)	その他の 変動額	2015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	28	1	-	(21)	8
- デリバティブ	314	-	(13)	-	301
- その他の項目	41	1	1	21	64
合計	383	2	(12)	-	373
繰延税金負債					
一時差異の性質：					
- 金融商品の測定	243	-	41	-	284
- その他の項目	9	(2)	-	-	7
合計	252	(2)	41	-	291
相殺考慮後繰延税金資産（法人税）	172				136
相殺考慮後繰延税金負債（地方税）	(41)				(54)

「繰延税金資産」合計は373百万ユーロ（2014年12月31日時点は383百万ユーロ）で、前年度と比較して10百万ユーロの減少となった。これは、主として、キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値測定に伴う繰延税金資産の減少（13百万ユーロ）や、リスクおよび費用に対する引当金ならびにその他の項目に関連する繰延税金資産の増加（3百万ユーロ。うち2百万ユーロが損益で、および1百万ユーロが資本で認識された。）のためである。

「繰延税金負債」は前年比39百万ユーロ増加して291百万ユーロ（2014年12月31日時点は252百万ユーロ）となり、これは主としてキャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値測定に伴う繰延税金（41百万ユーロ）に起因する。

繰延税金資産および負債の額は、引当および2016年度に予想される取崩に関しては法人所得税率27.5%を適用することによって決定された一方、2016年より後の期間に関する引当は、法律の規定に従って24.0%に税率が調整された（税率の変更の影響により、資本から合計10百万ユーロおよび損益から7百万ユーロの戻入がもたらされた。）。加えて、繰延税金負債のみに、州事業税の（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 - 38,984百万ユーロ

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	残高	取得原価	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) /(返済)	(+/-)/合併 (+/-)/(分離)				(評価減) /戻入			およびIFRS第2号 に準拠
2014年12月31日					2015年の変動					2015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	-	-	-	-	-	4,892	(512)	4	4,384	100.0
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	46	(19)	1	28	100.0	40	-	-	(65)	(25)	86	(84)	1	3	100.0
エネル・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	901	-	1	902	100.0	500	-	-	(250)	250	1,401	(250)	1	1,152	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	-	-	-	-	-	3,640	-	2	3,642	68.3
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
エネル・オープン・ファイバー・エスピーエー	-	-	-	-	-	-	-	5	-	5	5	-	-	5	100.0
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	-	-	-	-	-	1,414	-	-	1,414	100.0
エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエー	-	-	-	-	100.0	2	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	43,983	(5,266)	13	38,730		542	(2)	5	(315)	230	44,528	(5,581)	13	38,960	
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	44,012	(5,271)	13	38,754		542	(2)	5	(315)	230	44,557	(5,586)	13	38,984	

[前へ](#)
[次へ](#)

下表は2015年の株式変動を表している。

百万ユーロ	
増加	
エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエーの資本増強	2
エネル・トレード・エスピーエーの資本増強	500
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエーの資本増強	40
エネル・オープン・ファイバー・エスピーエーの設立	5
合計	547
減少	
エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエーにおける保有持分のエネル・トレード・エスピーエーへの処分	(2)
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株式投資の評価減	(65)
エネル・トレード・エスピーエーへの株式投資の評価減	(250)
合計	(317)
純変動	230

子会社、関連会社およびその他の会社への株式投資価値の純増（230百万ユーロ）は、以下の要因によるものである。

- ＞ エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエーの1月の資本増強（2百万ユーロ）。「その他の剰余金」に配分された。同社がその事業上および財務上の必要を満たすのを可能にすることを目的とした。この投資は、同社株式の価額に対応する2百万ユーロで11月にエネル・トレード・エスピーエーに売却された。
- ＞ グループ会社間の流動勘定での子会社であるエネル・トレード・エスピーエーに対する金融債権（500百万ユーロ）の一部の放棄を通じた、2015年12月4日の当該子会社の資本増強。配当可能資本剰余金に配分された。
- ＞ グループ会社間の流動勘定での子会社であるエネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー金融債権（40百万ユーロ）の放棄を通じた、2015年12月15日の当該子会社の資本増強。配当可能資本剰余金に配分された。
- ＞ エネル・エスピーエーが全部を所有することとなる5百万ユーロの株式資本の払込みによる、2015年12月21日のエネル・オープン・ファイバー・エスピーエーの設立。高速超広帯域光ファイバー電子通信ネットワークの開発のために創立された。
- ＞ 在来型発電への当グループの投資減少による事業活動の縮小と、法律第92/2012号（フォルネロ法）第4条の適用についての労働組合協約に関連する引当とが原因となった損失を考慮に入れるための、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持分の65百万ユーロの評価減。
- ＞ エネル・トレード・エスピーエーがエネルギー商品市場の開発およびアップストリーム事業に関連して計上した損失を考慮に入れるための、同社に対する株式投資の250百万ユーロの評価減。この減損損失は、割引キャッシュ・フロー法を用いて行われた減損テストによってもたらされた価値までの投資の帳簿価額の調整を生じさせた。したがって、当該価額は依然としてこの子会社の資本簿価を上回っているが、当該価額の全額が回収可能であることがテストの結果によって確認されたと考えることができる。

下表は、エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエーおよびエネル・トレード・エスピーエーの減損損失の判定に使用された主な前提の報告である。

百万ユーロ	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⁾
2015年12月31日現在					
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	68	2.00%	9.25%	5年	永久年金計算
エネル・トレード・エスピーエー	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を基礎として見積もられた。

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、親会社取締役会が承認した、5年間（2016～2020年度）の事業計画（販売量、収益、営業費用、投資、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。）。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。
- ＞ 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展開、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を考慮した。

より具体的には、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、2015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	4,244	330	100.0	4,384
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	29	(37)	100.0	3
エネル・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	4,730	1,613	100.0	4,056
エネル・セルヴィツィオ・エレクトリコ・エスピーエー	ローマ	ユーロ	10,000,000	69	(29)	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	480	(255)	100.0	1,152
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー ⁽¹⁾	ローマ	ユーロ	1,000,000,000	9,630	264	68.3	3,642
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	4,245	(593)	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・オープン・ファイバー・エスピーエー	ローマ	ユーロ	5,000,000	5	-	100.0	5
エネル・エネルギア・エスピーエー	ローマ	ユーロ	302,039	1,785	395	100.0	1,313
エネル・イベロアメリカ・エスエル	マドリッド	ユーロ	500,000,000	23,482	435	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	52	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	63	8	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	388	(22)	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	19	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	1,486	31	100.0	1,414
C) 関連会社							
セシ・エスピーエー	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	(79)	(68)	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	16	10	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	43	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、2014年12月31日現在の財務諸表の値を指している。

エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー、エネル・イタリア・エスアールエル、エネル・セルヴィツィオ・エレクトリコ・エスピーエーおよびエネル・トレード・エスピーエーへの株式投資の帳簿価額は、個々には2015年12月31日現在のそれぞれの株主持分を上回っているが、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・プロデュツィオーネについては、いくつかの財政状態計算書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。
- エネル・イタリア・エスアールエルおよびエネル・セルヴィツィオ・エレクトリコ・エスピーエーについては、純数理計算上の損失の認識を含む「IAS第19号「従業員給付」の遡及的適用が2013年になされたため、必然的にこれらの会社の株主持分が影響を受け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。

子会社であるエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィに関しては、株主資本が同社の自己資本簿価を上回っているものの、基本的に、火力発電セクターで事業を行っている会社であるエネル・ロシアに対する支配持分の業績不振（関連する減損損失が年度中に認識されていた。）に基づいて、2015年12月31日現在で減損テストを行うことが適切であると

2015年12月31日現在の「その他の会社に対する株式投資」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、同社は2015年1月1日から清算手続き中である。

百万ユーロ	2015年12月31日 現在	2014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 - 2,591百万ユーロ、299百万ユーロ、2,717百万ユーロ、367百万ユーロ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在
デリバティブ金融資産	2,591	1,979	299	280
デリバティブ金融負債	2,717	2,484	367	359

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 その他の固定金融資産 - 107百万ユーロ

合計額の内訳は下記のとおりである。

百万ユーロ				
	注記	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	変動
前払費用		30	25	5
純金融負債に含まれる、その他非流動金融資産	15.1	77	121	(44)
合計		107	146	(39)

「前払費用」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アオパンカの間で合意された10十億ユーロのリボルピング・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 純金融負債に含まれるその他の固定金融資産 - 77百万ユーロ

百万ユーロ				
	注記	2015年12月31日 現在	2014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	72	117	(45)
その他の金融債権		5	4	1
合計		77	121	(44)

72百万ユーロとなった「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。45百万ユーロの減少は、債権のうち12カ月以内に期限が到来する部分のその他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 - 409百万ユーロ

この項目の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	変動
未収税金	244	290	(46)
補足的な年金制度の債務引受に関する子会社への債権	162	173	(11)
その他の長期債権	3	4	(1)
合計	409	467	(58)

「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46百万ユーロ減少した。2004～2007年の分割払いに関連する39百万ユーロの一部還付、および、歳入庁からの還付後の利息に係る債権の価額の再計算が要因である。

162百万ユーロの「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、100百万ユーロ（2014年12月31日現在は111百万ユーロ）となった。

3百万ユーロの「その他の長期債権」は、基本的には、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に関するものである。

注記17 売掛金 - 283百万ユーロ

この項目の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	変動
顧客：			
- その他の債権	7	6	1
合計	7	6	1
子会社に対する売掛金	276	126	150
合計	283	132	151

「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・提携サービスなどの事業活動に関するものである。151百万ユーロの増加は、これらのサービスに伴う収益の変動、および回収期間の変化に関連している。

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	2015年 12月31日 現在	2014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	1	1	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	23	18	5
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	44	7	37
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	17	7	10
エンデサ・エスエー	(1)	-	(1)
エネル・セルヴィツィオ・エレットリコ・エスピーエー	3	(1)	4
エネル・トレード・エスピーエー	5	3	2
エネル・エネルギア・エスピーエー	7	21	(14)
エネル・イタリア・エスアールエル	78	-	78
スロベンスケ・エレクトラーレ・エーエス	16	17	(1)
エネル・エスアイ・エスアールエル	1	6	(5)
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	1	1	-
エネル・ソール・エスアールエル	-	2	(2)
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	18	16	2
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	19	16	3
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	3	(2)	5
エンデサ・エナルギア・エスエー	4	6	(2)
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	15	-	15
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	2	-	2
エデジェル・エスエー	2	-	2
その他	14	4	10
合計	276	126	150

売掛金の地域別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	2014年12月31日 現在	変動	
イタリア	181	66	115	
欧州連合	56	47	9	
欧州連合以外の欧州	22	18	4	
その他	24	1	23	
合計	283	132	151	

注記18 未収税金 - 319百万ユーロ

2015年12月31日現在の未収税金は計319百万ユーロで、基本的には、2015年度の税金に関する当社の法人税控除（189百万ユーロ）および2015年度の連結法人所得税に関する未収入金（127百万ユーロ）に関するものである。

注記19 その他流動金融資産 - 3,403百万ユーロ

この項目の内訳は以下のとおりである。

	注記	2015年12月31日	2014年12月31日	変動
		現在	現在	
純金融負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	3,052	4,693	(1,641)
その他種々の流動金融資産		351	347	4
合計		3,403	5,040	(1,637)

19.1 純金融負債に含まれるその他の流動金融資産 - 3,052百万ユーロ

	注記	2015年12月31日	2014年12月31日	変動
		現在	現在	
グループ会社に対する金融債権				
- 短期金融債権（関係会社間勘定）	31.1.1	2,912	4,018	(1,106)
- 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	46	-	46
その他に対する金融債権				
- その他の金融債権		8	3	5
- 店頭デリバティブ証拠金契約に関する担保金	31.1.1	86	672	(586)
合計		3,052	4,693	(1,641)

「純金融負債に含まれるその他の流動金融資産」は、2015年12月31日時点で3,052百万ユーロであったが、これは、「グループ会社に対する金融債権」（2,958百万ユーロ）および「その他に対する金融債権」（94百万ユーロ）である。

「グループ会社に対する金融債権」は、2014年12月31日と比較して1,060百万ユーロ減少した。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金融債権の減少（1,106百万ユーロ）である。この減少の一部のみが、グループ会社による金融債務の負担分の引受部分に係る債権のうち1年以内返済予定分（46百万ユーロ）によって相殺された。

「その他に対する金融債権」は581百万ユーロ減少した。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担保金の減少によるものである。

注記20 その他の流動資産 - 460百万ユーロ

2015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	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	変動
未収税金	21	33	(12)
グループ会社に対するその他の債権	422	208	214
その他に対する債権	17	3	14
合計	460	244	216

「その他の流動資産」は2014年12月31日より216百万ユーロ増加した。

「未収税金」は21百万ユーロとなり、主な内訳はグループの付加価値税控除（14百万ユーロ）と前年度法人税に関するその他未収金（7百万ユーロ）である。前年比12百万ユーロのこの減少の要因は基本的に、グループの付加価値税控除の減少である。

「グループ会社に対するその他の債権」は、主に、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（312百万ユーロ）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（110百万ユーロ）である。前年比214百万ユーロの増加は、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増加（196百万ユーロ）に帰し得る。

注記21 現金および現金同等物 - 5,925百万ユーロ

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	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	変動
銀行および郵便預金	5,925	6,972	(1,047)
手許現金および現金同等物	-	-	-
合計	5,925	6,972	(1,047)

現金および現金同等物は5,925百万ユーロとなり、2014年12月31日と比較して1,047百万ユーロ減少した。主な要因は、多数の社債の返済およびエネル・エスピーエーが履行する集中的資金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 - 24,880百万ユーロ

株主持分は24,880百万ユーロとなり、2014年12月31日より256百万ユーロ減少した。減少の主な原因は、当期の包括利益（1,060百万ユーロ）と共に2015年5月28日に株主によって承認された2014年度の1株当たり0.14ユーロの配当金支払（総額で1,316百万ユーロ）で、。

資本金 - 9,403 百万ユーロ

2015年12月31日現在のエネル・エスピーエーの資本金は（2014年12月31日現在と同様に）、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9,403,357,795 ユーロとなった。

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、および入手可能な他の情報に基づく、25.50%を保有するイタリア経済財務省、ノルウェー中央銀行（資本金の2.018%だったが、この持分は2016年1月8日に2%未満まで低下した。）、およびCNP Assurances（2015年6月23日現在、資産運用目的で2.87%を保有していた。）を除いては、資本金合計の2%超を保有する株主は存在しない。

その他の剰余金 - 9,163百万ユーロ

資本剰余金 - 5,292 百万ユーロ

資本剰余金は前年度と変わっていない。

法定準備金 - 1,881百万ユーロ

資本金の20.0%に相当する法定準備金は、前年度と変わっていない。

法第292/1993号に基づいた準備金 - 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。

その他種々準備金 - 68百万ユーロ

その他の準備金には、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、およびその他の準備金に関する20百万ユーロも含まれている。

金融商品評価差額金 - (277) 百万ユーロ

2015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・デリバティブの評価差額金マイナス277百万ユーロ（17百万ユーロの正の税効果考慮後）で構成されている。

純従業員給付負債/（資産）の再測定による剰余金 - (16 百万ユーロ)

2015年12月31日現在、従業員給付制度に係る剰余金は16百万ユーロ（3百万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、2014年および2015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	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			
	2014年 1月1日 現在			2014年 12月31日 現在			2015年 12月31日 現在		
キャッシュ・フロー・ヘッジ手段の測定による剰余金	(259)	173	(248)	2	(332)	441	(334)	(52)	(277)
従業員給付制度負債 / （資産）の再測定による利益 / （損失）	(17)	10	-	(3)	(10)	(5)	-	(1)	(16)
株主資本において直接認識された利益(損失)	(276)	183	(248)	(1)	(342)	436	(334)	(53)	(293)

利益剰余金/（繰越欠損金） - 5,303 百万ユーロ

2015年度のこの項目は758百万ユーロの減少を示した。この減少は、この剰余金のうち846百万ユーロを株主への配当に使用するものとした2015年5月28日の株主総会の決議、および、2014年の当期純利益の一部（88百万ユーロ）の「利益剰余金」への配分に帰し得る。

当期純利益 - 1,011百万ユーロ

2015年度の当期純利益は1,011百万ユーロであった。

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	2015年12月31日	使途	分配可能額
資本金	9,403		
資本剰余金			
- 資本剰余金	5,292	ABC	5,292
利益剰余金			
- 法定準備金	1,881	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	(277)		
- 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	(16)		
- その他	20	ABC	20
利益剰余金/(繰越欠損金)	5,303	ABC	5,303
合計	23,869		12,878
分配可能額			12,875

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846百万ユーロが株主への配当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、2014年度と2015年度に当社から支払われた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)
2014年度支払配当金		
2013年の配当金	1,223	0.13
2014年度の間配当金	-	-
特別配当金	-	-
2014年度支払配当金合計	1,223	0.13
2015年度支払配当金		
2014年の配当金	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

2015年度に係る配当金の残りとなる1株当たり0.16ユーロ、合計1,627百万ユーロの配当が、2016年5月26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。当財務諸表には2015年度に関する株主へのこの配当の分配は反映されていない。

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。2015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。2015年および2014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	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	変動
固定財政状態	(14,503)	(17,288)	2,785
正味短期財政状態	1,001	4,556	(3,555)
長期金融債権および長期有価証券	77	121	(44)
純金融負債	(13,425)	(12,611)	(814)
株主持分	24,880	25,136	(256)
負債 / 資本率	(0.54)	(0.50)	(0.04)

注記23 借入金 - 14,503百万ユーロ、3,062百万ユーロ、4,914百万ユーロ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在
長期借入金	14,503	17,288	3,062	2,363
短期借入金	-	-	4,914	4,746

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 - 291 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。電力割引に関連する集団的規則が2015年12月31日をもって終了したのを受けて、退職した従業員のための電気料金割引に係る電気料金割引引当金（10百万ユーロ）が戻し入れられた。

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2015年12月31日および2014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	2015年				合計
	年金給付	電力割引	健康保険	その他の 給付	
数理計算上の債務の変動					
1月1日現在の数理計算上の債務	242	11	35	14	302
現在の勤務費用	6	-	-	11	17
利息費用	5	-	1	-	6
財政計算上の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	2014年				合計
	年金給付	電力割引	健康保険	その他の 給付	
数理計算上の債務の変動					
1月1日現在の数理計算上の債務	273	11	37	15	336
現在の勤務費用	-	-	-	10	10
利息費用	8	-	1	-	9
財政計算上の仮定の変動による数理計算上の （利益）/ 損失	(7)	-	(2)	-	(9)
実績の調整	(3)	1	1	-	(1)
過去勤務費用	-	-	-	-	-
決済による（利益）/損失	-	-	-	-	-
他の支払	(29)	(1)	(2)	(11)	(43)
その他の変動額	-	-	-	-	-
12月31日現在の数理計算上の債務	242	11	35	14	302

百万ユーロ	2015年	2014年
収益または損失に計上される（利益）/損失		
勤務費用	16	10
利息費用	6	9
決済による（利益）/損失	(10)	-
合計	12	19

百万ユーロ		
	2015年	2014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	6	(10)
その他の変動額	-	-
合計	6	(10)

2015年の従業員給付の当期勤務費用は17百万ユーロで、人件費に計上されている(2014年は10百万ユーロ)。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(2014年は9百万ユーロ)。決済による利益10百万ユーロは、料金割引に関する集团的規則の終了に関連するその他の費用の減少に帰すことができ、2015年12月31日の時点で消去および戻入れが行われた。

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。

	2015年	2014年
割引率	0.50% - 2.15%	0.50% - 2.15%
昇給率	1.6% - 3.6%	1.6% - 3.6%
医療費増加率	2.6%	2.6%

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)	2	2	2	2	5	1

注記25 リスクおよび費用に対する引当金 - 53百万ユーロ

「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	その他の 変動額	合計	
	繰入	戻入			2015年 12月31日 現在	2014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	12	3			15	15
- その他	3	3	-		6	3
合計	15	6	-	-	21	18
早期退職奨励引当金	1	32	(1)		32	2
合計	16	38	-	(1)	53	20

訴訟引当金の純増加額は3百万ユーロで、基本的に新たな労働争議および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（10百万ユーロ）および入札契約に関する訴訟（3百万ユーロ）に関連している。

その他の引当金の3百万ユーロの増加は、基本的に、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」引当金に帰し得る。

早期退職奨励引当金に関する引当ての増加（32百万ユーロ）の大半は、フォルネロ法第4条に基づく自主的退職に関する新たな協定の署名を受けた費用の増加（31百万ユーロ）によるものである。

注記26 その他の固定負債 - 243百万ユーロ

「その他の固定負債」は243 百万ユーロであった（2014年12月31日現在では287百万ユーロ）。これは、基本的に、エネル・エスピーエーによる2004年から2011年までの間の過払い還付請求（連結主体としての立場で提出）を受けて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）。当年度の44百万ユーロの減少は、基本的に、2004～2007年の分割払分に関連する当該債権の部分的補償（39百万ユーロ）および補償後の債権額の再決定に帰し得る。

注記27 買掛金 - 164百万ユーロ

百万ユーロ

	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	変動
買掛金:			
- 外部に対するもの	105	85	20
- グループ会社に対するもの	59	54	5
合計	164	139	25

「買掛金」には、外部に対する買掛金105百万ユーロ（2014年12月31日現在では85百万ユーロ）、およびグループ会社に対する買掛金59百万ユーロ（2014年12月31日現在では54百万ユーロ）が含まれている。

2015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	2015年12月31日 現在	2014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	36	25	11
エネル・イベロアメリカ・エスエル	8	-	8
エネル・ファクター・エスピーエー	2	12	(10)
エンデサ・エスエー	1	4	(3)
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	4	4	-
スヴィルッポ・ヌクレアーレ・イタリア・エスアールエル	-	3	(3)
その他	4	4	-
合計	59	54	5

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	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在	変動
仕入先：			
イタリア	132	123	9
欧州連合	18	9	9
欧州連合以外の欧州	10	5	5
その他	4	2	2
合計	164	139	25

注記28 その他の短期金融負債 - 643百万ユーロ

「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

		2015年12月31日	2014年12月31日	
	注記	現在	現在	変動
繰延金融負債	31.2.1	584	649	(65)
その他の項目	31.2.1	59	45	14
合計		643	694	(51)

「繰延金融負債」は金融負債に関して発生した支払利息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2015年度中に発生したが決済は翌年とな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 - 13,425百万ユーロ

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

		2015年12月31日	2014年12月31日	
	注記	現在	現在	変動
長期借入金	23	14,503	17,288	(2,785)
短期借入金	23	4,914	4,746	168
1年以内返済予定の長期借入金	23	3,062	2,363	699
負債に含まれる固定金融資産	15.1	77	121	(44)
負債に含まれる流動金融資産	19.1	3,052	4,693	(1,641)
現金および現金同等物	21	5,925	6,972	(1,047)
合計		13,425	12,611	814

下表は、2006年7月28日のCONSOB指示書に準拠して、2015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					
	2015年12月31日現在		2014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	5,925		6,972		(1,047)
手元流動性	5,925		6,972		(1,047)
短期金融債権	3,052	2,958	4,693	4,018	(1,641)
短期銀行借入金	(2)		(3)		1
長期銀行債務の1年以内返済分	(3,062)		(2,363)		(699)
その他の短期金融債務	(4,912)	(3,243)	(4,743)	(4,320)	(169)
短期金融債務	(7,976)		(7,109)		(867)
純短期財政状態	1,001		4,556		(3,555)
社債	(14,503)		(17,288)		2,785
長期借入金	(14,503)		(17,288)		2,785
長期財政状態	(14,503)		(17,288)		2,785
CONSOB指示書に準拠した純財政状態	(13,502)		(12,732)		(770)
長期金融債権	77	72	121	117	(44)
純金融負債	(13,425)		(12,611)		(814)

注記30 その他の流動負債 - 1,046百万ユーロ

「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に関するものである。

百万ユーロ			
	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在	変動
未払税金	650	540	110
グループ会社に対する債務	354	396	(42)
従業員およびレクリエーション/支援機関 に対する債務	24	20	4
社会保険機構への未払金	11	8	3
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	6	10	(4)
合計	1,046	975	71

「未払税金」は650百万ユーロとなり、連結法人所得税の税務当局への債務額が主である（643百万ユーロ）。前年比の増加は110百万ユーロとなった。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増加である。

「グループ会社に対する債務」は354百万ユーロとなった。連結納税制度の下での法人所得税に関連する債務233百万ユーロ（2014年12月31日現在は316百万ユーロ）およびグループ付加価値税に関連する債務121百万ユーロ（2014年12月31日現在は77百万ユーロ）によって構成されている。42百万ユーロの減少は、基本的に上記の負債ポジションの展開の反映である。

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、流動および固定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	
		2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在
貸付金および債権	31.1.1	107	146	9,611	12,144
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	1,668	1,283	299	280
合計		1,668	1,283	299	280
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金融資産	33	888	656	-	-
公正価値ヘッジのデリバティブ金融資産	33	35	40	-	-
合計		923	696	-	-
合計		2,699	2,126	9,910	12,424

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		非流動			流動	
	注記	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	注記	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在
現金および現金同等物		-	-	21	5,925	6,972
売掛金		-	-	17	283	132
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	72	117		-	-
関係会社間流動勘定の債権		-	-	19.1	2,912	4,018
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーへの短期貸付金		-	-	19.1	-	-
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	-	-		46	-
その他の金融債権		-	-		173	205
合計		72	117		3,131	4,223
その他に対する金融債権						
店頭デリバティブ証拠金契約に関する担保金		-	-	19.1	86	672
その他の金融債権		35	29		186	145
合計		35	29		272	817
合計		107	146		9,611	12,144

2014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1,047百万ユーロの減少。基本的に多数の社債の返済に帰し得る。
- ＞ 「グループ会社に対する金融債権」の合計1,137百万ユーロの減少。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（1,106百万ユーロ）を反映している。
- ＞ 「その他に対する債権」の合計539百万ユーロの減少。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減少（586百万ユーロ）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2014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、流動および固定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	
		2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在
償却原価で測定した金融負債	31.2.1	14,503	17,288	8,783	7,942
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	1,687	1,295	367	358
合計		1,687	1,295	367	358
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	1,030	1,189	-	1
合計		1,030	1,189	-	1
合計		17,220	19,772	9,150	8,301

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。

公正価値の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	
		2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在		2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在
長期借入金	23	14,503	17,288		3,062	2,363
短期借入金		-	-	23	4,914	4,746
買掛金		-	-	27	164	139
その他の短期金融負債		-	-	28	643	694
合計		14,503	17,288		8,783	7,942

借入金

長期借入金（1年以内返済予定分を含む） - 17,565百万ユーロ

長期借入金は、その全額がユーロおよびその他の通貨建ての社債であり、2015年12月31日現在、17,564百万ユーロである。そのうち1年内返済予定分が3,062百万ユーロである。

次の表は2015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年以内返済予定分を含み、借入金と利率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
2015年12月31日現在					
社債：					
- 固定金利	14,693	14,586	1,999	12,587	17,001
- 変動金利	2,986	2,979	1,063	1,916	2,931
合計	17,679	17,565	3,062	14,503	19,932
固定金利借入金の合計	14,693	14,586	1,999	12,587	17,001
変動金利借入金の合計	2,986	2,979	1,063	1,916	2,931
合計	17,679	17,565	3,062	14,503	19,932

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 変動
2014年12月31日現在						
社債：						
- 固定金利	15,414	15,284	1,000	14,284	18,166	(698)
- 変動金利	4,380	4,367	1,363	3,004	4,311	(1,388)
合計	19,794	19,651	2,363	17,288	22,477	(2,086)
固定金利借入金の合計	15,414	15,284	1,000	14,284	18,166	(698)
変動金利借入金の合計	4,380	4,367	1,363	3,004	4,311	(1,388)
合計	19,794	19,651	2,363	17,288	22,477	(2,086)

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808百万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
	2014年 12月31日現在	2015年 12月31日現在			
			2015年12月31日現在		
ユーロ	16,056	13,691	13,751	4.4%	4.7%
米国ドル	1,012	1,130	1,148	8.8%	9.2%
英ポンド	2,583	2,744	2,780	6.5%	6.7%
ユーロ以外の通貨合計	3,595	3,874	3,928		
合計	19,651	17,565	17,679		

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	自社社債 買戻し	為替換算 差額	額面価額
	2014年 12月31日 現在					2015年 12月31日 現在
社債	19,794	(2,363)	-	(31)	279	17,679
合計	19,794	(2,363)	-	(31)	279	17,679

2014年12月31日に比べ、長期借入金の額面価額は2,115百万ユーロ減少した。2,363百万ユーロの返済、31百万ユーロの自社社債買戻し、および279百万ユーロの為替差損の正味の結果である。

新規借入金

2015年度には新規借入れが含まれる取引はなかった。

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2014年4月および2015年7月にユニクレジット・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・エスピーエーとユニクレジット・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ている。
- > 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。

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

以下の表は総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）。

百万ユーロ	2015年12月31日現在						2014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	13,691	13,751	77.8%	3,928	17,679		16,056	16,145	81.6%	3,649	19,794
米国ドル	1,130	1,148	6.5%	(1,148)	-		1,012	1,030	5.2%	(1,030)	-
英ポンド	2,744	2,780	15.7%	(2,780)	-		2,583	2,619	13.2%	(2,619)	-
合計	17,565	17,679	100.0%	-	17,679		19,651	19,794	100.0%	-	19,794

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	2015年12月31日現在		2014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	16.9%	20.6%	22.1%	19.2%
固定金利	83.1%	79.4%	77.9%	80.8%
合計	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

短期借入金 - 4,914百万ユーロ

下表は2015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	2015年12月31日	2014年12月31日	変動
	現在	現在	
グループ外契約相手からの借入金			
短期銀行借入金（普通当座勘定）	2	3	(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	1,669	423	1,246
合計	1,671	426	1,245
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）	3,243	3,820	(577)
グループ会社からのその他の短期借入金	-	500	(500)
合計	3,243	4,320	(1,077)
合計	4,914	4,746	168

短期借入金は4,914百万ユーロとなり（2014年度は4,746百万ユーロ）、前年度と比べて168百万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。

- > 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1,246百万ユーロの増加
- > 「グループ会社からの短期借入金」における577百万ユーロの減少。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改善に帰し得る。
- > 「グループ会社からのその他の短期借入金」における500百万ユーロの減少。エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィとの間の短期融資枠である関係会社間短期預金契約に基づく実行の結果である。

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、流動金融負債（367百万ユーロ）と固定金融負債（1,687百万ユーロ）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
	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	2015年12月31日 現在
売却可能金融資産	1	-	
貸付金および債権	5	7	1
償却原価で測定した金融負債	(1,229)	(1,319)	

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。

2015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。

2015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	
	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
金利デリバティブ		
金利スワップ	21,163	8,943
合計	21,163	8,943

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、21,163百万ユーロであり（2014年12月31日では8,943百万ユーロ）、そのうちの1,329百万ユーロ（2014年12月31日では、2,629百万ユーロ）は当社の負債持分のヘッジに関するものであり、9,917百万ユーロ（2014年12月31日では、3,157百万ユーロ）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。

金利デリバティブに関する詳細については、注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照すること。

金利リスクに対しヘッジされていない変動利付負債は、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。

2015年12月31日現在、長期金融負債の16.9%は、変動利率（2014年12月31日現在、22.1%）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、2015年12月31日現在、長期金融負債総額の79.4%がヘッジされていた（2014年12月31日現在では、80.8%）。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	2015年12月31日現在				
	ベースス 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	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	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	(7)	7	-	-

百万ユーロ	2014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	8	(8)	-	-
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	-	-	17	(17)
公正価値のヘッジ	(9)	9	-	-

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、2015年12月31日と2014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	
	2015年12月31日現在	2014年12月31日現在
為替デリバティブ		
為替予約	11,389	11,218
- 商品取引の為替リスクのヘッジ	7,240	8,378
- 将来キャッシュフローのヘッジ	4,138	2,840
- その他為替予約	11	-
クロス・カレンシー金利スワップ	23,729	22,017
合計	35,118	33,235

具体的な内訳は、以下のとおりである。

- > 想定元本合計7,240百万ユーロの為替予約（2014年12月31日時点では8,378百万ユーロ）。うち3,620百万ユーロは、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4,138百万ユーロの為替予約（2014年12月31日時点では2,840百万ユーロ）。うち2,069百万ユーロは市場取引。
- > エネル・エスピーエーまたは他のグループ会社のユーロ以外の通貨建て負債の為替リスクをヘッジするための想定元本23,729百万ユーロのクロス・カレンシー金利スワップ（2014年12月31日時点では22,017百万ユーロ）。

詳細については、注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照のこと。

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、22.2%（2014年12月31日では、18.4%）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		2015年12月31日現在				2014年12月31日現在			
	為替 レート	税引前の損益に 対する影響		税引前の株式資本に 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	
		増加	減少	増加	減少	増加	減少	増加	減少
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%	-	-	(507)	620	-	-	(485)	592
公正価値 ヘッジ	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

32.3 信用リスク

信用リスクは、金融取引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。

2015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、10,909百万ユーロ（2014年12月31日現在では、14,101百万ユーロ）であった。この合計のうち、3,822百万ユーロはグループ会社に対する債権、5,925百万ユーロは現金および現金同等物であった。

百万ユーロ	2015年12月31日現在		2014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		
固定金融債権	72	72	117	117	(45)
その他固定金融資産	5	-	4	-	1
売掛金	283	276	132	126	151
短期金融債権	2,958	2,958	4,018	4,018	(1,060)
その他流動金融資産	445	173	1,022	205	(577)
金融デリバティブ	1,221	343	1,836	869	(615)
現金および現金同等物	5,925	-	6,972	-	(1,047)
合計	10,909	3,822	14,101	5,335	(3,192)

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、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)の多様化を図ることで流動性リスクを軽減する。

2015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、5,925百万ユーロ（2014年12月31日現在では、6,972百万ユーロ）であり、与信コミットメントライン残高は、5,720百万ユーロ（うち使用高ゼロ）であり、契約期限は一年以上先である（2014年12月31日現在では、5,670百万ユーロ）。

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	1,999	-	1,498	6,746	4,343
- 変動金利	999	64	65	869	982
合計	2,998	64	1,563	7,615	5,325

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	2015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	450	-	450	-	(132)	318
- 為替リスク	2,440	-	2,440	-	(2,113)	327
デリバティブ						
金融資産の総額	2,890	-	2,890	-	(2,245)	645
金融資産合計	2,890	-	2,890	-	(2,245)	645
金融負債						
デリバティブ						
金融負債:						
- 金利リスク	(629)	-	(629)	-	441	(188)
- 為替リスク	(2,455)	-	(2,455)	-	221	(2,234)
デリバティブ						
金融負債の合計	(3,084)	-	(3,084)	-	662	(2,422)
金融負債合計	(3,084)	-	(3,084)	-	662	(2,422)
純額金融資産/ (負債)合計	(194)	-	(194)	-	(1,583)	(1,777)

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		公正価値ベースの資産			想定元本		公正価値ベースの資産		
	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	変動	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	変動
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	-	-	-	-	-	-	400	-	-	-
- 為替リスク	3,928	3,649	888	656	232	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジ合計	3,928	3,649	888	656	232	-	400	-	-	-
公正価値ヘッジ:										
- 金利リスク	800	800	35	40	(5)	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ合計	800	800	35	40	(5)	-	-	-	-	-
FVTPLに関する デリバティブ:										
- 金利リスク	9,822	3,112	413	376	37	96	45	2	2	-
- 為替リスク	9,474	9,582	1,255	907	348	5,342	4,476	297	278	19
FVTPLでの デリバティブ合計	19,296	12,694	1,668	1,283	385	5,438	4,521	299	280	19
デリバティブ 金融資産の総額	24,024	17,143	2,591	1,979	612	5,438	4,921	299	280	19

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値			想定元本		公正価値		
	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	変動	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	変動
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	143	159	(16)	-	900	-	1	(1)
- 為替リスク	1,556	1,470	887	1,030	(143)	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジ合計	1,946	1,860	1,030	1,189	(159)	-	900	-	1	(1)
FVTPLに関する デリバティブ:										
- 金利リスク	9,860	3,150	419	384	35	195	146	67	75	(8)
- 為替リスク	9,475	9,582	1,268	911	357	5,343	4,476	300	283	17
FVTPLでの デリバティブ合計	19,335	12,732	1,687	1,295	392	5,538	4,622	367	358	9
デリバティブ 金融負債の合計	21,281	14,592	2,717	2,484	233	5,538	5,522	367	359	8

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に、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資産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化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、2015年12月31日および2014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	2015年12月31日現在		2014年12月31日現在	
金利スワップ	変動金利の借り入れ	(143)	390	(160)	1,690
金利スワップ	固定金利の借り入れ	35	800	40	800
合計		(108)	1,190	(120)	2,490

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・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2015年12月31日および2014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	
	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014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	-	400	-	-	390	1,290	(143)	(160)
金利スワップ	-	400	-	-	390	1,290	(143)	(160)
公正価値ヘッジ・ デリバティブ	800	800	35	40	-	-	-	-
金利スワップ	800	800	35	40	-	-	-	-
金利デリバティブ 合計	800	1,200	35	40	390	1,290	(143)	(160)

2015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（2014年12月31日現在、2,490百万ユーロ）であった。それに対応する負の公正価値は、108百万ユーロ（2014年12月31日現在、負の120百万ユーロ）であった。想定元本の1,300百万ユーロの減少は、2015年中の同額のキャッシュ・フロー・ヘッジ・ポジションの償還そしてそれに続くクローズによるものである。

年間を通したイールドカーブの全般的な減少は、公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値の改善を促した。

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				
キャッシュ・フロー・ヘッジの デリバティブ金利	2015年 12月31日	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	それ 以降
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	(143)	(14)	(14)	(13)	(13)	(12)	(95)

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	2015年	2014年
1月1日の期首残高	(93)	(86)
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	6	(7)
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	(87)	(93)

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					
	2015年 12月31日	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	それ 以降	
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
正の公正価値	35	12	13	11	31	-	-	-
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2015年12月31日及び2014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	2015年12月31日現在		2014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	1	5,484	(374)	5,119
合計		1	5,484	(374)	5,119

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、2015年12月31日現在と2014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	
	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014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	3,928	3,649	888	656	1,556	1,470	(887)	(1,030)
クロス・カレンシー金利スワップ	3,928	3,649	888	656	1,556	1,470	(887)	(1,030)
為替レートデリバティブ合計	3,928	3,649	888	656	1,556	1,470	(887)	(1,030)

クロス・カレンシー金利スワップの2015年12月31日現在の想定元本は、5,484百万ユーロ（2014年12月31日現在では、5,119百万ユーロ）に上り、これに対応する正の公正価値は、1百万ユーロであった（2014年12月31日現在では、負の374百万ユーロ）。

想定元本と関連公正価値は、他の主要通貨に対するユーロの為替レートの展開の結果として変化した。

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：	2015年 12月31日	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	それ 以降
正の公正価値	888	123	116	110	762	116	148
負の公正価値	(887)	(73)	(65)	(59)	(474)	(108)	(28)

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	2015年	2014年
1月1日の期首残高	(310)	(242)
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	102	(68)
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	(208)	(310)

33.2 損益を通じたデリバティブの公正価値

下表は、2015年12月31日および2014年12月31日の時点でのFVTPL（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	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	
	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2015年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在
FVTPLでの デリバティブ- 金利リスクに対応	9,918	3,157	415	378	10,055	3,296	(486)	(460)
金利スワップ	9,918	3,157	415	378	10,055	3,296	(486)	(460)
FVTPLでの デリバティブ- 為替レートリスク に対応	14,817	14,058	1,552	1,186	14,817	14,058	(1,568)	(1,194)
為替予約	5,694	5,609	308	364	5,694	5,609	(311)	(369)
クロス・カレンシー 金利スワップ	9,123	8,449	1,244	822	9,123	8,449	(1,257)	(825)
FVTPLでの デリバティブ合計	24,735	17,215	1,967	1,564	24,872	17,354	(2,054)	(1,654)

2015年12月31日現在、金利リスクおよび為替リスクに対応する損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブの想定元本は、49,607百万ユーロ（2014年12月31日現在では、34,569百万ユーロ）に達し、これに対応する負の公正価値は、87百万ユーロ（2014年12月31日現在では、負の90百万ユーロ）であった。

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9,918百万ユーロである。

金利スワップの想定元本および公正価値の全体としての前年比の変化（それぞれ正の13,520百万ユーロおよび正の11百万ユーロ）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、2017～2018年および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と、年度中のイールドカーブの全般的低下とに帰し得る。

想定元本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化の要因は、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と、2015年度に一部のデリバティブが正常に満期を迎えたことである。

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に含ま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、CVA およびDVA を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測定し、その後当該調整をポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に配分している。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		固定資産				流動資産			
		2015年 12月31日 現在の 公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2015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	888	-	888	-	-	-	-	-
合計		888	-	888	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
- 金利リスク	33	35	-	35	-	-	-	-	-
合計		35	-	35	-	-	-	-	-
損益を通じた公正価値:									
- 金利リスク	33	413	-	413	-	2	-	2	-
- 為替リスク	33	1,255	-	1,255	-	297	-	297	-
合計		1,668	-	1,668	-	299	-	299	-
合計		2,591	-	2,591	-	299	-	299	-

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		固定負債				流動負債			
		2015年 12月31日 現在の 公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2015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	143	-	143	-	-	-	-	-
- 為替リスク	33	887	-	887	-	-	-	-	-
合計		1,030	-	1,030	-	-	-	-	-
損益を通じた公正価値:									
- 金利リスク	33	419	-	419	-	67	-	67	-
- 為替リスク	33	1,268	-	1,268	-	300	-	300	-
合計		1,687	-	1,687	-	367	-	367	-
合計		2,717	-	2,717	-	367	-	367	-

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			
		2015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				
社債:					
- 固定金利	31.2.1	17,001	17,001	-	-
- 変動金利	31.2.1	2,931	1,737	1,194	-
合計		19,932	18,738	1,194	-

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。この手続（http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/related_parties/で閲覧することができる。）は、関連当事者取引の手続的なかつ実質的な適正性および透明性を確保することを意図して設定された規定である。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。2014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）で定められたこの規定で関連当事者間での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

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・ドブロジー・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・イベロアメリカ・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・エレットリコ・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・エネルギア・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
その他関係会社：						
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

2014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
	2014年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2014年		2014年	
子会社						
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	16	-	-	-	-	16
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	(2)	-	-	-	-	3
エネル・ラティノアメリカ・エスエー	-	1	-	1	-	(3)
エンデサ・エスエー	-	4	-	5	-	1
エネル・ディストリビューティー・パナト・エスエー	-	-	-	-	-	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
エネル・ディストリビューティー・ムンテニア・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	146	289	-	-	-	73
エネル・エネルジア・エスピーエー	109	4	-	-	-	59
エネル・イベロアメリカ・エスエル	1	-	-	-	-	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・パルテシパジオーニ・スペシアリ・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	41	10	-	-	-	21
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	-	-	-	-	-	(2)
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	8	3	-	(1)	-	2
エネル・ロンガネシ・デベロプメンツ・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	16	4	-	1	-	4
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	88	169	-	-	-	33
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	-	-	-	-	-
エネル・イタリア・エスアールエル	22	47	-	49	-	1
エネル・セルヴィツィオ・エレットリコ・エスピーエー	6	74	-	-	-	8
エネル・ソール・エスアールエル	3	-	-	-	-	4
エネル・トレード・エスピーエー	18	105	-	-	-	3
エネル・ファクター・エスピーエー	-	13	-	-	-	-
エネル・インシュアランス・エヌヴィ	1	-	-	-	-	1
エネル・エスアイ・エスアールエル	7	2	-	-	-	1
エネル・パワー・エスピーエー	-	3	-	-	-	-
エンデサ・エナルジア・エスエー	6	-	-	-	-	6
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
ヌオーヴェ・エネルジー・エスアールエル	-	1	-	-	-	1
スロベンスケ・エレクトラーレ・エーエス	17	-	-	-	-	6
スヴィルッポ・ヌクレアーレ・イタリア・エスアールエル	-	3	-	3	-	-
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	-	-	-	-	-	2
合計	511	737	-	58	-	245
その他関係会社：						
ジーエスイー	1	1	-	-	-	-
合計	1	1	-	-	-	-
合計	512	738	-	58	-	245

金融関係

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・イペロアメリカ・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
その他関係会社：						
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

2014年

百万ユーロ	売掛金	買掛金	保証	営業費用	収益	配当金
	2014年12月31日現在			2014年		
子会社						
コンチェルト・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	218	1,258	4,005	1	189	1,373
エネル・エネルジア・エスピーエー	11	-	1,009	-	8	16
エネル・イベロアメリカ・エスエル	2	2	-	-	2	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	1,714	3,105	25,522	750	173	-
エネル・フランス・エスエーエス	-	-	26	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ	98	-	-	1	32	-
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	23	-	-	-	1	-
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	14	-	45	2	1	-
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	5	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	67	9	1,543	3	71	109
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	98	-	67	-	5	-
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	1	88	365	-	3	-
エネル・ロンガネシ・デベロプメンツ・エスアールエル	27	-	1	-	-	-
エネル・エム・アット・ビー・エスアールエル	1	-	5	-	-	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	137	112	2,691	129	35	223
エネル・イタリア・エスアールエル	102	200	91	-	6	7
エネル・セルヴィツィオ・エレットリコ・エスピーエー	1,242	-	1,660	-	8	85
エネル・ソール・エスアールエル	41	-	111	-	3	-
エネル・トレード・ルーマニア・エスアールエル	-	-	6	-	-	-
エネル・トレード・エスピーエー	1,231	239	1,424	286	115	-
エネル・ファクター・エスピーエー	160	-	-	-	2	3
エネル・ニューハイドロ・エスアールエル	-	16	6	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	5	-	36	-	-	-
エネル・パワー・エスピーエー	-	34	1	-	-	1
マルシネル・エネルジー・エスエー	-	-	9	-	-	-
ヌオーヴェ・エネルジー・エスアールエル	5	-	86	-	-	-
ビーエイチ・チュカス・エスエー	7	-	-	-	-	-
スヴィルッポ・スクレアーレ・イタリア・エスアールエル	-	11	4	-	-	-
合計	5,209	5,076	38,713	1,172	654	1,817
その他関係会社：						
セシ・エスピーエー	-	-	-	-	-	1
合計	-	-	-	-	-	1
合計	5,209	5,076	38,713	1,172	654	1,818

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%
2015年12月31日現在				2014年12月31日現在		
資産						
デリバティブ- 非流動	2,591	317	12.2%	1,979	819	41.4%
その他固定金融資産	107	71	66.4%	146	117	80.1%
その他の固定資産	409	164	40.1%	467	177	37.9%
売掛金	283	278	98.2%	132	127	96.2%
デリバティブ- 流動	299	26	8.7%	280	50	17.9%
その他流動金融資産	3,403	3,130	92.0%	5,040	4,223	83.8%
その他の流動資産	460	422	91.7%	244	208	85.2%
負債						
デリバティブ- 非流動	2,717	1,365	50.2%	2,484	469	18.9%
その他の固定負債	243	243	100.0%	287	287	100.0%
短期借入金	4,914	3,243	66.0%	4,746	4,319	91.0%
買掛金	164	59	36.0%	139	55	39.6%
デリバティブ- 流動	367	276	75.2%	359	234	65.2%
その他の短期金融負債	643	84	13.1%	694	54	7.8%
その他の流動負債	1,046	354	33.8%	975	396	40.6%

損益計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合%	合計	関連当事者	割合%
	2015年			2014年		
収益	245	244	99.6%	246	245	99.6%
サービス費用およびその他の営業費用	399	73	18.3%	324	58	17.9%
株式投資からの収益	2,024	2,024	100.0%	1,818	1,818	100.0%
デリバティブに関する金融収益	3,358	500	14.9%	2,190	460	21.0%
その他の金融収益	177	161	91.0%	222	194	87.4%
デリバティブに関する金融費用	3,024	2,248	74.3%	1,954	1,169	59.8%
その他の金融費用	1,243	1	0.1%	1,377	3	0.2%

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%
	2015年			2014年		
営業活動によるキャッシュ・フロー	1,062	1,092	102.8%	926	667	72.0%
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー	(560)	(559)	99.8%	(11)	(10)	90.9%
財務活動によるキャッシュ・フロー	(1,549)	29	-1.9%	2,934	2,682	91.4%

注記36 契約債務および保証

百万ユーロ	2015年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	変動
被保証者:			
- 第三者	376	405	(29)
- 子会社	35,015	38,713	(3,698)
合計	35,391	39,118	(3,727)

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（375百万ユーロ）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保証

- > 35十億ユーロのグローバル・メディアム・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21,748百万ユーロの保証
- > エネル・ディストリブツィオーネ、エネル・プロデュツィオーネ、およびエネル・グリーン・パワーに対する融資に関して、欧州投資銀行（以下、「EIB」という。）に供与した3,050百万ユーロの保証
- > 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・エネルジー、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・ロンガネシ・デベロプメントの代わりに、税務当局に付与した2,046百万ユーロの保証
- > 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525百万ユーロの保証
- > 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・エネルギアの代わりにテルナに供与した495百万ユーロの保証
- > 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387百万ユーロの保証

- > 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365百万ユーロの保証
- > 35十億ユーロのグローバル・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの一部である債券の保証のために、エネル・インベストメント・ホールディングの代わりに金融取引先に付与した364百万ユーロの保証
- > 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97百万ユーロの保証
- > 電力購買に関してエネル・トレードの代わりにアールダブリュイー・サプライ・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3,218百万ユーロの保証

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、2015年に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	
	- レコンタ・アーnst・アンド・ヤング・エスピーエー	1.6
	- アーnst・アンド・ヤング・エスピーエーのネットワークに属する法人	-
証明業務	内訳	
	- レコンタ・アーnst・アンド・ヤング・エスピーエー	0.6
	- アーnst・アンド・ヤング・エスピーエーのネットワークに属する法人	-
その他サービス	内訳	
	- レコンタ・アーnst・アンド・ヤング・エスピーエー	0.5
	- アーnst・アンド・ヤング・エスピーエーのネットワークに属する法人	-
合計		2.7
エネル・エスピーエーの子会社		
監査	内訳	
	- レコンタ・アーnst・アンド・ヤング・エスピーエー	2.3
	- アーnst・アンド・ヤング・エスピーエーのネットワークに属する法人	12.6
証明業務	内訳	
	- レコンタ・アーnst・アンド・ヤング・エスピーエー	0.6
	- アーnst・アンド・ヤング・エスピーエーのネットワークに属する法人	3.9
税務顧問業務	内訳	
	- レコンタ・アーnst・アンド・ヤング・エスピーエー	-
	- アーnst・アンド・ヤング・エスピーエーのネットワークに属する法人	0.5
その他サービス	内訳	
	- レコンタ・アーnst・アンド・ヤング・エスピーエー	-
	- アーnst・アンド・ヤング・エスピーエーのネットワークに属する法人	0.5
合計		20.4
合計		23.1

[前へ](#) [次へ](#)

Consolidated financial statements

Consolidated Income Statement

Millions of euro	Notes				
		2015		2014	
			of which with related parties		of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	7 a	73,076	5,583	73,328	5,751
Other revenue and income	7 b	2,582	314	2,463	367
	[Subtotal]	75,658		75,791	
Costs					
Electricity, gas and fuel purchases	8 a	37,644	7,089	36,928	7,595
Services and other materials	8 b	16,457	2,431	17,170	2,440
Personnel	8 c	5,313		4,864	
Depreciation, amortization and impairment losses	8 d	7,612		12,670	
Other operating expenses	8 e	2,654	54	2,362	53
Capitalized costs	8 f	(1,539)		(1,524)	
	[Subtotal]	68,141		72,479	
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	9	168	(24)	(225)	46
Operating income		7,685		3,087	
Financial income from derivatives	10	2,455		2,078	
Other financial income	11	1,563	15	1,248	23
Financial expense from derivatives	10	1,505		916	
Other financial expense	11	4,969	29	5,540	28
Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method	12	52		(35)	
Income before taxes		5,281		(78)	
Income taxes	13	1,909		(850)	
Net income from continuing operations		3,372		772	
Net income from discontinued operations		-		-	
Net income for the year (shareholders of the Parent Company and non-controlling interests)		3,372		772	
Attributable to shareholders of the Parent Company		2,196		517	
Attributable to non-controlling interests		1,176		255	
Basic earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)	14	0.23		0.05	
Diluted earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)	14	0.23		0.05	
Basic earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)	14	0.23		0.05	
Diluted earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)	14	0.23		0.05	

Statement of Consolidated Comprehensive Income

Millions of euro	Notes	
	2015	2014
Net income for the year	3,372	772
Other comprehensive income recyclable to profit or loss		
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges	359	(347)
Share of the other comprehensive income of equity investments accounted for using the equity method	29	(13)
Change in the fair value of financial assets available for sale	25	(23)
Change in translation reserve	(1,743)	(717)
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss		
Remeasurement of net employee benefit liabilities/(assets)	184	(307)
Total other comprehensive income/(loss) for the period	(1,146)	(1,407)
Total comprehensive income/(loss) for the period	2,226	(635)
Attributable to:		
- shareholders of the Parent Company	2,191	(205)
- non-controlling interests	35	(430)

Consolidated Balance Sheet

Millions of euro		Notes		
ASSETS			at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
			of which with related parties	of which with related parties
Non-current assets				
Property, plant and equipment	15		73,307	73,089
Investment property	18		144	143
Intangible assets	19		15,235	16,612
Goodwill	20		13,624	14,027
Deferred tax assets	21		7,386	7,067
Equity investments accounted for using the equity method	22		607	672
Derivatives	23		2,343	1,335
Other non-current financial assets	24		3,274	3,645
Other non-current assets	25		877	885
		[Total]	116,997	117,676
Current assets				
Inventories	26		2,904	3,334
Trade receivables	27		12,797	12,022
Income tax receivables			636	788
Derivatives	23		5,073	5,590
Other current financial assets	28		2,381	3,984
Other current assets	29		2,896	3,455
Cash and cash equivalents			10,639	13,088
		[Total]	37,320	42,181
Assets classified as held for sale	30		6,854	6,778
TOTAL ASSETS			161,179	166,634

Millions of euro		Notes	
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
		of which with related parties	of which with related parties
Equity attributable to the shareholders of the Parent Company			
Share capital		9,403	9,403
Reserves		3,352	3,362
Retained earnings (loss carried forward)		19,621	18,741
	<i>[Total]</i>	32,376	31,506
Non-controlling interests		19,375	19,639
Total shareholders' equity	31	51,751	51,145
Non-current liabilities			
Long-term borrowings	33	44,872	48,655
Employee benefits	34	2,284	3,687
Provisions for risks and charges - non-current	35	5,192	4,051
Deferred tax liabilities	21	8,977	9,220
Derivatives	23	1,518	2,441
Other non-current liabilities	36	1,549	1,464
	<i>[Total]</i>	64,392	69,518
Current liabilities			
Short-term borrowings	33	2,155	3,252
Current portion of long-term borrowings	33	5,733	5,125
Provisions for risk and charges - current	35	1,630	1,187
Trade payables	37	11,775	13,419
Income tax payable		585	253
Derivatives	23	5,509	5,441
Other current financial liabilities	38	1,063	1,177
Other current liabilities	40	11,222	10,827
	<i>[Total]</i>	39,672	40,681
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	31	5,364	5,290
Total liabilities		109,428	115,489
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		161,179	166,634

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 in currencies other than euro	Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	Reserve from measurement of financial instruments	Reserve from measurement of financial instruments	Reserve from investments accounted for equity method	Reserve from remeasurement of net defined benefit plan liabilities/assets	Reserve from disposal of equity interests without loss of control	Reserve from transactions in non-controlling interests	Retained earnings and loss carried forward	Equity attributable to the shareholders of the Parent Company	Non-controlling interests	Total shareholders' equity
at January 1, 2014	9,403	5,292	1,881	2,262	(1,084)	(1,582)	128	(58)	(328)	721	62	18,454	(1,222)	(1,541)	18,891	52,832
Dividends and interim dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Change in scope of consolidation	-	-	-	-	6	21	-	3	59	(3)	-	-	(8)	78	(666)	(688)
Comprehensive income for the period	-	-	-	-	(243)	(235)	(23)	(19)	(202)	-	-	-	517	(205)	(430)	(638)
of which:																
- other comprehensive income/(loss) for the period	-	-	-	-	(243)	(235)	(23)	(19)	(202)	-	-	-	-	(722)	(685)	(1,407)
- net income/(loss) for the period	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	517	817	255	772
at December 31, 2014	9,403	5,292	1,881	2,262	(1,327)	(1,806)	105	(74)	(871)	(2,113)	(193)	18,741	(1,316)	(1,316)	19,829	51,145
Dividends and interim dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Change in scope of consolidation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comprehensive income for the period	-	-	-	-	(635)	-465	-35	20	120	-	-	-	2,196	2,191	35	2,226
of which:																
- other comprehensive income/(loss) for the period	-	-	-	-	(635)	-465	-35	20	120	-	-	-	-	(5)	(1,441)	(1,446)
- net income/(loss) for the period	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,196	2,196	1,176	3,372
at December 31, 2015	9,403	5,292	1,881	2,262	(1,966)	(1,341)	130	(54)	(551)	(2,115)	(198)	18,621	-	32,376	19,375	51,751

Consolidated Statement of Cash Flows

Millions of euro	Notes	2015		2014	
			of which with related parties		of which with related parties
Income before taxes for the year		5,281		(78)	
Adjustments for:					
Amortization and impairment losses of intangible assets	8.d	770		1,709	
Depreciation and impairment losses of property, plant and equipment	8.d	6,002		10,212	
Financial (income)/expense	11	2,246		2,581	
Interest and other financial income received	11	1,715	15	1,328	23
Interest and other financial expense paid	11	(4,326)	(29)	(4,043)	(28)
(Gains)/Losses from disposals and other non-monetary items		(412)		(810)	
Taxes paid	13	(1,516)		(1,396)	
Accruals to provisions		1,448		611	
Exchange rate adjustments of foreign currency assets and liabilities (including cash and cash equivalents)		856		1,285	
Changes in net current assets:		(2,492)		(1,839)	
- inventories	26	274		(102)	
- trade receivables	27	(2,329)	283	(1,283)	58
- trade payables	37	(581)	(248)	1,311	(549)
- provisions	35	(1,243)		(1,773)	
- other assets and liabilities		1,387	(6)	9	39
Cash flows from operating activities (A)		9,572		10,058	
Investments in property, plant and equipment	15	(7,000)		(6,021)	
Investments in intangible assets	19	(762)		(680)	
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	5	(78)		(73)	
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	5	1,350		312	
(Increase)/Decrease in other investing activities		69		325	
Cash flows from investing/disinvesting activities (B)		(6,421)		(6,137)	
Financial debt (new long-term borrowing)	33	1,474		4,582	
Financial debt (repayments and other changes in net financial debt)	33	(5,015)		(2,400)	
Transactions in non-controlling interest	32	456		1,977	
Transaction costs in the disposal of equity interests without loss of control		-		(50)	
Dividends and interim dividends paid	32	(2,297)		(2,573)	
Cash flows from financing activities (C)		(5,382)		1,536	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (D)		(234)		(102)	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (A+B+C+D)		(2,465)		5,355	
Cash and cash equivalents at the beginning of the period ⁽¹⁾		13,255		7,900	
Cash and cash equivalents at the end of the period ⁽²⁾		10,790		13,255	

- (1) Of which cash and cash equivalents equal to €13,088 million at January 1, 2015 (€7,873 million at January 1, 2014), short-term securities equal to €140 million at January 1, 2015 (€17 million at January 1, 2014) and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" equal to €27 million at January 1, 2015 (€10 million at January 1, 2014).
- (2) Of which cash and cash equivalents equal to €10,639 million at December 31, 2015 (€13,088 million at December 31, 2014), short-term securities equal to €1 million at December 31, 2015 (€140 million at December 31, 2014) and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" equal to €150 million at December 31, 2015 (€27 million at December 31, 2014).

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, 2015 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 22, 2016. These financial statements have been audited by Reconta Ernst & Young SpA.

Basis of presentation

The consolidated financial statements for the year ended December 31, 2015 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 revenues, 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 on an accruals basis on the basis of the fair value of the services provided.

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.

Revenue from the transport of electricity 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. Where the inclusion of 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, the corresponding revenue is recognized on an accrual basis on the basis of a preliminary estimate of the investments carried out during the year..

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 a group of non-current assets is considered to be impaired, it is written down to its 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, 2015, 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 "Results by division" 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, 2015" 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 the new 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-Vandellòs 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, 2015 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.

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 either in profit or loss or in other comprehensive income. 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 2013 and 2086.

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	

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, 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

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, cancelled 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. 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 not immaterial, 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 fulfill 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". 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 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, the revenue is recognized on an accrual basis, regardless of the financial mechanism used to pay it.

These arrangements reflect 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). For more details on the changes introduced with that resolution, please see the report on operations;

- > 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 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 2015

The Group adopted the following interpretation and amendments to existing standards with effect as from January 1, 2015:

- > "IFRIC 21 - *Levies*"; the interpretation addresses the accounting treatment of a liability in respect of the obligation to pay a levy that is not covered by another standard (for example, income taxes), other than fines or sanctions imposed for violations of the law, due to the government, whether local, national or international. More specifically, the interpretation established that the liability shall be recognized when the obligating event giving rise to the liability to pay the levy, as set out in the applicable law, occurs. If the obligating event occurs over a specified period of time (for example, the generation of revenue over a specified period of time), the liability shall be recognized gradually over that period. If the obligation to pay the levy is triggered upon reaching a given threshold (for example, upon reaching a minimum amount of revenue generated), the corresponding liability is recognized at the time the threshold is reached. The application of IFRIC 21 did not give rise, on an annual basis, to any restatement of comparative figures, although during the year it did give rise to a number of changes in the interim income statement.
- > "Annual improvements to IFRSs 2011-2013 cycle"; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards. More specifically, the following standards were amended:
 - "IFRS 3 - *Business combinations*"; the amendment clarifies that IFRS 3 does not apply to the financial statements of a joint arrangement in accounting for the formation of the joint arrangement itself;
 - "IFRS 13 - *Fair value measurement*"; the amendment clarifies that the exception provided for in that standard of measuring financial assets and liabilities on the basis of the net exposure of the portfolio (the "portfolio exception") shall apply to all contracts within the scope of IAS 39 or IFRS 9 even if they do not meet the definitions in IAS 32 of financial assets or liabilities;
 - "IAS 40 - *Investment property*"; the amendment clarifies that management judgment must be used to determine whether the acquisition of an investment property represents the acquisition of an asset or group of assets or is a business combination under the provisions of IFRS 3. That judgment must be consistent with the guidance of IFRS 3.

"Annual improvements to IFRSs 2011-2013 cycle" amended the Basis for Conclusions of "IFRS 1 - *First-time adoption of International Financial Reporting Standards*" to clarify that a first-time adopter may adopt a new IFRS whose adoption is not yet mandatorily effective if the new IFRS permits early application.

Accounting standards taking effect at a future date

The following new standards, amendments and interpretations take effect after December 31, 2015:

- > "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 following endorsement.

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. If the objective of the business model is to collect contractual cash flows, financial assets are measured at amortized costs. If however the objective is to collect contractual cash flows and those from sales, they are measured at fair value through other comprehensive income (FVTOCI), which 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.

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. The standard does introduce 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.

Finally, the standard proposes a new model that gives users of financial statements more information on "expected credit losses", adopting a single approach for all financial assets. It envisages:

- a) 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;
- b) 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;
- c) an improvement of disclosures on expected losses and credit risk.

IFRS 9 also introduces a new approach to hedge accounting, enabling 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 (e.g., 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.

The potential impact of the future application of IFRS 9 is still being assessed. The Group immediately established specific working groups to conduct the assessment.

- > "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 standard shall take effect retrospectively, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016. The application of the standard will have no impact on the Group.
- > "IFRS 15 - *Revenue from contracts with customers*", issued in May 2014, 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 principle that revenue shall be recognized 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: the entity must identify the contract with the customer; once the contract has been identified, it must identify the performance obligations in the contract, recognizing separable goods or services as separate obligations; the entity must then determine the transaction price, which is represented by the consideration that it expects to obtain; 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; 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.

IFRS 15 also requires 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. The Group is assessing the potential impact of the future application of the standard. The Group immediately established specific working groups to conduct the assessment.

- > "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 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 presented as separate line items in the statement of comprehensive income depending whether they will subsequently be reclassified to profit or loss.

The amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2016. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.

- > "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 obtaining or losing control of a subsidiary or other businesses, 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 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 amendments will take effect for the Group as from January 1, 2016. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.
- > "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 in an entity's separate financial statements. 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. The amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2016. 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 11 - *Accounting for acquisitions of interests in joint operations*", issued in May 2014. The amendments clarify the accounting treatment of the acquisition of an interest in a joint operation that is a 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; recognize 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 amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2016.
- > "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 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 amendments will take effect prospectively for periods beginning on or after January 1, 2016. The Group is assessing the impact of the future application of the amendments.
- > "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 amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2016. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.
- > "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 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 amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.
- > "Annual improvements to IFRSs 2010-2012 cycle", issued in December 2013; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards applicable to the Group as from January 1, 2016 that are not expected to have a significant impact on the Group. 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 meets the definition of financial instrument it shall be classified as a financial liability or equity. In the former case, the liability shall be measured at fair value and changes in fair value shall be recognized in profit or loss in accordance with IFRS 9. Contingent consideration that does not meet the definition of financial instrument 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 are not expected to have a significant impact on the Group. 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. The amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2016;
 - "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. The amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2016;
 - "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. The amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2016;
 - "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. The amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2016.

4 Restatement of comparative disclosures

Newly applied accounting standards or newly adopted accounting policies did not give rise to the restatement of comparative disclosures at December 31, 2014.

More specifically, as a result of the application, starting from January 1, 2015 with retrospective effect, of the new standard "IFRIC 21 - Levies", under which a tax liability is recognized when the obligating event giving rise to the liability to pay the levy, as set out in the applicable law, occurs, a number of indirect taxes on real estate held in Spain were recognized in the full amount at the start of the period and no longer deferred over the course of the year. This approach simply involves the redistribution of the expenses among the various interim periods, but has no restatement impact on figures for performance and financial position as they regard the entire year ending and as at December 31, 2014.

In addition, as regards the structure of "cash flows from operating activities" in the consolidated statement of cash flows, whose overall value was unchanged, the items that compose cash flows from operating activities have been reported in greater detail, which led to the corresponding reclassification of certain items for 2014 in order to ensure the comparability of the figures.

As from the 2015 financial year, the new organizational model of the Enel Group can be considered fully operational. The future adoption of the model was first announced on July 31, 2014, at the time of the presentation of the new organizational structure.

In 2015, the new organization, based on a matrix that comprises divisions (Global Generation, Global Infrastructure and Networks, Renewable Energy, Global Trading and Upstream Gas) and regions/countries (Italy, Iberian Peninsula, Latin America and Eastern Europe), represented the basis of planning, reporting and assessing 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 5 below, which have also been supplemented with restated comparative figures to ensure full 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 transactions. For more information, please see note 5 in the notes to the consolidated financial statements.

2014

- > Loss of control, as from January 1, 2014, of SE Hydropower, under agreements signed in 2010 upon the acquisition of the company, providing for the change in governance structure as from that date. This resulted in the Enel Group no longer meeting the requirements for control of the company, which has instead become an entity under joint control. With these new governance arrangements, the investment was reclassified as a joint operation under IFRS 11;
- > acquisition, on April 22, 2014, of 50% of Inversiones Gas Atacama, a company operating in the natural gas transport and electricity generation sector in Chile in which the Group already held 50%; therefore, as from that date the company is consolidated on a line-by-line basis rather than using equity method accounting;
- > acquisition, on May 12, 2014, of 26% of Buffalo Dunes Wind Project, a company operating in the wind generation sector in the United States in which the Group already held 49%; therefore, following the acquisition of control the company is now consolidated on a line-by-line basis rather than using equity method accounting;
- > acquisition, on July 22, 2014, of the remaining 50% of Enel Green Power Solar Energy, an Italian company operating in the development, design, construction and operation of photovoltaic plants, in which the Group had previously held 50%; therefore, the company is now consolidated on a line-by-line basis rather than using equity method accounting;
- > acquisition, on September 17, 2014, of 100% of Osage Wind LLC, a company that owns a 150 MW wind development project in the United States. In October 2014, a stake of 50% in the company was sold. Consequently, the company, held as a joint venture, began to be accounted for using the equity method;
- > disposal in December 2014 of the entire stake (36.2%) held in LaGeo, a geothermal generation company in El Salvador;
- > disposal in December 2014 of 100% of Enel Green Power France, a renewables generator in France.

In addition, following the internal reorganization of the Group designed to restructure the holdings of the Iberia and Latin America Division, there were a number of changes in non-controlling interests in a number of subsidiaries as a result of the following transactions:

- > acquisition, through a tender offer in effect between January 14, 2014 and May 16, 2014, of an additional 15.18% stake in Coelce, an electricity distribution company in Brazil, already under the Group's control prior to the tender offer;
- > acquisition, on September 4, 2014, of the remaining 39% of Generandes Perú (previously controlled through a stake of 61%), a company that controls, with an interest of 54.20%, Edegel, a company operating in the power generation sector in Peru;
- > disposal, on October 23, 2014, by Endesa (of which the Group holds 92.06%) to Enel Energy Europe, now Enel Iberoamérica (a wholly-owned subsidiary) of 100% of Endesa Latinoamérica (an investment holding company that owned 40.32% of Enersis) and 20.30% of Enersis, the parent company for operations in Latin America. The operation increased the Group's stake in Enersis by 4.81%.
- > disposal, on November 21, 2014, of 21.92% of Endesa in a public offering.

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 ("BLP"), 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 LLC, a company 50% held by Enel Green Power North America, previously accounted for using the equity method;
- > acquisition of a controlling interest of 76.6% in Erdwärme Oberland GmbH ("EO"), 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 Gillo and Enel Green Power Strambino Solar to an equally held joint venture (Ultor) 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 January 29, 2015, of SF Energy, a hydroelectric generation company in Italy;
- > 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;
- > disposal, on April 15, 2015, of SE Hydropower, a hydroelectric generation company in Italy;
- > 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%.

Definitive allocation of the purchase price for the acquisition of 3Sun

On March 6, 2015, Enel Green Power completed the acquisition of an additional 66.7% stake in 3Sun from STM and Sharp as provided for under the agreement signed between the parties in July 2014. Therefore, as a result of this acquisition, the Group has full ownership of 3Sun, and the company is now consolidated on a line-by-line basis rather than using the equity method.

As provided for under IFRS 3 Revised, the transaction qualifies as a step acquisition and, therefore, the fair value adjustments of the part of the net assets already held were recognized through profit or loss for the period.

Having completed the purchase price allocation process, the following table reports the definitive fair values of the assets acquired and liabilities and contingent liabilities assumed at the acquisition date:

Millions of euro	Definitive amounts recognized at the acquisition date
Property, plant and equipment	122
Intangible assets	7
Deferred tax assets	84
Other current and non-current assets	93
Total assets	306
Shareholders' equity attributable to the shareholders of the Parent Company	115
Financial debt	140
Trade payables	25
Deferred tax liabilities and other liabilities	26
Total liabilities and shareholders' equity	306

As shown in the following table, the transaction resulted in the recognition of negative goodwill of €76 million, but did not have an impact on cash flows.

Effects of the transaction

Millions of euro	
Transaction price	-
Net assets of acquiree following definitive allocation	115
Carrying amount of interest held previously	(1)
Remeasurement at fair value of interest held previously	40
Negative goodwill	76

Definitive allocation of the purchase price for the acquisition of a number of companies in South Africa

During 2015, the Group, acting through its subsidiary Enel Green Power, was awarded contracts for the start of new wind projects in South Africa for a total installed capacity of 705 MW in the fourth phase of the *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme (REIPPPP)* tender. This led to the acquisition of a number of projects representing businesses that were accounted for in accordance with the provisions of IFRS 3 Revised.

The consideration for each of those transactions includes a fixed component and contingent consideration depending on winning the tender. Accordingly, in 2015 the definitive fair values of the assets acquired and the liabilities and contingent liabilities assumed were determined.

The main adjustments essentially regard the adjustment of the value, net of tax effects, of a number of intangible assets.

The allocation of the total cost of the transaction led to the recognition of negative goodwill of €12 million.

Effects of the transaction

Millions of euro	Carrying amount at the acquisition date	Fair value adjustments	Amounts recognized at the acquisition date
Intangible assets	-	76	76
Other assets	-	-	-
Total assets	-	76	76
Deferred tax liabilities	-	21	21
Total liabilities	-	21	21
Total net assets of the acquiree	-	55	55

Millions of euro	
Transaction price	43
Net assets of acquiree following definitive allocation	55
Negative goodwill	(12)
Cash and cash equivalents acquired	-
Cash and cash equivalents paid	6
Cash flow impact	(6)

Disposal of interest in EGPNA Renewable Energy Partners

On March 31, 2015, the Group, acting through its subsidiary Enel Green Power North America, entered into an agreement for the sale of a 49% stake in a newly created company, EGPNA Renewable Energy Partners, whose portfolio contains a number of companies operating primarily in the wind and hydroelectric power sector.

The Group continues to indirectly own 51% of the company, which will be consolidated on a line-by-line basis, and will continue to be responsible for administration, operation and maintenance activities. The disposal involved a total price of €458 million (collected in full), which, excluding transaction costs of €8 million, gave rise to a transaction value of €450 million, taking into account the value assigned to certain projects subject to conditions that had not yet been entirely met as of the date of this Report. The gain on the transaction, calculated as the difference between the net sale price and the percentage of shareholders' equity sold to non-controlling interests, is equal to €14 million and was allocated to an equity reserve for transactions in non-controlling interests, since the Group has maintained control over the company.

Effects of the transaction

Millions of euro	
Value of the transaction ⁽¹⁾	450
Net assets transferred	436
Reserve for transactions in non-controlling interests	14
- of which attributable to the shareholders of the Parent Company	10
- of which attributable to non-controlling shareholders	4

(1) Net of transaction costs.

Acquisition of 68% of BLP Energy

On September 24, 2015 the Group, acting through Enel Green Power, acquired a controlling stake of 68% in BLP Energy ("BLP"), a company operating in the renewables industry in India, which owns wind plants with a total installed capacity of 172 MW, generating a total of about 340 GWh per year. The transaction qualifies as a business combination and was accounted for in accordance with the provisions of IFRS 3 Revised.

The process of allocating the purchase price to the fair values of the assets acquired and the liabilities and contingent liabilities assumed is not yet definitive and will be completed within 12 months of the acquisition date.

The non-controlling interest in the company was determined in proportion to the minority interest in the net identifiable assets of the acquiree.

Effects of the transaction

Millions of euro	Carrying amount at the acquisition date	Fair value adjustments	Amounts recognized at the acquisition date
Property, plant and equipment	76	16	92
Cash and cash equivalents	15	-	15
Goodwill	3	-	3
Other current and non-current assets	4	-	4
Total assets	98	16	114
Financial debt	62	-	62
Deferred tax liabilities	-	5	5
Other current and non-current liabilities	3	2	5
Total liabilities	65	7	72
Non-controlling interests	10	3	13
Total net assets acquired	23	6	29

Millions of euro	
Transaction price	29
Net assets acquired following provisional allocation	29
Goodwill	-
Cash and cash equivalents acquired	15
Cash and cash equivalents paid	29
Cash flow impact	(14)

Reallocation of assets to shareholders of the ENEOP consortium

In 2015, Enel Green Power ("EGP"), acting through its Spanish and Portuguese subsidiaries, initiated an operation to split the assets of the ENEOP consortium, in which it held a stake of 40%. In September 2015, EGP signed an agreement with the other consortium members with which each acquired control of a specific portfolio of plants already identified in accordance with the terms of a split agreement signed previously, with the acquisition of the residual interest held in each of the other parties' portfolios in exchange for the residual interest held in the other portfolios by the company. More specifically, the assets allocated to EGP have a net installed capacity of about 445 MW. EGP España then acquired an additional stake of 60% (for a fair value of €96 million) from the other shareholders for its portfolio, with the consequent acquisition of control (step acquisition) against the transfer of 40% of the assets to the other two consortium members (with a fair value totaling about €80 million) and payment of compensation to rebalance the weights of the various portfolios.

The following table reports the provisional fair values of the assets acquired and the liabilities and contingent liabilities assumed at the date of acquisition of the portfolio.

Effects of the transaction

Millions of euro	Carrying amounts at the acquisition date	Fair value adjustments and compensation among portfolios ⁽¹⁾	Values recognized at the acquisition date
Property, plant and equipment	442	-	442
Intangible assets	18	-	18
Goodwill	25	15	40
Cash and cash equivalents	128	-	128
Other current and non-current assets	34	41	75
Total assets	647	56	703
Loans	518	(28)	490
Other current and non-current liabilities	52	-	52
Total liabilities	570	(28)	542
Total net assets	77	84	161
Total net assets acquired (60%)	47	49	96

(1) Carried out to balance the exchange among the consortium participants.

Net of transaction costs, the transaction had a total impact on profit or loss of about €29 million as a result of the remeasurement at fair value (pursuant to IFRS 3 Revised) of the interest held previously.

Millions of euro	
Transaction price (including cash compensation)	96
Net assets of acquiree following provisional allocation	161
Carrying amount of interest held previously	36
Remeasurement at fair value of interest held previously	29
Goodwill	-

The completion of the split of ENEOP meets the condition precedent for the closing of the agreement signed in September 2015 with First State Wind Energy Investments for the sale of all renewables assets held in Portugal, which occurred in November 2015, as described in the next section.

Disposal of 100% of Finerge Gestão de Projectos Energéticos

On November 26, 2015, the Enel Green Power Group, acting through its subsidiary Enel Green Power España, completed the sale of all of the share capital of Finerge Gestão de Projectos Energéticos to the Portuguese company First State Wind Energy Investments for a total of about €900 million. The transaction closed following completion of the split of ENEOP and gave rise to a capital gain, including the effects of consolidating ENEOP net of transaction costs, amounting to about €29 million.

Creation of an equally-held joint venture in the Italian photovoltaic industry

During the 4th Quarter of 2015, the Enel Green Power Group transferred part of its solar assets in Italy to a new equally held joint venture with F2i Energie Rinnovabili Srl under the provisions of the agreement signed on October 16, 2015, with effect from December 31, 2015.

The transaction, which involved the loss of control of those assets, had a fair value of €111 million (see note 22) and a total impact on profit or loss of €11 million, including the remeasurement at fair value (in accordance with IFRS 10) of the interest previously held and transferred to the new joint venture.

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.

On July 31, 2014, the Enel Group adopted a new organizational structure, based on a matrix of divisions and geographical areas, focused on the industrial objectives of the Group, with clear specification of roles and responsibilities in order to pursue and maintain technological leadership in the sectors in which the Group operates, ensuring operational excellence, and to maximize the level of service offered to customers in local markets.

For more information on performance and financial developments during the year, please see the dedicated section in the report on operations.

Segment information for 2015 and 2014

Results for 2015 ⁽¹⁾

Millions of euro	Italy	Iberian Peninsula	Latin America	Eastern Europe	Renewable Energy	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from third parties	38,155	19,644	10,599	4,488	2,747	25	75,658
Revenue from transactions with other segments	1,489	461	28	343	264	(2,585)	-
Total revenue	39,644	20,105	10,627	4,831	3,011	(2,560)	75,658
Total costs	33,747	17,002	7,456	3,506	1,160	(2,342)	60,529
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	201	8	(4)	(17)	(25)	5	168
Depreciation and amortization	1,479	1,526	876	283	689	34	4,887
Impairment losses	583	409	69	1,539	259	119	2,978
Reversals of impairment losses	31	(221)	(19)	(15)	(1)	(28)	(253)
Operating income	4,005	1,397	2,241	(499)	879	(338)	7,685
Capital expenditure	1,562 ⁽²⁾	985	1,819	229 ⁽³⁾	2,466	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 €548 million regarding units classified as "held for sale".

Results for 2014 restated ⁽¹⁾⁽²⁾

Millions of euro	Italy	Iberian Peninsula	Latin America	Eastern Europe	Renewable Energy	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from third parties	37,679	20,766	9,645	4,928	2,662	111	75,791
Revenue from transactions with other segments	710	186	3	371	259	(1,529)	-
Total revenue	38,389	20,952	9,648	5,299	2,921	(1,418)	75,791
Total costs	31,861	17,838	6,553	4,088	1,059	(1,390)	59,809
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	(185)	(111)	(3)	(1)	76	(1)	(225)
Depreciation and amortization	1,678	1,632	885	383	589	37	5,204
Impairment losses	2,748	556	658	3,540	228	3	7,733
Reversals of impairment losses	(1)	(225)	-	(37)	(3)	(1)	(267)
Operating income	1,918	1,240	1,549	(2,676)	1,124	(68)	3,087
Capital expenditure	1,460	993	1,609	936	1,658	45	6,701

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue flows between the segments. An analogous approach was taken for other income and costs for the period.

(2) The figures have been restated to enable comparison with the results for 2015, which are presented on the basis of the new organization of the Enel Group, which as from this year represents the basis for the planning, reporting and assessment of the performance and financial position of the Group, both internally by management and with respect to the financial community.

Financial position by segment

At December 31, 2015

Millions of euro	Italy	Iberian Peninsula	Latin America	Eastern Europe	Renewable Energy	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	22,441	23,294	11,589	5,767	13,894	66	77,051
Intangible assets	1,075	14,844	10,197	904	1,994	52	29,066
Trade receivables	8,555	2,228	1,777	366	451	(621)	12,856
Other	3,513	1,445	465	567	476	(389)	6,077
Operating assets	35,584	41,811	24,028	7,604 ⁽¹⁾	16,815	(892)	125,050
Trade payables	8,928	2,060	1,817	783	1,270	(805)	12,053
Sundry provisions	3,445	3,804	817	2,130	282	581	11,059
Other	6,852	2,824	1,174	1,312	437	(718)	11,881
Operating liabilities	17,225	8,688	3,808	4,225 ⁽²⁾	1,989	(942)	34,593

(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".

At December 31, 2014 restated ⁽¹⁾

Millions of euro	Italy	Iberian Peninsula	Latin America	Eastern Europe	Renewable Energy	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	22,518	23,885	11,950	6,702	11,765	171	76,971
Intangible assets	1,237	14,817	11,572	912	2,248	76	30,862
Trade receivables	7,832	2,185	1,056	409	440	(420)	12,102
Other	3,963	1,488	798	501	599	(350)	6,999
Operating assets	35,550 ⁽²⁾	42,355 ⁽³⁾	25,976 ⁽⁴⁾	8,524 ⁽⁵⁾	15,052	(523)	126,934
Trade payables	8,248	2,132	2,184	747	892	(493)	13,710
Sundry provisions	3,362	3,979	765	2,572	193	469	11,340
Other	6,054	2,852	1,317	1,304	560	(576)	11,511
Operating liabilities	17,664 ⁽⁶⁾	8,963	4,266	4,623 ⁽⁷⁾	1,645	(600)	36,561

(1) The figures have been restated to enable comparison with the results for 2015, which are presented on the basis of the new organization of the Enel Group, which as from this year represents the basis for the planning, reporting and assessment of the performance and financial position of the Group, both internally by management and with respect to the financial community.

(2) Of which €347 million regarding units classified as "held for sale".

(3) Of which €22 million regarding units classified as "held for sale".

(4) Of which €4 million regarding units classified as "held for sale".

(5) Of which €10 million regarding units classified as "held for sale".

(6) Of which €4,255 million regarding units classified as "held for sale".

(7) Of which €2,790 million regarding units classified as "held for sale".

The following table reconciles segment assets and liabilities and the consolidated figures.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Total assets	161,179	166,634
Equity investments accounted for using the equity method	607	872
Non-current financial assets	3,274	3,645
Long-term tax receivables included in "Other non-current assets"	463	501
Current financial assets	2,381	3,984
Derivatives	7,416	6,835
Cash and cash equivalents	10,639	13,088
Deferred tax assets	7,386	7,067
Income tax receivables	636	788
Long-term tax receivables included in "Other current assets"	706	759
Financial and tax assets of "Assets held for sale"	2,621	2,161
Segment assets ⁽¹⁾	125,050	126,934
Total liabilities	109,428	115,489
Long-term borrowings	44,872	48,655
Short-term borrowings	2,155	3,252
Current portion of long-term borrowings	5,733	5,125
Current financial liabilities	1,063	1,177
Derivatives	7,027	7,882
Deferred tax liabilities	8,977	9,220
Income tax payable	585	253
Other tax payables	990	887
Financial and tax liabilities included in disposal groups classified as "held for sale"	3,033	2,477
Segment liabilities ⁽¹⁾	34,993	36,561

(1) The figures have been restated to enable comparison with the results for 2015, which are presented on the basis of the new organization of the Enel Group, which as from this year represents the basis for the planning, reporting and assessment of the performance and financial position of the Group, both internally by management and with respect to the financial community.

Revenue

7.a Revenue from sales and services - €73,076 million

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Revenue from the sale of electricity	46,638	48,062	(1,424)	-3.0%
Revenue from the transport of electricity	9,911	9,142	769	8.4%
Fees from network operators	826	783	43	5.5%
Transfers from equalization funds, market operators and energy services operators	1,152	1,857	(705)	-38.0%
Revenue from the sale of natural gas	4,045	3,628	417	11.5%
Revenue from the transport of natural gas	509	459	50	10.9%
Revenue from fuel sales	7,104	5,659	1,445	25.5%
Connection fees to electricity and gas networks	829	843	(14)	-1.7%
Revenue from the sale of environmental certificates	343	1,238	(895)	-72.3%
Revenue from other sales and services	1,719	1,857	62	3.7%
Total	73,076	73,328	(252)	-0.3%

In 2015 "revenue from the sale of electricity" amounted to €46,638 million (€48,062 million in 2014) and included sales of electricity to end users amounting to €29,994 million (€29,933 million in 2014), sales of electricity to wholesale buyers totaling €13,355 million (€14,428 million in 2014) and revenue from electricity trading activities amounting to €3,289 million (€3,701 million in 2014). The decrease is mainly attributable to the decline in quantities sold on national electricity exchanges and to foreign wholesale buyers, as well as the effect of translating the ruble into euro following the former's significant depreciation.

"Revenue from the transport of electricity" amounted to €9,911 million in 2015, an increase of €769 million, largely due to the increase in revenue from transportation to end users connected to the Enel network (€258 million) and in revenue from other suppliers (€511 million). More specifically, the increase is essentially attributable to new regulation in Italy (Resolutions 654/2015 and 655/2014 of the Authority for Electricity, Gas and the Water System) which produced an increase in electricity transport rates and resolved the regulatory lag issue. The latter development will enable the recognition, as from the current year, of revenue in respect of the remuneration and regulatory amortization of eligible investments in the grid made during the year. That revenue will be recognized in rates as from 2016 and 2017. The overall impact of the recognition, which also led to the supplementary recognition of revenue for the entire previous regulatory period under the provisions of the temporary regime, amounted to €557 million, of which €100 million for 2015 investments. For more details on the regulatory changes, please see the appropriate section in note 2 "Accounting policies and measurement criteria".

In 2015, "transfers from equalization funds, market operators and energy services operators" amounted to €1,152 million, down €705 million compared with the previous year. This mainly reflected a decline in transfers in the extra-peninsular area of Spain, due to the increase in sales and the reduction in fuel prices.

"Revenue from the sale of natural gas" amounted to €4,045 million in 2015 (€3,628 million in 2014), an increase of €417 million, mainly reflecting the increase in sales in the Iberian Peninsula and on the domestic market, due to a sharp increase in volumes traded accompanied by falling average unit prices.

"Revenue from the transport of natural gas" amounted to €509 million, up €50 million (+10.9%), which matched the increase in gas sales.

"Revenue from fuel sales" amounted to €7,104 million, and in 2015 included sales of natural gas of €7,053 million (€5,536 million in 2014) and sales of other fuels amounting to €51 million (€123 million in 2014). The sharp rise with respect to the previous year reflects the increase in volumes traded.

"Revenue from the sale of environmental certificates" decreased by €895 million, largely due to a contraction in sales of environmental certificates and CO₂ emissions allowances.

The table below gives a breakdown of revenues from sales and services by geographical area:

Millions of euro		
	2015	2014
Italy	28,705	28,567
Europe		
Iberian Peninsula	19,175	20,378
France	1,439	1,375
Switzerland	362	711
Germany	2,556	3,154
Austria	20	4
Slovenia	26	22
Slovakia	1,240	1,367
Romania	1,031	1,046
Greece	64	61
Bulgaria	9	8
Belgium	365	256
Czech Republic	679	813
Hungary	356	141
Russia	1,022	1,336
Netherlands	3,414	113
United Kingdom	1,214	3,105
Other European countries	67	179
Americas		
United States	463	455
Canada	11	-
Mexico	166	135
Brazil	2,864	3,100
Chile	3,377	2,820
Peru	1,226	1,034
Colombia	2,114	2,087
Argentina	588	453
Other South American countries	172	158
Other		
Africa	3	1
Asia	348	449
Total	73,076	73,328

7.b Other revenue and income - €2,582 million

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Operating grants	8	13	(5)	-38.5%
Grants for environmental certificates	874	923	(49)	-5.3%
Capital grants (electricity and gas business)	17	12	5	41.7%
Sundry reimbursements	239	184	55	29.9%
Gains on disposal and negative goodwill on acquisitions of subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale	313	292	21	7.2%
Gains on remeasurement at fair value after changes in control	80	82	(2)	-2.4%
Gains on disposal of property, plant and equipment and intangible assets	52	32	20	62.5%
Service continuity bonuses	55	76	(11)	-14.5%
Other revenue	934	849	85	10.0%
Total	2,582	2,463	119	4.8%

"Grants for environmental certificates" decreased by €49 million compared with the previous year. The item comprises incentives granted to renewable generation plants or for energy efficiency initiatives.

"Sundry reimbursements" regard sundry reimbursements from customers and suppliers totaling €110 million (€46 million in 2014) and insurance indemnities in the amount of €129 million (€86 million in 2014). The increase is due to more substantial insurance indemnities for damage to plants and to end-user reimbursements in Spain caused by fraudulent connections to the network.

Gains on disposal and negative goodwill amounted to €313 million in 2015, up €21 million on 2014, mainly due to the impact of the proceeds from the disposal of SE Hydropower (€141 million) and SF Energy (€15 million) and negative goodwill amounting to €76 million, from the acquisition of control of 3Sun. Gains in 2014 were mainly accounted for by the adjustment of the price for Artic Russia (€82 million), under the earn-out clause in the sale agreement with the buyer prior to the closing, and other gains in the renewables sector from the sale of LaGeo (€123 million) and Enel Green Power France (€31 million).

"Gains on remeasurement at fair value after changes in control" amounted to €80 million. They mainly include the remeasurement at fair value of the assets and liabilities pertaining to the Group (€40 million and €29 million) which Enel fully owned prior to the acquisition of full control of 3Sun and of the ENEOP consortium respectively. In 2014, this item reported remeasurement at fair value of the assets and liabilities pertaining to the Group: (i) remaining after the loss of control as from January 1, 2014, of SE Hydropower following changes in governance arrangements (€50 million); and (ii) already held by Enel prior to the acquisition of full control of Inversiones Gas Atacama (€29 million) and Buffalo Dunes Wind Project (€3 million).

The increase in "Other revenue" mainly reflects revenue recognized in 2015 that was generated by the application of regulatory amendments introduced in Argentina with *Resolución n. 32/2015*, which had a particular impact on Edesur with regard to the recognition of revenue and the *Mecanismo de Monitoreo de Costos*, with a total positive effect of €247 million, only partly offset by a reduction in other income registered by Enel Green Power, Endesa and other smaller companies amounting to about €162 million.

Costs

8.a Electricity, gas and fuel purchases - €37,644 million

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Electricity	22,218	23,317	(1,099)	-4.7%
Gas	11,710	8,388	3,322	39.6%
Nuclear fuel	250	206	44	21.4%
Other fuels	3,466	5,017	(1,551)	-30.9%
Total	37,644	36,928	716	1.9%

Purchases of "electricity" comprise those from the Single Buyer in the amount of €3,695 million (€4,395 million in 2014) and purchases from the Energy Markets Operator in the amount of €1,553 million (€1,690 million in 2014). The decrease in the aggregate mainly regards the reduction in costs for electricity purchases on electricity exchanges and on national and international markets, essentially due to the decline in demand.

Purchases of "gas" increased by €3,322 million, largely due to an increase in intermediation activities on the fuel market. Purchases of "nuclear fuel" reflected the increase in price and greater quantities produced in Spain.

Purchases of "other fuels" diminished by €1,551 million, to €3,466 million in 2015, mainly due to the reduction in consumption in a context of falling prices.

8.b Services and other materials - €16,457 million

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Transmission and transport	9,118	8,979	139	1.5%
Maintenance and repairs	1,213	1,301	(88)	-6.8%
Telephone and postal costs	209	221	(12)	-5.4%
Communication services	104	115	(11)	-9.6%
IT services	364	305	59	19.3%
Leases and rentals	577	609	(32)	-5.3%
Building services	137	133	4	3.0%
Insurance services	229	118	111	94.1%
Professional and technical services	190	186	4	2.2%
Fees and commissions	302	251	51	20.3%
Services and other expenditure connected with personnel	204	218	(14)	-6.4%
Materials and services for service concession arrangements	318	246	72	29.3%
Other services	2,414	2,222	192	8.6%
Other materials	1,078	2,275	(1,197)	-52.6%
Total	16,457	17,179	(722)	-4.2%

Costs for services and other materials amounted to €16,457 million in 2015, a decrease on 2014 due largely to a contraction in costs for the purchase of environmental certificates and to a larger change in stocks of CO₂ emissions allowances, environmental certificates and other materials, as reflected in the decrease of €1,197 million in costs for other materials.

This decrease was only partly offset by an increase in costs for wheeling and transport associated with the increase in electricity consumption in the main markets in which the Group operates.

8.c Personnel - €5,313 million

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Wages and salaries	3,306	3,329	(23)	-0.7%
Social security contributions	953	931	22	2.4%
Deferred compensation benefits	125	111	14	12.6%
Other post-employment and long-term benefits	(831)	70	(901)	-
Early retirement incentives	1,801	313	1,288	-
Other costs	159	110	49	44.5%
Total	5,313	4,864	449	9.2%

Personnel costs amounted to €5,313 million in 2015, an increase of €449 million.

The workforce contracted by 1,047, reflecting the balance between hirings and terminations (a decrease of 1,316), only partially offset by the increase associated with the change in the scope of consolidation (an increase of 269 employees).

The increase in "other post-employment and long-term benefits" largely reflects the release (€902 million) of the provision for the electricity discount granted to retired employees in Italy, following the unilateral termination of that benefit in the 4th Quarter of 2015.

"Early retirement incentives" amounted to €1,601 million in 2015. The increase compared with 2014 is mainly attributable to new agreements for early retirement reached in Italy in December 2015, in accordance with Article 4 of Law 92/2012, and to the introduction of early retirement mechanisms in Spain ("Acuerdo Voluntario de Salida"), which produced an increase of €90 million in costs compared with 2014.

For more details, please see the section concerning the provision for early retirement incentives in note 35 below.

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, 2015.

	Average number ⁽¹⁾			Headcount ⁽²⁾
	2015	2014	Change	at Dec. 31, 2015 ⁽²⁾
Senior managers	1,457	1,552	(95)	1,465
Middle managers	10,177	14,263	(4,086)	10,387
Office staff	34,769	38,224	(3,455)	35,975
Blue collar	21,978	16,709	5,269	20,087
Total	68,381	70,748	(2,367)	67,914

(1) For companies consolidated on a proportionate basis, the headcount corresponds to Enel percentage share of the total.
(2) Of which 4,301 in units classified as "held for sale".

8.d Depreciation, amortization and impairment losses - €7,612 million

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Property, plant and equipment	4,190	4,425	(235)	-5.3%
Investment property	8	8	-	-
Intangible assets	689	771	(82)	-10.6%
Impairment losses	2,978	7,733	(4,755)	-61.5%
Reversal of impairment losses	(253)	(267)	14	5.2%
Total	7,612	12,670	(5,058)	-39.9%

"Depreciation and amortization" decreased by €317 million in 2015 (comprising property, plant and equipment and intangible assets), due to the variation in exchange rates and the reduction in assets subject to depreciation (also caused by impairment losses posted in late 2014, which are discussed below).

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Impairment losses:				
- property, plant and equipment	1,246	2,886	(1,640)	-56.8%
- investment property	5	18	(13)	-72.2%
- intangible assets	68	744	(676)	-90.9%
- goodwill	13	194	(181)	-93.3%
- trade receivables	1,058	997	61	6.1%
- assets classified as held for sale	574	2,878	(2,304)	-80.1%
- other assets	14	16	(2)	-12.5%
Total impairment losses	2,978	7,733	(4,755)	-61.5%
Reversals of impairment losses:				
- property, plant and equipment	(21)	(3)	(18)	-
- investment property	-	-	-	-
- intangible assets	-	-	-	-
- trade receivables	(230)	(250)	20	8.0%
- assets classified as held for sale	-	-	-	-
- other assets	(2)	(14)	12	85.7%
Total reversals of impairment losses	(263)	(267)	14	5.2%

"Impairment losses" decreased by €4,755 million on the previous year.

"Impairment losses" on property, plant and equipment in 2015 mainly regarded:

- > power plants in Russia in the amount of €899 million (€205 million in 2014), in view of market forecasts for that country. The parameters used in the impairment test of the Enel Russia CGU discussed in note 20 below;
- > the property, plant and equipment of Enel Green Power Romania for €139 million and of 3Sun for €42 million. The parameters used in the impairment test of the associated CGUs are discussed in note 20 below;
- > a number of mineral exploration assets in Algeria (attributable to the upstream gas area) totaling €132 million, due to the unfavorable fuel price situation.

In 2014 this item included (in addition to the factors noted above for comparison purposes) impairment losses on thermal plants in Italy in the amount of €2,096 million (due to the continuing economic crisis in Italy and the consequent negative impact on power generation from conventional resources), on leased assets in Slovakia – more specifically the Gabčíkovo hydroelectric plant – in the amount of €103 million (following the renegotiation which advanced the lease expiry to 2015, instead of the original expiry of 2036), as well as on the property, plant and equipment of Enel Green Power Hellas in the amount of €91 million.

Impairment losses on intangible assets in 2015 amounted to €68 million. They mainly regard:

- > concessions and similar rights of Enel Longanesi in the amount of €27 million to adjust the value of Upstream Gas assets to their value in use;
- > Enel Green Power North America in the amount of €26 million.

In 2014, this item included impairment losses on the water rights held by Endesa Chile to use the water of a number of rivers in the Aysén region of that country in the amount of €589 million, concessions and similar rights of Enel Green Power Hellas in the amount of €55 million, as well as a number of smaller concessions in Portugal (HidroMondego in the amount of €35 million) and Spain (Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz in the amount of €31 million).

Impairment losses on goodwill were recognized following impairment testing. More details are provided in note 20.

Finally, impairment losses on assets classified as held for sale amounted to €574 million in 2015 and to €2,878 million in 2014. They regard the net assets of Slovenské elektrárne. The impairment loss was determined in both periods to align the carrying amount of the assets with their fair value less costs to sell pending disposal, subsequently confirmed with the closing of an agreement with EPH in December 2015, although the effects are suspending pending receipt of the necessary antitrust clearance.

8.e Other operating expenses - €2,654 million

Millions of euro

	2015	2014	Change	
System charges - emissions allowances	340	341	(1)	-0.3%
System charges - energy efficiency certificates	315	105	210	-
System charges - green certificates	181	144	37	25.7%
Losses on disposal of property, plant and equipment and intangible assets	49	21	28	-
Taxes and duties	1,272	1,275	(3)	-0.2%
Other	497	476	21	4.4%
Total	2,654	2,362	292	12.4%

Other operating expenses amounted to €2,654 million, an increase of €292 million, mainly due to:

- > an increase of €210 million in charges for white certificates, largely reflecting higher volumes of purchased certificates for compliance purposes and a change in regulations with Resolution no. 13/2014 of the Authority, which introduced a new cost reimbursement mechanism;
- > an increase of €37 million in costs for the purchase of green certificates;
- > the release of the nuclear fuel disposal provision in Slovakia 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, who approved a new strategy for dealing with the "back end" of spent nuclear fuel; in 2014 another provision for the Slovakian plants had been released in the amount of €136 million;
- > the release of €63 million of provisions for risks and charges in 2014 following the settlement agreement between Enel Distribuzione, A2A and A2A Reti Elettriche;
- > an increase in provisions of €328 million to cover compensation for the unilateral termination of the residential electricity discount for the Group's retired employees in Italy as of December 31, 2015.

8.f Capitalized costs - €(1,539) million

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Personnel	(746)	(719)	(27)	-3.8%
Materials	(433)	(391)	(42)	-10.7%
Other	(360)	(414)	54	13.0%
Total	(1,539)	(1,524)	(15)	-1.0%

Capitalized costs consist of €746 million in personnel costs and €433 million in materials costs (compared with €719 million and €391 million, respectively, in 2014).

9. Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value - €168 million

Net income on commodity contracts measured at fair value amounted to €168 million, the result of net unrealized expense on open positions in derivatives at December 31, 2015 in the amount of €304 million (€268 million in 2014) and net realized gains on positions closed during the year of €472 million (€43 million net in 2014).

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Income:				
- unrealized on positions open at the end of the period	2,832	4,455	(1,623)	-36.4%
- realized on positions closed during the period	5,702	3,793	2,909	76.7%
Total income	9,534	8,248	1,286	15.6%
Expense:				
- unrealized on positions open at the end of the period	(3,136)	(4,723)	1,587	33.6%
- realized on positions closed during the period	(6,230)	(3,750)	(2,480)	-66.1%
Total expense	(9,386)	(8,473)	(893)	-10.6%
NET INCOME/(EXPENSE) FROM COMMODITY CONTRACTS MEASURED AT FAIR VALUE	168	(225)	393	-

10. Net financial income/(expense) from derivatives - €950 million

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Income:				
- income from cash flow hedge derivatives	1,507	1,532	(25)	-1.6%
- income from derivatives at fair value through profit or loss	907	468	439	93.8%
- income from fair value hedge derivatives	41	78	(37)	-47.4%
Total income	2,455	2,078	377	18.1%
Expense:				
- expense on cash flow hedge derivatives	(330)	(434)	104	24.0%
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	(1,145)	(476)	(669)	-
- expense on fair value hedge derivatives	(30)	(6)	(24)	-
Total expense	(1,505)	(916)	(589)	-64.3%
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	950	1,162	(212)	-18.2%

Net income from cash flow hedge derivatives amounted to €1,177 million, while derivatives at fair value through profit or loss posted net expense of €238 million.

By contrast, the net performance of fair value hedge derivatives produced net income of €11 million.

For more details on derivatives, please see note 44 "Derivatives and hedge accounting".

11. Net other financial income/(expense) - €(3,406) million

Other financial income

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Interest income from financial assets (current and non-current):				
- interest income at effective rate on non-current securities and receivables	85	43	42	97.7%
- interest income at effective rate on short-term financial investments	180	217	(37)	-17.1%
Total interest income at the effective interest rate	265	260	5	1.9%
Financial income on non-current securities at fair value through profit or loss	5	6	(1)	-16.7%
Exchange gains	882	529	353	66.7%
Income on equity investments	11	4	7	-
Other income	400	449	(49)	-10.9%
TOTAL OTHER FINANCIAL INCOME	1,563	1,248	315	25.2%

Other financial income amounted to €1,563 million, an increase of €315 million compared with the previous year. The reduction reflects:

- > an increase in "exchange gains", reflecting the impact of developments in exchange rates on net financial debt denominated in currencies other than the euro, as well as the recognition, under the terms of the associated contract, by the Argentine authorities of the conversion of receivables for the construction of the Vuelta de Obligado plant into US dollars, given that it is essentially completed (about €258 million);
- > a slight increase in "income on equity investments" and "interest income at the effective rate", respectively amounting to €11 million and €265 million in 2015;
- > a decrease in "other income", mainly due to effect of the increase in the same item in 2014 following the settlement agreement on Costanera's payables to Mitsubishi.

Other financial expense

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Interest expense on financial debt (current and non-current):				
- interest expense on bank borrowings	371	360	11	3.1%
- interest expense on bonds	2,314	2,476	(162)	-6.5%
- interest expense on other borrowings	143	116	27	23.3%
Total interest expense	2,828	2,952	(124)	-4.2%
Expense on securities at fair value through profit or loss	-	-	-	-
Exchange losses	1,738	1,814	(76)	-4.2%
Accretion of post-employment and other employee benefits	101	139	(38)	-27.3%
Accretion of other provisions	210	258	(48)	-18.6%
Charges on equity investments	3	3	-	-
Other charges	89	374	(285)	-76.2%
TOTAL OTHER FINANCIAL EXPENSE	4,969	5,540	(571)	-10.3%

Other financial expense amounted to €4,969 million, a decrease of €571 million on 2014. The change reflects the following factors:

- > a decrease in interest expense, largely owing to an average decrease in gross financial debt compared with 2014;
- > a decrease of €76 million in "exchange losses", attributable to the fluctuation of the euro against the other currencies in which bonds are issued. This factor was essentially offset by an increase in income on cash flow hedge derivatives on exchange rates;
- > a decrease of €38 million in charges from "accretion of post-employment and other employee benefits" (see note 34 for details), including other charges from accretion of other provisions in the amount of €48 million, mainly ascribable to the accretion of the provision for early retirement incentives;
- > a decrease of €285 million in "other charges" (€89 million in 2015 and €374 million in 2014), essentially reflecting the effect of the downward adjustment in 2014 of financial assets (€92 million) associated with service concession arrangements in Brazil and the impairment loss recognized in 2014 on the financial receivables from Elcogas, as well as an increase of about €63 million in capitalized interest, partly due to the rise in investment.

12. Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method - €52 million

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Share of income of associates	152	229	(77)	-33.6%
Share of losses of associates	(100)	(87)	(13)	-14.9%
Impairment losses	-	(177)	177	-
Total	52	(35)	87	-

The share of income and losses of equity investments accounted for using the equity method increased by €87 million compared with the previous year. The rise is attributable to impairment losses posted in 2014 in the amount of €177 million on the joint venture in Centrales Hidroelectricas de Aysén (as a result of uncertainty about permitting for the development of the project to build a hydroelectric plant in Chile) and on Enel Green Power Hellas CGU with regard to the "Elica 2" equity-accounted investments as a result of the persistent adverse economic climate. These factors were only partly offset by a decline in income from associates posted in 2015 (€77 million), which was mostly due to the effect of changes in the scope of consolidation during the periods under consideration.

13. Income taxes - €1,909 million

Millions of euro

	2015	2014	Change	
Current taxes	2,061	1,968	93	4.7%
Adjustments for income taxes related to prior years	(19)	(119)	100	84.0%
Total current taxes	2,042	1,849	193	10.4%
Deferred tax liabilities	(125)	(961)	836	87.0%
Deferred tax assets	(8)	(1,738)	1,730	-
TOTAL	1,909	(850)	2,759	-

Income taxes for 2015 amounted to €1,909 million, compared with a credit position of €850 million in 2014.

Income taxes therefore increased by €2,759 million compared with the previous year, as a result of the sharp increase in income before taxes and of the following non-recurring factors:

- > adjustment of net deferred tax assets in Italy totaling €197 million, as a result of the Stability Act passed in December 2015, reducing the IRES rate from 27.5% to 24% as from January 1, 2017;
- > the recognition of deferred tax assets in 2014 in the amount of €1,392 million in respect of Enel Iberoamérica (formerly Enel Energy Europe) following the distribution of dividends associated with a number of non-recurring corporate transactions;
- > a reduction in taxes in the period on non-recurring transactions subject to non-standard tax rates, in particular the effect of remeasurements at fair value and the negative goodwill on 3Sun and the gains from the sale of SE Hydropower;
- > a reduction of €50 million in IRAP due to changes in the deductibility of personnel costs for IRAP purposes;
- > the effect of the change in tax rates on deferred taxation, mainly in Chile, Colombia, Peru and Spain, recognized in 2014, which had produced a net benefit of €146 million: in 2015, the changes in tax rates in the above countries began to impact current income taxes.

Note that in 2014 an increase of €366 million in taxes was recognized as a result of an adjustment of deferred taxation in Italy following a court ruling that the IRES surtax (the Robin Hood tax) was unconstitutional after a lengthy administrative proceeding;

The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate. Please note that the estimated taxes of Group companies outside of Italy in 2015 – including the effect of deferred taxation – were a negative €751 million (compared with €1,885 million in 2014).

Millions of euro				
	2015		2014	
Income before taxes	5,281		(78)	
Theoretical taxes	1,452	27.5%	(21)	27.5%
Change in tax effect on impairment losses, capital gains and negative goodwill	(51)		245	
Tax credit from distribution of Endesa dividends	-		(1,392)	
Impact on deferred taxation of changes in tax rates	197		(146)	
IREs surtax (Decree Law 112/08)	-		188	
IRAP	250		320	
Other differences, effect of different foreign tax rates, and minor items	61		(44)	
Total	1,909		(850)	

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 9,403,357,795 shares, adjusted for the diluting effect of outstanding stock options (none in both periods).

Millions of euro				
	2016	2014	Change	
Net income from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	2,196	517	1,679	-
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)	2,196	517	1,679	-
Number of ordinary shares	9,403,357,795	9,403,357,795	-	-
Dilutive effect of stock options	-	-	-	-
Basic and diluted earnings per share (euro)	0.23	0.05	0.18	-
Basic and diluted earnings from continuing operations per share (euro)	0.23	0.05	0.18	-
Basic and diluted earnings from discontinued operations per share (euro)	-	-	-	-

Information on the consolidated balance sheet

15. Property, plant and equipment - €73,307 million

The breakdown of and changes in property, plant and equipment for 2015 are shown below.

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leased assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost	558	8,711	144,860	386	1,332	1,091	332	6,442	163,742
Accumulated depreciation	-	4,902	83,970	312	1,042	226	201	-	90,653
Balance at Dec. 31, 2014	558	3,809	60,920	74	290	865	131	6,442	73,069
Capital expenditure	67	59	1,014	21	46	11	10	5,125	6,363
Assets entering service	44	377	4,463	5	37	-	20	(4,955)	-
Exchange rate differences	(20)	6	(723)	-	(13)	(4)	-	(391)	(1,145)
Change in scope of consolidation	2	56	(171)	8	-	(15)	(5)	249	124
Disposals	(1)	(10)	(87)	(1)	(1)	-	(1)	(5)	(113)
Depreciation	-	(135)	(3,789)	(18)	(76)	(48)	(26)	-	(4,062)
Impairment losses	-	(303)	(712)	(8)	(2)	-	-	(221)	(1,246)
Reversal of impairment losses	-	1	20	-	-	-	-	-	21
Other changes	13	(25)	169	(4)	(27)	(37)	2	225	316
Total changes	105	20	164	3	(36)	(93)	9	26	218
Cost	663	8,788	147,014	400	1,269	1,030	364	6,468	166,016
Accumulated depreciation	-	4,969	85,910	323	1,035	268	224	-	92,709
Balance at Dec. 31, 2015	663	3,829	61,104	77	264	772	140	6,468	73,307

"Plant and machinery" includes assets to be relinquished free of charge with a net carrying amount of €8,516 million (€8,269 million at December 31, 2014), largely regarding power plants in the Iberian Peninsula and Latin America amounting to €5,155 million (€4,820 million at December 31, 2014) and the electricity distribution network in Latin America totaling €2,998 million (€3,027 million at December 31, 2014).

For more information on "leased assets", please see note 17 below.

The table below summarizes capital expenditure in 2015 by category. These expenditures, totaling € 6,353 million, increased by €334 million on 2014.

Millions of euro

	2015	2014
Power plants:		
- thermal	757	884
- hydroelectric	807	656
- geothermal	197	169
- nuclear	128	787
- alternative energy resources	1,900	1,256
Total power plants	3,789	3,752
Electricity distribution networks	2,466	2,115
Land, buildings and other assets and equipment	98	152
TOTAL	6,353	6,019

Capital expenditure on power plants amounted to €3,789 million, an increase of €37 million on the previous year, essentially reflecting increased investment in renewable generation plants (mainly wind plants totaling €1,233 million and photovoltaic plants amounting to €628 million) and in hydroelectric facilities by the Renewable Energy Division.

Capital expenditure for the electricity distribution network amounted to €2,446 million, up €351 million compared with the previous year. The increase is essentially attributable to greater investment in the medium and low-voltage grids in Italy and Latin America.

The "change in scope of consolidation" for the period mainly concerned the acquisitions of control of 3Sun, in the 1st Quarter of 2015, the acquisition of 68% of BLP Energy, an Indian company operating in the renewables generation sector, and the full consolidation of Osage Wind, which had previously been accounted for using the equity method. These effects were partly offset by the disposal of the Portuguese companies and the deconsolidation of the Italian solar assets of the Renewable Energy Division.

"Impairment losses" on property, plant and equipment amounted to €1,246 million. For a more detailed analysis, please see note 8.d.

At December 31, 2015, testing was conducted of the recoverability of the value of the assets of a number of 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.

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. For the Enel Produzione CGU, the analysis found that in the case of changes in EBITDA or WACC within the range noted above and holding the other assumptions unchanged, the value in use would not exceed the carrying amount. Accordingly, in view of this evidence and confirming the impairment indicators already identified last year, no writeback of its value was performed.

"Other changes" include, among other items, the effect of the capitalization of interest on specific loans for capital expenditure in the amount of €208 million (€196 million in 2014), as detailed in the following table:

Millions of euro						
	2015	% rate	2014	% rate	Change	
Renewable Energy	80	5.2%	59	4.8%	21	35.6%
Latin America	104	23.7%	75	14.8%	29	38.7%
Eastern Europe ⁽¹⁾	-	-	41	2.6%	(41)	-
Iberia	7	2.7%	6	3.0%	1	16.7%
Italy	17	4.2%	15	5.0%	2	13.3%
Total	208		196		12	6.1%

(1) The figure does not include €51 million regarding units classified as "held for sale".

At December 31, 2015, contractual commitments to purchase property, plant and equipment amounted to €424 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, 2015	Amount recognized among intangible assets at Dec. 31, 2015
Ampla Energia e Serviços	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1997-2026	11 years	Yes	425	810
Companhia Energética do Ceará	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	12 years	Yes	206	692
Total							631	1,502

The value of the assets at the end of the concessions classified under financial assets has been measured at fair value. For more details, please 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, France, Greece, Italy and Latin America. More specifically, in Spain the assets relate to a 25-year "tolling" contract 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%. The other lease agreements regard wind plants that the Group uses in Italy (with a term of 18 years expiring in 2030-2031) and a discount rate of between 4.95% and 5.5%.

In Latin America, the assets relate to leased power transmission lines and plant (Raico-Charrúa), with a residual term of eight years on the lease at a 6.5% rate, a lease of a combined-cycle plant (Talara) with a term of nine years at a fixed rate of 5.8%, as well as a number of combined cycle plants in Peru (residual lease term of one year bearing a floating rate).

The carrying amount of assets held under finance leases is reported in the following table:

Millions of euro

	2015	2014	Change
Property, plant and equipment	772	865	(93) -10.8%
Intangible assets	-	-	-
Total	772	865	(93) -10.8%

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, 2015		at Dec. 31, 2014	
Periods:				
2016	97	58	102	62
2017-2020	322	199	398	250
Beyond 2020	696	498	750	526
Total	1,115	755	1,250	838
Finance charges	(360)		(412)	
Present value of minimum lease payments	755		838	

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

	2015
Minimum lease payments	7,403
Contingent rents	-
Sublease payments	3
Total	7,406

The future minimum lease payments due by the Group under such leases break down by maturity as follows:

Millions of euro

	2015
Periods	
Within 1 year	1,799
Beyond 1 year and within 5 years	3,870
Beyond 5 years	1,734
Total	7,403

18. Investment property - €144 million

Investment property at December 31, 2015 amounted to €144 million, essentially unchanged on the previous year.

Millions of euro

	2015
Cost	173
Accumulated depreciation and impairment	30
Balance at Dec. 31, 2014	143
Entry into service	-
Depreciation	(8)
Impairment losses	(5)
Other changes	14
Total change	1
Cost	187
Accumulated depreciation and impairment	43
Balance at Dec. 31, 2015	144

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, please see notes 45 "Assets measured at fair value" and 45.1 "Assets and associated fair value".

19. Intangible assets - €15,235 million

A breakdown of and changes in intangible assets for 2015 are shown below:

Millions of euro	Development costs	Industrial patents and intellectual property rights	Concessions, licenses, trademarks and similar rights	Service concession arrangements	Other	Assets under development and advances	Total
Cost	26	2,735	14,515	3,774	1,656	822	23,328
Accumulated amortization and impairment	17	2,231	1,382	1,836	1,240	-	6,716
Balance at Dec. 31, 2014	9	504	13,133	1,938	416	822	16,612
Capital expenditure	8	118	7	313	18	251	760
Assets entering service	1	239	3	-	22	(265)	-
Exchange rate differences	(2)	(5)	(820)	(500)	14	4	(1,309)
Change in scope of consolidation	-	-	(14)	-	111	17	114
Disposals	(1)	-	-	(8)	-	(17)	(27)
Amortization	(2)	(275)	(152)	(156)	(95)	-	(682)
Impairment losses	-	(1)	(20)	-	(8)	(39)	(68)
Other changes	(3)	1	25	(97)	(52)	(39)	(155)
Total changes	1	77	(931)	(436)	-10	(48)	(1,377)
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

"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 costs incurred by the gas companies and the foreign electricity distribution companies to acquire customers. Amortization is calculated on a straight-line basis over the average duration of the relationships with the customers acquired or 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	Period remaining	Renewal option	at Dec. 31, 2015 Initial fair value
Endesa Distribución Eléctrica	-	Electricity distribution	Spain	Indefinite	Indefinite	-	5,679 5,673
Codensa	Republic of Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinite	-	1,568 1,839
Chilectra	Republic of Chile	Electricity distribution	Chile	Indefinite	Indefinite	-	1,565 1,667
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte	Republic of Peru	Electricity distribution	Peru	Indefinite	Indefinite	-	641 548
Enel Distributie Muntenia	Romanian Ministry for the Economy	Electricity distribution	Romania	2005-2054	36 years	Yes	155 191

The item includes assets with an indefinite useful life in the amount of €9,454 million (€9,848 million at December 31, 2014), essentially accounted for by concessions for distribution activities in Spain (€5,679 million), Colombia (€1,568 million), Chile (€1,565 million) and Peru (€641 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 scope of consolidation" for the period mainly regards acquisitions and disposals of the Renewable Energy Division, as well as the acquisition of residential customers connected with the supply of gas in Spain.

"Impairment losses" amounted to €68 million in 2015; for more details, please see note 8.d.

At December 31, 2015, contractual commitments for the acquisition of intangible assets amounted to €16 million.

20. Goodwill - €13,824 million

"Goodwill" amounted to €13,824 million, a decrease of €203 million for the year.

Millions of euro	at Dec. 31, 12 2014				At Dec. 31, 2015			
	Cost	Accumulated impairment	Net carrying amount	Change in the scope of consolidation	Exchange differences	Impairment losses	Cost	Accumulated impairment
Endesa	10,999	(2,392)	8,607	-	-	-	10,999	(2,392)
Latin America	3,285	-	3,285	-	-	-	3,285	-
Enel Green Power Group ⁽¹⁾	990	(119)	871	(241)	49	(13)	798	(132)
Enel Energia	579	-	579	-	-	-	579	-
Enel Distribute Muntlenia	548	-	548	-	2	-	548	-
Enel Energie Muntlenia	113	-	113	-	-	-	113	-
Nuove Energie	26	-	26	-	-	-	26	-
Total	16,538	(2,511)	14,027	(241)	51	(13)	16,346	(2,524)

(1) Enel Green Power España, Enel Green Power Latin America, Enel Green Power North America, Enel Green Power Hellas, Enel Green Power Romania, Enel Green Power Bulgaria and Enel Green Power Italia

The "change in the scope of consolidation" mainly regards the disposal of the Portuguese companies of the Renewable Energy Division, only partly offset by a number of minor acquisitions the division made in Mexico.

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, revenues, operating costs, capital expenditure, industrial and commercial organization and developments in the main macroeconomic variables (inflation, nominal interest rates and exchange rates) and commodity prices. The explicit period of cash flows considered in impairment testing differs in accordance with the specific features and business cycles of the various CGUs being tested. These differences are generally associated with the different average times needed to build and bring into service the plant and other works that characterize the investments of the specific businesses that make up the CGU (conventional thermal generation, nuclear power, renewables, distribution, etc.);
- > for subsequent years, from assumptions concerning long-term developments in the main variables that determine cash flows, the average residual useful life of assets or the duration of the concessions.

More specifically, the terminal value was calculated as a perpetuity or annuity with a nominal growth rate equal to the long-term rate of growth in electricity and/or inflation (depending on the country and business involved) and in any case no higher than the average long-term growth rate of the reference market. The value in use calculated as described above was found to be greater than the amount recognized on the balance sheet, with the exceptions discussed below.

In order to verify the robustness of the value in use of the CGUs, sensitivity analyses were conducted for the main drivers of the values, in particular WACC, the long-term growth rate and margins, the outcomes of which fully supported that value.

The table below reports the composition of the main goodwill values according to the company to which the CGU belongs, 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, 2015			at Dec. 31, 2014		
	Amount	Growth rate ⁽¹⁾	Discount rate ⁽²⁾ pre-tax WACC	Explicit period of cash flows	Terminal value ⁽³⁾	Amount
Endesa - Iberian Peninsula ⁽⁴⁾	8,607	1.77%	7.90%	5 years	Perpetuity	8,607
Endesa - Latin America	3,285	3.12%	8.42%	5 years	Perpetuity	3,285
Enel Russia	-	4.00%	15.31%	5 years	Perpetuity	-
Enel Romania ⁽⁵⁾	660	2.30%	7.65%	5 years	Perpetuity	659
Enel Energia	579	0.16%	11.02%	5 years	15 years	579
Enel Green Power España	157	2.00%	7.63%	5 years	12 years	404
Enel Green Power Latin America	350	3.34%	8.16%	5 years	21 years	308
Enel Green Power North America	131	2.20%	9.27%	5 years	19 years	117
Enel Green Power Hellas	-	-	-	-	-	-
Nuove Energie	26	0.20%	9.94%	9 years	16 years	26
Enel Green Power Italia	23	2.00%	8.50%	5 years	Perpetuity/17 years ⁽⁶⁾	24
Enel Green Power Romania	-	2.30%	8.08%	5 years	16 years	13
Enel Green Power Bulgaria	5	2.20%	8.06%	5 years	14 years	5

(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.

(4) Goodwill includes the portion of goodwill in respect of Enel Green Power España pertaining to it.

(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 17 years for other renewables technologies (wind, solar, biomass).

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. The loss is attributable to market forecasts and the regulatory situation in the country.

At December 31, 2014 an impairment loss of €365 million had been recognized on the Enel Russia CGU (formerly Enel OGK-5) and €269 million on the Enel Green Power Hellas CGU.

21. Deferred tax assets and liabilities - €7,386 million and €8,977 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, 2014				at Dec. 31, 2015			
	Increase/(Decrease) taken to income statement	Increase/(Decrease) taken to equity	Change in scope of consolidation	Other changes	Exchange rate differences	Reclassification from/to "Assets held for sale"		
Deferred tax assets:								
- differences in the value of intangible assets, and property, plant and equipment	2,239	(357)	2	-	140	(26)	1,998	
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses with deferred deductibility	1,166	341	-	-	(11)	(40)	1,456	
- tax loss carried forward	105	(36)	-	-	71	5	145	
- measurement of financial instruments	659	5	195	1	(35)	(1)	824	
- employee benefits	965	(210)	(166)	-	17	(16)	820	
- other items	1,903	253	7	(1)	187	(6)	2,343	
Total	7,067	(4)	38	-	369	(84)	7,386	
Deferred tax liabilities:								
- differences on non-current and financial assets	6,765	(208)	8	(28)	406	(339)	6,606	
- measurement of financial instruments	453	(26)	16	-	(8)	(2)	433	
- other items	2,002	88	(1)	11	(102)	(31)	1,938	
Total	9,220	(146)	23	(17)	296	(372)	8,977	
Non-offsettable deferred tax assets							2,149	
Non-offsettable deferred tax liabilities							3,310	
Excess net deferred tax liabilities after any offsetting							430	

Enel - Annual Report 2015

224

At December 31, 2015, "deferred tax assets" totaled €7,386 million (€7,067 million at December 31, 2014).

The increase during the year amounted to €319 million, mainly reflecting the tax effect of income components not recognized for tax purposes, only partly offset by the reduction associated with the expected decrease in the IRES rate in Italy from 27.5% to 24% as from 2017.

It should also be noted that no deferred tax assets were recorded in relation to prior tax losses in the amount of €1,051 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 €8,977 million at December 31, 2015 (€9,220 million at December 31, 2014). 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.

22. Equity investments accounted for using the equity method - €607 million

Investments in joint arrangements and associated companies accounted for using the equity method are as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2014		% holding	Income effect	Change in scope of consolidation	Dividends	Reclassification from/to "Assets held for sale"	Other changes	at Dec. 31, 2015	% holding
Joint arrangements										
Hydro Dolomiti Enel	218	49.0%		20	-	(48)	(169)	-	-	49.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	61	38.9%		8	-	(6)	-	-	63	38.9%
Engrisa de Energia Cundinamarca	34	40.4%		2	-	-	-	(7)	29	40.4%
RueEnergioSoyt	29	49.5%		37	-	(48)	-	15	32	49.5%
Energie Electrique de Tahadart	29	42.5%		6	-	(5)	-	-	30	42.5%
Electrogas	15	50.0%		7	-	(6)	-	-	16	50.0%
Transmisora Eléctrica de Oulfoia	9	50.0%		2	-	-	-	(1)	10	50.0%
Centrais Hidroeléctricas de Aysén	8	51.0%		(3)	-	-	-	3	8	51.0%
PowerCrop	5	50.0%		(1)	-	-	-	-	4	50.0%
Nucenor	-	50.0%		(58)	-	-	-	58	-	50.0%
Associates										
Utor Sri	-	-		-	72	-	-	(1)	71	50.0%
Elica 2	50	30.0%		-	-	-	-	-	50	30.0%
CESI	39	42.7%		-	-	-	-	-	39	42.7%
Altomonte FV Srl	-	-		-	39	-	-	-	39	50.0%
Tecnatom	30	45.0%		2	-	-	-	1	33	45.0%
GNL Quileros	21	20.0%		6	-	(6)	-	1	22	20.0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	17	33.5%		3	-	(3)	-	-	17	33.5%
Terraie	15	20.0%		(3)	-	-	-	-	12	20.0%
Compañía Eléctrica Tierras Altas	13	35.6%		1	-	-	-	-	14	35.6%
ENECP - Eléctricas de Portugal	60	36.0%		8	(68)	-	-	-	-	-
Eerm - Empreendimentos Eléctricos do Vale do Minho	18	50.0%		11	(23)	(6)	-	-	-	-
Other	201			4	(108)	6	-	15	118	
Total	872			52	(88)	(124)	(169)	84	607	

The “change in scope of consolidation” item includes the impact of the deconsolidation of solar assets in Italy following the agreement of October 16, 2015 concerning the companies Ultor and Altomonte, as well as the effects of the full consolidation of Osage and the disposal of a number of Portuguese companies of the Renewable Energy Division.

The application of the equity method to the investments in RusEnergosbyt and PowerCrop incorporates implicit goodwill of €28 million and €9 million, respectively.

“Reclassification from/to ‘Assets held for sale’” regard the investment held in Hydro Dolomiti Enel, which in view of the decisions taken by management meets the requirements of IFRS 5 for classification as assets held for sale at December 31, 2015.

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, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Joint arrangements														
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	20	9	1	12	21	21	-	-	4	5	5	5	16	16
RuiEnergiaSbyt	4	2	108	105	112	107	-	-	104	98	104	98	8	9
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	326	378	140	139	466	517	214	261	90	101	304	362	162	155
Empresa de Energia Condnamarca	147	169	19	10	166	187	72	81	21	22	93	103	73	84
Energie Electrique de Tahadart	120	132	32	34	152	166	28	43	33	32	59	75	93	91
PowerCrop	41	41	16	12	57	53	1	-	33	27	34	27	23	26
Nucleonor	69	74	79	99	148	173	98	108	69	86	167	194	(19)	(21)
Associates														
Ubor srl	77	-	20	-	97	-	-	-	-	-	-	-	97	-
Elica 2	5	6	2	3	7	9	-	-	-	-	-	-	7	9
Altomonte PV Srl	212	-	19	-	231	-	147	-	6	-	153	-	78	-
Tecnatom	77	72	68	63	146	135	28	26	46	42	74	68	72	67
Suministradora Eléctrica de Cádiz	76	77	16	10	92	86	24	26	17	19	41	45	51	51
Compañía Eólica Tierras Altas	40	44	4	7	44	51	2	12	4	3	6	15	38	36

Millions of euro	Total revenue		Income before tax		Net income from continuing operations	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Joint arrangements						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	-	(7)	(14)	(7)	(2)
RusEnergoSoyl	2,019	1,834	94	87	76	68
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	221	195	29	22	21	16
Empresa de Energia Cundinamarca	119	108	10	13	4	8
Energie Electricque dn Tahadfsarl	55	52	26	23	18	16
PowerCrop	2	3	(2)	(3)	(2)	(2)
Nucleonor	8	25	(42)	(113)	(46)	(112)
Associates						
Ultor Srl	-	-	-	-	-	-
Ellica 2	-	-	-	-	-	-
Altomonte FV Srl	10	-	2	-	2	-
Tecnatcom	5	97	5	3	5	3
Suministradora Eléctrica de Cádiz	15	16	8	8	8	8
Compañía Eólica Tierras Altas	11	10	3	-	3	-

23. Derivatives

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Derivative financial assets	2,343	1,335	5,073	5,500
Derivative financial liabilities	1,518	2,441	5,509	5,441

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 - €3,274 million

Millions of euro	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Equity investments in other companies measured at fair value	181	157	24	15.3%
Equity investments in other companies	56	56	-	-
Receivables and securities included in net financial debt (see note 24.1)	2,335	2,701	(366)	-13.6%
Service concession arrangements	631	669	(38)	-5.7%
Non-current prepaid financial expense	71	62	9	14.5%
Total	3,274	3,645	(371)	-10.2%

"Other non-current financial assets" decreased by €371 million on 2014. In particular, the decline reflected a reduction of receivables included in net financial debt, as discussed in note 24.1.

"Equity investments in other companies" includes companies whose market value cannot be readily determined and so, in the absence of plans to sell them, are carried at cost adjusted for any impairment losses.

Equity investments in other companies measured at fair value and at cost break down as follows:

Millions of euro	% holding		% holding		Change
	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2014		
Bayan Resources	175	10.0%	147	10.0%	28
Echelon	2	7.1%	4	7.1%	(2)
Galsi	17	17.6%	15	15.6%	2
Other	43		47		(4)
Total	237		213		24

The change on the previous year essentially reflects the increase in the fair value of Bayan Resources, an Indonesian company that operates in the coal extraction industry, as based on market prices for its stock.

"Service concession arrangements" regard amounts due from the grantor for the construction and/or improvement of infrastructure used to provide public services on a concession basis and recognized in application of IFRIC 12.

24.1 Other non-current financial assets included in net financial debt - €2,335 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Securities held to maturity	117	130	(22)	-15.8%
Financial investments in funds or portfolio management products at fair value through profit or loss	45	40	5	12.5%
Financial receivables in respect of Spanish electrical system deficit	2	-	2	-
Other financial receivables	2,171	2,522	(351)	-13.9%
Total	2,335	2,701	(366)	-13.6%

"Other financial receivables" decreased by €351 million in 2015 compared with the previous year. The change mainly reflects the following factors:

- > the reclassification to short term of €48 million of receivables in respect of the Electricity Equalization Fund, totaling €386 million at December 31, 2015 (€434 million at December 31, 2014), regarding the reimbursement of non-recurring charges connected with the early replacement of electromechanical meters;
- > the reclassification to short term of €57 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 no. 157/2012, of costs incurred with the termination of the Electrical Worker Pension Fund in the total amount of €336 million at December 31, 2015 (€383 million at December 31, 2014);
- > a decrease of €259 million as a result of the collection of the financial receivable in respect of ENEOP (accounted for using the equity method in 2014) following its disposal in 2015;
- > a decrease of €126 million in the receivable of the Argentine generation companies in respect of the wholesale electricity market deposited with the FONINMEM (*Fondo Nacional de Inversión Mercado Eléctrico Mayorista*);
- > a decrease of €96 million in the receivable for CO₂ emissions allowances connected with "new entrant" plants;
- > an increase of €308 million following recognition by the Argentine authority of the transformation into US dollars of the receivable for the construction of the Vuelta De Obligado plant after essentially being completed.

25. Other non-current assets - €877 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Receivables due from equalization funds, market operators and energy services operators	67	59	8	13.6%
Other receivables	810	826	(16)	-1.9%
Total	877	885	(8)	-0.9%

At December 31, 2015, "other receivables" mainly regard tax receivables in the amount of €463 million (€501 million at December 31, 2014), advances to suppliers in the amount of €141 million (€141 million at December 31, 2014) and non-monetary grants to be received in respect of green certificates totaling €78 million (€46 million at December 31, 2014).

26. Inventories - €2,904 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Raw materials, consumables and supplies:				
- fuel	1,212	1,533	(321)	-20.9%
- materials, equipment and other inventories	819	759	60	7.9%
Total	2,031	2,292	(261)	-11.4%
Environmental certificates:				
- CO ₂ emissions allowances	680	623	57	9.1%
- green certificates	78	294	(216)	-73.5%
- white certificates	1	3	(2)	-66.7%
Total	759	920	(161)	-17.5%
Buildings available for sale	68	76	(8)	-10.5%
Payments on account	46	46	-	-
TOTAL	2,904	3,334	(430)	-12.9%

Raw materials, consumables and supplies 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 is mainly attributable to the decline in stocks of gas and other fuels, primarily reflecting a decline in average prices, and in stocks of white certificates. The contraction was only partly offset by an increase in inventories of green certificates and other materials and equipment. 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 - €12,797 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Customers:				
- sale and transport of electricity	9,603	8,361	1,242	14.9%
- distribution and sale of natural gas	1,755	1,679	76	4.5%
- other activities	1,396	1,920	(524)	-27.3%
Total customer receivables	12,754	11,960	794	6.6%
Trade receivables due from associates and joint arrangements	43	62	(19)	-30.6%
TOTAL	12,797	12,022	775	6.4%

Trade receivables from customers are recognized net of allowances for doubtful accounts, which totaled €2,085 million at the end of the year, compared with an opening balance of €1,662 million. More specifically, the increase for the period mainly reflects an increase in revenue from the transport of qualifying electricity following Authority Resolution no. 654/2015, as discussed in greater detail in note 7.a above.

The decrease in other activities reflects an increase in collections in 2015 in respect of fuel sales. For more details on trade receivables, please see note 41 "Financial instruments".

28. Other current financial assets - €2,381 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Current financial assets included in net financial position	2,241	3,860	(1,619)	-41.9%
Other	140	124	16	12.9%
Total	2,381	3,984	(1,603)	-40.2%

28.1 Other current financial assets included in net financial debt - €2,241 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Short-term portion of long-term financial receivables	769	1,566	(797)	-50.9%
Receivables for factoring	147	177	(30)	-16.9%
Securities held to maturity	1	-	1	-
Financial receivables and cash collateral	1,020	1,654	(634)	-38.3%
Other	304	463	(159)	-34.3%
Total	2,241	3,860	(1,619)	-41.9%

The change in "short-term portion of long-term financial receivables" is mainly accounted for by a decrease in financial receivables in respect of the deficit of the Spanish electrical system following the collections received (€2,145 million including the effect of reimbursements for extra-peninsular generation) and net of new receivables accrued in 2015 totaling €1,263 million (also including new receivables for extra-peninsular generation). The decrease was only partly offset by the reclassification of the short-term portion of the receivable from the Electricity Equalization Fund in respect of the reimbursement of non-recurring charges, which were mentioned in note 24.1.

29. Other current assets - €2,898 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Receivables due from equalization funds, market operators and energy services operators	765	1,010	(245)	-24.3%
Advances to suppliers	219	166	53	31.9%
Receivables due from employees	26	33	(7)	-21.2%
Receivables due from others	960	1,272	(312)	-24.5%
Sundry tax receivables	706	759	(53)	-7.0%
Accrued operating income and prepaid expenses	174	184	(10)	-5.4%
Receivables for construction contracts	48	41	7	17.1%
Total	2,898	3,465	(567)	-16.4%

"Receivables due from equalization funds, market operators and energy services operators" include receivables in respect of the Italian system in the amount of €664 million (€896 million at December 31, 2014) and the Spanish system in the amount of €101 million (€114 million at December 31, 2014). Including the portion of receivables classified as long-term in the amount of €67 million (€59 million in 2014), receivables due from equalization funds, market operators and energy services operators at December 31, 2015 totaled €832 million (€1,069 million at December 31, 2014), with payables of €5,122 million (€4,005 million at December 31, 2014).

30. Assets classified as held for sale - €6,854 million

Changes in assets held for sale during the year are reported in the following table:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	Reclassification from/to current and non-current assets	Disposals and change in scope of consolidation	Impairment losses	Other changes	at Dec. 31, 2015
Property, plant and equipment	3,882	-	(94)	(574)	530	3,744
Intangible assets	224	-	(212)	-	(5)	7
Deferred tax assets	1,066	-	(8)	-	8	1,066
Equity investments accounted for using the equity method	18	189	-	-	2	209
Non-current financial assets	970	5	-	-	85	1,060
Other non-current assets	18	-	-	-	-	18
Cash and cash equivalents	27	111	(12)	-	24	150
Current financial assets	42	-	-	-	69	111
Inventories, trade receivables and other current assets	525	-	(43)	-	1	483
Total	6,778	305	(369)	(574)	714	6,854

"Assets held for sale" amounted to €6,854 million at December 31, 2015. They largely include the assets of Slovenské elektrárne (€6,549 million), Hydro Dolomiti Enel (€189 million), Compostilla RE (€111 million) and other smaller companies, which in view of the decisions taken by management meet the requirements of IFRS 5 for classification as assets held for sale.

"Disposals and change in scope of consolidation" mainly include the disposals of SF Energy and SE Hydropower in the 1st Half of 2015.

"Impairment losses" at December 31, 2015 amounted to €574 million and regarded Slovenské elektrárne; for more details, please see note 8.d.

31. Liabilities included in disposal groups classified as held for sale - €5,364 million

Liabilities held for sale at December 31, 2015 amounted to €5,364 million. They largely included the liabilities of Slovenské elektrárne (€5,335 million), Compostilla RE (€29 million) and other smaller companies.

Changes in liabilities held for sale during the year are as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	Reclassification from/to current and non-current liabilities	Disposals and change in scope of consolidation	Other changes	at Dec. 31, 2015
Long-term borrowings	1,422	-	(15)	294	1,701
Employee benefits	67	-	(1)	2	68
Non-current portion of provisions for risks and charges	2,305	-	(4)	(434)	1,867
Deferred tax liabilities	669	29	(82)	23	639
Non-current financial liabilities	148	-	-	83	231
Other non-current liabilities	1	-	-	1	2
Short-term borrowings	191	-	(8)	156	339
Other current financial liabilities	47	-	-	64	111
Current portion of provisions for risks and charges	43	-	-	(24)	19
Trade payables and other current liabilities	397	-	(22)	12	387
Total	5,290	29	(132)	177	5,364

The change in liabilities held for sale compared with December 31, 2014, largely reflects the classifications and disposals made under this item during 2015.

For a summary of the fair value balances, broken down by measurement criteria, please see notes 45 and 46 on IFRS 13 disclosures.

32. Shareholders' equity - €51,751 million

32.1 Equity attributable to the shareholders of the Parent Company - €19,375 million

Share capital - €9,403 million

At December 31, 2015 (as at December 31, 2014), the share capital of Enel SpA – considering that there were no approved stock option plans (and thus no options exercised) – amounted to €9,403,357,795 fully subscribed and paid up, represented by 9,403,357,795 ordinary shares with a par value of €1.00 each.

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, no shareholders held more than 2% of the total share capital, apart from the Ministry for the Economy and Finance, which holds 25.50%, Norges Bank (with 2.018% of share capital, a stake that fell below 2% on January 8, 2016) and CNP Assurances (which held 2.87% as at June 23, 2015 for asset management purposes).

Other reserves - €3,352 million

Share premium reserve - €5,292 million

Pursuant to Article 2431 of the Italian Civil Code, the share premium reserve contains, in the case of the issue of shares at a price above par, the difference between the issue price of the shares and their par value, including those resulting from conversion from bonds. The reserve, which is a capital reserve, may

not be distributed until the legal reserve has reached the threshold established under Article 2430 of the Italian Civil Code.

Legal reserve - €1,881 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 - €(1,956) million

The decrease for the year, equal to €635 million, is due to the net depreciation of the functional currency against the foreign currencies used by subsidiaries.

Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments - €(1,341) million

This includes the net charges recognized in equity from the measurement of cash flow hedge derivatives. The cumulative tax effect is equal to €405 million.

Reserve from measurement of financial instruments available for sale - €130 million

This includes net unrealized income from the measurement at fair value of financial assets.

There is no cumulative tax effects associated with the reserve, taking account of the tax systems of the countries in which those financial instruments are held.

Reserve from equity investments accounted for using the equity method - €(54) 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 €13 million.

Reserve from remeasurement of net defined benefit plan liabilities/(assets) - €(551) million

The reserve includes all actuarial gains and losses, net of tax effects. The change is attributable to the increase in net actuarial losses recognized during the period. The cumulative tax effect is equal to €83 million.

Reserve from disposal of equity interests without loss of control - €(2,115) million

This item 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 change for the period, a negative €2 million, represents the net balance between the capital loss recognized following the exercise of the bonus share option by the minority shareholders of Endesa, which resulted in the disposal of 0.04% of that company, and the income from the disposal of minority interests in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners.

Reserve from transactions in non-controlling interests - €(195) 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, a negative €3 million, regards the difference between the purchase price and the associated share of equity acquired from non-controlling shareholders of Energia Eolica.

Retained earnings and loss carried forward - €19,621million

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	Changes										at Dec. 31, 2015	
	at Dec. 31, 2014											
	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	Total	Of which shareholders of Parent Company	Of which non-controlling interests
Reserve from translation of financial statements in currencies other than euro	(3,112)	(1,321)	(1,791)	(1,743)	-	-	(1,743)	(635)	(1,108)	(4,855)	(1,956)	(2,899)
Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	(2,056)	(1,896)	(250)	29	101	220	359	465	(106)	(1,697)	(1,341)	(356)
Reserve from measurement of financial instruments available for sale	104	105	(1)	25	-	-	25	25	-	129	130	(1)
Share of OCI of equity investments accounted for using the equity method	(73)	(74)	1	23	8	(2)	29	20	9	(44)	(54)	10
Remeasurements of net employee benefit liabilities/assets	(872)	(671)	(201)	344	-	(160)	184	120	64	(688)	(551)	(137)
Total gains/(losses) recognized in equity	(6,009)	(3,767)	(2,242)	(1,322)	109	67	(1,148)	(5)	(1,141)	(7,156)	(3,772)	(3,383)

32.2 Dividends

	Amount distributed (millions of euro)	Net dividend per share (euro)
Net dividends paid in 2014		
Dividends for 2013	1,222	0.13
Interim dividends for 2014	-	-
Extraordinary dividends	-	-
Total dividend paid in 2014	1,222	0.13
Net dividends paid in 2015		
Dividends for 2014	1,316	0.14
Interim dividends for 2015	-	-
Extraordinary dividends	-	-
Total dividend paid in 2015	1,316	0.14

The dividend for 2015, equal to €0.16 per share, for a total of €1,627 million, will be proposed to the Shareholders' meeting of May 26, 2016 at single call. These financial statements do not reflect the impact of the distribution of the dividend for 2015 to shareholders.

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 2015.

To this end, the Group constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2015 and 2014 is summarized in the following table.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Non-current financial position	44,872	48,655	(3,783)
Net current financial position	(4,992)	(8,571)	3,579
Non-current financial receivables and long-term securities	(2,335)	(2,701)	366
Net financial debt	37,545	37,383	162
Equity attributable to the shareholders of the Parent Company	32,376	31,506	870
Non-controlling interests	19,375	19,639	(264)
Shareholders' equity	51,751	51,145	606
Debt/equity ratio	0.73	0.73	-

32.3 Non-controlling interests - €19,375 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, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Endesa Group	6,742	6,648	280	116
Enel Latinoamérica Group	8,052	8,690	1,032	464
Elh Group	803	1,134	(275)	31
Slovenske Group	386	385	(3)	(523)
Enel Green Power Group	3,392	2,782	142	167
Total	19,375	19,639	1,176	255

33. Borrowings

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Long-term borrowings	44,872	48,655	5,733	5,125
Short-term borrowings	-	-	2,155	3,252
Total	44,872	48,655	7,888	8,377

For more details on the nature of borrowings, please see note 41 "Financial instruments".

34. Employee benefits - €2,284 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 (which for companies in Italy only regard certain retired employees) 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;
- > 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 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.

Outside of Italy, major pension plans include those 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 following table reports changes in the defined benefit obligation for post-employment and other long-term employee benefits at December 31, 2015 and December 31, 2014, respectively, as well as a reconciliation of that obligation with the actuarial liability.

Millions of euro	2015					2014				
	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	2,458	1,927	223	263	4,871	2,366	1,848	269	362	4,785
Current service cost	24	6	5	54	89	17	6	4	48	75
Interest expense	106	41	10	8	165	125	60	11	10	206
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	1	-	-	-	1	1	1	-	1	3
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	(124)	(66)	(8)	4	(194)	270	173	9	(7)	445
Experience adjustments	10	(196)	2	4	(180)	(24)	(39)	5	(17)	(75)
Past service cost	(43)	-	-	(5)	(48)	(4)	(36)	(2)	(24)	(66)
(Gains)/losses arising from settlements	1	(902)	-	-	(901)	8	-	-	-	8
Exchange differences	(157)	(1)	(17)	(6)	(181)	(4)	-	(1)	(18)	(23)
Employer contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Employee contributions	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Benefits paid	(154)	(88)	(13)	(39)	(294)	(237)	(88)	(13)	(89)	(427)
Other changes	4	3	-	2	9	5	2	1	(2)	6
Liabilities classified as held for sale	(1)	-	-	-	(1)	(66)	-	-	(1)	(67)
Actuarial obligation at year end (A)	2,128	724	202	285	3,337	2,458	1,927	223	263	4,871
CHANGES IN PLAN ASSETS										
Fair value of plan assets at the start of the year	1,252	-	-	-	1,252	1,187	-	-	-	1,187
Interest income	68	-	-	-	68	82	-	-	-	82
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	(30)	-	-	-	(30)	28	-	-	-	28
Exchange differences	(125)	-	-	-	(125)	4	-	-	-	4
Employer contributions	98	88	13	24	223	186	88	13	22	309
Employee contributions	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Benefits paid	(154)	(88)	(13)	(24)	(279)	(237)	(88)	(13)	(22)	(360)
Other payments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Changes in scope of consolidation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fair value of plan assets at year end (B)	1,110	-	-	-	1,110	1,251	-	-	-	1,251
EFFECT OF ASSET CEILING										
Asset ceiling at the start of the year	68	-	-	-	68	58	-	-	-	58
Interest income	5	-	-	-	5	7	-	-	-	7
Changes in asset ceiling	2	-	-	-	2	2	-	-	-	2
Exchange differences	(18)	-	-	-	(18)	-	-	-	-	-
Changes in scope of consolidation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asset ceiling at year end (C)	57	-	-	-	57	67	-	-	-	67
Net liability in balance sheet (A-B+C)	1,073	724	202	285	2,284	1,274	1,927	223	263	3,687

Millions of euro

	2015	2014
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost and past service cost	(5)	(25)
Net interest expense	102	131
(Gains)/losses arising from settlements	(901)	8
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	46	34
Other changes	1	7
Total	(757)	154

Millions of euro

	2015	2014
Change in (gains)/losses in OCI		
Return on plan assets excluding amounts included in interest income	30	(28)
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	(374)	366
Changes in asset ceiling excluding amounts included in interest income	2	2
Other changes	(2)	-
Total	(344)	340

The change in cost recognized through profit or loss is mainly attributable to the cancellation (with effect from the end of December 2015), for the Italian companies only, of the electricity discount benefit, 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, with a positive impact in respect of past service cost of €48 million.

The liability recognized in the balance sheet at the end of the year is reported net of the fair value of plan assets, entirely accounted for by the Enersis Group and the Endesa Group, amounting to €1,110 million at December 31, 2015.

The plan assets break down as follows:

Millions of euro

	2015	2014
Investment quoted in active markets		
Equity instruments	4%	5%
Fixed-income securities	25%	29%
Investment property	4%	5%
Other	1%	-
Unquoted investments		
Assets held by insurance undertakings	-	-
Other	67%	61%
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	Iberian Peninsula	Latin America	Other	Italy	Iberian Peninsula	Latin America	Other
	2015				2014			
Discount rate	-	-	-	-	-	-	-	-
Inflation rate	1.60%	2.00%	-	-	1.60%	2.30%	-	-
Rate of wage increases	-	2.00%	-	-	-	2.30%	-	-
Rate of increase in healthcare costs	2.60%	3.20%	-	-	2.60%	3.50%	-	-
Expected rate of return on plan assets	-	2.54%	-	-	-	2.06%	12.52%	-

The following table reports the outcome of a sensitivity analysis that demonstrates the effects on the defined benefit obligation of changes reasonably possible at the end of the year in the actuarial assumptions used in estimating the obligation.

Millions of euro	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits
	at Dec. 31, 2015				at Dec. 31, 2014			
Decrease of 0.5% in discount rate	131	60	12	4	156	58	11	5
Increase of 0.5% in discount rate	(116)	(54)	(12)	(10)	(134)	(120)	(13)	(6)
Increase of 0.5% in inflation rate	33	59	8	4	31	137	8	5
Decrease of 0.5% in inflation rate	(26)	(38)	(9)	(7)				
Increase of 0.5% in remuneration	8	-	-	2	27	-	-	7
Increase of 0.5% in pensions currently being paid	11	-	-	(3)	52	-	-	-
Increase of 1% healthcare costs	-	-	20	-	-	-	24	-
Increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees	47	24	3	(2)	17	81	11	1

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 €16 million.

The following table reports expected benefit payments in the coming years for defined benefit plans:

Millions of euro	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Within 1 year	201	265
In 1-2 years	211	257
In 2-5 years	601	801
More than 5 years	944	1,406

35. Provisions for risks and charges - €6,822 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2014	
	Non-current	Current	Non-current	Current
Provision for litigation, risks and other charges:				
- nuclear decommissioning	528	-	566	1
- retirement, removal and site restoration	611	11	594	5
- litigation	782	47	810	40
- environmental certificates	-	19	-	43
- taxes and duties	290	20	309	7
- other	819	1,062	693	581
Total	3,010	1,169	2,972	677
Provision for early retirement incentives	2,182	471	1,079	510
TOTAL	5,192	1,630	4,051	1,187

Millions of euro	at Dec. 31, 2014					at Dec. 31, 2015		
	Accrual	Reversal	Utilization	Unwinding of interest	Change in scope of consolidation	Translation adjustment	Other	
Provision for litigation, risks and other charges:								
- nuclear decommissioning	567	-	-	8	-	-	(47)	528
- retirement, removal and site restoration	599	(28)	(26)	9	(4)	(3)	61	622
- litigation	850	(140)	(101)	41	-	(51)	(21)	809
- environmental certificates	43	(36)	(4)	-	-	-	-	19
- taxes and duties	316	(11)	(34)	6	(1)	(5)	(4)	310
- other	1,274	4	(209)	33	1	(47)	142	1,881
Total	3,649	(213)	(374)	97	(4)	(106)	131	4,169
Provision for early retirement incentives	1,589	(52)	(526)	15	-	-	(3)	2,653
TOTAL	5,238	(265)	(900)	112	(4)	(106)	128	6,822

Nuclear decommissioning provision

At December 31, 2015, the provision reflected solely the costs that will be incurred at the time of decommissioning of nuclear plants by 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 Enresa and the electricity companies approved by the Ministry for the Economy in September 2001, which regulates the retirement and closing of nuclear power plants. The time horizon envisaged, three years, corresponds to the period from the termination of power generation to the transfer of plant management to Enresa (so-called post-operational costs) and takes account, among the various assumptions used to estimate the amount, 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 distribution companies in Brazil (€135 million) and Spain (€154 million). It primarily regards disputes concerning service quality and disputes with employees or end users.

The change for the year essentially reflects developments in a number of disputes, especially in Spain, that arose following disciplinary proceedings in the distribution area and disputes with suppliers (€110 million). These were accompanied by an increase in provisions for litigation in Brazil (€41 million). The balance of the provision decreased despite accruals for the period, mainly due to reversals to profit or loss and uses, especially by Endesa Distribución and the Brazilian companies.

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. In particular in 2015 the item increased significantly as a result of the provision recognized by the Italian companies for the lump-sum charge for one-off payments to retired employees, totaling an estimated €328 million, following the Group's unilateral decision to cancel the electricity discount benefit, as well as the provision of €92 million recognized by Enel Re in respect of potential charges for insurance settlements and the provision for the abandonment of the Girabolhos project by Hidromondago of €46 million.

"Other" changes include €142 million for environmental costs to be incurred in the construction of the El Quimbo plant in Colombia, recognized as a direct increase in the value of the asset.

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, the latter largely associated with the union-company agreements signed on September 6, 2013, 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). In December 2015, a new agreement was signed in Italy under the provisions of Article 4 of the Fornero Act. It envisages the voluntary termination of about 6,100 employees in 2016-2020 and prompted an additional accrual to the provision of about €1,196 million. In addition, during 2015 the *Acuerdo de Salida Voluntaria* (ASV) introduced in Spain in 2014 was expanded, with an additional provision of about €390 million (for about 612 employees). 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. The provision last year amounted to €349 million for 473 employees.

36. Other non-current liabilities - €1,549 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Accrued operating expenses and deferred income	966	952	14	1.5%
Other items	583	512	71	13.9%
Total	1,549	1,464	85	5.8%

At December 31, 2015, this item essentially consisted of revenue for electricity and gas connections and grants received for specific assets.

37. Trade payables - €11,775 million

The item amounted to €11,775 million (€13,419 million in 2014) 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 €11,261 million (€12,923 million in 2014), while those with falling due in more than 12 months amounted to €514 million (€496 million in 2014).

38. Other current financial liabilities - €1,063 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Deferred financial liabilities	957	1,063	(106)	-10.0%
Other items	106	114	(8)	-7.0%
Total	1,063	1,177	(114)	-9.7%

"Deferred financial liabilities" regard accrued expense on bonds. It is broadly unchanged on the previous year.

39. Net financial position and long-term financial receivables and securities - €37,545 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, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Long-term borrowings	41	44,872	48,655	(3,783)	-7.8%
Short-term borrowings	41	2,155	3,252	(1,097)	-33.7%
Current portion of long-term borrowings	41	5,733	5,125	608	11.9%
Non-current financial assets included in debt	24	(2,335)	(2,701)	366	-13.6%
Current financial assets included in debt	28	(2,241)	(3,860)	1,619	-41.9%
Cash and cash equivalents		(10,639)	(13,088)	2,449	-18.7%
Total		37,545	37,383	162	0.4%

Pursuant to the CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial position at December 31, 2015, and December 31, 2014, reconciled with net financial debt as provided for in the presentation methods of the Enel Group.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Cash and cash equivalents on hand	582	758	(176)	-23.2%
Bank and post office deposits	10,057	12,330	(2,273)	-18.4%
Securities	1	140	(139)	-
Liquidity	10,640	13,228	(2,588)	-19.5%
Short-term financial receivables	1,324	1,977	(653)	-33.0%
Factoring receivables	147	177	(30)	-16.9%
Short-term portion of long-term financial receivables	769	1,566	(797)	-50.9%
Current financial receivables	2,240	3,720	(1,480)	-39.8%
Short-term bank debt	(180)	(30)	(150)	-
Commercial paper	(213)	(2,599)	2,386	91.8%
Short-term portion of long-term bank debt	(844)	(824)	(20)	-2.4%
Bonds issued (short-term portion)	(4,570)	(4,056)	(514)	-12.7%
Other borrowings (short-term portion)	(319)	(245)	(74)	-30.2%
Other short-term financial payables	(1,762)	(623)	(1,139)	-
Total short-term financial debt	(7,888)	(8,377)	489	5.8%
Net short-term financial position	4,992	8,571	(3,579)	-41.8%
Debt to banks and financing entities	(6,863)	(7,022)	159	2.3%
Bonds	(35,987)	(39,749)	3,762	9.5%
Other borrowings	(2,022)	(1,884)	(138)	-7.3%
Long-term financial position	(44,872)	(48,655)	3,783	7.8%
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB instructions	(39,880)	(40,084)	204	0.5%
Long-term financial receivables and securities	2,335	2,701	(366)	-13.6%
NET FINANCIAL DEBT	(37,545)	(37,383)	(162)	-0.4%

There are no transactions with related parties for these items.

40. Other current liabilities - €11,222 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
Payables due to customers	1,567	1,599	(32)	-2.0%
Payables due to electricity equalization funds, market operators and energy services operators	4,879	4,005	874	21.8%
Payables due to employees	459	496	(37)	-7.5%
Other tax payables	990	887	103	11.6%
Payables due to social security institutions	216	216	-	-
Contingent consideration	36	46	(10)	-21.7%
Payables for put options granted to minority shareholders	793	789	4	0.5%
Current accrued expenses and deferred income	294	285	9	3.2%
Payables for acquisition of equity investments	-	33	(33)	-
Liabilities for construction contracts	347	317	30	9.5%
Other	1,641	2,154	(513)	-23.8%
Total	11,222	10,827	395	3.6%

"Payables due to customers" include €1,066 million (€1,096 million at December 31, 2014) 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 electricity equalization funds, market operators and energy services operators" include payables arising from the application of equalization mechanisms to electricity purchases on the Italian market amounting to €3,439 million (€2,449 million at December 31, 2014) and on the Spanish market amounting to €1,392 million (€1,556 million at December 31, 2014) while the remainder regards Latin America. The increase in the item is mainly attributable to the change in the methods for determining certain rate components (A and UC) to be paid by Enel Distribuzione.

"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, 2015 includes the liability in respect of Enel Distributie Muntenia and Enel Energie Muntenia in the total amount of €778 million (unchanged on December 31, 2014).

In 2014, "payables for acquisition of equity investments" regarded the residual amounts to pay for the acquisition of a number of companies in North America.

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		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Loans and receivables	41.1.1	2,173	2,522	25,676	28,830
Available for sale financial assets	41.1.2	568	882	-	140
Financial assets held to maturity	41.1.3	117	139	1	-
Financial assets at fair value through profit or loss					
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	41.1.4	45	40	-	-
Derivative financial assets at FVTPL	41.1.5	13	5	4,456	4,930
Total financial assets at fair value through profit or loss		58	45	4,456	4,930
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	41.1.5	46	55	-	-
Cash flow hedge derivatives	41.1.5	2,284	1,275	607	570
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		2,330	1,330	607	570
TOTAL		5,546	4,918	30,750	34,470

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, 2015	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Cash and cash equivalents	30	-	-	30	10,639	13,088
Trade receivables	27	-	-	27	12,797	12,022
Short-term portion of long-term financial receivables	28	-	-	28	769	1,566
Receivables for factoring	28	-	-	28	147	177
Cash collateral	28	-	-	28	1,020	1,654
Other financial receivables	24	2,173	2,522	28	304	323
Total		2,173	2,522		26,676	28,830

Trade receivables from customers at December 31, 2015 amounted to €12,797 million (€12,022 million at December 31, 2014) and are recognized net of allowances for impairment losses, which amounted to €2,085 million at the end of the year, up from the opening balance of €1,662 million.

The table below shows impairment losses on trade receivables:

Millions of euro		
Trade receivables	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Gross value	14,882	13,884
Allowances for impairment	(2,085)	(1,662)
Net value	12,797	12,022

The table below shows changes in these allowances during the year.

Millions of euro	
Opening balance at Jan. 1, 2014	1,472
Charge for the year	864
Utilized	(529)
Unused amounts reversed	(120)
Other changes	(25)
Closing balance at Dec. 31, 2014	1,662
Opening balance at Jan. 1, 2015	1,662
Charge for the year	992
Utilized	(546)
Unused amounts reversed	(178)
Other changes	155
Closing balance at Dec. 31, 2015	2,085

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, 2015	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Equity investments in other companies	24	237	213	24	-	-
Available for sale securities	28.1	-	-	28.1	-	140
Service concession arrangements	24	631	669		-	-
Total		868	882		-	140

Changes in financial assets available for sale

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2015	882	140
Increases	129	-
Decreases	(51)	(140)
Changes in fair value through OCI	16	-
Reclassifications	85	-
Other changes	(193)	-
Closing balance at Dec. 31, 2015	868	-

41.1.3 Held to maturity financial assets

At December 31, 2015 financial assets held to maturity amounted to €117 million, down €22 million compared with the previous year. The item reports 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, 2015	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Derivatives at FVTPL	41.4	13	5	41.4	4,468	4,930
Financial investments in funds		45	40		-	-
Total financial assets designated upon initial recognition (fair value option)		45	40		-	-
TOTAL		58	45		4,468	4,930

41.1.5 Derivative financial assets

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, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Financial liabilities measured at amortized cost	41.2.1	44,872	48,655	19,663	21,796
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	41.4	41	35	4,734	4,971
Total financial liabilities at fair value through profit or loss		41	35	4,734	4,971
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	41.4	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives	41.4	1,477	2,406	775	470
Total derivative financial liabilities designated as hedging instruments		1,477	2,406	775	470
TOTAL		46,390	51,096	25,172	27,237

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, 2015	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Long-term borrowings	41	44,872	48,655	41	5,733	5,125
Short-term borrowings	41	-	-	41	2,155	3,252
Trade payables	37	-	-	37	11,775	13,419
Total		44,872	48,655		19,663	21,796

41.3 Borrowings

41.3.1 Long-term borrowings (including the current portion due within 12 months) - €50,605 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, 2015, broken down by type of borrowing and interest rate.

Millions of euro	at Dec. 31, 2015					at Dec. 31, 2014					Changes in carrying amount
	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	
Bonds:											
- listed, fixed rate	30,250	29,809	3,351	26,458	34,897	32,155	31,897	2,561	29,336	37,847	(2,088)
- listed, floating rate	4,098	4,076	1,155	2,921	4,190	5,722	5,592	1,432	4,260	5,982	(1,616)
- unlisted, fixed rate	5,479	5,436	-	5,436	6,186	4,926	4,885	-	4,885	5,808	551
- unlisted, floating rate	1,236	1,236	64	1,172	1,193	1,331	1,331	63	1,268	1,263	(95)
Total bonds	41,063	40,557	4,570	35,987	46,466	44,134	43,805	4,056	39,749	50,900	(3,248)
Bank borrowings:											
- fixed rate	1,169	1,147	137	1,010	1,256	945	926	47	879	1,170	221
- floating rate	6,555	6,529	707	5,822	6,812	6,861	6,839	708	6,131	7,026	(310)
- use of revolving credit lines	31	31	-	31	31	81	81	69	12	70	(50)
Total bank borrowings	7,755	7,707	844	6,863	8,099	7,887	7,846	824	7,022	8,266	(139)
Non-bank borrowings:											
- fixed rate	2,012	2,012	250	1,762	2,012	1,723	1,723	186	1,537	1,824	289
- floating rate	329	329	69	260	341	406	406	59	347	420	(77)
Total non-bank borrowings	2,341	2,341	319	2,022	2,353	2,129	2,129	245	1,884	2,244	212
Total fixed-rate borrowings	38,910	38,404	3,738	34,666	44,351	39,749	39,431	2,794	36,637	46,649	(1,027)
Total floating-rate borrowings	12,249	12,201	1,995	10,206	12,667	14,401	14,349	2,331	12,018	14,761	(2,148)
TOTAL	51,169	50,605	5,733	44,872	66,916	54,160	53,780	5,125	48,655	61,410	(3,176)

The balance for bonds regards, net of €808 million, the unlisted floating-rate "Special series of bonds reserved for employees 1994-2019", which the Parent Company holds in portfolio, while Enel Insurance holds bonds issued by Enel SpA totaling €15 million.

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	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2014		Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	Carrying amount	Nominal value	Carrying amount	Nominal value		
Euro	31,059	31,433	35,221	35,424	3.8%	4.1%
US dollar	9,552	9,636	8,485	8,559	6.3%	6.6%
Pound sterling	5,775	5,845	5,437	5,508	6.1%	6.2%
Colombian peso	1,358	1,358	1,663	1,663	9.5%	9.5%
Brazilian real	875	880	1,149	1,157	14.8%	15.1%
Swiss franc	534	535	606	607	3.1%	3.1%
Chilean peso/UF	445	456	458	470	10.4%	12.6%
Peruvian sol	410	410	363	363	6.3%	6.3%
Russian ruble	124	124	69	69	12.1%	12.1%
Japanese yen	240	240	237	238	2.4%	2.5%
Other currencies	233	242	92	92		
Total non-euro currencies	19,546	19,726	18,559	18,726		
TOTAL	50,605	51,159	53,780	54,150		

Long-term financial debt denominated in currencies other than the euro increased by €987 million. The change is largely attributable to new borrowing in US dollars by the companies operating in the renewable energy sector in the United States and Latin America, as well as adverse exchange differences registered during the year.

Change in the nominal value of long-term debt

Millions of euro	Nominal value at Dec. 31, 2014	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
Bonds	44,134	(4,065)	(31)	-	33	172	820	-	41,063
Bank borrowings	7,887	(1,035)	-	55	-	901	(53)	-	7,755
Other borrowings	2,129	(372)	-	160	-	401	23	-	2,341
Total financial debt	54,150	(5,472)	(31)	215	33	1,474	790	-	51,159

Compared with December 31, 2014, the nominal value of long-term debt at December 31, 2015, decreased by €2,991 million, the net effect of €5,472 million in repayments, €1,474 million in new borrowings, €790 million in exchange losses and €215 million due to the change in the scope of consolidation. The latter development essentially regarded the acquisition of a number of companies in the renewable generation sector in the United States that had previously entered into tax partnership agreements.

The main repayments in 2015 concerned bonds in the amount of €4,065 million, bank borrowings totaling €1,035 million and other borrowings for €372 million.

More specifically, the main bonds maturing in 2015 included:

- > €1,000 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel SpA, maturing in January 2015;
- > €1,300 million in respect of a floating-rate bond issued by Enel SpA, maturing in January 2015;
- > €1,195 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in June 2015;
- > the equivalent of €333 million in respect of bonds issued by a number of Latin American companies, maturing during the course of 2015.

The main repayments of bank borrowings in the year included the following:

- > €147 million in respect of floating-rate bank loans of Endesa, of which €66 million in subsidized loans;
- > €338 million in respect of repayments of subsidized loans by Enel Produzione and Enel Distribuzione;
- > the equivalent of €170 million in respect of repayments of bank loans by companies in Latin America;
- > the equivalent of €267 million in respect of repayments of loans by companies belonging to the Enel Green Power Group;
- > the equivalent of €104 million in respect of loans of Enel Russia.

The main repayments of non-bank borrowings in the year included the following:

- > the equivalent of €166 million in respect of loans in Latin America;
- > the equivalent of €124 million in respect of loans of Enel Green Power North America.

In January 2015, 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 January 2025 (the "exchange offer"). The amount repurchased (€1,429 million) and that issued (€1,462 million) generated a net cash inflow of €33 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 €4,114 million, maturing between 2016 and 2021.

The main new borrowing carried out in 2015 involved bonds in the amount of €172 million, bank borrowings of €901 million and other borrowings totaling €401 million.

The table below shows the main characteristics of financial transactions carried out in 2015:

	Issuer/grantor	Issue/grant date	Amount in millions of euro	Currency	Interest rate	Interest rate type	Maturity
Bonds:							
Local bond	EDELNOR	16/07/2015	19	PEN	6.12%	Fixed rate	16/07/2019
Local bond	Enel Russia	04/06/2015	62	RUR	12.10%	Fixed rate	31/05/2018
Local bond	Enel Russia	02/10/2015	62	RUR	12.10%	Fixed rate	29/09/2018
Total bonds			143				
Bank borrowings:							
	Enel Green Power Chile	29/01/2015	69	USD	USD LIBOR 6M + 265 bp	Floating rate	03/12/2021
	Enel Green Power Rsa	01/04/2015	11	ZAR	JIBAR 6M + 125 bp	Floating rate	30/06/2032
	Enel Green Power Rsa	01/04/2015	35	ZAR	JIBAR 6M + 270 bp	Floating rate	30/06/2022
	Enel Green Power Rsa	27/08/2015	30	EUR	EURIBOR 6M + 115 bp	Floating rate	30/06/2029
	Endesa	25/09/2015	300	EUR	EURIBOR 3M + 46.4 bp	Floating rate	25/09/2027
Total bank borrowings			445				
Non-bank borrowings:							
	Enel Green Power North America	23/12/2015	80	USD	7.50%	Fixed rate	23/12/2025
	Enel Green Power North America	18/12/2015	190	USD	7.57%	Fixed rate	18/12/2025
Total non-bank borrowings			270				

The main financing contracts finalized in 2015 include:

- > on February 11, Enel SpA renegotiated the forward starting revolving credit facility of about €9.4 billion obtained on February 11, 2013, reducing its cost and extending its term until 2020 from its original maturity of April 2018. The facility was undrawn at December 31, 2015;
- > on July 16, 2015, a €450 million credit facility was agreed between Enel SpA and UniCredit SpA with a term of 60 months, replacing the €400 million facility terminating in July 2016. The facility was undrawn at December 31, 2015;
- > during the year, Endesa renegotiated part of its credit lines for a total of €300 million.

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.

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 some cases the covenants are also binding for the significant subsidiaries of the obligated parties or for their subsidiaries.

In addition, the guarantees issued by Enel in the interest of Enel Distribuzione for certain loans to Enel Distribuzione from Cassa Depositi e Prestiti 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.

Furthermore, many of these agreements also contain cross-acceleration clauses that are triggered by specific circumstances, certain government actions, insolvency or judicial expropriation of assets.

In addition to the foregoing, a number of loans provide for early repayment in the case of a change of control over Endesa or the subsidiaries.

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, 2014					
	Initial debt structure		Impact of hedge	Debt structure after hedging	Initial debt structure		Impact of hedge	Debt structure after hedging		
	Carrying amount	Nominal amount	%		Carrying amount	Nominal amount	%			
Euro	31,059	31,433	61.4%	12,770	44,203	35,221	65.4%	11,787	47,211	87.2%
US dollar	9,552	9,636	18.8%	(8,660)	2,975	8,485	15.8%	(5,972)	2,587	4.8%
Pound sterling	5,775	5,845	11.4%	(5,845)	-	5,437	10.2%	(5,508)	-	-
Colombian peso	1,358	1,358	2.7%	57	1,415	1,663	3.1%	-	1,663	3.1%
Brazilian real	875	880	1.7%	28	908	1,149	2.1%	-	1,157	2.1%
Swiss franc	534	535	1.0%	(535)	-	606	1.1%	(607)	-	-
Chilean peso/UF	445	456	0.9%	230	685	458	0.9%	206	676	1.2%
Peruvian sol	410	410	0.8%	(58)	352	363	0.7%	-	363	0.7%
Russian ruble	124	124	0.2%	235	359	59	0.1%	332	401	0.7%
Japanese yen	240	240	0.5%	(240)	-	237	0.4%	(238)	-	-
Other currencies	233	242	0.5%	18	260	92	0.2%	-	92	0.2%
Total non-euro currencies	19,546	19,726	38.6%	(12,770)	6,956	18,559	34.6%	(11,787)	6,939	12.8%
TOTAL	50,605	51,159	100.0%	-	51,159	53,780	100.0%	-	54,150	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	2015				2014			
	Pre-hedge	%	Post-hedge	%	Pre-hedge	%	Post-hedge	%
Floating rate	14,405	27.0%	11,055	20.7%	17,856	30.8%	13,396	23.3%
Fixed rate	38,910	73.0%	42,260	79.3%	39,749	69.2%	44,009	76.7%
Total	53,315		53,315		57,405		57,405	

At December 31, 2015, 27% of financial debt was floating rate (31% at December 31, 2014). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IFRS-EU, 21% of net financial debt (23% at December 31, 2014) was exposed to interest rate risk. Including interest rate derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, 79% of net financial debt was hedged (77% hedged at December 31, 2014).

These results are in line with the limits established in the risk management policy.

41.3.2 Short-term borrowings - €2,155 million

At December 31, 2015 short-term borrowings amounted to €2,155 million, a decrease of €1,097 million on December 31, 2014. They break down as follows:

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Short-term bank borrowings	180	30	150
Commercial paper	213	2,599	(2,386)
Cash collateral and other financing on derivatives	1,698	457	1,241
Other short-term borrowings	64	166	(102)
Short-term borrowings	2,155	3,252	(1,097)

Short-term bank borrowings amounted to €180 million. The payables represented by commercial paper relate to issues outstanding at the end of December 2015 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 the \$400 million (equal to €367 million) program of Enersis.

At December 31, 2015 issues under these programs totaled €213 million, of which €96 million pertaining to Enel Finance International and €117 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	2015	
	Net gains (losses)	Of which impairment/reversal of impairment
Available for sale financial assets measured at fair value	-	
Available for sale financial assets measured at amortized cost	8	
Held to maturity financial assets	7	
Loans and receivables	149	
Financial assets at FVTPL		
Financial assets held for trading	-	
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	5	
Total financial assets at FVTPL	5	
Financial liabilities measured at amortized cost	(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 divisions/countries/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 divisions/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. 848/2012 of the European Parliament). During 2015, 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, 2015 and December 31, 2014 broken down by type of contract:

Millions of euro	Notional amount	
	2015	2014
Floating-to-fixed interest rate swaps	10,910	5,043
Fixed-to-floating interest rate swaps	853	889
Fixed-to-fixed interest rate swaps	0	100
Floating-to-floating interest rate swaps	180	180
Interest rate options	50	50
Total	11,993	6,262

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	Basis points	2015			
		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	28	(28)	-	-
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	-	-	183	(183)
Fair value hedges	25	(8)	8	-	-

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, 2015 and December 31, 2014, broken down by type of hedged item:

Millions of euro	Notional amount	
	2015	2014
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs) hedging debt denominated in currencies other than the euro	15,812	14,801
Currency forwards hedging exchange risk on commodities	4,334	4,942
Currency forwards hedging future cash flows in currencies other than the euro	4,330	3,552
Currency swaps hedging commercial paper	-	148
Currency forwards hedging loans	181	224
Other currency forwards	11	-
Total	24,668	23,667

More specifically, these include:

- > CCIRSs with a notional amount of €15,812 million to hedge the exchange risk on debt denominated in currencies other than the euro (€14,801 million at December 31, 2014);
- > currency forwards with a total notional amount of €8,664 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 (€8,494 million at December 31, 2014);

- > currency forwards with a total notional amount of €181 million used to hedge the exchange risk associated with loans in currencies other than the euro (€224 million at December 31, 2014).

At December 31, 2015 39% (35% at December 31, 2014) of Group long-term debt was denominated in a currencies other than the euro.

Taking account of hedges of exchange risk, the percentage of debt not hedged against that risk amounted to 14% at December 31, 2015 (13% at December 31, 2014).

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	Exchange rate	2015			
		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%	182	(223)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%	-	-	(1,951)	2,385
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 sum of the limits for 2015 is equal to about €39 million.

The following table reports the notional amount of outstanding transactions at December 31, 2015 and December 31, 2014, broken down by type of instrument.

Millions of euro	Notional amount	
	2015	2014
Forward and futures contracts	30,791	26,671
Swaps	5,904	9,359
Options	340	401
Embedded derivatives	-	-
Total	37,035	36,431

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 prices of gas and oil commodities. The impact on equity is almost entirely due to changes in the prices of gas and coal. The Group's exposure to changes in the prices of other commodities is not material.

Millions of euro	2015				
	Pre-tax impact on profit or loss			Pre-tax impact on equity	
	Commodity price	Increase	Decrease	Commodity price	Increase
Change in the fair value of trading derivatives on commodities	10.0%	(21)	27	-	-
Change in the fair value of derivatives on commodities designated as hedging instruments	10.0%	-	-	135	(134)

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 regional/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 2015 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, Romania, Latin America, Russia, France, North America, etc.) with a base of customers and counterparties that is highly diversified, whether geographically, sectorally (industrial companies, energy companies, enterprises in retail trade, tourism, communications, government entities, etc.) or by size (large corporate, small and medium-sized enterprises, residential customers). Through its subsidiaries, Enel has about 60 million customers or counterparties with whom it has generally granular credit exposures.

Financial assets past due but not impaired

Millions of euro	
	2015
Impaired trade receivables	2,085
Not past due and not impaired trade receivables	8,520
Past due but not impaired trade receivables:	4,277
- less than 3 months	1,696
- from 3 months to 6 months	505
- from 6 months to 12 months	588
- from 12 months to 24 months	386
- more than 24 months	1,102
Total	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, 2015		at Dec. 31, 2014	
	Expiring within one year	Expiring beyond one year	Expiring within one year	Expiring beyond one year
Committed credit lines	377	13,042	671	13,456
Uncommitted credit lines	648	-	425	-
Commercial paper	0,153	-	6,727	-
Total	10,178	13,042	7,823	13,456

Committed credit lines amounted to €13,419 million at the Group level, with €13,042 million expiring after 2016. Total available resources came to €23,220 million, of which €9,153 million in commercial paper.

In early 2015 Enel Finance International NV carried out an offer to exchange six euro-denominated bonds maturing between 2016 and 2021 with a new euro-denominated issue maturing at 10 years in the nominal amount of €1,460 million, paying a coupon of 1.966%.

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						
	Less than 3 months	From 3 months to 1 year	2017	2018	2019	2020	Beyond
Bonds:							
- listed, fixed rate	2,012	1,339	2,204	4,922	2,194	2,361	14,777
- listed, floating rate	1,056	99	324	747	217	112	1,521
- unlisted, fixed rate	-	-	1,376	-	1,500	-	2,460
- unlisted, floating rate	-	64	65	66	282	27	732
Total bonds	3,068	1,502	3,969	5,735	4,293	2,500	19,490
Bank borrowings:							
- fixed rate	5	132	129	345	79	66	391
- floating rate	150	557	534	624	608	592	3,464
- use of revolving credit lines	-	-	1	30	-	-	-
Total bank borrowings	155	689	664	999	687	658	3,855
Non-bank borrowings:							
- fixed rate	60	190	209	191	170	192	1,000
- floating rate	18	51	60	40	34	30	87
Total non-bank borrowings	78	241	278	231	204	222	1,087
TOTAL	3,301	2,432	4,911	6,965	5,184	3,380	24,432

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, 2015:

Commitments to purchase commodities	at Dec. 31, 2015	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Beyond
- electricity	48,733	18,383	9,730	8,835	13,785
- fuels	64,114	35,301	16,631	10,722	1,460
TOTAL	112,847	53,684	26,361	17,557	15,245

43. Offsetting financial assets and financial liabilities

At December 31, 2015, 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, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	888	883	46	55	15	21	-	-
Total	888	883	46	55	15	21	-	-
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	7,090	106	116	5	25	400	1	-
- on exchange rates	13,554	9,078	2,163	1,163	2,921	2,662	280	244
- on commodities	37	702	5	107	1,093	2,755	326	326
Total	20,681	9,886	2,284	1,275	4,039	5,817	607	570
Trading derivatives:								
- on interest rates	50	50	2	3	-	15	-	1
- on exchange rates	102	121	5	2	2,064	2,094	63	157
- on commodities	53	3	6	-	15,488	14,827	4,403	4,772
Total	205	174	13	5	18,552	16,936	4,466	4,930
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL ASSETS	21,784	10,843	2,343	1,335	22,606	22,774	5,073	5,500

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional amount		Fair value		Notional amount		Fair value	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	3,643	3,635	459	554	95	922	2	2
- on exchange rates	1,991	6,415	1,005	1,627	673	341	95	4
- on commodities	187	742	12	225	2,028	2,075	677	464
Total	5,821	10,792	1,477	2,406	2,796	3,338	775	470
Trading derivatives:								
- on interest rates	107	107	16	21	100	123	65	75
- on exchange rates	140	240	18	10	3,223	2,716	43	71
- on commodities	93	20	7	4	17,056	15,307	4,625	4,825
Total	340	367	41	35	20,379	18,146	4,734	4,971
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL LIABILITIES	6,161	11,159	1,518	2,441	23,175	21,484	5,509	5,441

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, 2015 and December 31, 2014, broken down by type of hedge:

Millions of euro		Fair value		Notional amount	
Hedging instrument	Hedged item	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2014	
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings	44	853	41	1,004
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	(342)	10,883	(537)	4,963
Total		(298)	11,736	(496)	5,967

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2015 and December 31, 2014, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Fair value hedge derivatives:								
- interest rate swaps	883	904	46	55	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:								
- interest rate swaps	7,115	506	117	5	3,738	4,557	(461)	(506)
Total interest rate derivatives	7,998	1,410	163	60	3,738	4,557	(461)	(506)

The notional amount of derivatives classified as hedging instruments at December 31, 2015, came to €11,736 million, with a corresponding negative fair value of €298 million.

The notional amount rose by €5,769 million. More specifically, interest rate swaps with a total value of €1,342 million expired, while new derivatives amounted to €7,491 million, of which €7,100 million associated with the pre-hedge strategy implemented in 2015 for the future refinancing of bond issues maturing between 2017 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 improvement in the fair value of €198 million mainly reflects the positive fair value of the pre-hedge transactions (€114 million) and 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, 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Beyond
Cash flow hedge derivatives on interest rates							
Positive fair value	117	1	1	(10)	169	(20)	(11)
Negative fair value	(461)	(97)	(63)	(69)	(155)	(55)	(45)

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, 2014	(1,729)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	958
Changes in fair value recognized in profit or loss	130
Closing balance at Dec. 31, 2014	(641)
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 Dec. 31, 2015	(442)

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, 2015 and December 31, 2014, broken down by type of hedged item:

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
		at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2014	
Hedging instruments:	Hedged items:				
- cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- fixed-rate borrowings	1,170	15,078	(508)	14,064
- cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- floating-rate borrowings	25	401	11	416
- cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- future cash flows denominated in foreign currencies	(102)	306	(38)	321
- currency forwards	- future commodity purchases denominated in foreign currencies	244	3,058	312	3,674
- currency forwards	- future cash flows denominated in foreign currencies	4	296	-	21
Total		1,341	19,139	(224)	18,496

Cash flow hedges and fair value hedges include:

- > CCIRSs with a notional amount of €15,078 million used to hedge the exchange risk on fixed-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a positive fair value of €1,170 million;

- > CCIRs with a notional amount of €707 million used to hedge the exchange risk on floating-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a negative fair value of €77 million;
- > currency forwards with a notional amount of €3,354 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 €248 million.

The following table reports the notional amount and fair value of foreign exchange derivatives at December 31, 2015 and December 31, 2014, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Fair value hedge derivatives:								
- CCIRs	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:								
- currency forwards	2,927	3,520	256	315	427	175	(8)	(3)
- CCIRs	13,548	8,220	2,187	1,092	2,237	6,581	(1,094)	(1,528)
Total exchange derivatives	16,475	11,740	2,443	1,407	2,664	6,756	(1,102)	(1,531)

The notional amount of CCIRs at December 31, 2015 amounted to €15,785 million (€14,801 million at December 31, 2014), an increase of €984 million. Cross currency interest rate swaps with a total value of €346 million expired, while new derivatives amounted to €109 million. The value also reflects developments in the exchange rate of the euro against the main other currencies, which cause their notional amount to increase by €1,221 million.

The notional value of currency forwards at December 31, 2015 amounted to €3,354 million (€3,695 million at December 31, 2014), a decrease of €341 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, 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Beyond
Cash flow hedge derivatives on exchange rates:							
Positive fair value	2,443	498	510	218	661	217	2,818
Negative fair value	(1,102)	(176)	(57)	(71)	(215)	(28)	(474)

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, 2014	(84)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(1,089)
Changes in fair value recognized in profit or loss	64
Closing balance at Dec. 31, 2014	(1,109)
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 Dec. 31, 2015	(614)

Commodity risk

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Cash flow hedge derivatives								
Derivatives on power:								
- swaps	79	545	10	50	86	152	(4)	(7)
- forwards/futures	56	1,149	3	95	175	348	(51)	(18)
Total derivatives on power	138	1,694	13	145	261	500	(55)	(25)
Derivatives on coal:								
- swaps	6	-	-	-	978	718	(182)	(183)
Total derivatives on coal	6	-	-	-	978	718	(182)	(183)
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	67	124	35	41	150	13	(49)	(3)
- forwards/futures	715	1,426	270	197	772	1,586	(402)	(478)
Total derivatives on gas and oil	782	1,550	305	238	922	1,599	(451)	(481)
Derivatives on CO₂:								
- forwards/futures	204	213	13	50	54	-	(1)	-
Total derivatives on CO₂	204	213	13	50	54	-	(1)	-
TOTAL DERIVATIVES ON COMMODITIES	1,130	3,457	331	433	2,215	2,817	(689)	(689)

The table reports the notional amount and fair value of derivatives hedging the price risk on commodities at December 31, 2015 and at December 31, 2014, broken down by type of hedge.

The positive fair value of cash flow hedge derivatives on commodities mainly regards hedges of gas and oil amounting to €305 million and derivatives on power and CO₂ totaling €26 million. The first category primarily regards hedges of fluctuations in the price of natural gas, for both purchases and sales, carried out for oil commodities and gas products with physical delivery (all-in-one hedges).

Cash flow hedge derivatives on commodities with a negative fair value regard derivatives on gas and oil commodities amounting to €451 million, hedges of coal purchases for the generation companies amounting to €182 million and derivatives on power amounting to €55 million.

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on commodity risk:

Millions of euro	Fair value		Distribution of expected cash flows				
	at Dec. 31, 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Beyond
Cash flow hedge derivatives on commodities:							
Positive fair value	331	325	5	1	-	-	-
Negative fair value	(689)	(677)	(12)	-	-	-	-

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, 2014	(52)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(318)
Changes in fair value recognized in profit or loss	122
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-
Closing balance at Dec. 31, 2014	(248)
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 Dec. 31, 2015	(622)

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, 2015 and December 31, 2014:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Derivatives at FVTPL								
Derivatives on interest rates:								
- interest rate swaps	50	65	2	4	157	180	(75)	(88)
- interest rate options	-	-	-	-	50	50	(6)	(8)
Derivatives on exchange rates:								
- currency forwards	2,166	2,215	68	159	3,335	2,956	(61)	(81)
- CCIRS	-	-	-	-	28	-	-	-
Derivatives on power:								
- swaps	796	1,207	73	155	714	1,611	(60)	(183)
- forwards/futures	5,995	5,391	422	480	5,879	5,456	(399)	(417)
- options	7	104	-	2	14	80	-	(6)
Total derivatives on power	6,798	6,702	495	637	6,607	7,147	(459)	(606)
Derivatives on coal:								
- swaps	673	1,527	241	187	887	1,742	(266)	(218)
- forwards/futures	76	73	14	7	24	51	(10)	(15)
- options	-	3	-	3	2	10	(7)	(23)
Total derivatives on coal	749	1,603	255	197	913	1,803	(283)	(256)
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	531	645	1,538	2,686	675	902	(1,592)	(2,747)
- forwards/futures	7,957	5,677	1,859	944	6,555	5,170	(1,974)	(924)
- options	133	99	236	278	184	102	(288)	(331)
Total derivatives on gas and oil	8,621	6,421	3,633	3,908	9,414	6,174	(3,854)	(3,902)
Derivatives on CO₂:								
- forwards/futures	165	68	21	19	161	63	(7)	(10)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on CO₂	165	68	21	19	161	63	(7)	(10)
Derivatives on other commodities:								
- swaps	8	35	5	10	54	138	(30)	(53)
- forwards/futures	-	-	-	-	-	-	-	-
- options	-	1	-	1	-	2	-	(2)
Total derivatives on other commodities	8	36	5	11	54	140	(30)	(55)
Embedded derivatives	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DERIVATIVES ON COMMODITIES	18,787	17,110	4,479	4,935	20,719	18,513	(4,775)	(5,006)

At December 31, 2015 the notional amount of trading derivatives on interest rates came to €257 million. The change in the notional compared with December 31, 2014 is attributable to the expiry of €38 million in derivatives during 2015 that, although established for hedging purposes, did not meet the

requirements for hedge accounting. The fair value of a negative €79 million improved by €13 million on the previous year, mainly due to the general decline in the yield curve.

At December 31, 2015, the notional amount of derivatives on exchange rates was €5,529 million. The increase in their notional value and the reduction in the associated net fair value of €71 million mainly reflected normal operations and developments in exchange rates. In addition, in 2015 cross-current interest rate swaps with a notional amount of €28 million were established to hedge borrowing denominated in foreign currencies, which were classified as at fair value through profit or loss as they did not meet the requirements for hedge accounting.

At December 31, 2015, the notional amount of derivatives on commodities came to €33,690 million. The fair value of trading derivatives on commodities classified as assets mainly reflects the market valuation of hedges of gas and oil amounting to €3,633 million and derivatives on power amounting to €495 million.

The fair value of trading derivatives on commodities classified as liabilities mainly regards hedges of gas and oil amounting to €3,854 million and derivatives on power amounting to €459 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 publically available price actually used on a liquid and active market.

The fair value of assets and liabilities is classified in accordance with the three-level hierarchy described below, depending on the inputs and valuation techniques used in determining their fair value:

- > Level 1, where the fair value is determined on basis of quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities that the entity can access at the measurement date;
- > Level 2, where the fair value is determined on basis of inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (such as prices) or indirectly (derived from prices);
- > Level 3, where the fair value is determined on the basis of unobservable inputs.

This note also provides detailed disclosures concerning the valuation techniques and inputs used to perform these measurements.

To that end:

- > recurring fair value measurements of assets or liabilities are those required or permitted by the IFRS in the balance sheet at the close of each period;
- > non-recurring fair value measurements are those required or permitted by the IFRS in the balance sheet in particular circumstances.

For general information or specific disclosures on the accounting treatment of these circumstances, please see note 2 "Accounting policies and measurement criteria".

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the financial statements, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those assets are classified.

Millions of euro	Non-current assets						Current assets		
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Equity investments in other companies measured at fair value	24	180	180	-	-	-	-	-	-
Service concession arrangements	24	631	-	631	-	-	-	-	-
Financial investments in funds	24.1	45	45	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	44	116	-	116	-	1	-	1	-
- on exchange rates	44	2,163	-	2,163	-	280	-	280	-
- on commodities	44	5	1	4	-	326	283	43	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	44	46	-	46	-	-	-	-	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	44	2	-	2	-	-	-	-	-
- on exchange rates	44	5	-	5	-	63	-	63	-
- on commodities	44	6	1	5	-	4,403	3,071	1,332	-
Inventories measured at fair value	26	-	-	-	-	65	65	-	-
Assets classified as held for sale	31	-	-	-	-	6,887	-	-	6,887

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.

Finally, "assets classified as held for sale" primarily regard Slovenské elektrárne, HydroDolomiti Enel and Compostilla. The associated fair value is the estimated realizable value, net of disposal prices, as determined on the basis of the documentation currently available on the sale of the company.

More specifically, in the more significant case of Slovenské elektrárne, the overall price is subject to an adjustment that will be calculated by independent experts and applied following the closing of the second phase (12 months after receiving the Trial Operation Permit for units 3 and 4 of the Mochovce nuclear power plant) on the basis of a set of parameters, including the evolution of the net financial position of Slovenské elektrárne, developments in energy prices in the Slovak market, operating efficiency levels at Slovenské elektrárne as measured against benchmarks specified in the agreement, and the enterprise value of units 3 and 4 of Mochovce.

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	Fair value	Non-current assets			Fair value	Current assets		
			Level 1	Level 2	Level 3		Level 1	Level 2	Level 3
Investment property	18	172	-	14	158	-	-	-	-
Equity investments in other companies	24	7	-	-	7	-	-	-	-
Inventories	26	-	-	-	-	68	-	-	68

The table reports investment property, equity investments in other companies and inventories measured at cost, whose fair value has been estimated at €172 million, €7 million and €68 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 decreased by €5 million compared with 2014 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	459	-	459	-	2	-	2	-
- on exchange rates	44	-	-	-	-	-	-	-	-
- on commodities	44	-	-	-	-	-	-	-	-
Trading derivatives									
- on interest rates	44	16	-	16	-	65	-	65	-
- on exchange rates	44	18	-	18	-	43	-	43	-
- on commodities	44	7	2	5	-	4,626	4,052	574	-
Contingent consideration	40	-	-	-	-	36	-	-	36
Payables for put options granted to minority shareholders	40	21	-	-	21	793	-	-	793
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	31	-	-	-	-	5,364	-	-	5,364

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 in the total amount of €778 million, determined on the basis of the exercise conditions in the associated contracts, and €36 million for the liability associated with the options on a number of Latin American companies (€21 million) and Maicor Wind (€15 million).

The "liabilities included in disposal groups classified as held for sale" mainly regard Slovenské elektrárne. The fair value is the estimated realizable value, net of disposal prices, as determined on the basis of the documentation currently available on the sale of the company.

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	41,063	39,356	1,727	-
- floating rate	41.3.1	5,383	2,237	3,146	-
Bank borrowings:					
- fixed rate	41.3.1	1,256	-	1,256	-
- floating rate	41.3.1	6,843	-	6,843	-
Non-bank borrowings:					
- fixed rate	41.3.1	2,012	-	2,012	-
- floating rate	41.3.1	341	-	341	-
Total		56,918	41,593	15,325	-

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
EMO - Energy Markets Operator	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Power Exchange Purchase of electricity on the Power Exchange for pumping and plant planning
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
Terna	Indirectly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Ancillary Services Market Purchase of transport, dispatching and metering services
Eni Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity transport services Purchase of fuels for generation plants, storage services and natural gas distribution
Finmeccanica Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of IT services and supply of goods
Italian Post Office	Fully controlled (directly) by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of postal services

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, 2015 and December 31, 2014 and carried out during the period.

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Terna	Eni	ESO	Italian Post Office	Other	Key management personnel	Total 2015	Associates and joint arrangements	Overall total 2015	Total in financial statements	% of total
Income statement													
Revenue from sales and services	-	2,468	1,190	1,503	195	37	115	-	5,508	75	5,583	73,076	7.6%
Other revenue	-	-	5	-	250	-	16	-	311	3	314	2,582	12.2%
Other financial income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	15	1,563	1.0%
Purchases of electricity, gas and fuel	3,695	1,553	130	1,404	3	-	26	-	6,877	212	7,089	37,644	18.6%
Costs for services and other materials	1	91	1,954	113	11	102	60	-	2,332	99	2,431	16,457	14.8%
Other operating expenses	3	-	3	45	-	-	3	-	54	-	54	2,654	2.0%
Net income/(expense) from commodity risk management	-	-	(24)	-	-	-	-	-	(24)	-	(24)	168	-14.3%
Other financial expense	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29	29	4,969	6.6%

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Terna	Eni	ESO	Italian Post Office	Other	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	473	116	68	5	15	-	894	43	937	12,797	7.3%
Current financial assets	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	2,331	0.1%
Other current assets	-	4	25	-	60	5	2	-	105	30	135	2,898	4.7%
Other non-current liabilities	-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	4	1,549	0.3%
Trade payables	820	373	376	184	1,256	38	27	-	2,874	37	2,911	11,775	24.7%
Other current liabilities	-	-	8	-	-	1	4	-	13	1	14	11,222	0.1%
Other information													
Guarantees issued	-	280	253	-	-	-	1	-	534	-	534	-	-
Guarantees received	-	-	-	150	-	8	27	-	185	-	185	-	-
Commitments	-	-	2	21	-	-	14	-	37	-	37	-	-

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Terna	Eni	ESO	Italian Post Office	Other	Key management personnel	Total 2014	Associates and joint arrangements	Overall total 2014	Total in financial statements	% of total
Income statement													
Revenue from sales and services	-	3,087	1,150	1,124	256	25	63	-	5,705	46	5,751	73,328	7.8%
Other revenue	-	-	4	1	353	-	5	-	363	4	367	2,463	14.9%
Other financial income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	23	1,248	1.8%
Purchases of electricity, gas and fuel	4,395	1,090	64	1,229	1	-	2	-	7,381	214	7,595	35,928	20.6%
Costs for services and other materials	-	163	1,886	77	4	119	45	-	2,295	145	2,440	17,179	14.2%
Other operating expenses	3	-	4	46	-	-	-	-	53	-	53	2,362	2.2%
Net income(expense) from commodity risk management	17	-	20	-	-	-	-	-	46	-	46	(325)	-20.4%
Other financial expense	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	28	5,540	6.5%

623/752

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 2015, 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, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Guarantees given:			
- sureties and other guarantees granted to third parties	5,701	4,304	2,397
Commitments to suppliers for:			
- electricity purchases	48,733	54,384	(5,651)
- fuel purchases	54,114	63,605	509
- various supplies	1,725	1,782	(57)
- tenders	1,905	1,785	120
- other	2,895	2,345	550
Total	119,372	123,901	(4,529)
TOTAL	126,073	128,205	(2,132)

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

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 date of the hearing for arguments before the Venice Court of Appeal has not yet been set.

Brindisi Sud thermal generation plant - Criminal proceedings against Enel employees

A criminal proceeding is under way 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. The argument phase is under way.

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.

After the filing of the findings of the new expert witnesses requested by the Court, the proceedings before the Court of Reggio Calabria were adjourned until March 31, 2016 to continue the questioning of the new expert witnesses begun on February 17, 2016. The proceedings before the Court of Vibo Valentia were adjourned until March 22, 2016 in order to hear the testimony of the final witnesses called by the other accused.

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, 2015 pending cases numbered about 18,000 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.

On the basis of that ruling, 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.

The first hearing with the parties in court was set, after a number of postponements, for July 18, 2016, to allow Cattolica to carry out additional summons.

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.

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, upheld by the Albanian Supreme Court of Appeal, 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.

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.

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 and the Court has issued no preliminary or definitive rulings so far.

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. J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an analogous order in respect of any receivables of Enel SpA.

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. Enel SpA and Enelpower, in presenting their defense, contested all aspects of the foundation of the plaintiff's case and they took all steps available to them to defend their interests.

On April 22, 2014, in response to a motion filed by Enel and Enelpower, the court revoked the previous ruling issued 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 denied the motion of Enel SpA and Enelpower SpA, confirming the jurisdiction of the New York state court, where the case is proceeding.

On June 2, 2014 Albania BEG Ambient Shpk obtained an order from the court in the Hague, based upon the preliminary injunction, freezing up to €440 million held with a number of entities and the establishment of a lien on the shares of two subsidiaries of Enel SpA in that country. Enel SpA and Enelpower SpA challenged that ruling and on July 1, 2014, the Dutch court, in granting the petition of Enel and Enelpower, provisionally determined the value of the suit at €25 million and ordered the removal of the preliminary injunction subject to the issue of a bank guarantee in the amount of €25 million by Enel and Enelpower. Enel and Enelpower have appealed this ruling.

On July 3, 2014, Albania BEG Ambient Shpk sought to obtain a second order to freeze assets. Following the hearing of August 28, 2014, the court in the Hague granted a preliminary injunction for the amount of €425 million on September 18, 2014. Enel and Enelpower have appealed this injunction. 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).

At the end of July 2014, Albania BEG Ambient Shpk filed suit in the Netherlands to render the ruling of the Albanian court enforceable in that country. At the end of January 2016, the final hearing was held and the decision will be issued on May 4, 2016.

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 Ireland had no jurisdiction. The ruling will be approved in the coming weeks. In Luxembourg, the proceeding is still under way and Enel and Enelpower are challenging the claims put forth by Albania BEG Ambient Shpk. The court has issued no ruling.

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 have 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.

Violations of Legislative Decree 231/2001

The following two cases for alleged violation of Legislative Decree 231/2001 concerning the administrative liability of legal persons are pending. One involves Enel Produzione and one involves Enel Distribuzione, for omission of accident prevention measures:

- > for an accident involving an employee of a subcontractor at the Enel Federico II plant at Brindisi in 2009, Enel Produzione has been charged with administrative liability for negligent personal injury. The trial in the court of first instance ended on March 8, 2016 with the acquittal of the Enel employees and the Company for offenses under Legislative Decree 231/2001;
- > for a fatal accident involving an employee of a subcontractor in Palermo in 2008, Enel Distribuzione has been charged with administrative liability for manslaughter. The trial is proceeding.

Red Eléctrica de España arbitration - Spain

On July 1, 2010, in compliance with legal requirements, Endesa Distribución Eléctrica ("EDE") signed a contract with Red Eléctrica de España ("REE") for the sale of assets consisting of the transmission network owned by EDE. The price was set at about €1,400 million. The contract provided for a price adjustment if remuneration decreased or increased following the liquidation carried out by the *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) by December 31, 2013.

REE's interpretation of Ministerial Order IET/2443/2013, published in December 2013, would produce a lower remuneration than that provided for in the contract and, on that basis, the company undertook an arbitration proceeding before the *Corte Civil y Mercantil de Arbitraje* (CIMA), asking for an adjustment of the sale price.

The value of the claim was subsequently quantified at €94 million. In November 2015, a settlement was reached to end the arbitration proceeding (and any possible litigation).

Basilus litigation (formerly Meridional) - Brazil

The Brazilian construction company Basilus S/A Serviço, Empreendimento y Participações (formerly Meridional) held a contract for civil works with the Brazilian company CELF (owned by the State of Rio de Janeiro), which withdrew from the contract. As part of its privatization, CELF transferred its assets to

Ampla Energia e Serviços (Ampla). In 1998, Basilus filed suit against Ampla, arguing that the transfer had infringed its rights and that it had been defrauded.

Ampla obtained favorable judgments in the courts of first and second instance. Although the second-level decision was adjudicated Basilus lodged a special appeal (*mandado de segurança*) in September 2010 asking for the adverse ruling to be overturned. That request was denied.

Subsequently Basilus lodged a new appeal with the *Tribunal Superior de Justiça*, which was denied. Basilus has appealed the decision.

The amount involved in the dispute is about R\$1,344 million (about €311 million).

CIEN litigation - Brazil

In 1998 the Brazilian company 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 and the proceedings are continuing.

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. The proceedings concerning that petition are pending.

In September 2014, the court of first instance issued a ruling against Ampla in one of the various suits noted above, levying a penalty of about R\$200,000 (about €46,000) as well as other damages to be quantified at a later stage. Ampla has appealed the ruling and the appeal is under way.

In another pending 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 as well as R\$96,465,103 (about €22 million) in pecuniary damages on the basis of an expert appraisal, plus interest. Ampla appealed the decision. The value of all the disputes is estimated at about R\$374 million (about €86 million).

Coperva litigation - Brazil

As part of the project to expand the grid in rural areas of Brazil, in 1982 Companhia Energética do Ceará SA ("Coelce"), then owned by the Brazilian government and now an Enel Group company, had entered into contracts for the use of the grids of a number of cooperatives established specifically to pursue the expansion project. The contracts provided for the payment of a monthly fee by Coelce, which was also required to maintain the networks.

Those contracts, between cooperatives established in special circumstances and the then public-sector company, do not specifically identify the grids governed by the agreements, which has prompted a number of the cooperatives to sue Coelce asking for, among other things, a revision of the fees agreed in the contracts. These actions include the suit filed by Cooperativa de Eletrificação Rural do V do Acarau Ltda (Coperva) with a value of about R\$179 million (about €42 million). Coelce was granted rulings in its favor from the court of first instance and the court of appeal, but Coperva filed a further appeal (*Embargo de Aclaración*) and a decision is pending.

El Quimbo (Colombia)

A number of legal actions ("*acciones de grupo*" and "*acciones populares*") brought by residents and fishermen in the affected area are pending with regard to the El Quimbo project for the construction of a 400 MW hydroelectric plant in the region of Huila (Colombia). More specifically, the first *acción de grupo*, currently in the preliminary stage, was brought by around 1,140 residents of the municipality of Garzón, who claim that the construction of the plant would reduce their business 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 3, 2015 CAM (the regional environmental authority) issued a measure ("*medida preventiva*") again ordering filling operations to be suspended temporarily.

In view of the technical impossibility of suspending filling operations, 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.

In September 2015, ANLA issued two reports which in general confirm that the company had fulfilled the requirements. Consequently, on September 21, 2015 the company asked the court to lift the precautionary suspension. 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).

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 337,626,840,000 Colombian pesos (about €96 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 Distributie 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.

The proceeding is under way. A hearing was held in the first week of June 2015, with the arbitration ruling expected to be issued by the end of April 2016.

On September 29, 2014, SAPE notified Enel and EIH that it had submitted a further arbitration request to the International Court of Arbitration 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 Enel Distributie Muntenia and Enel Energie Muntenia.

The proceeding is under way and a hearing is expected to be held in July 2016.

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 Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") and whose operation and maintenance, as part of the privatization of SE in 2006, had been entrusted to SE for a period of 30 years under a management agreement (the VEG Operation 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 Operation 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 court of first instance ruled in favor of SE, whereupon the PPO appealed the decision.

In parallel with the PPO action, VV also filed a number of suits, asking in particular for the voidance of the VEG Operation Agreement and for SE to pay VV the revenue from the sale of electricity generated by the plant since 2006.

SE considers the claims of VV to be unfounded and is contesting the various suits, which have been suspended pending a decision in the proceeding launched by the PPO.

On March 9, 2015, the decision of the appeals court overturned the ruling of the court of first instance and voided the contract.

SE lodged an extraordinary appeal against that decision and the 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 of the Slovak Republic

and SE, the latter is entitled to an indemnity in the event of the early termination of the VEG Operation Agreement for reasons not attributable to SE.

In April 2015, SE had also received a notice from VV demanding payment of about €490 million for alleged unjustified enrichment from the operation of the plant in 2006-2015. SE rejected the demand. Finally, VV lodged a further suit with the District Court of Bratislava seeking restitution of the fees paid by VV to SE for the transfer of the assets in the privatization. This latter proceeding has also been suspended pending the decision in the proceeding undertaken by the PPO.

Dispute between Energia XXI Energias Renováveis e Consultoria Limitada and Enel Green Power España

In 1999 Energia XXI filed for arbitration against MADE (now Enel Green Power España) for alleged losses incurred due to the early termination of an agency contract for the sale of wind generators and wind farms of Enel Green Power España in Portugal and Brazil. With its ruling of November 21, 2000, the arbitration board found that the termination of the contract by MADE was illegitimate and ordered it to pay: (i) legal costs; (ii) the fixed portion of the monthly fee for the period from July 21, 1999 (date of termination of contract) to October 9, 2000 (expiration date of the contract), equal to about €50,000; (iii) as well as lost profits to be determined in respect of contracts for at least 15 MW of capacity. Following the arbitration ruling, two civil court cases began:

- > the first appeal was lodged by MADE with the *Tribunal Judicial de Primera Instancia* asking for the arbitration ruling to be voided. The case is still pending with the court of first instance following referral by the Court of Appeal (subsequently confirmed by the Supreme Court of Appeal on September 26, 2013), which granted Enel Green Power España's appeal of the admission of briefs. Following questioning of the witnesses of the two parties, the *Tribunal Judicial de Primera Instancia* moved to the judgement stage;
- > the second appeal was lodged by Energia XXI on May 9, 2006, with the Civil Court of Lisbon, with which Energia XXI asked for Enel Green Power España to be ordered to pay the amount determined in the arbitration ruling (the losses for which Energia XXI now puts at €546 million). Enel Green Power España considers the claim to be unfounded. Acting on a petition by Enel Green Power España, the court has so far suspended the case pending resolution of the first suit.

CIS and Interporto Campano

On December 4, 2009 and August 4, 2010 Enel Green Power SpA signed, with Interporto Campano 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. Two fires subsequently broke out at those sheds: the first occurred on April 22, 2011, during the construction of the plant, while the second broke out on March 26, 2012.

Following the fires, the CIS undertook two arbitration proceedings, on November 3, 2012 and May 23, 2014, respectively, with the latter undertaken together with Interporto Campano.

In the arbitration ruling filed on January 31, 2015, the ruling of the arbitration board in the first proceeding found against the contractor as well as contributory negligence on the part of both the CIS and Enel Green Power ("EGP"), ordering EGP to pay the CIS about €2.5 million, equal to half of the damages originally admitted for indemnification. In the second arbitration proceeding, the CIS and Interporto Campano sought 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 asked for the suits to be dismissed and filed a counter-claim for damages of about €40 million. The proceeding is at a preliminary stage.

Tax litigation in Brazil

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 in favor of Ampla Investimentos e Serviços SA 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, 2015 was about €262 million.

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 and not contested by the tax authorities), which in granting the appeal of Ampla ruled that the change in the deadlines for the payment of the ICMS was unconstitutional.

The amount involved in the dispute at December 31, 2015 was about €66 million.

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 2007-2012) and Companhia Energética do Ceará (for the years 2003, 2004 and 2006-2009), challenging the deduction of ICMS in relation to the purchase of certain non-current assets. In March 2015, new assessments were issued (for 2010 and for the period from 2012 to July 2014) with a value of about €8 million. 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 €47 million at December 31, 2015.

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%. On December 2, 2014, the company appealed the initial ruling, arguing that its accounting treatment was correct. It should be noted that the accounting treatment adopted by the company was agreed with the external auditor and also confirmed by a specific legal opinion issued by a local firm specializing in corporate law.

The overall amount involved in the dispute at December 31, 2015 was about €54 million.

50. Events after the reporting period

Integration with Enel Green Power

On January 11, 2016, the Extraordinary Shareholders' Meeting of Enel SpA ("Enel") approved the partial non-proportional spin-off of Enel Green Power SpA ("EGP") into Enel (the "Spin-Off"). Prior to the Enel Meeting on the same date, the Extraordinary Shareholders' Meeting of EGP also approved the Spin-Off. More specifically, the Extraordinary Shareholders' Meeting of Enel approved, without amendment or addition, the spin-off project, which envisages:

- > the assignment by EGP to Enel of the spun-off assets, essentially represented by (i) the 100% stake held by EGP in Enel Green Power International, a Dutch holding company that holds investments in companies operating in the renewable energy sector in North, Central and South America, Europe, South Africa and India; and (ii) the assets, liabilities, contracts and other legal relationships associated with those investments; and
- > the retention by EGP of all remaining assets and liabilities other than those that are part of the spun-off assets (and thus, essentially, all Italian operations and a small number of remaining foreign investments).

Since the transaction involves a non-proportional spin-off, it envisages that:

- > shareholders of EGP other than Enel may exchange all the shares they hold in EGP with Enel shares; and
- > Enel will exchange the shares corresponding to its stake in the spun-off assets with Enel shares, which will be immediately cancelled in accordance with Article 2504-ter, paragraph 2, and Article 2506-ter, paragraph 5, of the Italian Civil Code.

The Spin-Off will be carried out on the basis of an exchange ratio of 0.486 newly issued Enel shares for each EGP share tendered for exchange, with no cash adjustment. As a result, as of the effective date of the Spin-Off, EGP will reduce its share capital by an amount equal to the value of the spun-off assets, while Enel will increase its share capital to serve the Spin-Off. Enel will issue up to 770,588,712 new shares - which will rank for dividend *pari passu* and with a par value of €1.00 each - to be assigned to minority shareholders of EGP in accordance with the exchange ratio.

The shareholders of EGP that do not approve the Spin-Off will be entitled to exercise the right of withdrawal pursuant to Article 2437, paragraph 1, letter a) of the Italian Civil Code (the "Right of Withdrawal"), or the right to have their EGP shares purchased by Enel pursuant to Article 2506-bis, paragraph 4, of the Italian Civil Code (the "Right of Sale"). The Right of Withdrawal and the Right of Sale may be exercised at the unit settlement value for EGP shares, determined in accordance with Article 2437-ter, paragraph 3, of the Italian Civil Code, which is equal to €1.780 per EGP share. At the end of the offer period, those rights had been validly exercised for 16,406,123 ordinary shares of EGP for an aggregate amount of €29.2 million. The Shares represent around 0.33% of EGP's share capital. The total value of the Shares involved is therefore below the threshold of €300 million, set as a condition for the completion of the Spin-Off.

The Shares were offered on an optional pre-emption basis to the shareholders of EGP pursuant to Article 2437-*quater* of the Italian Civil Code, from February 19, 2016 to March 21, 2016 inclusive. Enel

announced its intention to fully exercise the option right for the purchase of the Shares it is entitled to, as well as to exercise the right of pre-emption for any Shares unsold pursuant to Article 2437-*quater*, paragraph 3, of the Italian Civil Code. The effectiveness of the Right of Withdrawal and the Right of Sale and therefore the settlement procedure for the Shares, as well as the completion of the offer on an optional pre-emption basis are subject to the completion of the Spin-Off, which is expected to occur by the end of the 1st Quarter of 2016.

The Spin-Off will take statutory effect as from the last of the registrations of the Spin-Off instrument with the Rome Company Register; as from the same date, transactions involving the spun-off assets will be recognized in the Enel financial statements, with the start of accounting and tax effects. Subject to the condition precedent specified above, the closing of the Spin-Off is scheduled to take place by the end of the 1st Quarter of 2016.

Bond buy-back

On January 14, 2016, within the framework of its program to optimize its liability structure through active management of maturities and the cost of funding, Enel launched a non-binding voluntary offer to repurchase in cash up to a nominal €500,000,000 of two series of bonds previously issued by Enel itself. At the end of the offer period (January 20, 2016) Enel decided to exercise the option envisaged in the offer documentation to increase the original nominal amount involved in the buy-back and so decided to purchase:

- > a nominal €591,088,000 of bonds maturing on June 20, 2017, following the application of the allotment ratio of 92.5715%;
- > a nominal €158,919,000 of bonds maturing on June 12, 2018, following the application of the allotment ratio of 100%.

The settlement date of the offer was January 25, 2016.

Framework agreement with Bank of China and SINOSURE

On January 20, 2016, Enel, Bank of China (a leader in the Chinese banking sector as well as the most internationalized and diversified bank in China), and the China Export & Credit Insurance Corporation ("SINOSURE") signed a non-binding framework agreement to promote the development by Enel Group companies, in particular Enel Green Power, of projects on a worldwide basis with the participation of Chinese companies acting as engineering, procurement and construction contractors and/or suppliers. Under the agreement, Bank of China will provide Enel and its subsidiaries with a credit line of up to \$1 billion backed by SINOSURE. The framework agreement, which provides the main terms and conditions of the facilities that can be granted, will remain in force for a period of five years, with the possibility of extension if mutually agreed by the parties.

Enel's new corporate identity

On January 26, 2016, the Group's new corporate identity was unveiled at the headquarters of the Endesa subsidiary in Madrid. On the same occasion, the new logos of Enel Green Power and Endesa were also revealed within the context of the new identity.

The new identity represents the pursuit of the "Open Power" strategy announced last November in London on the occasion of Enel's Capital Markets. It is founded on openness as the keystone of the strategic and operational approach of the Group. More specifically, "Open Power" seeks to:

- > open access to electricity for more people;
- > open the world of energy to new technology;
- > open energy management to individuals;
- > open power to new uses;
- > open up to more partnerships.

The new brand strategy transmits the image of Enel as a modern, open, flexible, responsive utility capable of leading the energy transition. The Group has introduced a colorful new visual system – which includes the logos – that reflects the flexible and dynamic principles of “Open Power”. The new visual identity and the new logo are composed of a rich palette of color to reflect the variety of the energy spectrum, the multifaceted nature of a Group present in more than 30 countries and the growing diversification of the services we offer in a global energy system.

The brand renewal also included the unveiling of the new website Enel.com, a site focused on users and access via mobile applications. During 2016, the updating of the Group’s entire online presence will be completed.

Start-up program in Israel

On February 10, 2016, Enel announced the launch of a technological support program for start-ups in Israel, a country with such a high concentration of innovative tech companies that it boasts its own version of Silicon Valley, called Silicon Wadi. As part of the program, Enel will create a company to support start-ups, acting as a business incubator headquartered in Tel Aviv. It is scheduled to open its doors in May. Each year, up to eight start-ups will be selected from among key local companies, which will be able to benefit from a customized support program in collaboration with Enel.

One of the program’s objectives – in addition to developing individual start-ups – is to establish a presence in Israel’s innovation ecosystem, one of the most advanced in the world, leveraging venture capital funds, universities and a collaboration with the Office of the Chief Scientist of Israel’s Ministry of the Economy.

The support company will select the start-ups using open calls for projects based on Enel’s broad range of technological priorities. Once selected the start-ups will have access to Enel engineers and technology experts, who will help them develop their business and their technology, using company facilities for testing and leveraging the Group’s commercial and technological experience. Each project will receive support for at least six months.

Memorandum of understanding between architects and Enel Energia

On February 17, 2016, Enel Energia signed a memorandum of understanding with the National Council of Architects, Planners, Landscape Architects and Conservators. The memorandum is intended to promote the energy upgrading of buildings and the architectural quality of the solutions. It also seeks to foster joint policies and actions and propose legislation to raise the quality of the installation of efficient technologies, ensure environmental benefits and dignity and, at the same time, generate savings for the public. The memorandum sets out a collaborative program to encourage and develop approaches to integration and cooperation. Enel Energia will provide Italian architects with permanent ongoing training initiatives – compliant with the rules governing life-long training of the National Council of Architects – in order to keep them up to date on innovation in efficient residential technologies, their characteristics, benefits and key installation and permitting issues. The underlying principle of the agreement is that training and research are priority strategic factors for growth and progress, and so it is necessary to invest in the sector in a manner adequate to the needs of the society and economy of local communities.

Enel Green Power wins renewables tender in Peru

On February 18, 2016, Enel Green Power (“EGP”), acting through its subsidiary Enel Green Power Perú, was awarded the right to sign 20-year energy supply contracts for 126 MW wind power, 180 MW solar PV and 20 MW of hydro capacity following the renewable tender launched by the Peruvian government through the energy regulator OSINERGMIN. With 326 MW awarded in the tender, EGP will become by 2018 the main renewable player in Peru and the only company operating plants of three different renewable technologies in the country.

EGP will be investing about \$400 million in the construction of the renewables facilities, which are expected to enter into operation by 2018, in line with the investments outlined in the company's current strategic plan. The 20-year supply contracts awarded to EGP provide for the sale of specified volumes of energy generated by the plants. Nazca wind project will be built in the Marcona district, which is located in Peru's southern coastal area, more specifically in the Ica department, an area blessed by high level of wind resources. This project, with a total installed capacity of 126 MW, once up and running, will generate about 600 GWh per year, while avoiding the emission of around 370,000 metric tons of CO₂ into the atmosphere. The 180 MW Rubi photovoltaic project will be built in the Moquegua district, which is located in Peru's southern area, more specifically in the Moquegua department, an area which enjoys high levels of solar radiation. Once up and running, the solar facility will generate approximately 440 GWh per year, avoiding the emission of around 270,000 metric tons of CO₂ into the atmosphere. The hydro project Ayanunga, whose capacity amounts to an approximate 20 MW, will be built in the Monzón district, which is located in Peru's central area, more specifically in the Huánuco department. Once up and running, the hydro plant will generate annually about 140 GWh, while avoiding the emission of around 109,000 metric tons of CO₂ into the atmosphere.

Disposal of Hydro Dolomiti Enel

On February 29, 2016, the sale by the subsidiary Enel Produzione entire 49% stake in Hydro Dolomiti Enel Srl ("HDE") to Fedaia Holdings Srl ("Fedaia"), a Luxembourg-based subsidiary of Macquarie European Infrastructure Fund 4 ("MEIF4"), was completed. The price for the sale was finalized at €335.4 million, in line with the agreement signed on November 13, 2015 between Enel Produzione and Fedaia. Enel Produzione's stake in HDE was sold to the Italian company Fedaia Investments Srl, which was designated as the purchaser by Fedaia and is also controlled by MEIF4. The completion of the transaction follows clearance from the EU antitrust authority, which was the final outstanding condition precedent provided for in the sale agreement.

Separate financial statements of Enel SpA at December 31, 2015

Income Statement

Euro		Notes			
		2015		2014	
			of which with related parties		of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	4 a	237,437,374	237,707,512	244,732,151	244,563,410
Other revenue and income	4 b	7,705,720	8,409,403	920,520	92,914
	[Subtotal]	245,143,094		245,652,671	
Costs					
Consumables	5 a	1,570,902		1,426,297	
Services, leases and rentals	5 b	199,160,903	72,721,157	184,864,554	57,599,240
Personnel	5 c	175,679,876		119,589,202	(32,288)
Depreciation, amortization and impairment losses	5 d	327,066,874		543,329,226	
Other operating expenses	5 e	23,773,659	272,708	19,256,153	(317,979)
	[Subtotal]	727,252,274		868,465,432	
Operating income		(482,109,180)		(622,812,761)	
Income from equity investments	6	2,024,387,668	2,024,387,668	1,818,272,847	1,818,272,847
Financial income from derivatives	7	3,357,787,018	499,950,787	2,190,314,832	459,596,620
Other financial income	8	177,252,784	160,415,399	221,643,785	194,191,141
Financial expense from derivatives	7	3,024,073,367	2,248,211,467	1,954,373,400	1,169,367,271
Other financial expense	8	1,243,796,482	1,353,550	1,377,093,325	3,142,675
	[Subtotal]	1,291,557,621		898,764,739	
Income before taxes		809,448,441		275,951,978	
Income taxes	9	(201,206,056)		(282,250,536)	
NET INCOME FOR THE YEAR		1,010,654,499		558,202,514	

Statement of Comprehensive Income

Euro	Notes	2015	2014
Net income for the year		1,010,654,499	558,202,514
Other comprehensive income recyclable to profit or loss			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		55,191,519	(73,365,668)
Income(Loss) recognized directly in equity recyclable to profit or loss		55,191,519	(73,365,668)
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss			
Remeasurements of employee benefit liabilities		(5,262,322)	7,140,604
Income(Loss) recognized directly in equity not recyclable to profit or loss		(5,262,322)	7,140,604
Income(Loss) recognized directly in equity	22	48,929,197	(66,225,064)
TOTAL COMPREHENSIVE INCOME/(LOSS) FOR THE PERIOD		1,059,583,696	491,977,450

Balance Sheet

Euro		Notes	
ASSETS		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
		of which with related parties	of which with related parties
Non-current assets			
Property, plant and equipment	10	7,318,430	7,785,187
Intangible assets	11	13,979,194	11,405,854
Deferred tax assets	12	372,601,084	382,572,824
Equity investments	13	38,984,404,315	38,754,068,086
Derivatives	14	2,590,475,105	317,479,879
Other non-current financial assets	15	107,178,537	71,448,713
Other non-current assets	16	409,088,037	164,342,076
	(Total)	42,485,044,702	41,748,286,351
Current assets			
Trade receivables	17	283,402,770	277,741,015
Tax receivables	18	319,245,633	624,614,245
Derivatives	14	298,808,858	25,645,428
Other current financial assets	19	3,402,558,948	3,130,256,153
Other current assets	20	459,912,939	421,632,813
Cash and cash equivalents	21	5,925,363,202	6,972,042,465
	(Total)	10,689,292,350	13,292,758,073
TOTAL ASSETS		53,174,337,052	55,041,044,424

Euro		Notes	
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
		of which with related parties	of which with related parties
Shareholders' equity			
Share capital		9,403,357,795	9,403,357,795
Reserves		9,162,506,050	9,113,576,853
Retained earnings (loss carried forward)		5,303,025,796	6,061,293,373
Profit for the period		1,010,654,499	558,202,514
TOTAL SHAREHOLDERS' EQUITY	22	24,879,544,140	25,136,430,535
Non-current liabilities			
Long-term borrowings	23	14,502,714,348	17,287,754,222
Employee benefits	24	290,995,396	301,792,836
Provisions for risks and charges	25	53,892,853	16,242,515
Deferred tax liabilities	12	290,738,493	251,979,935
Derivatives	14	2,716,865,899	1,364,781,681
Other non-current liabilities	26	243,205,378	242,742,934
	<i>[Subtotal]</i>	18,098,412,367	20,628,351,610
Current liabilities			
Short-term borrowings	23	4,914,568,035	3,243,027,360
Current portion of long-term borrowings	23	3,061,764,326	2,362,593,688
Trade payables	27	164,019,523	59,244,803
Derivatives	14	368,838,872	275,854,022
Other current financial liabilities	28	642,802,743	83,534,943
Other current liabilities	30	1,046,387,046	354,456,409
	<i>[Subtotal]</i>	10,196,380,545	9,276,262,279
TOTAL LIABILITIES		28,294,792,912	29,904,613,889
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		53,174,337,052	55,041,044,424

Statement of Changes in Shareholders' Equity

Share capital and reserves (Note 22)									
Euro	Share capital	Share premium reserve	Legal reserve	Reserve pursuant to Law 202/1993	Other sundry reserves	Reserve from remeasurement of net employee benefit liabilities/(assets)	Reserve from measurement of financial instruments	Retained earnings/(loss carried forward)	Total shareholders' equity
At January 1, 2014	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,241,934	(16,800,984)	(269,825,692)	5,911,368,935	25,866,887,657
Other changes	-	-	-	-	1,942	-	-	-	1,942
Allocation of 2013 net income:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- dividends	-	-	-	-	-	-	-	(1,222,436,514)	(1,222,436,514)
- legal reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	149,924,438	(149,924,438)
Comprehensive income for the year:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- income/(loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	-	7,140,604	(73,365,609)	-	(66,225,004)
- net income for the year	-	-	-	-	-	-	-	558,202,514	558,202,514
At December 31, 2014	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(9,660,380)	(333,191,360)	6,061,293,373	25,136,430,535
At January 1, 2015	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(9,660,380)	(333,191,360)	6,061,293,373	25,136,430,535
Other changes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Allocation of 2014 net income:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- dividends	-	-	-	-	-	-	-	(846,302,202)	(846,302,202)
- legal reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	88,034,625	(88,034,625)
Comprehensive income for the year:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- income/(loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	-	(6,202,322)	55,191,519	-	48,989,197
- net income for the year	-	-	-	-	-	-	-	1,010,654,499	1,010,654,499
Total at December 31, 2015	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(15,830,702)	(277,999,841)	5,303,025,756	24,879,544,140

Statement of Cash Flows

Euro		Notes	
		2015	2014
			of which with related parties
Income before taxes		809,448,441	275,951,978
Adjustments for:			
Amortization and impairment losses of intangible assets and property, plant and equipment	5.d	12,603,102	11,703,889
Exchange rate adjustments of foreign currency assets and liabilities		274,383,043	287,123,443
Accruals to provisions		49,937,771	24,534,294
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	(2,024,387,668)	(2,024,387,668)
Net financial (income)/expense		452,404,251	1,589,198,831
(Gains)/Losses from disposals and other non- monetary items		314,602,481	535,184,427
Cash flows from operating activities before changes in net current assets		(111,008,579)	(60,134,357)
Increase/(Decrease) in provisions		(28,744,537)	(55,266,390)
(Increase)/Decrease in trade receivables	17	(151,458,645)	(150,839,951)
(Increase)/Decrease in financial and non- financial assets/liabilities		402,341,325	(414,927,710)
Increase/(Decrease) in trade payables	27	25,246,436	4,713,798
Interest income and other financial income collected		1,778,925,604	827,993,050
Interest expense and other financial expense paid		(2,528,964,520)	(764,118,403)
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	2,024,387,668	2,024,387,668
Income taxes paid (consolidated taxation mechanism)		(348,876,817)	(246,793,145)
Cash flows from operating activities (a)		1,061,847,935	925,766,422
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	10-11	(14,699,685)	(14,419,589)
Disposals of property, plant and equipment and intangible assets	10-11	-	-
Investments in entities	13	(546,800,000)	(546,800,000)
Disposals of equity investments	13	1,861,291	1,861,291
Cash flows from investing/disinvesting activities (b)		(559,638,394)	(11,140,364)
Financial debt (new long-term borrowing)	23	-	1,602,264,514
Financial debt (repayments and other net changes)	23	(2,394,106,607)	(1,103,409,596)
Net change in long-term financial payables/(receivables)		(346,634,658)	45,540,653
Net change in short-term financial payables/(receivables)		2,508,323,348	(15,837,605)
Dividends paid	22	(1,316,470,887)	(1,222,435,833)
Cash flows from financing activities (c)		(1,548,888,804)	2,934,524,612
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c)		(1,046,679,263)	3,849,150,670
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	21	6,972,042,465	3,122,891,795
Cash and cash equivalents at the end of the year	21	5,925,363,202	6,972,042,465

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 Generation;
- > **Global service functions**, which are responsible at the Group level for coordinating all information technology and purchasing activities:
 - Global Purchasing;
 - Global ICT.

Enel SpA performs, both directly and through the subsidiary Enel Finance International NV, a centralized treasury function for the Group (with the exception of the Endesa and Enersis Groups), thereby ensuring that the companies have access to the money and capital markets. Furthermore, the Company, directly and through Enel Insurance NV, provides insurance coverage.

As the Parent Company, Enel SpA has prepared the consolidated financial statements of the Enel Group for the year ending December 31, 2015, 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 22, 2016, the Board authorized the publication of these financial statements at December 31, 2015.

These financial statements have undergone statutory auditing by Reconta Ernst & Young SpA.

Basis of presentation

The separate financial statements for the year ended December 31, 2015 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 and associated companies.

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.

Equity investments in subsidiaries and associates 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 - €237 million

"Revenue from sales and services" is comprised of:

Millions of euro

	2015	2014	Change
Services			
Group companies	237	245	(8)
Non-Group counterparties	-	-	-
Total revenue from sales and services	237	245	(8)

Revenue from "services" amounted to €237 million and essentially regard 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, which is affected by the new organizational structure of the Group and the new remuneration system of the Parent Company, decreased by €8 million compared with the previous year, mainly due to a reduction in management fees and technical fees charged to certain Group companies, partly offset by an increase in revenue from communication activities.

"Revenue from sales and services" breaks down by geographical area as follows:

- > €179 million in Italy (€206 million in 2014);
- > €30 million in the European Union (€34 million in 2014);
- > €8 million in non-EU Europe (€5 million in 2014);
- > €20 million in other countries (none in 2014).

4.b Other revenue and income - €8 million

"Other revenue and income" came to €8 million in 2015, mainly regarding seconded personnel, up €7 million from the previous year (€1 million in 2014).

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 - €199 million

Costs for "services, leases and rentals" break down as follows:

Millions of euro

	2015	2014	Change
Services	182	170	12
Leases and rentals	17	15	2
Total services, leases and rentals	199	185	14

Costs for "services", totaling €182 million, concerned costs for services provided by third parties in the amount of €124 million (€126 million in 2014) and services provided by Group companies totaling €57 million (€44 million in 2014). More specifically, the decrease in costs for services provided by third parties, equal to €2 million, is mainly attributable to the decline in advertising, communication and print campaign expenses 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 €13 million, mainly due to higher costs incurred in respect of IT services and training provided by Enel Italia Srl, and the increase in costs with Enel Iberoamérica SL for seconded personnel performing global service activities.

Costs for "leases and rentals" mainly comprise costs for leasing assets from the subsidiary Enel Servizi Srl. They increased by €1 million compared with the previous year, essentially due to higher costs in respect of third parties for vehicle leases and costs for rental and leasing of buildings owned by the subsidiary Enel Italia Srl.

5.c Personnel - €176 million

Personnel costs break down as follows:

Millions of euro

	Notes	2015	2014	Change
Wages and salaries		97	71	26
Social security costs		30	24	6
Post-employment benefits	24	(4)	5	(9)
Other long-term benefits	24	11	9	2
Other costs and other incentive plans	25	42	11	31
Total		176	120	56

"Personnel" costs amounted to €176 million, an increase of €56 million compared with 2014, essentially the result of the rise in "wages and salaries" and the related social security costs (totaling €32 million, essentially attributable to the increase in the workforce), the increase in costs for the new agreements for voluntary termination benefits under Article 4 of the Fornero Act (€31 million), and a decrease in other costs connected with the termination of the collective rules on electricity discounts, with the extinguishment and reversal of the associated provision as of December 31, 2015 (€10 million).

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 €5 million for 2015, an increase of €1 million compared with 2014 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, 2015.

	Average number			Headcount
	2015	2014	Change	at Dec. 31, 2015
Senior managers	212	100	112	211
Middle managers	549	384	165	548
Office staff	337	306	31	339
Total	1,098	790	308	1,098

5.d Depreciation, amortization and impairment losses - €327 million

Millions of euro

	2015	2014	Change
Depreciation	3	3	-
Amortization	9	9	-
Impairment losses	315	531	(216)
Total	327	543	(216)

"Depreciation, amortization and impairment losses", amounting to €327 million (€543 million in 2014), decreased by €216 million compared with the previous year. More specifically, amortization and depreciation totaled €12 million, unchanged compared with 2014.

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), while in 2014 they included impairment of €531 million on the investments in Enel Produzione SpA (€512 million) and Enel Ingegneria e Ricerca SpA (€19 million).

For more information on the criteria adopted in determining those losses, please see note 13 below.

5.e Other operating expenses - €24 million

"Other operating expenses" amounted to €24 million, up €5 million on the previous year, mainly due to the provision of €3 million for the compensation to be following the elimination of the electricity discount benefit for retired employees. The provision was established as at December 31, 2015, following the termination, as from January 1, 2016, of the agreement on rate subsidies granted to retired employees and their survivors.

Operating income amounted to a negative €482 million, an improvement of €141 million compared with the previous year, essentially due to the effect of the recognition in 2014 of greater impairment losses on equity investments in the amount of €216 million and greater higher costs in 2015 for personnel (€56 million) and rentals and leases (€14 million).

6. Income from equity investments - €2,024 million

Income from equity investments, amounting to €2,024 million, entirely collected in 2015, regards dividends approved by the shareholders' meetings of the subsidiaries and associates (€1,545 million) and the special dividend distributed by Enel Iberoamérica SL (€479 million).

Millions of euro			
	2015	2014	Change
Dividends from subsidiaries and associates	2,023	1,818	205
Enel Produzione SpA	-	223	(223)
Enel Distribuzione SpA	1,245	1,373	(128)
Enelpower SpA	-	1	(1)
Enel Factor SpA	-	3	(3)
Enel Italia Srl	9	7	2
Enel Energia SpA	159	16	143
Enel Servizio Elettrico SpA	-	85	(85)
Enel Green Power SpA	109	109	-
Enel Iberoamérica SL	500	-	500
CESI SpA	1	1	-
Dividend from other entities	1	-	1
Emittenti Titoli SpA	1	-	1
Total	2,024	1,818	206

7. Net financial income/(expense) from derivatives- €334 million

This item breaks down as follows.

Millions of euro			
	2015	2014	Change
Income from derivatives			
- on behalf of Group companies:	2,813	1,726	1,087
income from derivatives at fair value through profit or loss	2,813	1,726	1,087
- on behalf of Enel SpA:	545	464	81
income from fair value hedge derivatives	33	39	(6)
income from cash flow hedge derivatives	435	415	20
income from derivatives at fair value through profit or loss	77	10	67
Total income from derivatives	3,358	2,190	1,168
Expense on derivatives			
- on behalf of Group companies:	2,824	1,737	1,087
expense on derivatives at fair value through profit or loss	2,824	1,737	1,087
- on behalf of Enel SpA:	200	217	(17)
expense on fair value hedge derivatives	27	-	27
expense on cash flow hedge derivatives	102	167	(65)
expense on derivatives at fair value through profit or loss	71	50	21
Total expense from derivatives	3,024	1,954	1,070
TOTAL NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	334	236	98

Net income from derivatives amounted to €334 million (€236 million in 2014) and essentially reflects the net income from derivatives entered into on behalf of Enel SpA.

The increase of €98 million over 2014 reflected the combined effect of a decrease in net financial expense on cash flow hedge derivatives (€85 million), an increase in net financial income on derivatives at fair value through profit or loss (€46 million) and higher net expense on fair value hedge derivatives (€33 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) - €(1,066) million

This item breaks down as follows.

Millions of euro	2015	2014	Change
Other financial income			
Interest income at the effective interest rate			
Interest income at effective interest rate on long-term financial assets	5	6	(1)
Interest income at effective interest rate on short-term financial assets	155	206	(51)
Total	160	212	(52)
Positive exchange rate differences	5	10	(5)
Income on fair value hedges - post hedge adjustment	4	-	4
Other income	8	-	8
Total other financial income	177	222	(45)
Other financial expense			
Interest expense			
Interest expense on bank borrowings	25	67	(42)
Interest expense on bonds	930	968	(38)
Interest expense on other borrowings	1	3	(2)
Total	956	1,038	(82)
Negative exchange rate differences	279	293	(14)
Interest expense on post-employment and other employee benefits	6	9	(3)
Fair value hedge charges - adjustment of hedged items	-	26	(26)
Other financial expense	2	11	(9)
Total other financial expense	1,243	1,377	(134)
TOTAL OTHER NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	(1,066)	(1,155)	89

Net other financial expense amounted to €1,066 million, mainly reflecting the interest expense on borrowings (€956 million) and negative exchange rate differences (€279 million), partly offset by short and long-term interest income (totaling €160 million). The decrease in net financial expense of €89 million over 2014 was primarily caused by a reduction in interest expense on financial debt (€82 million) and mainly reflects changes in debt during the year.

9. Income taxes - €(201) million

Millions of euro	2015	2014	Change
Current taxes	(197)	(299)	102
Deferred tax income	(2)	8	(10)
Deferred tax expense	(2)	9	(11)
Total	(201)	(282)	81

Income taxes for 2015 showed a creditor position of €201 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 difference of €81 million on the previous year reflected both the difference between the two years in the amount of dividends received from subsidiaries and the writedown of equity investments meeting the requirements under Article 87 of the Uniform Income Tax Code.

The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate.

Millions of euro

	2015	% rate	2014	% rate
Income before taxes	510		276	
Theoretical corporate income taxes (IRES) (27.5%)	223	27.5%	76	27.5%
Tax decreases:				
- dividends from equity investments	(529)	-65.3%	(475)	-172.1%
- prior-year writedowns	(10)	-1.2%	(14)	-5.1%
- other	(11)	-1.4%	(22)	-8.0%
Tax increases:				
- writedowns for the year	86	10.6%	152	55.1%
- accruals to provisions	17	2.1%	10	3.6%
- prior-year expense	2	0.2%	3	1.1%
- other	32	4.0%	3	1.1%
Total current income taxes (IRES)	(190)	-23.5%	(267)	-96.7%
IRAP	-	-	-	-
Difference on estimated income taxes from prior years	(7)	-0.9%	(32)	-11.6%
Total deferred tax items	(4)	-0.5%	17	6.2%
- of which impact of change in tax rate	7		-	
- of which changes for the year	(11)		9	
- of which changes in estimates for previous years	-		8	
TOTAL INCOME TAXES	(201)	-24.8%	(282)	-102.2%

Information on the Balance Sheet

Assets

10. Property, plant and equipment - €7 million

Developments in property, plant and equipment for 2014 and 2015 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	31	62
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(25)	(53)
Balance at Dec. 31, 2013	1	1	-	-	1	6	9
Capital expenditure	-	-	-	-	-	2	2
Depreciation	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Total changes	-	-	-	-	-	(1)	(1)
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

"Property, plant and equipment" totaled €7 million, a decrease of €1 million compared with the previous year, essentially attributable to the negative net balance between capital expenditure during the year (€2 million) and depreciation for the period (€3 million). "Leasehold improvements" mainly regard the renovation and safety work on an number of buildings housing Enel SpA's headquarters.

11. Intangible assets - €14 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, 2013	10	1	11
Capital expenditure	-	9	9
Assets entering service	9	(9)	-
Amortization	(9)	-	(9)
Total changes	-	-	-
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

"Industrial patents and intellectual property rights" 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 increased by €3 million as compared with the previous year, essentially attributable to assets entering service (€13 million) and amortization for the year (€9 million). Assets entering service essentially relate to software systems to manage consolidated and global reporting, risk and centralized finance systems.

12. Deferred tax assets and liabilities - €373 million and €291 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, 2014	Increase/(Decrease) taken to income statement	Increase/(Decrease) taken to equity	Other changes	at Dec. 31, 2015
	Total				Total
Deferred tax assets					
Nature of temporary differences:					
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses	28	1	-	(21)	8
- derivatives	314	-	(13)	-	301
- other items	41	1	1	21	64
Total	383	2	(12)	-	373
Deferred tax liabilities					
Nature of temporary differences:					
- measurement of financial instruments	243	-	41	-	284
- other items	9	(2)	-	-	7
Total	252	(2)	41	-	291
Excess net deferred IRES tax assets after any offsetting	172				136
Excess net deferred IRAP tax liabilities after any offsetting	(41)				(64)

"Deferred tax assets" totaled €373 million (€383 million at December 31, 2014), a decrease of €10 million compared with the previous year, mainly attributable to lower deferred tax assets in respect of the fair value measurement of cash flow hedges (€13 million) and to an increase in deferred tax assets associated with accruals to provisions for risks and charges and other items (€3 million, of which €2 million recognized in profit or loss and €1 million in equity).

Deferred tax liabilities" totaled €291 million, an increase of €39 million (€252 million at December 31, 2014), due largely to deferred taxes in respect of the fair value measurement of cash flow hedges (€41 million).

The amount of deferred tax assets and liabilities was determined by applying the rates of 27.5% for IRES for provisions and reversals expected for 2016, while provisions that refer to periods after 2016, as provided for by law, the rate was adjusted to 24.0% (the effect of the change in the rate led to the reversal of a total of €10 million from equity and of €7 million from profit or loss). In addition, deferred tax liabilities only also included the rate of 5.57% for IRAP (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 - €38,984 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 changes - IFRIC 11 and IFRS 2 at Dec. 31, 2014	Carrying amount	% holding	Capital contributions and loss coverage	Changes in 2015			Value adjustments	Balance	Original cost	(Withdrawn)/ Revaluations	Other changes - IFRIC 11 and IFRS 2	Carrying amount	% holding
							Acquisitions/(Disposals/ (Settlements)/(Retirements))	Formations/(Contributions (+/-) Mergers (+/-) (Disamalgams))	Value adjustments							
A) Subsidiaries																
Enel Produzione SpA	4,892	(512)	-	4,384	100.0	-	-	-	-	-	-	4,892	(512)	4	4,384	100.0
Enel Energia e Ricerca SpA	48	(16)	-	32	100.0	40	-	-	-	(65)	(25)	86	(84)	1	3	100.0
Enel Distribuzione SpA	4,054	-	2	4,056	100.0	-	-	-	-	-	-	4,054	-	2	4,056	100.0
Enel Servizi Elettrici SpA	110	-	-	110	100.0	-	-	-	-	-	-	110	-	-	110	100.0
Enel Trade SpA	901	-	1	902	100.0	500	-	-	-	(250)	250	1,401	(250)	1	1,152	100.0
Enel Green Power SpA	3,640	-	2	3,642	68.3	-	-	-	-	-	-	3,640	-	2	3,642	68.3
Enel Investment Holding BV	8,498	(4,473)	-	4,025	100.0	-	-	-	-	-	-	8,498	(4,473)	-	4,025	100.0
Enispower SpA	189	(159)	-	30	100.0	-	-	-	-	-	-	189	(159)	-	30	100.0
Enel Open Fiber SpA	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	5	-	-	-	5	100.0
Enel Energia SpA	1,321	(8)	-	1,313	100.0	-	-	-	-	-	-	1,321	(8)	-	1,313	100.0
Enel Benelux SpA	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)	3	487	100.0	-	-	-	-	-	-	525	(41)	3	487	100.0
Enel NewHydro Srl	70	(54)	-	16	100.0	-	-	-	-	-	-	70	(54)	-	16	100.0
Enel France International NV	1,414	-	-	1,414	100.0	-	-	-	-	-	-	1,414	-	-	1,414	100.0
Enel Oil & Gas SpA	-	-	-	-	100.0	2	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	43,983	(8,266)	13	38,730		642	(2)	5	(216)	230		44,528	(8,581)	13	38,969	
C) Associates																
CEST SpA	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7
Total	23	-	-	23		-	-	-	-	-	-	23	-	-	23	
D) Other companies																
Enogas SA	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4.3
Enidiret Fint SpA	1	-	-	1	10.0	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	10.0
Eniscilla SpA	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0
Total	6	(5)	-	1		-	-	-	-	-	-	6	(5)	-	1	
TOTAL	44,012	(8,271)	13	38,754		642	(2)	5	(216)	230		44,557	(8,586)	13	38,964	

The table below reports changes in equity investments in 2015:

Millions of euro	
Increases	
Recapitalization of Enel Oil & Gas SpA	2
Recapitalization of Enel Trade SpA	500
Recapitalization of Enel Ingegneria e Ricerca SpA	40
Formation of Enel Open Fiber SpA	5
Total	547
Decreases	
Disposal to Enel Trade SpA of interest held in Enel Oil & Gas SpA	(2)
Writedown of equity investment in Enel Ingegneria e Ricerca SpA	(65)
Writedown of equity investment in Enel Trade SpA	(250)
Total	(317)
NET CHANGE	230

The net increase in the value of equity investments in subsidiaries, associates and other companies, equal to €230 million, is attributable to:

- > the recapitalization of Enel Oil & Gas SpA in January in the amount of €2 million, allocated to "Other reserves", in order to enable the company to meet its operational and financial requirements. In November, the investment was sold to Enel Trade SpA for €2 million, corresponding to the value of the company's equity;
- > the recapitalization on December 4, 2015, of the subsidiary Enel Trade SpA through the waiver of part of the financial receivable due from that company on the intercompany current account in the amount of €500 million, which was allocated to an available equity reserve;
- > the recapitalization, on December 15, 2015, of the subsidiary Enel Ingegneria e Ricerca SpA through the waiver of part of the financial receivable due from that company on the intercompany current account in the amount of €40 million, which was allocated to an available equity reserve;
- > the formation, on December 21, 2015, with the payment of share capital of €5 million wholly owned by Enel SpA, of Enel Open Fiber SpA, created to develop high-speed ultra-wide band fiber optic electronic communications networks;
- > the writedown of €65 million on the interest held in Enel Ingegneria e Ricerca SpA to take account of losses caused by the contraction in operating activities due to a reduction in the Group's investments in conventional generation and the provision associated with the union agreement on the application of Article 4 of Law 92/2012 (the Fornero Act);
- > the writedown of the equity investment in Enel Trade SpA, in the amount of €250 million, to take account of the losses posted by the company, connected with developments in the energy commodity market and in the upstream business. That impairment loss led to the adjustment of the carrying amount of the investment to the value produced in the impairment test, which was conducted using the discounted cash flow approach. Accordingly, although that value still exceeds the book equity value of the subsidiary, the results of the test confirm that it is fully recoverable.

The following table reports the main assumptions used in determining the impairment losses of Enel Ingegneria e Ricerca SpA and Enel Trade SpA.

Millions of euro	Original cost	Growth rate ⁽¹⁾	Discount rate pre-tax WACC ⁽²⁾	Explicit period of cash flows	Terminal value ⁽³⁾
at Dec. 31, 2015					
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	68	2.00%	9.25%	5 years	Perpetuity
Enel Trade SpA	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 2016-2020 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;
- > for subsequent years, taking account of 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

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, 2015.

	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	4,244	330	100.0	4,384
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Rome	Euro	30,000,000	29	(37)	100.0	3
Enel Distribuzione SpA	Rome	Euro	2,600,000,000	4,730	1,613	100.0	4,056
Enel Servizio Elettrico SpA	Rome	Euro	10,000,000	69	(29)	100.0	110
Enel Trade SpA	Rome	Euro	90,885,000	480	(255)	100.0	1,152
Enel Green Power SpA ⁽¹⁾	Rome	Euro	1,000,000,000	9,630	264	68.3	3,642
Enel Investment Holding BV ⁽²⁾	Amsterdam	Euro	1,593,050,000	4,245	(593)	100.0	4,025
Enelpower SpA	Milan	Euro	2,000,000	30	-	100.0	30
Enel Open Fiber SpA	Rome	Euro	5,000,000	5	-	100.0	5
Enel Energia SpA	Rome	Euro	302,039	1,785	395	100.0	1,313
Enel Iberoamérica SL	Madrid	Euro	500,000,000	23,482	435	100.0	18,300
Enel Factor SpA	Rome	Euro	12,500,000	52	4	100.0	18
Enel Sole Srl	Rome	Euro	4,600,000	63	8	100.0	5
Enel Italia Srl	Rome	Euro	50,000,000	388	(22)	100.0	487
Enel NewHydro Srl	Rome	Euro	1,000,000	19	1	100.0	16
Enel Finance International NV	Amsterdam	Euro	1,478,810,370	1,486	31	100.0	1,414
C) Associates							
CESI SpA	Milan	Euro	8,550,000	101	9	42.7	23
D) Other companies							
Elcogas SA ⁽²⁾	Puertollano	Euro	809,890	(79)	(68)	4.3	-
Emittenti Titoli SpA ⁽²⁾	Milan	Euro	4,264,000	16	10	10.0	1
Idrosicilia SpA ⁽²⁾	Milan	Euro	22,520,000	43	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, 2014.

The carrying amounts of the equity investments in Enel Produzione SpA, Enel Italia Srl, Enel Servizio Elettrico SpA and Enel Trade SpA, are considered to be recoverable even though they individually exceed the respective shareholders' equity at December 31, 2015. 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 Produzione it is due essentially to decline in the fair value of a number of balance sheet items that are reflected in shareholders' equity;
- > as to Enel Italia Srl and Enel Servizio Elettrico SpA, it is attributable to the retroactive application of "IAS 19 - Employee benefits" in 2013, which involved the recognition of net actuarial losses and that necessarily had an 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 regards the subsidiary Enel Investment Holding BV, despite equity exceeding the book equity of the company, it was nevertheless thought appropriate to conduct an impairment test at December 31, 2015, essentially owing to the adverse performance of the controlling stake that it holds in Enel Russia, a company operating in the thermal generation sector, for which an impairment loss was recognized during the year.

"Equity investments in other companies" at December 31, 2015 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 has been in liquidation.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Equity investments in unlisted companies measured at cost	1	1
Elcogas SA	-	-
Emitenti Titoli SpA	1	1
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivatives - €2,591 million, €299 million, €2,717 million, €367 million

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Derivative financial assets	2,591	1,979	299	280
Derivative financial liabilities	2,717	2,484	367	359

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 - €107 million

The aggregate is composed of the following:

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Prepaid expenses		30	25	5
Other non-current financial assets included in net financial debt	15.1	77	121	(44)
Total		107	146	(39)

"Prepaid expenses" are 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 net financial debt - €77 million

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Financial receivables				
Due from subsidiaries	31.1.1	72	117	(45)
Other financial receivables		5	4	1
Total		77	121	(44)

"Financial receivables due from subsidiaries", amounting to €72 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. The decrease of €45 million is attributable to the reclassification under other current financial assets of the portion of receivables falling due within 12 months.

16. Other non-current assets - €409 million

This item can be broken down as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Tax receivables	244	290	(46)
Receivable from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities	162	173	(11)
Other long-term receivables	3	4	(1)
Total	409	467	(58)

"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 €46 million over the previous year due to the partial reimbursement of €39 million in respect of the installments for 2004-2007 and the recalculation of the value of the receivable for interest following the reimbursement from the Revenue Agency.

The item "receivable from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities" in the amount of €162 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 €100 million (€111 million at December 31, 2014).

"Other long-term receivables" amounted to €3 million and essentially regard 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 - €283 million

The item breaks down as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Customers:			
- other receivables	7	6	1
Total	7	6	1
Trade receivables due from subsidiaries	276	126	150
TOTAL	283	132	151

"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 increase of €151 million is

linked with developments in the revenue associated with those services, as well as changes in in collection times.

Trade receivables due from subsidiaries break down as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Subsidiaries			
Enel Iberoamérica SL	1	1	-
Enel Produzione SpA	23	18	5
Enel Distribuzione SpA	44	7	37
Enel Green Power SpA	17	7	10
Endesa SA	(1)	-	(1)
Enel Servizio Elettrico SpA	3	(1)	4
Enel Trade SpA	5	3	2
Enel Energia SpA	7	21	(14)
Enel Italia Srl	78	-	78
Slovenské elektrárne AS	16	17	(1)
Enel.si Srl	1	6	(5)
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-
Enel Sole Srl	-	2	(2)
Enel Russia PJSC	18	16	2
Endesa Distribución Eléctrica SL	19	16	3
Endesa Generación SA	3	(2)	5
Endesa Energía SA	4	6	(2)
Enel Romania Srl	4	4	-
Enel Brasil SA	15	-	15
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	2	-	2
Edegel SA	2	-	2
Other	14	4	10
Total	276	126	150

Trade receivables by geographical area are shown below.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Italy	181	66	115
EU	56	47	9
Non-EU Europe	22	18	4
Other	24	1	23
Total	283	132	151

18. Tax receivables - €319 million

Income tax receivables at December 31, 2015 amounted to €319 million and essentially regard the Company's IRES credit for current 2015 taxes (€189 million) and the receivable with respect to consolidated IRES for 2015 (€127 million).

19. Other current financial assets - €3,403 million

This item can be broken down as follows.

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Other current financial assets included in net financial debt	19.1	3,052	4,693	(1,641)
Other sundry current financial assets		351	347	4
Total		3,403	5,040	(1,637)

19.1 Other current financial assets included in net financial debt - €3,052 million

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Financial receivables due from Group companies:				
- short-term financial receivables (intercompany current accounts)	31.1.1	2,912	4,018	(1,106)
- current portion of receivables for assumption of loans	31.1.1	46	-	46
Financial receivables due from others:				
- other financial receivables		8	3	5
- cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	31.1.1	86	672	(586)
Total		3,052	4,693	(1,641)

"Other current financial assets included in net financial debt", amounting to €3,052 million at December 31, 2015, refer to "financial receivables due from Group companies" (€2,958 million) and "financial receivables due from others" (€94 million).

"Financial receivables due from Group companies" decreased by €1,060 million over December 31, 2014, due to the decline in short-term financial receivables due from Group companies on the intercompany current account (€1,106 million), only partly offset by current portion of receivables in respect of the assumption by Group companies of their share of financial debt (€46 million).

"Financial receivables due from others" decreased by €581 million, essentially attributable to the reduction in cash collateral paid to counterparties for OTC derivatives on interest rates and exchange rates.

20. Other current assets - €460 million

At December 31, 2015, the item broke down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Tax receivables	21	33	(12)
Other receivables due from Group companies	422	208	214
Receivables due from others	17	3	14
Total	460	244	216

"Other current assets" increased by €216 million as compared with December 31, 2014.

"Tax receivables" amounted to €21 million, primarily accounted for by the VAT credit for the Group (€14 million) and other receivables with respect to prior-year income taxes (€7 million). The decrease of €12 million on the previous year is essentially due to the decline in the VAT credit for the Group.

"Other receivables due from Group companies" mainly comprise IRES receivables in respect of the Group companies participating in the consolidated taxation mechanism (€312 million), and VAT receivables in respect of participating in the Group VAT mechanism (€110 million). The increase of €214 million on the previous year is essentially attributable to the increase in intercompany IRES receivables connected with the consolidated taxation mechanism (€196 million).

21. Cash and cash equivalents - €5,925 million

Cash and cash equivalents are detailed in the following table.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Bank and post office deposits	5,925	6,972	(1,047)
Cash and cash equivalents on hand	-	-	-
Total	5,925	6,972	(1,047)

Cash and cash equivalents amounted to €5,925 million, a decrease of €1,047 million compared with December 31, 2014, mainly due to the impact of the repayment of a number of bonds, as well as normal operations connected with the central treasury function performed by Enel SpA.

Liabilities

22. Shareholders' equity - €24,880 million

Shareholders' equity amounted to €24,880 million, down €256 million compared with December 31, 2014. The decrease is essentially attributable to the distribution of the dividend for 2014 in the amount of €0.14 euro per share (for a total of €1,316 million), as approved by the shareholders on May 28, 2015, as well as comprehensive income for the year (€1,060 million).

Share capital - €9,403 million

At December 31, 2015 (as at December 31, 2014), the share capital of Enel SpA amounted to €9,403,357,795 fully subscribed and paid up, represented by 9,403,357,795 ordinary shares with a par value of €1.00 each.

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, no shareholders held more than 2% of the total share capital, apart from the Ministry for the Economy and Finance, which holds 25.50%, Norges Bank (with a 2.018% stake, which fell below 2% on January 8, 2016) and CNP Assurances (2.87%, held as at June 23, 2015 for asset management purposes).

Other reserves - €9,163 million

Share premium reserve - €5,292 million

The share premium reserve did not change compared with the previous year.

Legal reserve - €1,881 million

The legal reserve, equal to 20.0% of share capital, did not change compared with the previous year.

Reserve pursuant to Law 292/1993 - €2,215 million

The reserve shows the remaining portion of the value adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.

In the case of a distribution of this reserve, the tax treatment for capital reserves as defined by Article 47 of the Uniform Income Tax Code shall apply.

Other sundry reserves - €68 million

Other reserves include €19 million related to the reserve for capital grants, which reflects 50% of the grants received from Italian public entities and EU bodies in application of related laws for new works (pursuant to Article 55 of Presidential Decree 917/1986), which is recognized in equity in order to take advantage of tax deferment benefits. It also includes €29 million in respect of the stock option reserve and €20 million for other reserves.

Reserve from measurement of financial instruments - € (277 million)

At December 31, 2015, the item was entirely represented by the reserve from measurement of cash flow hedge derivatives a negative value of €277 million (net of the positive tax effect of €17 million).

Reserve from remeasurement of net employee benefit liabilities/assets) - €(16 million)

At December 31, 2015, the employee benefit plan reserve amounted to €16 million (net of the positive tax effect of €3 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 2014 and 2015.

Millions of euro		Gross gains/(losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes		Gross gains/(losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes	
	At Jan. 1, 2014				at Dec. 31, 2014				at Dec. 31, 2015
Reserve from measurement of cash flow hedge instruments	(259)	173	(248)	2	(332)	441	(334)	(52)	(277)
Gains/(Losses) from the remeasurement of net liabilities/assets) for employee benefit plans	(17)	10	-	(3)	(10)	(5)	-	(1)	(16)
Gains/(Losses) recognized directly in equity	(276)	183	(248)	(1)	(342)	436	(334)	(53)	(293)

Retained earnings/(loss carried forward) - €5,303 million

For 2015, the item shows a decrease of €758 million, attributable to the resolution of the Shareholders' Meeting of May 28, 2015, which provided for the use of this reserve in the amount of €846 million for the distribution of dividends to shareholders and the allocation to "retained earnings" of part of the net income for 2014, equal to €88 million.

Net income - €1,011 million

Net income for 2015 amounted to €1,011 million.

The table below shows the availability of shareholders' equity for distribution.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2015	Possible uses	Amount available
Share capital	9,403		
Capital reserves:			
- share premium reserve	5,292	ABC	5,292
Income reserves:			
- legal reserve	1,881	B	
- reserve pursuant to Law 262/1993	2,215	ABC	2,215
- reserve from measurement of financial instruments	(277)		
- reserve for capital grants	19	ABC	19
- stock option reserve	29	ABC	29
- reserve from remeasurement of employee benefit plan liabilities	(16)		
- other	20	ABC	20
Retained earnings/(loss carried forward)	5,303	ABC	5,303
Total	23,869		12,878
amount available for distribution			12,875

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 €846 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 2014 and 2015.

	Amount distributed (in millions of euro)	Net dividend per share (in euro)
Dividends paid in 2014		
Dividends for 2013	1,223	0.13
Interim dividend for 2014	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2014	1,223	0.13
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

A remaining dividend in respect of 2015, equal to €0.16 per share, amounting to a total dividend of €1,627 million, is to be proposed at the Shareholders' Meeting of May 26, 2016, at a single call. These financial statements do not reflect the distribution of this dividend for 2015 to shareholders.

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 2015.

To this end, the Company constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2015 and 2014 is summarized in the following table.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Non-current financial position	(14,503)	(17,288)	2,785
Net current financial position	1,001	4,556	(3,555)
Non-current financial receivables and long-term securities	77	121	(44)
Net financial debt	(13,425)	(12,611)	(814)
Shareholders' equity	24,880	25,136	(256)
Debt/equity ratio	(0.54)	(0.50)	(0.04)

23. Borrowings - €14,503 million, €3,062 million, €4,914 million

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Long-term borrowings	14,503	17,288	3,062	2,363
Short-term borrowings	-	-	4,914	4,746

For more details about the nature, recognition and classification of borrowings, please see note 31 "Financial instruments".

24. Employee benefits - €291 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. Following the termination of the collective rules on electricity discounts, as at December 31, 2015, the electricity discount provision for reduced price electricity for retired employees was extinguished and reversed (€10 million).

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, 2015 and December 31, 2014.

Millions of euro	2015					2014				
	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 January 1	242	11	35	14	302	273	11	37	15	336
Current service cost	6	-	-	11	17	-	-	-	10	10
Interest expense	5	-	1	-	6	8	-	1	-	9
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	-	-	-	-	-	(7)	-	(2)	-	(9)
Experience adjustments	6	-	-	-	6	(3)	1	1	-	(1)
Past service cost	(1)	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-
(Gains)/Losses arising from settlements	-	(10)	-	-	(10)	-	-	-	-	-
Other payments	(33)	(1)	(2)	(4)	(40)	(29)	(1)	(2)	(11)	(43)
Other changes	5	-	3	3	11	-	-	-	-	-
Actuarial obligation at December 31	230	-	37	24	291	242	11	35	14	302

Millions of euro	2015	2014
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost	16	10
Interest expense	6	9
(Gains)/Losses arising from settlements	(10)	-
Total	12	19

Millions of euro		
	2015	2014
Remeasurement (gains)/losses in OCI		
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	6	(10)
Other changes	-	-
Total	6	(10)

The current service cost for employee benefits in 2015 amounted to €17 million, recognized under personnel costs (€10 million in 2014), while the interest cost from the accretion of the liability amounted to €6 million (€9 million in 2014). Gains from settlement of €10 million are attributable to the decrease in other costs for the termination of the collective rules on rate discounts, with the extinguishment and reversal of the provision as at December 31, 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.

	2015	2014
Discount rate	0.50%-2.15%	0.50%-2.15%
Rate of wage increases	1.6%-3.6%	1.6%-3.6%
Rate of increase in healthcare costs	2.6%	2.6%

The following table reports the outcome of a sensitivity analysis that demonstrates the effects on the liability for healthcare plans as a result of changes reasonably possible at the end of the year in the actuarial assumptions used in estimating the obligation.

Millions of euro							
	An increase of 0.5% in discount rate	A decrease of 0.5% in discount rate	An increase of 0.5% in inflation rate	An increase of 0.5% in remuneration	An increase of 0.5% in pensions currently being paid	An increase of 1% healthcare costs	An increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees
Healthcare plans: ASEM	(2)	2	2	2	2	5	1

25. Provisions for risks and charges - €53 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			Utilization	Other changes	Total	
	Accruals	Reversals					
	at Dec. 31, 2014						at Dec. 31, 2015
Provision for litigation, risks and other charges:							
- litigation	12	3				15	15
- other	3	3		-		6	3
Total	15	6	-	-	-	21	18
Provision for early retirement incentives	1	32		(1)		32	2
TOTAL	16	38	-	(1)	-	53	20

The net increase in the litigation provision amounted to €3 million, essentially reflecting new labor disputes and the revision of estimates for a number of outstanding disputes.

The provision covers disputes in Italy and essentially regards labor litigation (€10 million) and litigation concerning tender contracts (€3 million).

The increase of €3 million in in other provisions is essentially attributable to 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 increase in the provision for early retirement incentives (€32 million) is due largely to the increase in costs following the signing of new agreements for voluntary terminations under Article 4 of the Fornero Act (€31 million).

26. Other non-current liabilities - €243 million

"Other non-current liabilities" amounted to €243 million (€287 million at December 31, 2014). They essentially regard the debt towards Group companies that arose following Enel SpA's request (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 €44 million for the year is essentially attributable to the partial reimbursement of that receivable in respect of the instalments for 2004-2007 (€39 million) and the redetermination of the debt following the reimbursement.

27. Trade payables - €164 million

Millions of euro	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Trade payables:			
- due to third parties	105	85	20
- due to Group companies	59	54	5
Total	164	139	25

"Trade payables" include payables due to third parties of €105 million (€85 million at December 31, 2014) and payables due to Group companies of €59 million (€54 million at December 31, 2014).

Trade payables due to subsidiaries at December 31, 2015, break down as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	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	36	25	11
Enel Iberoamérica SL	8	-	8
Enel Factor SpA	2	12	(10)
Endesa SA	1	4	(3)
Enel Russia PJSC	4	4	-
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	3	(3)
Other	4	4	-
Total	59	54	5

Trade payables break down by geographical area as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Suppliers			
Italy	132	123	9
EU	18	9	9
Non-EU Europe	10	5	5
Other	4	2	2
Total	164	139	25

28. Other current financial liabilities - €643 million

"Other current financial liabilities" mainly regard interest expense accrued on debt outstanding at end-year.

Millions of euro		Notes		
		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Deferred financial liabilities	31.2.1	584	649	(65)
Other items	31.2.1	59	45	14
Total		643	694	(51)

"Deferred financial liabilities" consist of interest expense accrued on financial debt, while the "other items" essentially include amounts due to Group companies that accrued in 2015 but will 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 - €13,425 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, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Long-term borrowings	23	14,503	17,288	(2,785)
Short-term borrowings	23	4,914	4,740	168
Current portion of long-term borrowings	23	3,062	2,363	699
Non-current financial assets included in debt	15.1	77	121	(44)
Current financial assets included in debt	19.1	3,052	4,693	(1,641)
Cash and cash equivalents	21	5,925	6,972	(1,047)
Total		13,425	12,611	814

Pursuant to the CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial position at December 31, 2015, reconciled with net financial debt as reported in the report on operations.

Millions of euro				
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	
		of which with related parties	of which with related parties	
Bank and post office deposits	5,925		6,972	(1,047)
Liquidity	5,925		6,972	(1,047)
Current financial receivables	3,052	2,958	4,693	(1,641)
Short-term bank debt	(2)		(3)	1
Short-term portion of long-term bank debt	(3,062)		(2,363)	(699)
Other short-term financial payables	(4,912)	(3,243)	(4,743)	(169)
Short-term financial debt	(7,976)		(7,109)	(867)
Net short-term financial position	1,001		4,556	(3,555)
Bonds	(14,503)		(17,288)	2,785
Long-term borrowings	(14,503)		(17,288)	2,785
Long-term financial position	(14,503)		(17,288)	2,785
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB instructions	(13,502)		(12,732)	(770)
Long-term financial receivables	77	72	121	(44)
NET FINANCIAL DEBT	(13,425)		(12,611)	(814)

30. Other current liabilities - €1,046 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.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Tax payables	650	540	110
Payables due to Group companies	354	396	(42)
Payables due to employees, recreational/assistance associations	24	20	4
Payables due to social security institutions	11	8	3
Payables due to customers for security deposits and reimbursements	1	1	-
Other	6	10	(4)
Total	1,046	975	71

"Tax payables" amounted to €650 million and essentially regard amounts due to tax authorities for consolidated IRES (€643 million). The increase as compared with the previous year amounted to €110 million, essentially due to the increase in the debtor position with tax authorities for consolidated IRES. "Payables due to Group companies" amounted to €354 million. They consist of €233 million in payables in respect of the IRES liability under the consolidated taxation mechanism (€316 million at December 31, 2014) and €121 million in respect of Group VAT (€77 million at December 31, 2014). The decrease of €42 million, essentially reflects developments in the debtor positions noted above.

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	
		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
	Note				
Loans and receivables	31.1.1	107	146	9,611	12,144
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	1,668	1,283	299	280
Total		1,668	1,283	299	280
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivative financial assets	33	888	656	-	-
Fair value hedge derivative financial assets	33	35	40	-	-
Total		923	696	-	-
TOTAL		2,699	2,125	9,910	12,424

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	Notes	Non-current		Notes	Current	
		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Cash and cash equivalents		-	-	21	5,925	6,972
Trade receivables		-	-	17	283	132
Financial receivables due from Group companies						
Receivables for assumption of share of financial debt	15.1	72	117		-	-
Receivables on intercompany current accounts		-	-	19.1	2,912	4,018
Short-term loan granted to Enel Finance International NV		-	-	19.1	-	-
Current portion of receivables for assumption of loans	19.1	-	-		46	-
Other financial receivables		-	-		173	205
Total		72	117		3,131	4,223
Financial receivables due from others						
Cash collateral for margin agreements on OTC derivatives		-	-	19.1	86	672
Other financial receivables		35	29		188	145
Total		35	29		272	817
TOTAL		107	146		9,611	12,144

The primary changes compared with 2014 related to:

- > a decrease in "cash and cash equivalents" of €1,047 million, essentially attributable to the repayment of a number of bonds;
- > a decrease in "financial receivables due from Group companies" totaling €1,137 million, largely reflecting the decrease in receivables on the intercompany current account held with Group companies (€1,106 million);
- > a decrease of "financial receivables due from others" totaling €539 million, mainly as a result of a decline in cash collateral paid to counterparties for OTC derivatives transactions on interest rates and exchange rates (€586 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 2014.

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, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Financial liabilities measured at amortized cost	31.2.1	14,503	17,288	8,783	7,942
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	33	1,687	1,295	367	358
Total		1,687	1,295	367	358
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	1,030	1,189	-	1
Total		1,030	1,189	-	1
TOTAL		17,220	19,772	9,150	8,301

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		Notes	Current	
		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Long-term borrowings	23	14,503	17,288		3,062	2,363
Short-term borrowings		-	-	23	4,914	4,746
Trade payables		-	-	27	164	139
Other current financial liabilities		-	-	28	643	694
Total		14,503	17,288		8,783	7,942

Borrowings

Long-term borrowings (including the current portion due within 12 months) - €17,565 million

Long-term borrowings, which refer exclusively to bonds, denominated in euros and other currencies, including the current portion due within 12 months (equal to €3,062 million), amounted to €17,564 million at December 31, 2015.

The following table shows the nominal values, carrying amounts and fair values of long-term borrowings at December 31, 2015, including the portion 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, 2015					at Dec. 31, 2014					Change
Bonds:											
- fixed rate	14,693	14,586	1,999	12,587	17,001	15,414	15,284	1,000	14,284	18,166	(698)
- floating rate	2,986	2,979	1,063	1,916	2,931	4,380	4,367	1,363	3,004	4,311	(1,388)
Total	17,679	17,565	3,062	14,503	19,932	19,794	19,651	2,363	17,288	22,477	(2,086)
Total fixed-rate borrowings	14,693	14,586	1,999	12,587	17,001	15,414	15,284	1,000	14,284	18,166	(698)
Total floating-rate borrowings	2,986	2,979	1,063	1,916	2,931	4,380	4,367	1,363	3,004	4,311	(1,388)
TOTAL	17,679	17,565	3,062	14,503	19,932	19,794	19,651	2,363	17,288	22,477	(2,086)

The balance for bonds is reported net of €808 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, 2014	at Dec. 31, 2015			
Euro	16,056	13,691	13,751	4.4%	4.7%
US dollar	1,012	1,130	1,148	8.8%	9.2%
Pound sterling	2,583	2,744	2,780	6.5%	6.7%
Total non-euro currencies	3,595	3,874	3,928		
TOTAL	19,651	17,565	17,679		

The table below reports changes in the nominal value of long-term debt.

Millions of euro	Nominal value at Dec. 31, 2014	Repayments	New borrowing	Own bonds repurchased	Exchange differences	Nominal value at Dec. 31, 2015
Bonds	19,704	(2,363)	-	(31)	279	17,679
Total	19,704	(2,363)	-	(31)	279	17,679

Compared with December 31, 2014, the nominal value of long-term debt decreased by €2,115 million, the net result of €2,363 million in repayments, €31 million in repurchases of own bonds and €279 million in exchange losses.

New borrowings

There were no transactions involving new borrowings in 2015.

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 in April 2014 and July 2015. The main covenants in respect of the bond issues in the Global Medium-Term Notes program of Enel 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;

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, 2015					at Dec. 31, 2014				
	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	13,691	13,751	77.8%	3,928	17,679	16,056	16,145	81.6%	3,649	19,794
US dollar	1,130	1,148	6.5%	(1,148)	-	1,012	1,030	5.2%	(1,030)	-
Pound sterling	2,744	2,780	15.7%	(2,780)	-	2,583	2,619	13.2%	(2,619)	-
Total	17,565	17,679	100.0%	-	17,679	19,651	19,794	100.0%	-	19,794

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, 2015		at Dec. 31, 2014	
	Before hedging	After hedging	Before hedging	After hedging
%				
Floating rate	16.9%	20.6%	22.1%	19.2%
Fixed rate	83.1%	79.4%	77.9%	80.8%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Short-term borrowings - €4,914 million

The following table shows short-term borrowings at December 31, 2015, by nature.

Millions of euro	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Borrowings from non-Group counterparties			
Short-term bank borrowings (ordinary current account)	2	3	(1)
Cash collateral for CSAs on OTC derivatives received	1,689	423	1,246
Total	1,671	426	1,245
Borrowings from Group counterparties			
Short-term borrowings from Group companies (on intercompany current account)	3,243	3,820	(577)
Other short-term borrowings from Group companies	-	500	(500)
Total	3,243	4,320	(1,077)
TOTAL	4,914	4,746	168

Short-term borrowings amounted to €4,914 million (€4,746 million in 2014), up €168 million over the previous year, mainly due to:

- > the €1,246 million increase in cash collateral received from counterparties for transactions in OTC derivatives on interest rates and exchange rates;
- > the €577 million decrease in "short-term borrowings from Group companies" attributable to an improvement in the debtor position on the intercompany current account held with subsidiaries;

- > the €500 million decrease in "other short-term borrowings from Group companies" as a result of drawings made on the Intercompany Short Term Deposit Agreement, the short-term credit line with Enel Finance International NV.

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 current (€367 million) and non-current (€1,687 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, 2015	at Dec. 31, 2014	impairment/reversal of impairment
			at Dec. 31, 2015
Available for sale financial assets	1	-	
Loans and receivables	5	7	1
Financial liabilities measured at amortized cost	(1,229)	(1,319)	

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 2015, 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, 2015, 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, 2015	at Dec. 31, 2014
Interest rate derivatives		
Interest rate swaps	21,163	8,943
Total	21,163	8,943

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 €21,163 million (€8,943 million at December 31, 2014), of which €1,329 million (€2,629 million at December 31, 2014) in respect of hedges of the Company's share of debt, and €9,917 million (€3,157 million at December 31, 2014) 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, 2015, 16.9% of gross long-term financial debt was floating rate (22.1% at December 31, 2014). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IAS 39, 79.4% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2015 (80.8% hedged at December 31, 2014).

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, 2015				at Dec. 31, 2014			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Basis points	Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt after hedging	25	9	(9)	-	-	9	(9)	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	7	(7)	-	-	8	(8)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	25	-	-	13	(13)	-	-	17	(17)
Fair value hedges	25	(7)	7	-	-	(9)	9	-	-

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).

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 notionals denominated in different currencies, these instruments differ from interest rate swaps in that they provide both for the periodic exchange of cash flows and the final exchange of principal.

The following table reports the notional amount of transactions outstanding at December 31, 2015 and December 31, 2014, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Foreign exchange derivatives		
Currency forwards:	11,389	11,218
- hedging exchange risk on commodities	7,240	8,378
- hedging future cash flows	4,138	2,840
- other currency forwards	11	-
Cross currency interest rate swaps	23,729	22,017
Total	35,118	33,235

More specifically, these include:

- > currency forward contracts with a total notional amount of €7,240 million (€8,378 million at December 31, 2014), of which €3,620 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 €4,138 million (€2,840 million at December 31, 2014), to hedge the exchange risk associated with other expected cash flows in currencies other than the euro, of which €2,069 million in market transactions;
- > cross currency interest rate swaps with a notional amount of €23,729 million (€22,017 million at December 31, 2014) 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 22.2% of gross medium and long-term debt (18.4% at December 31, 2014) is denominated in currencies other than the euro.

Considering exchange rate hedges and the portion of debt in foreign currency that is denominated in the currency of account or the functional currency of the Company, the debt is fully hedged using cross currency interest rate swaps.

Exchange risk sensitivity analysis

The Company analyses the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in exchange rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact of market scenarios on equity, for the cash flow hedge component, and on profit or loss, for the fair value hedge component, for derivatives that are not eligible for hedge accounting and for the portion of gross long-term debt not hedged using derivative financial instruments.

These scenarios are represented by the appreciation/depreciation of the euro against all of the foreign currencies compared with the value observed as at the reporting date.

There were no changes in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the profit before tax would be affected as follows:

Millions of euro									
		at Dec. 31, 2015				at Dec. 31, 2014			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
Exchange rate		Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	10%	-	-	(507)	620	-	-	(485)	592
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, 2015, 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 €10,909 million (€14,101 million at December 31, 2014). Of the total, €3,822 million regard receivables in respect of Group companies and €5,925 million regard cash and cash equivalents.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2014		Change
		of which Group		of which Group	
Non-current financial receivables	72	72	117	117	(45)
Other non-current financial assets	5	-	4	-	1
Trade receivables	283	276	132	126	151
Current financial receivables	2,958	2,958	4,018	4,018	(1,060)
Other current financial assets	445	173	1,022	205	(577)
Financial derivatives	1,221	343	1,836	869	(615)
Cash and cash equivalents	5,925	-	6,972	-	(1,047)
Total	10,909	3,822	14,101	5,335	(3,192)

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 asset.

In the long term, liquidity risk is mitigated by maintaining a balanced debt maturity profile, diversification of funding sources in terms of instruments, markets/currencies and counterparties.

At December 31, 2015 Enel SpA had a total of about €5,925 million in cash or cash equivalents (€6,972 million at December 31, 2014), and committed lines of credit amounting to €5,720 million (of which none had been drawn) maturing in more than one year (€5,670 million at December 31, 2014).

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	1,999	-	1,498	6,746	4,343
- floating rate	999	64	65	869	982
Total	2,998	64	1,563	7,615	5,325

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.

at Dec. 31, 2015						
Millions of euro						
	(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	450	-	450	-	(132)	318
- on exchange risk	2,440	-	2,440	-	(2,113)	327
Total derivative financial assets	2,890	-	2,890	-	(2,245)	645
TOTAL FINANCIAL ASSETS	2,890	-	2,890	-	(2,245)	645
FINANCIAL LIABILITIES						
Derivative financial liabilities:						
- on interest rate risk	(629)	-	(629)	-	441	(188)
- on exchange risk	(2,455)	-	(2,455)	-	221	(2,234)
Total derivative financial liabilities	(3,084)	-	(3,084)	-	662	(2,422)
TOTAL FINANCIAL LIABILITIES	(3,084)	-	(3,084)	-	662	(2,422)
TOTAL NET FINANCIAL ASSETS/(LIABILITIES)	(194)	-	(194)	-	(1,583)	(1,777)

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.

	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value assets			Notional amount		Fair value assets		
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Derivatives designated as hedging instruments:										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	-	-	-	-	-	-	400	-	-	-
- on exchange risk	3,928	3,649	888	656	232	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges	3,928	3,649	888	656	232	-	400	-	-	-
Fair value hedges:										
- on interest rate risk	800	800	35	40	(5)	-	-	-	-	-
Total fair value hedges	800	800	35	40	(5)	-	-	-	-	-
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	9,822	3,112	413	376	37	96	45	2	2	-
- on exchange risk	9,474	9,582	1,255	907	348	5,342	4,476	297	278	19
Total derivatives at FVTPL	19,296	12,694	1,668	1,283	385	5,438	4,521	299	280	19
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL ASSETS	24,024	17,143	2,591	1,979	612	5,438	4,921	299	280	19

	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Derivatives designated as hedging instruments:										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	390	390	143	159	(16)	-	900	-	1	(1)
- on exchange risk	1,556	1,470	887	1,030	(143)	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges	1,946	1,860	1,030	1,189	(159)	-	900	-	1	(1)
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	9,860	3,150	419	384	35	195	146	67	75	(8)
- on exchange risk	9,475	9,582	1,268	911	357	5,343	4,476	300	283	17
Total derivatives at FVTPL	19,335	12,732	1,687	1,295	392	5,538	4,622	367	358	9
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL LIABILITIES	21,281	14,592	2,717	2,484	233	5,538	5,522	367	359	8

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, 2015 and December 31, 2014, broken down by type of hedged item:

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
Hedged instrument	Hedged item	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2014	
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	(143)	390	(160)	1,690
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings	35	800	40	800
Total		(108)	1,190	(120)	2,490

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, 2015 and December 31, 2014, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Cash flow hedge derivatives	-	400	-	-	390	1,290	(143)	(160)
Interest rate swaps	-	400	-	-	390	1,290	(143)	(160)
Fair value hedge derivatives	800	800	35	40	-	-	-	-
Interest rate swaps	800	800	35	40	-	-	-	-
TOTAL INTEREST RATE DERIVATIVES	800	1,200	35	40	390	1,290	(143)	(160)

The notional amount of the interest rate swaps at December 31, 2015 came to €1,190 million (€2,490 million at December 31, 2014), with a corresponding negative fair value of €108 million (negative €120 million at December 31, 2014).

The decline of €1,300 million in the notional amount is attributable to the maturing, and consequent closure, of cash flow hedge positions for the same amount in 2015.

The general decline in the yield curve over the course of the year prompted an improvement in the fair value of the fair value hedge derivatives.

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, 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Beyond
Positive fair value	-	-	-	-	-	-	-
Negative fair value	(143)	(14)	(14)	(13)	(13)	(12)	(95)

The following table shows the impact of cash flow hedge derivatives on interest rate risk on equity during the period, gross of tax effects:

Millions of euro	2015	2014
Opening balance at January 1	(93)	(86)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	-	-
Changes in fair value recognized in profit or loss - recycling	6	(7)
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-	-
Closing balance at December 31	(87)	(93)

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, 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Beyond
Positive fair value	35	12	13	11	31	-	-
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, 2015 and December 31, 2014, broken down by type of hedged item:

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
Hedging instruments	Hedged item	at Dec. 31, 2015		at Dec. 31, 2014	
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Fixed-rate borrowings	1	5,484	(374)	5,119
Total		1	5,484	(374)	5,119

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, 2015 and December 31, 2014, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Cash flow hedge derivatives	3,928	3,649	888	656	1,556	1,470	(887)	(1,030)
Cross currency interest rate swaps	3,928	3,649	888	656	1,556	1,470	(887)	(1,030)
TOTAL FOREIGN EXCHANGE DERIVATIVES	3,928	3,649	888	656	1,556	1,470	(887)	(1,030)

The notional amount of the cross current interest rate swaps at December 31, 2015 came to €5,484 million (€5,119 million at December 31, 2014) , with a corresponding positive fair value of €1 million (negative €374 million at December 31, 2014).

The notional amount and the relative fair value essentially changed as a result of developments in the exchange rate of the euro against the main other currencies.

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, 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Beyond	
Positive fair value	888	123	116	110	762	116	148	
Negative fair value	(887)	(73)	(65)	(59)	(474)	(108)	(28)	

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	2015	2014
Opening balance at January 1	(310)	(242)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	-	-
Changes in fair value recognized in profit or loss - recycling	102	(68)
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-	-
Closing balance at Dec. 31	(208)	(310)

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, 2015 and December 31, 2014:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014
Derivatives at FVTPL on interest rates	9,918	3,157	415	378	10,055	3,296	(486)	(460)
Interest rate swaps	9,918	3,157	415	378	10,055	3,296	(486)	(460)
Derivatives at FVTPL on exchange rates	14,817	14,058	1,552	1,186	14,817	14,058	(1,568)	(1,194)
Forwards	5,694	5,609	308	364	5,694	5,609	(311)	(369)
Cross currency interest rate swaps	9,123	8,449	1,244	822	9,123	8,449	(1,257)	(825)
TOTAL DERIVATIVES AT FVTPL	24,735	17,215	1,967	1,564	24,872	17,354	(2,054)	(1,654)

At December 31, 2015 the notional amount of derivatives at fair value through profit or loss on interest rates and foreign exchange rates came to €49,607 million (€34,569 million at December 31, 2014) , corresponding to a negative fair value of €87 million (negative €90 million at December 31, 2014). 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 €9,918 million.

The overall change in the notional amount and the fair value of interest rate swaps (respectively, a positive €13,520 million and a positive €11 million) compared with the previous year is attributable to new transactions closed as part of the pre-hedge strategy for future bond issues in 2017-2018 and 2019-2020, designed to set the cost of future funding in advance and to the general decline in the interest rate yield curve over the course of the year.

Forward contracts, with a notional amount of €5,694 million, 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.

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 €9,123 million, 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 and the normal expiry of certain derivatives during 2015.

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, 2015	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2015	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on exchange risk	33	888	-	888	-	-	-	-	-
Total		888	-	888	-	-	-	-	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rate risk	33	35	-	35	-	-	-	-	-
Total		35	-	35	-	-	-	-	-
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	413	-	413	-	2	-	2	-
- on exchange risk	33	1,255	-	1,255	-	297	-	297	-
Total		1,668	-	1,668	-	299	-	299	-
TOTAL		2,591	-	2,591	-	299	-	299	-

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, 2015	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2015	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk	33	143	-	143	-	-	-	-	-
- on exchange risk	33	887	-	887	-	-	-	-	-
Total		1,030	-	1,030	-	-	-	-	-
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	419	-	419	-	67	-	67	-
- on exchange risk	33	1,268	-	1,268	-	300	-	300	-
Total		1,687	-	1,687	-	367	-	367	-
TOTAL		2,717	-	2,717	-	367	-	367	-

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, 2015	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	31.2.1	17,001	17,001	-	-
- floating rate	31.2.1	2,931	1,737	1,194	-
Total		19,932	18,738	1,194	-

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 http://www.enel.com/it-IT/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 2014, 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

2015

Millions of euro	Receivables at Dec. 31, 2015	Payables at Dec. 31, 2015	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
			2015		2015	
Subsidiaries						
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	1
Edegel SA	2	-	-	-	-	2
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	3	-	-	-	-	-
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 Distribuție Banat SA	1	-	-	-	-	1
Enel Distribuție Dobrogea SA	1	-	-	-	-	1
Enel Distribuție 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	6	-	-	-	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.ai Srl	1	2	-	-	-	-
Enelpower SpA	-	3	-	-	-	-
Endesa Energía SA	4	-	-	-	-	4
Enerdis 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	556	-	73	-	243
Other related parties:						
GSE	1	-	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	-	-	-	-	-	1
Total	1	-	-	-	-	1
TOTAL	864	556	-	73	-	244

2014

Millions of euro	Receivables at Dec. 31, 2014	Payables at Dec. 31, 2014	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
			2014		2014	
Subsidiaries						
Endesa Distribución Eléctrica SL	16	-	-	-	-	16
Endesa Generación SA	(2)	-	-	-	-	3
Enel Latinoamérica SA	-	1	-	1	-	(3)
Endesa SA	-	4	-	5	-	1
Enel Distribuție Banat SA	-	-	-	-	-	1
Enel Distribuție Dobrogea SA	-	-	-	-	-	1
Enel Distribuție Muntenia SA	1	-	-	-	-	1
Enel Distribuzione SpA	146	289	-	-	-	73
Enel Energia SpA	109	4	-	-	-	59
Enel Iberoamérica SL	1	-	-	-	-	1
Enel France Sas	2	1	-	-	-	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	41	10	-	-	-	21
Enel Green Power España SL	-	-	-	-	-	(2)
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	8	3	-	(1)	-	2
Enel Longanesi Developments Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Russia PJSC	16	4	-	1	-	4
Enel Produzione SpA	88	169	-	-	-	33
Enel Romania Srl	4	-	-	-	-	-
Enel Italia Srl	22	47	-	49	-	1
Enel Servizio Elettrico SpA	6	74	-	-	-	8
Enel Sole Srl	3	-	-	-	-	4
Enel Trade SpA	18	105	-	-	-	3
Enel Factor SpA	-	13	-	-	-	-
Enel Insurance NV	1	-	-	-	-	1
Enel si Srl	7	2	-	-	-	1
Enelpower SpA	-	3	-	-	-	-
Endesa Energía SA	6	-	-	-	-	6
Gas y Electricidad Generación SAU	-	-	-	-	-	1
Nuove Energie Srl	-	1	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	6
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	3	-	3	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	-	-	-	-	2
Total	511	737	-	58	-	245
Other related parties:						
GSE	1	1	-	-	-	-
Total	1	1	-	-	-	-
TOTAL	512	738	-	58	-	245

Financial relationships

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 México 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	304	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	-	66	-	-	-
Enel Oil & Gas SpA	-	2	-	-	-	-
Total	3,544	4,968	35,015	2,249	661	2,022
Other related parties:						
Emittenti Titoli SpA	-	-	-	-	-	1
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Total	-	-	-	-	-	2
TOTAL	3,544	4,968	35,015	2,249	661	2,024

2014

Millions of euro	Receivables	Payables	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2014			2014		
Subsidiaries						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Distribuzione SpA	218	1,258	4,005	1	189	1,373
Enel Energia SpA	11	-	1,009	-	8	16
Enel Iberoamérica SL	2	2	-	-	2	-
Enel Finance International NV	1,714	3,105	25,522	750	173	-
Enel France Sas	-	-	26	-	-	-
Enel Green Power International BV	98	-	-	1	32	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	23	-	-	-	1	-
Enel Green Power North America Inc.	14	-	45	2	1	-
Enel Green Power Romania Srl	5	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	67	9	1,543	3	71	109
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	98	-	67	-	5	-
Enel Investment Holding BV	1	88	385	-	3	-
Enel Longanesi Developments Srl	27	-	1	-	-	-
Enel M&P Srl	1	-	5	-	-	-
Enel Produzione SpA	137	112	2,691	129	35	223
Enel Italia Srl	102	200	91	-	6	7
Enel Servizio Elettrico SpA	1,242	-	1,850	-	8	85
Enel Sole Srl	41	-	111	-	3	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	6	-	-	-
Enel Trade SpA	1,231	239	1,424	286	115	-
Enel Factor SpA	160	-	-	-	2	3
Enel Newhydro Srl	-	16	6	-	-	-
Enel si Srl	5	-	36	-	-	-
Enelpower SpA	-	34	1	-	-	1
Marcinelle Energie SA	-	-	9	-	-	-
Nuove Energie Srl	5	-	86	-	-	-
PH Chuvas SA	7	-	-	-	-	-
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	11	4	-	-	-
Total	5,209	5,076	38,713	1,172	654	1,817
Other related parties:						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Total	-	-	-	-	-	1
TOTAL	5,209	5,076	38,713	1,172	654	1,818

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, 2015			at Dec. 31, 2014		
Assets						
Derivatives - non-current	2,591	317	12.2%	1,979	819	41.4%
Other non-current financial assets	107	71	66.4%	146	117	80.1%
Other non-current assets	409	164	40.1%	467	177	37.9%
Trade receivables	283	278	98.2%	132	127	96.2%
Derivatives - current	299	26	8.7%	280	50	17.9%
Other current financial assets	3,403	3,130	92.0%	5,040	4,223	83.8%
Other current assets	460	422	91.7%	244	208	85.2%
Liabilities						
Derivatives - non-current	2,717	1,365	50.2%	2,484	469	18.9%
Other non-current liabilities	243	243	100.0%	287	287	100.0%
Short-term borrowings	4,914	3,243	66.0%	4,746	4,319	91.0%
Trade payables	164	59	36.0%	139	55	39.6%
Derivatives - current	367	276	75.2%	359	234	65.2%
Other current financial liabilities	643	84	13.1%	694	54	7.8%
Other current liabilities	1,046	354	33.8%	975	396	40.6%

Impact on income statement

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2015			2014		
Revenue	245	244	99.6%	246	245	99.6%
Services and other operating expenses	399	73	18.3%	324	58	17.9%
Income from equity investments	2,024	2,024	100.0%	1,818	1,818	100.0%
Financial income on derivatives	3,358	500	14.9%	2,190	460	21.0%
Other financial income	177	161	91.0%	222	194	87.4%
Financial expense on derivatives	3,024	2,248	74.3%	1,954	1,169	59.8%
Other financial expense	1,243	1	0.1%	1,377	3	0.2%

Impact on cash flows

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2015			2014		
Cash flows from operating activities	1,062	1,092	102.8%	926	667	72.0%
Cash flows from investing/disinvesting activities	(560)	(559)	99.8%	(11)	(10)	90.9%
Cash flows from financing activities	(1,549)	29	-1.9%	2,934	2,682	91.4%

36. Contractual commitments and guarantees

Millions of euro

	at Dec. 31, 2015	at Dec. 31, 2014	Change
Sureties and guarantees given:			
- third parties	376	405	(29)
- subsidiaries	35,015	38,713	(3,698)
Total	35,391	39,118	(3,727)

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 (€375 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.

Sureties issued on behalf of subsidiaries include:

- > €21,748 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;
- > €3,050 million issued to the European Investment Bank (EIB) for loans granted to Enel Distribuzione, Enel Produzione and Enel Green Power;
- > €2,046 million issued to the tax authorities in respect of participation in the Group VAT procedure on behalf of Enel Newhydro, Enel Trade, Enel Produzione, Enelpower, Enel Servizio Elettrico, Nuove Energie, Enel Ingegneria e Ricerca, Enel M&P, Enel.si, Enel Green Power Enel Sole and Enel Longanesi Developments;
- > €1,407 million in favor of Cassa Depositi e Prestiti issued on behalf of Enel 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;
- > €525 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);
- > €495 million issued to Terna on behalf of Enel Distribuzione, Enel Trade, Enel Produzione and Enel Energia in respect of agreements for electricity transmission services;
- > €387 million issued to Snam Rete Gas on behalf of Enel Trade for gas transport capacity;
- > €365 million as counter-guarantees in favor of the banks that guaranteed the Energy Markets Operator on behalf of Enel Trade and Enel Produzione;
- > €364 million guarantee issued to financial counterparties on behalf of Enel Investment Holding securing bonds as part of the €35 billion Global Medium-Term Notes program;
- > €97 million issued on behalf of Enel Finance International to secure the Euro Commercial Paper program;
- > €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;
- > €3,218 million issued to various beneficiaries as part of financial support activities by the Parent Company on behalf of 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 2015 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		
	of which:	
Auditing	- Reconta Ernst & Young SpA	1.6
	- Entities of Ernst&Young network	-
	of which:	
Certification services	- Reconta Ernst & Young SpA	0.6
	- Entities of Ernst&Young network	-
	of which:	
Other services	- Reconta Ernst & Young SpA	0.5
	- Entities of Ernst&Young network	-
Total		2.7
Enel SpA subsidiaries		
	of which:	
Auditing	- Reconta Ernst & Young SpA	2.3
	- Entities of Ernst&Young network	12.6
	of which:	
Certification services	- Reconta Ernst & Young SpA	0.6
	- Entities of Ernst&Young network	3.9
	of which:	
Tax advisory	- Reconta Ernst & Young SpA	-
	- Entities of Ernst&Young network	0.5
	of which:	
Other services	- Reconta Ernst & Young SpA	-
	- Entities of Ernst&Young network	0.5
Total		20.4
TOTAL		23.1

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 - エネルの取締役およ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および従業員に対して、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、被告人およびエネル（民事責任当事者として）は、複数当事者（自然人および公共団体）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（個人および環境協会）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およびエミリア・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。検察官および民事原告は、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、また損害賠償およ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、支払いを済ませている。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および刑事事件においてすで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・エスピーエーおよびエネル・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。経済上およ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。環境省および民間の当事者（環境協会および訴訟手続き中にエネルから何の支払い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き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、訴訟費用の支払いを命令した。エネルは、2015年2月、ベニス上訴裁判所の2014年7月10日付判決について破毀院に上告し、現在審問日の定めを待っている。

2011年8月に、ロヴィゴ（Rovigo）検察局は、エネルおよびエネル・プロデュツィオーネの多くの取締役、元取締役、役員、元役員および従業員に対し、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、被告人すべての審理を行うことが言い渡された。環境省、厚生省、ならびにエミリア・ロマーニャ州およ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またはエネル・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すべてが無罪となった。裁判所はまた、（実際の災害発生時にもたらされるさらに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すべ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ユーロの仮処分および係争中の残りの民間当事者の訴訟費用の支払いとともに、不特定の損害賠償の支払いを命じられた。2014年9月末、裁判所の全体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名および検察が上訴した。さらに、（ ）検察による上訴理由の否定および第一審で得たのよりも広範な無罪判決を求める、無罪判決を受けたにもかかわらず、2014年までその役職にあった最高経営責任者、（ ）当初は不参加であった2つの地方自治体、（ ）2つの省庁（環境省および保健省）、および（ ）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弁論のための審理日は、未定である。

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ている。2013年における民事訴訟において責任当事者とされている多くのエネル・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の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およ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年および2013年をカバーするように延長された。訴訟手続きの一環として、ブリンディジの県および市等の被害者は、約1.4十億ユーロの損害賠償請求をした。弁論は進行中である。

また、レッジョ・カラブリア（Reggio Calabria）裁判所およびビーボ・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きが行われている。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。同裁判所が依頼した新鑑定人の所見の提出後、レッジョ・カラブリア裁判所における訴訟手続きは、2016年2月17日に開始された新鑑定人の尋問を継続するため、2016年3月31日まで延期された。ビーボ・バレンティア裁判所における訴訟手続きは、他の被告が求めた最終証人の証言を審問するため、2016年3月22日まで延期された。

ブリンディジ裁判所における刑事訴訟手続きは進行中であり、現在予備段階の最後である。

同裁判所が依頼した新鑑定人の所見の提出後、レッジョ・カラブリア裁判所における訴訟手続きは、新鑑定人の尋問を継続するため、被告人側の弁論の開始される2016年3月31日まで延期されたが、ピーボ・バレンティア裁判所における訴訟手続きは、他の被告人が求めた最終証人の証言を審問するため、2016年6月28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および訴訟

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およ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、カンパニア州およ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いは、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、ほぼすべてがエネル・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。2015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18,000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、回復のためのいくつかの措置が開始され、これらは継続し、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た。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きに関与している。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）、方針に従って決められた制限内での弁護士費用の支払いを命じると同時に、ユーザーおよびその弁護士に対して支払われたまたは支払われる金額に関しては、エネルを免責とする命令を出した。同判決に基づいて、2014年10月、エネルはローマ裁判所に対しカトリカを提訴し、エネルに支払われるべき金額の設定およびかかる金額の支払いをカトリカに求めた。裁判所における当事者への第一回審問は、何度も延期された後、カトリカが追加の召喚状に応じられるよう、2016年7月18日に予定された。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日まで延期された。

BEG訴訟

イタリアにおいてBEGエスピーエーにより開始された仲裁手続後、エネルパワーが2002年に有利な判決を受け、これは2010年に破毀院により支持され、アルバニアでの水力発電所建設に関する契約のエネルパワーによる違反を申し立てた訴えは全面的に棄却された。その後、BEGは、子会社であるアルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーを通して、かかる問題に関してアルバニアにおいてエネルパワーおよびエネル・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25百万ユーロおよ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およびエネルが支払うよう命ずる判決が下され、当該判決はアルバニア上訴裁判所によって支持された。かかる判決後、アルバニアBEGアンビエントは、430百万ユーロ超の支払いを要求した。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・エスピーエーおよびエネル・エスピーエーが上訴した欧州人権裁判所は、証拠能力に欠ける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、訴訟の本質に関するものではなかった。2012年2月に、アルバニアBEGアンビエントは、フランスにおいてアルバニアの裁判所の判決が執行可能となるよう、パリの大審裁判所にエネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーに対する訴えを提起した。エネル・エスピーエーおよびエネルパワー・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おり、同裁判所は、これまでのところ予備判決も確定判決も下していない。その後、またアルバニアBEGアンビエントの主導で、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。JPモルガン銀行ルクセンブルグ・エスエーは、エネル・エスピーエーの債権に関して類似の命令の送達を受けた。2014年3月、アルバニアBEGアンビエントは、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・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーに対

する訴訟を提起した。エネル・エスピーエーおよびエネルパワーは、答弁を行うにあたって、原告の事件の根拠のすべての側面について争い、自身の利益を守るために取ることができるすべての手段を用いた。2014年4月22日には、エネルおよびエネルパワーが提出した申立てに対して、裁判所は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、同裁判所は予備また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・エスピーエーおよびエネルパワー・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日付判決において、連邦裁判所は、訴訟手続きが進められるニューヨーク州裁判所の管轄地を確認して、エネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーの申立てを却下した。2014年6月2日、アルバニアBEGアンピエントは、仮差止命令に基づき、ハーグ裁判所より、複数の団体により保有される440百万ユーロを上限とした資産を凍結させる命令およ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・エスピーエーおよびエネルパワー・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、エネルおよ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およびエネルパワーが得ることを条件に、仮差止命令の解除を命じた。エネルおよびエネルパワーは、同判断に上訴した。2014年7月3日、アルバニアBEGアンピエントは、2度目の資金凍結の命令を求めた。2014年8月28日の審問に続いて、ハーグ裁判所は、2014年9月18日、425百万ユーロの仮差止命令を与えた。エネルおよびエネルパワーは、この仮差止命令に上訴した。2016年2月9日付判決において、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および約50百万ユーロ（資産の差押えおよび銀行保証の担保入れによるエネルおよびエネルパワーの損失の見積額）のアルバニアBEGアンピエントによる相手方の保証のための担保入れに基づく仮差止命令の取消を命じた。2014年7月末、アルバニアBEGアンピエントは、オランダにて、同国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提訴した。2016年1月末、最終審問が開催され、判決は2016年5月4日に下される予定である。また、アルバニアBEGアンピエントは、アイルランドおよ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、エネルおよびエネルパワーの答弁を支持して、アイルランドは管轄地でない旨の判決を下した。同判決は、数週間中に承認予定である。ルクセンブルグにおいて、訴訟手続きは現在進行中であり、エネルおよびエネルパワーは、アルバニアBEGアンピエントによる請求に異議を申し立てている。裁判所は、判決を下していない。2015年6月16日付判決により、アルバニアBEGアンピエント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・エスピーエーおよびエネル・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1段階は完了した。訴訟において、エネルパワー・エスピーエーおよびエネル・エスピーエーは、ピーイージーの責任を認めること、および、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・ピーイージー・アンピエントに支払う必要が生じうる金額の賠償金の支払いをピーイージーに命じることを、裁判所に求めた。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エスピーエーが訴訟を提起される当事者適格を有さないか、またはその代わり、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の欠如のため、請求は証拠能力に欠ける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・エスピーエーおよびエネルパワー・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。

エネルは、2016年3月30日、保証を行ったが、アルバニアBEGアンピエント・エスエイチピーケーは、3週間の支払期限までに、見返り保証を行わなかったため、エネルの保証は、2016年4月20日以降もはや効力を有さない。2014年7月末においては、アルバニアBEGアンピエント・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の承認および執行を得るために、訴訟を提起した。当該訴訟の最終審理は、2016年1月末に開催され、判決は数週間中に下される。

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以下の2件の訴訟は係争中である。うち1件はエネル・プロデツィオーネが、1件はエネル・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。

- ・ 2009年に起きたプリンディジにおけるエネル・フェデリコ プラントでの下請会社の従業員についての事故について、エネル・プロデュツィオーネは過失人身傷害に関する管理責任について起訴された。法令第231/2001号に基づく違反について、第一審裁判所の判決は、エネルの従業員および当社の無罪判決により、2016年3月8日に終了した。
- ・ 2008年におきたパレルモの下請会社の従業員についての命に関わる事故について、エネル・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。

レッド・エレクトリカ・デ・エスパーナ (Red Eléctrica de España) 仲裁事案 - スペイン

2010年7月1日、法の要件に従って、エンデサ・ディストリビューション・エレクトリカ (Endesa Distribución Eléctrica) (以下「EDE」という。)は、レッド・エレクトリカ・デ・エスパーナ (Red Eléctrica de España) (以下「REE」という。)と、EDEの所有する送電ネットワークを含む資産を売却する契約を締結した。支払金額は、約1,400百万ユーロであった。かかる契約においては、2013年12月31日までに国家競争市場委員会 (CNMC) の行う清算によって報酬が増減した場合の価格調整が規定されていた。2013年12月に公布された省令 IET/2443/2013 について、REEは契約に規定される報酬より低い報酬になると解釈し、それを踏まえて、かかる会社は、コート・シビル・ヤ・メルカンティール・デ・アービトラージ (Corte Civil y Mercantil de Arbitraje) (CIMA) に対し、仲裁訴訟を提起し、売却価格の訂正を求めた。

請求額は、後に94百万ユーロに設定された。2015年11月、仲裁手続き (および訴訟の可能性) を終結させるために、和解に達した。

バジルス (Basilus) 訴訟 (元メリディオナル) - ブラジル

ブラジルの建設会社であるバジルス・エスノエー・セルヴィソ、エンプレディミエント・イ・パーティシパソエス (Basilus S/A Serviço, Empreendimento y Participações) (元メリディオナル) は、ブラジルの会社であるCELF (リオデジャネイロ州が所有) と土木工事契約を締結したが、CELFは同契約を解除した。民営化の一部として、CELFはアンブラ・エネルギア・エ・セルヴィソス・エスエー (以下「アンブラ」という。) に対して資産を譲渡した。メリディオナルは、かかる譲渡は権利を侵害しており、詐欺行為であると主張し、1998年にアンブラに対し訴訟を起こした。アンブラは、第一審および第二審裁判所にて有利な判決を得た。第2段階の判決が下されたが、バジルスは、不利な判決を覆すよう求めて、2010年9月に特別な上訴 (権利保障 (mandado de segurança)) を提起した。かかる要求は棄却された。その後、バジルスは最高裁判所に新たに上訴し、却下された。バジルスは、同判決を上訴している。係争額は約1,344百万ブラジルレアル (約311百万ユーロ) である。

2016年3月3日、最高裁判所において訴訟手続が開始された。

CIEN訴訟 - ブラジル

1998年、ブラジルの会社である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。裁判所から、トラクテベルは係争中の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、手続きを延期するという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) の支払い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、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。裁判所は、それらの訴訟の統一された技術評価を命じ、評価結果の一部はアンブラにとって不利なものだった。後者は、結果に異議を申し立て、新たな調査を求めた。かかる申立てに関する手続きは保留中である。

2014年9月、第一審の裁判所は、上記の様々な訴訟のうち1件に関し、アンブラに対する判決を下し、約200,000ブラジルリアル(約46,000ユーロ)の罰則および後の段階で設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、同上訴は係争中である。他の係争中の訴訟において、2015年6月1日、裁判所は、アンブラに、鑑定人の評価に基づく非金銭的損害賠償80,000ブラジルリアル(約18,000ユーロ)および金銭的損害賠償96,465,103ブラジルリアル(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。アンブラは、同判決に上訴した。全訴訟の見積りは、約374百万ブラジルリアル(約86百万ユーロ)と推定されている。

コベルヴァ訴訟 - ブラジル

ブラジルの農村地域における送電網拡張の事業の一環として、1982年にコンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ・エスエー (以下「コエルチェ」という。) (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、厳密には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いを規定しており、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 (コベルヴァ) (Cooperativa de Eletrificação Rural do V do Acarau Ltda (Coperva)) による約179百万ブラジルリアル(約42百万ユーロ)の訴訟も含まれる。コエルチェは、第一審の裁判所および上訴裁判所により有利な判決を得たが、コベルヴァは再抗告 (Embargo de Aclaración) し、判決はまだ下されていない。

コベルヴァが行った別の上訴は、2016年1月11日の判決において棄却されたが、その後、コベルヴァは、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および漁師によるエル・キンボ事業に関する複数の法的行為（「団体訴訟」および「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ならびに企業およ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）または集団訴訟（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3日、CAM（地域環境機関）は、一時的に停止予定の埋立て作業を命じる措置（「予防措置」（medida preventiva））を再度発表した。埋立て作業の停止が技術的に不可能であることから、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およ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。2015年9月、ANLAは、当社が要件を満たしたことを全般的に確認する2つの報告書を発表した。その結果、2015年9月21日、当社は、予備的停止の解除を裁判所に求めた。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、鉱物およびエネルギー省ならびにAUNAP（農業および漁業局）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、同省および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質、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または支持に対する判決を下すまで、有効である。2016年2月22日付判決により、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、酸素レベル要件のコンプライアンス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日付のウイラ行政裁判所のその後の判決において、仮差止命令の仮取消は、2016年10月16日まで6ヶ月間維持された。さらに、エムゲサは、2016年5月16日までに酸素レベル要件のコンプライアンスを確保する設計を作成するよう命じられた。

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）およびその他当事者が、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）およ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337,626,840,000コロンビアペソ（約96百万ユーロ）である。

SAPE（旧エレクトリカ）仲裁手続き - 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、配電および電力販売事業がエネル・ディストリビューティー・ムンテニア（「EDM」）およびエネル・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・ピーヴィイ（EIH）に譲渡した。2013年7月5日、EMSは、EIH、EDMおよび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、利息および追加の不特定の損害賠償の支払いを求めた。当該手続は現在進行中である。2016年4月末までに下される予定の仲裁判決に関して、2015年6月の第1週に、審理が開催された。2014年9月29日、SAPEは、エネルおよびエネル・インベストメント・ホールディングに対して、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（およびその利息）を求めて、パリの国際仲裁裁判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、エネル・ディストリビューティー・ムンテニアおよびエネル・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。当該手続は現在進行中であり、審理は2016年7月に開催予定である。

民営化契約の特別条項の違反の主張に対する損害賠償請求に関する仲裁判決は、2016年5月末に下される予定である。

ガブチコヴォ紛争 - スロバキア

スロバキア・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・ポドニク（「VV」）（Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik（VV））によって管理され、かかる発電所の稼働および維持管理は、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に基づき、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な統制されるものとみなし、ブラチスラヴァ裁判所に対して、VEG協力協定の取消しを求めて訴訟を提起した。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、2006年からかかる発電所において発電された電力の販売収益をSEがVVに支払うよう求めた。SEは、VVの訴えは根拠がないと考え、様々な訴訟に異議を唱えており、PP0によって開始した訴訟の判決を待つ間かかる訴訟は停止されている。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、かかる契約を取り消した。SEは、当該判決およびVEG補償契約に基づくウィーン国際仲裁センター（「VIAC」）への仲裁要請に対して、非常上告を行った。スロバキア共和国の国家資産基金および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。

2015年4月、SEはまた、2006年から2015年の発電所の操業により不当な利益を得たとの主張に関して、約490百万ユーロの支払いを要求する通知をVVから受領した。SEは、当該要求を拒絶した。最後に、VVは、民営化における資産の譲渡に対してVVがSEに支払った費用の返還を求めて、ブラチスラバ地方裁判所にさらに訴訟を提起した。この後者の訴訟手続はまた、PP0が開始した訴訟手続における判決を保留して中断されている。

SEは、2006年から2015年の発電所の操業により不当な利益を得たとの主張に対する約490百万ユーロの支払いに関して、VVから訴えられた。SEは、当該要求を拒絶し、公共調達局（PP0）の手続きにおける判決を保留して、訴訟手続を停止させる旨の申立てを行った。2006年から2010年に関する訴訟手続は、停止されているが、2011年から2012年の訴訟手続の停止に関する判決は、保留されている。2013年から2014年について、SEは、当該訴訟手続の停止要求の拒絶に対して、非常上告を行った。

エネルギア・XXI・エネルギアス・レノヴァヴェイス・エ・コンサルトリア・リミターダ（Energia XXI Energias Renováveis e Consultoria Limitada）およびエネル・グリーン・パワー・エスパーニャの間の紛争

1999年、エネルギア・XXIは、MADE（現エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ）に対し、ポルトガルおよびブラジルにおけるエネル・グリーン・パワー・エスパーニャの風力発電機および風力発電所の売却のための代理契約の期限前解除により損失が発生したとして、仲裁を申し立てた。2000年11月21日に下された判断では、仲裁委員会は、MADEによる契約の期限前解除は違法であるとし、（ ）法的費用、（ ）1999年7月21日（契約解除日）から2000年10月9日（契約満了日）までの間の月次報酬の固定部分（約50,000ユーロに相当）および（ ）少なくとも15MWの発電容量の契約について決定される利益損失の支払いをMADEに命じた。仲裁判断が下された後、以下の2つの民事訴訟が開始された。

- 最初の訴訟は、MADEが仲裁判断の取消しを求めて第一審裁判所に提起した。本件は、控訴裁判所による付託（後の2013年9月26日に最高控訴裁判所により承認された。）の後、準備書面の承認を求めるエネル・グリーン・パワー・エスパーニャの訴えが認められ、第一審裁判所にて係属中である。両当事者による証人尋問後、第一審裁判所は、以下を判決過程に移した。
- 2つ目の訴訟は、2006年5月9日、エネルギア・イクスイクスアイが、仲裁判断により決定された金額（エネルギア・イクスイクスアイの損失は現在546百万ユーロと見積もられている。）の支払いをエネル・グリーン・パワー・エスパーニャに命じるよう求めてリスボン民事裁判所に提起した。エネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、かかる訴えは根拠がないと考えている。エネル・グリーン・パワー・エスパーニャからの請願に応じ、裁判所は、最初の訴訟が終了するまでの間本件の進行を停止している。

CISおよびインターポート・カンパーノ（Interporto Campano）

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・エスピーエーは、インターポート・カンパーノ（Interporto Campano）およびセントロ・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年超の賃借契約および太陽光発電所の建設および運営のためCISおよびインターポート・カンパーノの業務用倉庫の屋根上面の賃借不動産に署名した。かかる倉庫で2件の火災が続いて発生した。1件目は2011年4月22日、発電所の建設中に発生した。一方で、2012年3月26日に2件目が発生した。かかる火災に続いて、CISは、2012年11月3日および2014年5月23日にそれぞれ、2件の仲裁訴訟を提起し、後者の訴訟はインターポート・カンパーノと一緒に行われた。

2015年1月31日に出された仲裁判決では、第一審の仲裁委員会の判決は、請負業者に対して不利なものであり、CISおよびエネル・グリーン・パワー（以下「EGP」という。）の両者の側に寄与過失があるとし、EGPに対して、CISに当初は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。第二仲裁訴訟では、CISおよびインターポート・カンパーノが、賃借不動産および9年超の賃貸借の停止、ならびに約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）に設定されるEGPの債務不履行を受けて申し立てられた損失の損害賠償を求めた。EGPは、かかる訴えを棄却するよう求め、約40百万ユーロの損害賠償に対する反訴を提出した。本件は予備段階にある。

当事者は、2015年1月31日付仲裁裁定に対して上訴した。2016年4月20日の第1回審理において、仲裁委員会は、係属中の訴訟の併合に関して、訴訟手続書類を民事部長に送付した。

ブラジルにおける税務訴訟

1998年、アンブラ・エネルギー・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、アンブラにより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取得した。税務当局は、かかるファイナンスを、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・エネルギー・エ・セルヴィソス・エスエーは残余FRN債務および関連する権利ならびに義務の譲渡を含む、アンブラ・エネルギー・エ・セルヴィソス・エスエーが有利となるような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。当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。2015年12月31日現在において、係争額は約262百万ユーロであった。

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およ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日および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・エネルギー・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が下した判決（2015年10月2日に公表され、税務当局による異議申立てが行われていない。）を申し立てたが、アンブラの上訴を認めるにあたって、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。2015年12月31日現在、本件で問題になっている金額は約66百万ユーロである。リオ・デ・ジャネイロ州およびセアラ州は、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・エネルギー・エ・セルヴィソス（Ampla Energia e Serviços）（1996年から1999年および2007年から2012年の期間）ならびにコンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ（Companhia Energética do Ceará）（2003年、2004年および2006年から2009年の期間）に対し、複数の租税査定を行った。2015年3月、約8百万ユーロの価額の新たな査定が、（2010年および2012年から2014年7月までの期間に対して）出された。当該企業は、同社が税金を正しく控除したことおよびその購入が 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。行政手続きの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、2015年12月31日現在で、総額約47百万ユーロとなった。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いに、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いとして再分類され、したがって、15%の源泉徴収税が課された。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。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る。2015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54百万ユーロである。

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、1126/2008号の規定（EC）に従って欧州共同体が認識し、2015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2015年12月31日時点の連結財務書類において採用している。

（1）減損損失

IFRSでは、IAS第36号(資産の減損)で、減損の兆候が存在する場合に、資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回る金額として減損損失を算定する。回収可能価額は(i)売却費用控除後の公正価値及び(ii)使用価値（処分価値を含め、使用を通じて発生する将来キャッシュ・フローの現在価値）のうちいずれか高い金額となる。

日本の会計原則では、最初に資産の帳簿価額を、使用及び最終的処分を通じて発生する割引前キャッシュ・フローの総額と比較する。その結果、資産の帳簿価額が割引前キャッシュ・フローの総額よりも大きいため回収不能であると判断された場合、減損損失を認識する。

（2）のれん

IFRS (IAS第38号)では、企業結合から生じたのれんは償却されないが、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、全部のれん法と買入のれん法の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、買入のれん法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がないことから、日本の会計原則ではこのような従業員に係る便益に対する会計上の取扱いは定められていない。

(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、残余の投資についての会計基準は存在しない。いずれの場合でも、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。そうでない場合、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。

(7) 企業結合 取引費用

IFRS (IFRS第3号)では、企業結合に直接関連のある費用は、サービスの提供を受けた時に損益として認識される。

日本の会計原則では、企業結合に直接関連のある費用は、(のれんの一部として)企業結合の取得価額に含まれる。

(8) 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、条件付対価に由来するのれんの変更についての期限は定められていない。

（９）無形資産の当初認識と測定

IFRS (IAS第38号)では、無形資産は、分離可能で、信頼性を持って測定できる場合で、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。

（１０）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。

（１１）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。

（１２）賦課金

IFRSでは、2015年1月1日に適用された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。

（１３）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当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およびユーロと日本円の為替は、それぞれ最近5年間および最近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、米ドルおよ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、証券の保管およびその他当社株式の取引に関する事項はすべ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きの概要である。

(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。）また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き

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また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、円貨また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すべての通知および通信は、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、かかる通知およ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き

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、保管機関またはその名義人が行う。実質株主が指示をしない場合、保管機関また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き

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また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き

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また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、保管機関また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また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) 名義書換代理人およ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または名義書換取扱場所を有していない。各窓口証券会社は、取引口座を有するすべ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およ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また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また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、当該配当の支払い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。2016年 6 月30日現在、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年分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 日以後に支払い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年分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、当社株式およ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。)なら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また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27年6月30日関東財務局長に提出 |
| 2．半期報告書 | 平成27年9月30日関東財務局長に提出 |
| 3．半期報告書（上記2．）の訂正報告書 | 平成27年10月13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2014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2015年4月8日付の監査報告書が、金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。

ローマ市、2015年4月8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 8, 2015 with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2014 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, which report appears in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 8, 2015

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

- 1 私たちは、エネル・エスピーエー及びその子会社（以下、「エネル・グループ」という。）の2014年12月31日現在、及び同日をもって終了する連結会計年度の連結財務諸表、すなわち、連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結財政状態計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書及び注記について監査を行った。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、及び政令第38/2005条9項に準拠してこれらの連結財務諸表を作成する責任がある。私たちの責任は、自ら行っ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。
- 2 私たちは、コンソブ(イタリア証券取引委員会)によって推奨される 監査基準に準拠して監査を行った。監査の基準は、連結財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうか、またそのような場合、全体として信頼できるかどうかを判断する際に必要とされる情報を得るために、私たちが監査を計画し、実施することを求めている。監査は連結財務諸表における金額や開示の基礎となる証拠の試査による検討を含んでいる。監査はまた、経営者が採用した会計原則の適正性及び経営者によって行われた見積りの合理性の検討を含んでいる。私たちは、自ら行った監査により意見表明のための合理的な基礎を得たと判断している。

比較目的のために前年の連結財務諸表及び2013年1月1日現在の連結財政状態計算書が開示されている。注記にも記載されている通り経営者は、比較情報である前年の連結財務諸表及び、2012年12月31日現在の連結財務諸表に派生する、2013年1月1日現在の連結財政状態計算書に関し一部の比較情報の修正再表示を行った。これらは既に関示されており、私たち若しくは他の監査人によりそれぞれ監査済みであり、関連する監査報告書が2014年4月10日及び2013年4月4日付けで発行されている。私たちは、2014年12月31日現在及び同日をもって終了する連結会計年度の連結財務諸表に対する意見を表明することを目的として、比較財務情報を修正再表示するために使用された方法及びこれに関する注記の開示情報について検討した。
- 3 私たちは、エネル・グループの2014年12月31日に終了する連結会計年度に係る連結財務諸表が、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び政令第38/2005条9項に準拠しているものと認める。従って、これらの連結財務諸表は、2014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会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を真実かつ公正に表示しているものといえる。

- 4 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及び株主構造に関する報告書を作成する責任がある。私たちの責任は、法律に要求されているように、事業報告書の連結財務諸表と、政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレントガバナンス及び株主構造の報告書に開示された情報である連結財務諸表との間の一貫性に対して意見を表明することにある。この目的のために、私たちはイタリア会計士協会（CNDCEC）によって発行され、コンソブによって推奨される監査基準001号において要求される手続を行った。私たちの意見では、事業報告書及び政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレートガバナンス及び株主構造の報告書に開示された情報は、エネル・グループの2014年12月31日現在及び同日をもって終了する連結会計年度の連結財務諸表と一貫しているものといえる。

ローマ市、2015年4月8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, 2014

**Independent auditors' report
pursuant to articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39
dated January 27, 2010**

(Translation from the original Italian text)

**Independent auditors' report
pursuant to 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.

1. We have audited the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries ("Enel Group") as of December 31, 2014 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. The preparation of these financial statements in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005 is the responsibility of Enel S.p.A.'s directors. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.
2. We conducted our audit in accordance with auditing standards recommended by CONSOB (the Italian Stock Exchange Regulatory Agency). In accordance with such standards, we planned and performed our audit to obtain the information necessary to determine whether the consolidated financial statements are materially misstated and if such financial statements, taken as a whole, may be relied upon. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements, as well as assessing the appropriateness of the accounting principles applied and the reasonableness of the estimates made by directors. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

The consolidated financial statements of the prior year and the balance sheet as of January 1, 2013 are presented for comparative purposes. As illustrated in the notes to the financial statements, the directors have restated certain comparative figures related to the prior year and the balance sheet as of January 1, 2013, which is derived from the consolidated financial statements as of December 31, 2012, with respect to the figures previously presented, upon which we issued our auditors' reports on April 10, 2014 and on April 4, 2013, respectively. We have examined the method used to restate the comparative figures and the related information presented in the notes to the financial statements, for the purpose of expressing our opinion on the consolidated financial statements as of December 31, 2014 and for the year then ended.

3. In our opinion, the consolidated financial statements of the Enel Group as of December 31, 2014 have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005; accordingly, they present clearly and give a true and fair view of the financial position, the results of operations and the cash flows of the Enel Group for the year then ended.
4. The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the report on operations and the report on corporate governance and ownership structure, published in the section Governance of Enel S.p.A.'s website, in accordance with the applicable laws and regulations. Our responsibility is to express an opinion on the consistency with the financial statements of the report on operations and of the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2, letter b) in the report on corporate governance and ownership structure, as required by law. For this purpose, we have performed the procedures required under Auditing Standard 001 issued by the Italian Accounting Profession (CNDCEC) and recommended by CONSOB. In our opinion, the report on operations and the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2), letter b) in the report on corporate governance and ownership structure, are consistent with the consolidated financial statements of the Enel Group as of December 31, 2014.

Rome, April 8, 2015

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2014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2015年4月8日付の監査報告書が、金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。

ローマ市、2015年4月8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 8, 2015 with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2014 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, which report appears in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 8, 2015

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

- 1 私たちは、エネル・エスピーエーの2014年12月31日現在、及び同日をもって終了する事業年度の個別財務諸表、すなわち、損益計算書、包括利益計算書、財政状態計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書及び注記について監査を行った。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、及び政令第38/2005条9項に準拠してこれらの個別財務諸表を作成する責任がある。私たちの責任は、自ら行った監査に基づいてこれらの個別財務諸表について意見を表明することにある。
- 2 私たちは、コンソブ(イタリア証券取引委員会)によって推奨される監査基準に準拠して監査を行った。監査の基準は、個別財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうか、またそのような場合、全体として信頼できるかどうかを判断する際に必要とされる情報を得るために、私たちが監査を計画し、実施することを求めている。監査は個別財務諸表における金額や開示の基礎となる証拠の試査による検討を含んでいる。監査はまた、経営者が採用した会計原則の適正性及び経営者によって行われた見積りの合理性の検討を含んでいる。私たちは、自ら行った監査により意見表明のための合理的な基礎を得たと判断している。
前年の財務諸表は、当期との比較を目的に開示されており、監査意見は2014年4月10日付で発行されている我々の報告書に記載されている。
- 3 私たちは、エネル・エスピーエーの2014年12月31日に終了する事業年度に係る個別財務諸表が、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び政令第38/2005条9項に準拠しているものと認める。従って、これらの個別財務諸表は、エネル・エスピーエーの2014年12月31日現在の財政状態並びに同日をもって終了する事業年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を真実かつ公正に表示しているものといえる。

- 4 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及び株主構造に関する報告書を作成する責任がある。私たちの責任は、法律に要求されているように、事業報告書の個別財務諸表と、政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレートガバナンス及び株主構造に関する報告書に開示された情報である個別財務諸表との間の一貫性に対して意見を表明することにある。この目的のために、私たちはイタリア会計士協会(CNDCEC)によって発行され、コンソブによって推奨される監査基準001号において要求される手続を行った。私たちの意見では、事業報告書及び政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレートガバナンス及び株主構造の報告書に開示された情報は、エネル・エスピーエーの2014年12月31日現在及び同日をもって終了する事業年度の個別財務諸表と一貫しているものといえる。

ローマ市、2015年4月8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, 2014

**Independent auditors' report
pursuant to articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39
dated January 27, 2010**

(Translation from the original Italian text)

**Independent auditors' report
pursuant to 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.

1. We have audited the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2014 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. The preparation of these financial statements in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005 is the responsibility of Enel S.p.A.'s directors. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.
2. We conducted our audit in accordance with auditing standards recommended by CONSOB (the Italian Stock Exchange Regulatory Agency). In accordance with such standards, we planned and performed our audit to obtain the information necessary to determine whether the financial statements are materially misstated and if such financial statements, taken as a whole, may be relied upon. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements, as well as assessing the appropriateness of the accounting principles applied and the reasonableness of the estimates made by directors. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

For the opinion on the financial statements of the prior year, which are presented for comparative purposes, reference should be made to our report dated April 10, 2014.

3. In our opinion, the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2014 have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005; accordingly, they present clearly and give a true and fair view of the financial position, the results of operations and the cash flows of Enel S.p.A. for the year then ended.
4. The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the report on operations and the report on corporate governance and ownership structure published in the section Governance of Enel S.p.A.'s website, in accordance with the applicable laws and regulations. Our responsibility is to express an opinion on the consistency with the financial statements of the report on operations and of the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2, letter b) in the report on corporate governance and ownership structure, as required by law. For this purpose, we have performed the procedures required under Auditing Standard 001 issued by the Italian Accounting Profession (CNDCEC) and recommended by CONSOB. In our opinion, the report on operations and the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2), letter b) in the report on corporate governance and ownership structure, are consistent with the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2014.

Rome, April 8, 2015

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](#)