

【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27年6月25日
【事業年度】	第71期 (自 平成26年1月1日 至 平成26年12月31日)
【会 社 名】	エンデサ (ENDESA,S.A.)
【代表者の役職氏名】	ハビエル・アヴィラ・シエテイグレシアス(管理統括責任者) (Javier Ávila Sieteiglesias, Administration Vice President)
【本店の所在の場所】	スペイン王国 マドリッド市 28042、リベラ・デル・ロイラ 60 (Calle Ribera del Loira 60, 28042 Madrid, Spain)
【代理人の氏名又は名称】	弁護士 錦 織 康 高
【代理人の住所又は所在地】	東京都港区赤坂一丁目12番32号アーク森ビル 西村あさひ法律事務所
【電話番号】	(03)5562－8500
【事務連絡者氏名】	弁護士 織 田 真 史 弁護士 大 場 悠 樹 弁護士 末 岡 佑 真
【連絡場所】	東京都港区赤坂一丁目12番32号アーク森ビル 西村あさひ法律事務所
【電話番号】	(03)5562－8500
【縦覧に供する場所】	該当なし

第一部 【企業情報】

注： 1 本書において文脈上他に解釈すべき場合を除き、次の用語は下記の意味を有する。

「当社」、「エンデサ」または「エンデサ・グループ」 エンデサS.A.およびその連結子会社
「スペイン」 スペイン王国

- 2 別段の記載のない限り、本書中の「ユーロ」はスペインの法定通貨を指す。ユーロは1999年1月1日に欧州経済通貨同盟の第3段階の開始にともない導入された単一通貨であり、その日までにユーロは欧州連合の11の加盟国の法定通貨となった。2002年1月1日現在、ユーロはもはや欧州経済通貨同盟に参加している欧州連合の加盟国の各国通貨に再分割されることはない。1999年1月1日以前の年度の表は、もともとは、ユーロによって取って代わられた「スペイン・ペセタ」で計算されていた。かかる表においてユーロにより表記された金額は、1999年1月1日に公式に決定された公式固定換算レートである1ユーロ当たり166.386スペイン・ペセタを基準として計算されている。1999年1月1日以前の一定期間について、かかる換算レートを利用する際には、かかる公式固定換算レートと相違していた可能性のある1999年1月1日以前のスペイン・ペセタの価値を考慮していない。別段の記載のない限り、本書において表示されているユーロから日本円への換算は、株式会社三菱東京UFJ銀行の公表する2015年4月1日現在の対顧客電信直物相場仲値である1ユーロ＝128.91円に基づいている。別段の記載のない限り、本書中の「米ドル」または「米国ドル」はアメリカ合衆国の法定通貨を指す。別段の記載のない限り、本書において表示されている米ドルから日本円への換算は、株式会社三菱東京UFJ銀行の公表する2015年4月1日現在の対顧客電信直物相場仲値である1米ドル＝119.96円に基づいている。
- 3 エンデサの事業年度は暦年である。
- 4 本書において表中の数字が四捨五入されている場合、合計は数値の総和と必ずしも一致しない。
- 5 本有価証券報告書は、「予想する」、「計画する」、「予期する」、「確信する」、「べきである」、「しようとする」、「予定である」、「見込み」、「リスク」、「目標」、「ゴール」、「目的」、「予測する」、「将来の」および類似の表記またはその表記の変形のような、1995年私募証券訴訟改革法(Private Securities Litigation Reform Act of 1995)の意義の範囲内で「将来の予測に関する記述」を構成する記述を含む。これらの記述は、本有価証券報告書において散見され、とりわけ当社の事業、財政状況もしくは営業成績に影響を与える動向に関する当社の予定、信念または現在の予想を含む。これらの将来の予測に関する記述は、将来の業績を保証するものではなく、リスクおよび不確実性を含んでいる。実際の業績は、不可抗力である様々な要因の結果、将来の予測に関する記述と著しく乖離する可能性がある。「第3 事業の状況 1 業績等の概要」に基づく情報を含む(但し、これに限られない。)本有価証券報告書に含まれる付随情報は、かかる乖離を導く可能性のある重要な要因を特定している。これらの将来の予測に関する記述は当該記述日現在に述べられたものであり、本有価証券報告書を読む投資家は、これに過度の信頼を置くべきではない。当社は、当社の事業戦略もしくは予定された資本支出における変更を含む(但し、これに限られない。)、当該記述日後に生じた出来事または状況を反映するためにまたは予期せぬ出来事の発生を反映するために当社が行うことが可能なかかる将来の予測に関する記述の改訂結果を公表する義務を負わない。

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】

「ソシエダ・アノニマ」(以下「ソシエダ・アノニマ」または「S.A.」という。)は、スペインにおける関連会社に関してもっとも一般的な有限責任株式会社である。「ソシエダ・アノニマ」に関する基本的な規制は2010年7月2日付の「レイ・デ・ソシエダ・デ・キャピタル」である(以下「法人企業法」または「CEA」という。)。2011年、2012年および2014年において、CEAは、会社のウェブサイト、発表の方法、内容および広告または株主の代表権およびコーポレート・ガバナンス等の点を改善し、その詳細を定めるために、改正された(2011年8月1日付の法律第25号、2012年3月16日付の2012年国王布告法第9号および2014年12月3日付の2014年法律第31号)。CEAおよびその適用を要約すると以下のとおりである。

(イ) 設 立

CEAの要求する有限責任株式会社の設立時に全額払込まなければならない最低資本金は60,101ユーロである。少なくとも引き受けられた資本金の25%が設立時に払込まれる必要がある。株主は個人もしくは法人を問わず、また国籍および居住地を問わない。有限責任株式会社の設立過程は2段階に分れており、まず公証人の面前で公正証書を作成し、次に公式商業登記所公報(スペイン語でBoletín Oficial del Registro Mercantilといい、以下その頭文字を取って「BORME」という。)に登録する。登記が終了してはじめて、有限責任株式会社は法的主体としての地位を取得する。会社の設立公正証書(有限責任株式会社の定款を含む。)には、発起人が適当と認める合意や誓約を記載することができる。ただし、有限責任株式会社に適用される法律または基本原則に反してはならない。

(ロ) 株 式

有限責任株式会社の株式は、券面またはブックエントリーにより表章される。券面による場合、記名式または無記名式の額面株式として発行することができる。ただし、全額払込済となるまでは、記名式でなければならない。スペインの証券市場は、上場会社の株式はブックエントリーにより表章されるべき旨を要求している。株式は会社資本の一部である。会社に対する現実の資産出資を表章しない株式の創設は無効である。当社は、同一の条件を前提とする株主を平等に取り扱わなければならない。

株式はその適法な所有者に対して株主たる地位を付与し、株主には少なくとも以下の権利が保障される。

- (A) 会社の利益分配請求権および会社の清算後の残余財産分配請求権
- (B) 新株引受および転換社債引受に関する優先的申込権
- (C) 株主総会における議決権(かかる権利行使のために、定款上要求される株式数を保有していることを条件とする。)(議決権行使のための株式の持ち寄り認められる。)および会社の決議に異議を申し立てる権利
- (D) 情報開示請求権

(ハ) 株式の譲渡

記名株式の譲渡または担保権設定は、会社の株式名義書換台帳に登録されなければならない。譲渡または担保権設定が行われた場合は、適切に登録されるよう会社に書面でその旨を通知しなければならない。無記名式株式は、単に譲受人に株券を交付することによって譲渡される。ブックエントリーにより表章されない株式の譲渡は、株主ブローカーである「ソシエダ・パロール」もしくは「アヘンシア・パロール」を通じて、またはその参加によるものでない限り、スペインの公証人、スペインの海外領事、スペインの公認株式ブローカーを通じて行わなければならない、これらの者は買主に対して「証明書(ポリサ)」または「公正証書(エスクリトゥーラ・プブリカ)」を発行する。1989年7月29日に発効した法律により、スペインの証券取引所で取引されている会社の株式の譲渡は、ブックエントリー登録所公認のブローカー、ディーラーまたは信用ある事業体であるスペインの証券取引所の会員を通して、または会員立会いの下に実施されなければならない。譲渡は証券取引所の非会員間で行うこともできるが、その場合は当該市場の会員により記録されなければならない。

(ニ) 自己株式および子会社を通じた自己株式の取得制限

CEAは、限られた場合を除いて、流通市場における会社およびその子会社による当該会社の株式の購入を禁止している。かかる株式の購入に関しては会社の株主総会による授権が必要であり、また子会社によるかかる株式の購入に関しては子会社の株主総会による授権も必要である。このようにして購入された当該会社の株式は会社に保有されている間は、一切の経済的権利または議決権を有さず、また子会社に保有されている間は一切の議決権を有さない。購入者は購入した株式の購入価格と同額の準備金を設定しなければならない。また、子会社が取得者である場合は、親会社も準備金を設定しなければならない。会社およびその子会社に保有される株式の総数は会社の総資本の5%を超えてはならない。

(ホ) 配 当

株主総会は、承認された貸借対照表に則して、事業年度に得られた利益処分に関する決議を行う。無議決権株式に関する限り、最低年次配当金を定款に定めることができる。最低年次配当金および通常配当金は累積される。

(ヘ) 新株引受権

株主は、転換社債の転換または合併により発行される新株発行の場合を除いて、法律の運用上当然に優先的な按分比例の新株引受権を有する。年次株主総会の承認を得て、会社は、特定の増資につき、全部または一部の株引受権を排除することができる。

転換社債の所持人は、新株引受権およびその後に発行される転換社債についての優先的引受権を有する。ただし、転換社債の転換または合併もしくは会社分割に伴い発行される株式の場合、または会社の株主が当該権利を変更することが当該会社の最善の利益になると決定した場合はこの限りでない。さらに、株式の所持人も転換社債についての優先的引受権を有する。

(ト) 残余財産分配請求権

会社清算の際、株主は会社の負債および税金ならびに清算費用を支払った後に残存する財産を按分比例して受け取る権利を有する。

(チ) 株主総会

会社の年次株主総会(以下「年次株主総会」という。)は、会計年度終了後6か月以内の取締役会の定める日に開催されなければならない。臨時総会は取締役会が適当と判断した場合または払込資本の5%以上を有する株主が要求した場合に招集される。第1回目の招集における株主総会の定足数は、議決権付株式資本の25%以上を代表する株主または代理人の出席である。第2回目は定足数を要求されていない。ただし、社債の発行、増資もしくは減資、定款の変更、組織変更、合併または解散を決議する株主総会については、第1回目の招集における株主総会の定足数は、議決権付株式資本の50%以上を代表する株主または代理人による出席である。第2回目の招集におけるかかる株主総会の定足数は、議決権付株式資本の25%以上を代表する株主または代理人による出席である。ただし、出席した株主または代理人の持分が議決権付株式資本の50%未満である場合は、上記事項に関する決議は出席した株主の議決権の3分の2により承認されることを要する。年次株主総会は、BORMEおよび会社のウェブサイトで公表されなければならない。法的通知には、第1回目の招集の総会期日およびすべての決議事項を明記するものとする。株式資本の5%以上を有する株主は、1つまたは複数の議題項目を含む、株主総会の招集の補遺の公表を要求することができる。かかる権利の行使は、公式な総会通知の公表後5日以内に登記所で受領する必要がある、公証可能な通知によって実行されなければならない。公式な総会通知の補遺は、総会期日の15日以上前に公表されるものとする。法によって規定された期限内に公式な総会通知の追補の公表を欠く場合、当該総会の取消事由となるものとする。定款によって情報システム手段による総会への出席の可能性が規定されている場合(対象者の同一性を適法に保証する場合に限る)、公式な総会通知には、総会の秩序立った進行を可能とするために、取締役によって検討された、株主の権利の期限、形式および行使方法を記載するものとする。特に、本法に従って、情報システム手段によって出席を予定している者による策定を意図された介入および議案は、総会招集時に先立って当社に送付されるよう、取締役によって決定されるものとする。総会中の開示請求権を行使する株主への対応は、総会後7日間、書面によって行われる。

本段落に記載される比率は、CEAに規定されているが、定款により増減することができる(例えば、定足数または多数を増加させ、株主総会招集に要求される比率を減少させることができる。)

各株式はその所有者に1つの議決権を与える。ただし、CEAは、会社が定款により株主総会に出席する権利を有する株式の数を決定することを認めている。CEAでは、定款に1人の株主が行使しうる議決権の最大数を定めることが認められている。株主総会に出席し、議決権を行使するためには、少なくとも当該株主総会が開催される日の5日前までに株式の所有者として登録されていることが必要である。

いかなる株式の議決権も代理行使できる。会社の定款に別段の定めがない限り、株主総会に出席する権利を有する株主は、代理人として他人(株主である必要はない。)を任命することができる。委任は書面によらなければならない。1回の株主総会についてのみ有効である。

株主総会の決議は、一般的に、行使された議決権の単純多数決で可決される。一般的に、株主総会で可決された決議はすべての株主を拘束する。

(リ) 情報開示請求権および株主総会決議に対する異議

情報開示請求権

株主は、株主総会の前に書面で、または総会において口頭で、議題に関して必要であるとする情報または説明を要求することができる。取締役は、かかる情報または説明を提供しなければならない。ただし、要求された情報の開示が会社の利益を損なうと議長が判断する場合はこの限りではない。かかる例外は、当該要求を払込資本の4分の1以上を代表する株主が支持する場合には適用されない。

株主総会決議に対する異議

異議対象の決定

1. 法律に反し、または、株主総会規約もしくは規則と対立し、または、株主もしくは第三者の利益のための公益を害する社会合意に対して異議を唱えることができる。

合意が、多数派により不適当に強要された場合には、企業資本に損害を与えないとしても、社会利益の損害は発生する。合意が、社会の合理的な必要性に応えず、多数派の利益および他のパートナーへの不当な損害のために締結される場合には、その締結は不正に強要されたと理解される。

2. 社会合意は、異議請求が提出される前に、正当に締結された他の合意により無効にされ、または代えられた場合、異議は唱えられない。訴訟提起の後に撤回または交換が生じた場合、法廷は、係属対象事件の喪失による法的手続の終了命令を下すものとする。

本項の規定は、合意が効力のある間引き起こしたであろう効果の抹消または損害の回復を促すことになる異議の権利を侵害しないものとする。

3. 以下の理由に基づく合意は異議を唱えられないものとする。

- a) 法令、株主総会や取締役会の規則により設定された純粋な手続要件の違反、または組織の構成もしくは合意締結のための招集(形式的違反および招集期間以前における違反の場合を除く。)、機関の構成もしくは合意の締結に必要な過半数について規定する重要な規則の違反、ならびに、関連する性質を有するその他の規定の違反。
- b) 総会前の情報アクセス権行使に対して、会社より提供された不正確または不十分な情報。ただし、内容不正確な情報または提供されなかった情報が、株主または標準パートナーによる、議決権または参加におけるその他の権利の公正な行使のために必須だった場合を除く。
- c) 権利の与えられていない者の総会の参加。ただし、かかる参加が機関の構成において決定的なものであったであろう場合を除く。
- d) 無効票またはコンピューターエラーが、要求される多数派の充足において決定的でない場合の、1ないし若干数の投票の無効または投票の誤計算。

訴訟が提起されたら、本セクションに規定されている異議についての本質的性質の問題またはその異議の理由の決定的要因は、宣言の前の付随的な質問とみなされる。

(ヌ) 取締役

取締役会(スペイン語でコンセホ・デ・アドミニストラシオン)は、通常は会社の主たる経営機関である。取締役会は、1つの機関として経営機能のすべてを遂行することは不可能であることから、運営を円滑に進めるため、取締役会の権限の一部を取締役会代表または経営委員会に委任することが法律で認められており、一般の慣行となっている。権限の委任については、取締役の3分の2の同意を要し、商業登記簿に登録されなければならない。ただし、会計帳簿の作成および株主総会に対する貸借対照表の提出等の一定の権限は委任することができない。

取締役は株主総会で選任される。少数株主のために、取締役会における比例代表が法律上認められている。この場合、取締役会の構成員1名を選任するために要する株式資本は、株式資本総数を取締役会の構成員数で除して決定される。取締役は、善良な管理者および忠実な代理人の注意義務をもってその職務を遂行し、悪意、権限濫用または重過失によって損害が生じた場合は、その行為について会社、株主および会社債権者に対して責任を負う。ただし、損害を発生させることとなった決議に賛成票を投じなかった取締役は、かかる責任を免れる。

取締役会は、法律または定款によって株主総会に直接付与されていないすべての経営権を委任されている。法律により取締役会には特に次の職務が与えられている。

- (A) 株主が現物出資した目的物の評価額を検討すること
- (B) すべての株式が払込済となるよう確保すること
- (C) 株式の公募発行による増資計画を立案すること
- (D) 株主総会を招集すること
- (E) 株主に情報を提供すること
- (F) 毎事業年度に関する会計帳簿、貸借対照表および年次報告書を作成すること
- (G) 一定の決議を商業登記簿に登録すること

取締役会は、すべての通常の業務執行において共同で会社を代表し、契約を締結することができる。法律で定められた職務のほか、定款でその他の職務を定めることができる。

取締役会の決議は、取締役の絶対多数決をもって行われる。取締役会は、取締役会会長またはその代行権限を有する者によって招集される。取締役会成立のための定足数は、取締役またはその代理人の過半数である。取締役会の定足数および多数は定款により増加することができる。会長および書記双方の署名が付された議事録が保管されなければならない。

必要に応じて、後述「(2) 提出会社の定款等に規定する制度 (ヌ) 報告義務」を参照のこと。

(ル) 取締役会決定に対する異議

取締役は、取締役会またはその他いかなる管理合議体の決定に対して、決定後30日以内に異議を唱えることができる。また、取締役は株式資本の1%以上を有する株主に対し、そのことを知ってから30日以内に、かつ採択から1年を経過する前であることを条件として、当該合意について検討させることができる。

異議の原因、過程および効果は、株主総会の決定に対する異議の規定により、取締役会規則の違反も内包する特殊性を持ちつつ、処理される。

(ヲ) 監 査

法人企業法第263条および第264条に従い、簡易化された貸借対照表を提出できない会社の財務書類および経営報告は、株主総会で選任された監査役(その任期は3年以上9年以内)によって監査されなければならない。監査役は、任期後継続して1年間再任されうる。

(ヅ) 計 算

会社の営業活動は、1年を超えない営業年度に区切って行わなければならない。慣行では、かかる営業年度は1年であり、定款に別段の定めがない限り、毎暦年の12月31日に終了するものとされる。

取締役会は、各営業年度終了後3か月以内に年次財務書類、経営報告書、利益処分案または損失処理案ならびに(もしあれば)連結財務書類および連結経営報告書を作成しなければならない。年次財務書類は、貸借対照表、損益計算書、株主資本等変動計算書、キャッシュ・フロー計算書および個別注記表で構成される。株主資本等変動計算書は、認識された収益および支出表ならびに株主資本における総変動計算書を含むものとする。キャッシュ・フロー計算書は、現金および他の同等の流動資産に当たる金融資産の発生および利用を含むものとする。

これらの書類は一体とみなされ、会社の財政状態を明確かつ正確に表示するよう記載されなければならない。年次財務書類および利益処分案は、株主総会に提出して承認を受けなければならない。

年次財務書類、利益処分案、経営報告書および監査報告書は、会社の住所地の商業登記所に預託される。一般公衆は、これを自由に閲覧することができる。登記所は、預託のために提出されたこれらの書類が完全であるか否か、株主総会で承認されているか否か、また適式に署名されているか否かを確認したうえで受理する。

監査の対象となる財務書類ならびに当該監査の範囲および内容(いかなる事情があっても、監査に関する規則に定めるものを下回ってはならない。)は、政府の制定する規則によって定められている。上場会社について、スペイン国家証券市場委員会(スペイン語でComisión Nacional del Mercado de Valoresといい、以下その頭文字をとって「CNMV」という。)は、監査が所定の要件を満たしているか否かを確認し、満たしていると確認した場合は、当該監査を関係公式登録簿に登録する。監査が所定の要件を満たしていない場合は、CNMVが、それらの要件を遵守するよう要求する。

(2) 【提出会社の定款等に規定する制度】

エンデサの会社制度は、法人企業法の規程に加えて、定款(スペイン語でEstatutosという。)によっても規定されている。

(イ) 株式資本

エンデサの株式資本は、額面1.20ユーロの株式1,058,752,117株により構成されている。

(ロ) 概 論

2014年12月31日におけるエンデサの株式資本は1,270,502,540.40ユーロであり、それぞれ1.20ユーロの額面金額でのブックエントリー方式によるシングルシリーズの普通株式1,058,752,117株に分割された。普通株式はすべて全額払込済みであり、追加払込義務はない。スペインの非居住者は、後記の「2 外国為替管理制度 外国投資規制および為替管理規制」に従って、普通株式を保有し議決権を行使することができる。

当社は、マドリッド(スペイン)の商業登記所に登録されている。マドリッドの商業登記所における当社の登録番号は、第323巻、第1「フォリオ」、6,405頁である。当社の事業目的は、定款第2条に規定されているように、以下のとおりである。

- ・ 電力業界における様々な商業および産業活動
- ・ 一次エネルギーの全種類の開発
- ・ 産業サービスの提供、特に電気通信、水およびガスサービスの提供
- ・ 他の会社の株主から成る事業グループの経営

(ハ) 取締役

取締役会の全構成員は4年の任期ごとに、年次株主総会で当社の株主により選任される。最初の4年の任期後、取締役は同任期で再任されることができる。

取締役は以下に分類される：

a) 常務取締役

上級管理職の職務を遂行する取締役または当社もしくは当グループの従業員である取締役は、常務取締役と見なされる。

b) Proprietary External Directors(株主取締役)

法律上大株主と見なされる数量を超えるか、もしくはそれと等しい持株数を有する取締役、または持株数はかかる量に届かないが、株主としての地位の結果指名された取締役は、上記株主を代表する者と同様、Proprietary External Directorsまたは株主取締役と見なされる。

c) 独立外部取締役

個性および専門的資質に鑑みて指名され、当社、当社の大株主または役員によって調整されることなく職務を遂行することができる取締役は、独立外部取締役と見なされる。

d) その他の外部取締役

Dominical Directors(株主取締役)または独立取締役の地位を有さない取締役は、その他の外部取締役と見なされる。

(ニ) 利益分配請求権および残余財産分配請求権

最終配当の支払は当社の取締役会で発議され、年次株主総会で株主により承認されなければならない。新規に発行された普通株式の所有者は毎年、株主総会で合意された日からかかる配当を受けることができる。配当は、法人企業法および当社の定款に従って、以下の場合に限り、収益または配当可能準備金から支払うことができる。(i)当社の純資産が資本金以上であり、かつ、配当の結果によってもそれ以上であり、(ii)配当可能準備金が、操業開始費用、特定の研究、開発費用および営業権の未償却金額以上である場合。

配当を受ける権利は、発生後5年以内に請求されなければ消滅し、当社に帰する。

エンデサの残余財産の分配に関して、株主は、当社の債務および税金ならびに清算費用の支払後の残余財産を按分して受領する権利を有している。

(ホ) 法定準備金

CEAに従い、エンデサは、その額が少なくともエンデサの株式資本の20%に達するまで、各事業年度の利益の10%を法定準備金に割り当てなければならない。法定準備金は、欠損を補填するのに十分な他の利用可能な準備金がない場合に、欠損填補目的にのみ使われるものである。エンデサの法定準備金は現在、かかる20%の基準を満たしている。

(ヘ) 株主総会

当社の年次株主総会は、各事業年度はじめの6か月以内の当社の取締役会が定める日にマドリッドで開催されなければならない。臨時株主総会は、当社の取締役会が適当と判断した場合、または発行済株式総数の3%の株主が要求した場合に随時招集される。年次株主総会は、BORME公報および会社のウェブサイトにおける、総会の開催予定日の少なくとも1か月前までの法的通知によって、取締役会によって招集されるものとする。

(ト) 株主総会への出席および議決

2015年4月27日に開催された株主総会において、第27条(出席権)の変更を含む、当社の定款に対する特定の変更が承認された。総会の開催の5日前までに適切なブックエントリーに登録された株式を所有している株主が、株主総会に出席することができる。

取締役会の構成員は、総会に出席しなければならない。

会長は、適切と見なす者に対して総会に出席する権限を与えることができる。ただし、株主総会にかかる権限を取り消すことができる。

2004年4月2日および2015年4月27日に開催された株主総会において、当社の定款に対する特定の変更が承認された。かかる変更には第34条(知る権利)の修正(2004年4月2日および2015年4月27日)および第31条(電子通信を通じての投票および代理権)の新規追加(2004年4月2日)が含まれるが、後者は、企業の透明性の改善および株主への議決権行使の追加的な方法の提供のために策定されたスペインの適用法規が要求する特定の変更に、当社の定款を適合させようとするものである。

代理権は、個人の立場で行動している個人または法人にのみ与えることができるが、かかる代理権は書面により当該株主総会に限って授与されなければならない。代理権は、総会に先立ちエンデサに対する書面による通知により、または当該株主が総会に出席した場合には取り消すことができる。

以下のような普通株式の所有者のみが総会に出席し、議決権を行使することができる。

- ・ 株主総会が開催される日の少なくとも5日前より、総会に関する公告に記載された方法により名義書換登録簿に正式に記載されている者。
- ・ 口座振替制度(以下の「(チ) 規制および譲渡」を参照のこと。)の下で記録を管理する適切な会社によって発行された預り証(スペイン語でトラヘータ・アシステンシア)を所持している者。

スペインの法律に従い、当社の定款は株主総会の定足数につき、第1回目の招集においては、定時株主総会または臨時株主総会が正式に成立するにはエンデサの払込資本の少なくとも25%を有する株主の本人または代理人の出席が必要であるとしている。第2回目は定足数を要求されない。資本金の変更、社債の発行、合併、株式分割、解散または会社形態の変更等当社の定款を変更するような特定の場合には、第1回目の招集においては、エンデサの払込資本の少なくとも50%を有する株主の本人または代理人の出席が必要であり、第2回目の招集においては、払込資本の少なくとも25%を有する株主の本人または代理人の出席が必要である。

その他の株主総会の決議の場合は、行使された議決権の単純多数決で可決される。一般的に、株主総会で可決された決議はすべての株主を拘束する。会社の目的の変更または会社形態の変更のような一定の場合には、スペインの法律によると、決議に反対した株主や欠席株主は所定の手続に従って決定される価格でエンデサにその普通株式を買取らせる権利を有する。

エンデサまたはエンデサの子会社によって保有されている普通株式は議決権を有しないが、定足数の算定のために算入される。

(チ) 規制および譲渡

当社の普通株式は、ブックエントリー方式による。普通株式は分割することができない。普通株式の共同所有者は、株主の権利を行使すべき者を1名指名しなければならないが、共同でまたは個別に、彼らの株主としての地位に関するすべての義務について、エンデサに対して責任を負わなければならない。

スペイン証券取引所の決済・受領システムを管理するイベルクレアルは、その構成員たる各法人が保有する普通株式数および利益を受けるべき所有者に代わって保有している株式数を示す登録簿を管理している。構成員たる各法人はまた、かかる株式の所有者の登録簿を管理している。

スペイン証券取引所で取引されている普通株式の譲渡は、ブックエントリー登録所公認のブローカーまたはディーラーであるスペイン証券取引所の会員(スペイン語でソシエダ・パロールまたはアヘンシア・パロール)を通して、または会員立会いの下に実施されなければならない。

(リ) 特定の取引および決議の政府への届出義務

国王布告法2013年第3号により、電力セクターへの一定の直接投資を可能とする以前存在した体制が修正され、取引を産業・エネルギー・観光省へ15日以内に連絡する手続が制定された。

特に、新たなスキームに基づき、産業・エネルギー・観光省は以下の取引を通知される。

・ 以下の会社へのまたは以下の会社による投資

(i) ガスおよび電力セクター双方で規制されると考えられる活動に着手し、電力市場で運営する、本土外電力システムの活動に着手し、または、石油精製、パイプライン輸送および石油製品の貯蔵などの、ガスシステムまたは炭化水素セクターの活動の技術的管理に関与する会社。および、

(ii) 重要なインフラの一部と考えられる規制または戦略的資産(原子力発電所、一般炭、特に関連する国内石炭、石油精製所、パイプラインおよび石油製品の貯蔵)の所有者である会社。

・ 上記の(ii)項に列挙された資産の取得

エネルギー担当大臣(エネルギー担当大臣が役職を担うまでは、一時的にCNMC)は以下に列挙される各取引に関して通知をうけるものとする。

・ 上記(i)に列挙された活動に従事する会社による、その他のいかなる会社または資産(その価値または状況に基づいて、活動の展開に、関連する影響または重大な影響を及ぼす可能性があるもの。)への直接または間接投資。同省が、供給の安全性に真性かつ深刻な脅威があると見なす場合、特定の条件および義務を制定する可能性がある。

・ 直接または間接に上記(i)項および(ii)項で言及された活動を実施し、または、資産を所有する会社の管理に、重大な影響を及ぼす投資。購入者が欧州連合または欧州経済領域の構成員ではなく、産業・エネルギー・観光省が、エネルギー供給の安全性に真性かつ深刻な脅威があると考えられる場合、特定の条件および義務を制定する可能性がある。

・ 単体または全体として、所有権についての重大な変更を招く可能性がある修正。

独立運営者を含む、電力またはガス輸送ネットワークの管理者が関連する取引について、改正された炭化水素セクターの1998年10月7日付電気法1998年第34号も適用されるものとする。

(ヌ) 報告義務

エンデサの普通株式はスペイン証券取引所に上場されているため、エンデサの普通株式の取得または譲渡に関する契約については、7営業日以内にエンデサ、CNMV、関連するスペイン証券取引所に報告がなされなければならない、また当該取引を行った者または団体がスペインの居住者ではない場合で以下の各場合にあたるときは、スペイン外国投資登録所に報告がなされなければならない。

・ 取得については、取得の結果としてかかる者または団体が(x) 当社の議決権合計の3%以上の境界を所有することとなった場合。通知義務も、5%の境界ならびにその倍数(55%、65%、85%、95%および100%を除く)、または(y)取得者もしくはかかる取得者を代理して行為する者がタックス・ヘイヴンの居住者であるときはエンデサの株式資本の1%(もしくはその連続的倍数)を所有することとなった場合に生じる。

- ・ 譲渡については、譲渡によりかかる者または団体の所有が(x) 当社の議決権合計の3%未満となった場合。通知義務も、5%の境界ならびにその倍数(55%、65%、85%、95%および100%を除く)、または(y) かかる者もしくはかかる者を代理して行為する者または団体がタックス・ヘイヴンの居住者であるときは1%(もしくはその連続的な倍数)を所有することとなった場合に生じる。

当社の取締役会の構成員は、エンデサ、CNMV、ならびに関連する証券取引所に取締役会の構成員になる時点において保有している株式およびストック・オプションの比率または数量を報告しなければならない。エンデサの役員は、エンデサの普通株式またはオプションの取得を、かかる取引が報酬制度の一環として行われるものである場合には、CNMVに報告しなければならない。

さらに、エンデサの取締役会の構成員または指令の執行委員会のあらゆる構成員は同様に、その規模にかかわらず普通株式またはストック・オプションの取得もしくは譲渡を報告しなければならない。

(ル) 配当金にかかる源泉徴収税

課税上スペインの非居住者とされスペインにおいて恒久的施設を通して営業を行っていない普通株式の所有者に対してエンデサが支払う配当金は、2015年は20%および2016年以降は19%の税率でスペインの源泉徴収税に服する。但し、適用ある租税条約により軽減されることがある。「第1 本国における法制等の概要 3 課税上の取扱い スペインにおける課税 配当課税」を参照のこと。

(ヲ) 新株引受権

法人企業法によれば、株主および転換社債の所有者は、普通株式を含むエンデサが発行する新株および転換社債を引き受ける権利を有する。これらの新株引受権は、法人企業法第308条に従って株主総会決議によって無効とされた特別な状況の下では付与されない。さらに、これらの新株引受権は、いずれにしても転換社債発行の要件を満たすための増資または普通株式が対価として発行される合併の場合は付与されない。これらの新株引受権は、譲渡可能で、スペイン証券取引所の自動相場システムにおいて取引され、新規の普通株式がその時点の市場価格より低い引受価格で募集されるため、既存の株主にとって価値のあるものである。

2 【外国為替管理制度】

外国投資規制および為替管理規制

現在のスペインの規制の下では、外国投資家は、適用されている税額を除いて金額の制限なしに投下資本、キャピタル・ゲインおよび配当をスペイン国外へ移転することができる。スペインの証券取引所および有価証券市場は外国投資家に開かれているが、タックス・ヘイヴンの居住者である法人によるスペインの会社の株式資本の50%以上の対外投資は、経済省から実行前の決済を要求されている。外国法人および個人による他の株式の買取については、かかる買取の通知をスペイン当局に行うことが要求されているだけである。

3 【課税上の取扱い】

スペインにおける課税

以下の議論は、普通株式の買収、取得および譲渡に関し、以下に述べる日本の居住者に影響する主なスペインの税金を示すものである。この議論はスペインにおける税法およびその下にある規則に基づくものであり、遡及的に変更を受ける可能性がある。

配当課税

スペイン法においては、課税上スペインの非居住者とされ、かつスペインにおける恒久的施設を通じた事業を行っていない普通株式の所持人に対してスペインの居住者たる会社から支払われる配当は、現在、2015年は20%および2016年以降は19%の税率で配当金総額に対する源泉徴収がなされる。この税率は、スペインとの二重課税の回避のための条約が締結された国に居住する所持人のために削減される可能性がある。スペインと日本との間で条約が適用された場合、源泉徴収税率は15%となる。削減された15%の税率の恩恵を受けるためには、(1)スペインと日本との間の租税条約を踏まえた日本の税務当局からの居住証明書および(2)ブローカーからの、配当支払日において、株式の収益を享受しうる所有者であることを表す証明書を提供しなければならない。2000年4月13日付の指令に従い、条約で削減された15%の税率の直接適用を受けるためには、上記の証明書を、当社の預託機関に、普通株式の配当金支払が可能となった月末から10日以前に提供しなければならない。そうでなければ、後ほど、スペイン税務当局からの条約で規定された税率15%を超過して、5%の源泉徴収の還付を得ることができる。

キャピタル・ゲイン課税

スペインの税金対策として、エンデサの普通株式の売却により得られる収益は、キャピタル・ゲインとして扱われる。スペインの所得税は、二重課税を回避するための適用ある条約による恩典を受けないスペインの非居住者によって得られるキャピタル・ゲインに対して現在、2015年は20%および2016年以降は19%の税率で徴収される。

上記にかかわらず、二重課税を回避するための「情報交換」条項を含むスペインとの条約の締結国の居住者が、公式のスペインの流通市場における株式の譲渡により得たキャピタル・ゲインは、スペインにおける課税が免除される。条約の下では、普通株式を譲渡して実現したキャピタル・ゲインに対し、スペインにおいては課税されない。スペインの関係税務当局にスペインの納税申告書第210号とともに日本の居住証明書を提出することにより自らがこの免除を受ける資格がある旨を証明する必要がある。

スペインの相続税および贈与税

相続および贈与による普通株式の譲渡は、譲受人が課税上スペインの居住者である場合、または譲受人の居住地にかかわらず、死亡もしくは贈与の時点で普通株式がスペイン国内に所在しまたはスペイン国内で行使できる場合は、スペインの相続・贈与税(スペイン法1987年第29号)が課される。この点について、スペインの税務当局がスペインの会社の株式は課税上スペイン国内にあると決定する可能性がある。関連する諸要因をすべて考慮した後、個人に適用される税率の範囲は0%から81.6%である。

スペイン非居住者である法人に対してなされた贈与は、一般に、キャピタル・ゲインとして普通株式の公正市場価格に対して21%の税率で課税されるスペインの非居住者所得税の対象となる。贈与を受けた者が日本法人であれば、上記「キャピタル・ゲイン課税」において述べた条約において有効な課税免除の規定が一般的に適用される。

スペインの譲渡税

普通株式の譲渡は譲渡税および付加価値税を免除される。さらに、かかる譲渡に対して印紙税は課されない。

4 【法律意見】

エンデサのジェネラル・カウンセルであるフランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ氏より、下記の趣旨の2015年6月25日付の法律意見書が提出されている。

- (イ) エンデサは、スペイン王国法の下で適法に設立され、スペインの有限責任株式会社(「ソシエダ・アノニマ」)として有効に存続する会社であって、その財産を所有および運用し、本書に記載されている事業を営む完全な権限および能力を有する。
 - (ロ) エンデサによるエンデサのための関東財務局長に対する有価証券報告書の提出は、エンデサにより適法に授權されており、かつ、スペイン王国法上適法である。
 - (ハ) 本書中のスペイン王国法に関するすべての事項は、真実かつ正確である。
- 上記意見は、スペイン王国法に関する限りにおいて表明されたものである。

第2 【企業の概況】

1 【主要な経営指標等の推移】

2014年および2013年12月31日に終了した2年間の各年の連結損益計算書データならびに以下に示す2014年および2013年12月31日時点の連結貸借対照表データは、本有価証券報告書中別所に表される当社の監査済連結財務書類およびその注記から得ており、すべてそれらへの参照に限定されている。2014年および2013年12月31日に終了する各年度末時点の当社の監査済連結財務書類は国際財務報告基準(以下「IFRS」という。)に基づいて作成されているが、当該会計基準はスペインGAAPとは一部重要な点で相違がある。

2005年1月1日より、当社は会計基準をIFRSへ移行した。

上記期間におけるエンデサ・グループの要約連結財務データは以下の表に示すとおりである。

12月31日に終了した年度

	2010年		2011年		2012年		2013年 修正後(1)		2014年	
	IFRSs		IFRSs		IFRSs		IFRSs		IFRSs	
連結損益計算書 データ	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
収益	29,558	3,810,322	30,827	3,973,909	32,284	4,161,730	21,515	2,773,499	21,512	2,773,112
営業総利益	5,031	648,546	4,653	599,818	4,418	569,524	3,216	414,575	3,090	398,332
税引前利益	6,516	839,978	4,180	538,844	3,824	492,952	1,572	202,647	1,239	159,719
継続事業の 年度税引後 利益(1)	-	-	-	-	-	-	1,176	151,598	943	121,562
非継続事業 の年度税引 後利益(1)	-	-	-	-	-	-	1,767	227,784	3,045	392,531
親会社の年 度利益	4,129	532,269	2,212	285,149	2,034	262,203	1,879	242,222	3,337	430,173
株主へ分配 された 配当金	1,077	138,836	642	82,760	-	-	1,588	204,709	15,410(2)	1,986,503
発行済普通 株式数の 加重平均 (千株)	1,058,752		1,058,752		1,058,752		1,058,752		1,058,752	

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記2.2を参照のこと。

(2) この数値には、ラテンアメリカ事業の売却に関連して、準備金から支払われた臨時配当の8,253百万ユーロが含まれる。「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記15.1.10を参照のこと。

12月31日時点

	2010年		2011年		2012年		2013年 修正後(1)		2014年	
	IFRSs		IFRSs		IFRSs		IFRSs		IFRSs	
連結貸借対 照表 データ	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
有形固定資産	32,896	4,240,623	32,904	4,241,655	34,106	4,396,604	31,591	4,072,396	21,104	2,720,517
総資産	62,588	8,068,219	58,721	7,569,724	58,778	7,577,072	55,957	7,213,417	30,696	3,957,021
非流動有利 子ローンお よび借入金	16,256	2,095,561	12,791	1,648,888	9,886	1,274,404	7,437	958,704	6,083	784,160
非支配持分 合計	5,388	694,567	5,388	694,567	5,716	736,850	6,241	804,527	(1)	(129)
親会社持分	17,776	2,291,504	19,291	2,486,803	20,653	2,662,378	20,521	2,645,362	8,576	1,105,532

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記2.2を参照のこと。

表示された期間におけるエンデサS.A.の要約非連結財務データは、以下の表に示すとおりである。

2010年、2011年、2012年、2013年および2014年度の財務データは、2007年7月4日の法律2007年第16号に基づいて以下に示されており、当該法律は欧州連合規制および2007年11月16日付国王布告2007年第1514号によって承認されたスペイン国家勘定科目表に基づき、現在のスペインの会社・会計法制の国際的調和を目指して改正・適応するものである。

損益計算書 データ	2010年		2011年		2012年		2013年		2014年	
	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
収益	1,609	207,416	1,064	137,160	1,245	160,493	2,561	330,139	8,443	1,088,387
営業総利益	1,121	144,508	790	101,839	780	100,550	2,196	283,086	7,809	1,006,658
税引前利益	829	106,866	485	62,521	393	50,662	1,896	244,413	11,523	1,485,430
純利益	950	122,465	570	73,479	553	71,287	1,935	249,441	11,589	1,493,938
株主へ分配 された 配当金	1,077	138,836	642	82,760	-	-	1,588	204,709	15,410 (1)	1,986,503
発行済普通 株式数 の加重平均 (千株)	1,058,752		1,058,752		1,058,752		1,058,752		1,058,752	

(1) この数値には、ラテンアメリカ事業の売却に関連して、準備金から支払われた臨時配当の8,253百万ユーロが含まれる。「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記15.1.10を参照のこと。

貸借対照表 データ	2010年		2011年		2012年		2013年		2014年	
	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
有形固定資産	6	773	4	516	4	516	4	516	4	516
総資産	26,703	3,442,284	23,152	2,984,524	24,179	3,116,915	21,796	2,809,722	15,514	1,999,910
非流動有利 子ローンお よび借入金	11,970	1,543,053	7,782	1,003,178	12,059	1,554,526	7,512	968,372	6,358	819,610
持分	10,722	1,382,173	10,800	1,392,228	10,724	1,382,431	11,074	1,427,549	7,635	984,228

2 【沿 革】

スペイン、ポルトガルおよびその他の国家

エンデサは、レオン地方において同地域の埋蔵石炭を使用する石炭火力発電所を建設および運営するために、1944年にスペイン法に基づき設立された。その後、エンデサは、アス・ポンテス(ガリシア)およびテルエル(アラゴン)におけるスペイン産の石炭を使用するその他の石炭火力発電所を建設した。1982年までに、エンデサは、スペインの発電の約21.6%を占めるに至った。

エンデサがEnher、Gesa、Unelco、Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U.(以下「Encasur」という。)およびその他のエネルギー関連会社における参加持分を取得したことにより、1983年にエンデサ・グループが形成された。1985年に、スペイン政府による電力事業のリストラの一環として、エンデサは、他のスペインの公益事業体より3か所の原子力発電所の持分およびErzの持分の42.4%(その後61.2%に増加)を含む資産を購入した。1991年に、エンデサは、Viesgoの87.6%、Fecsaの40%、Sevillanaの33.5%およびNansaの24.9%の持分を取得した。また1991年に、エンデサは、FecsaおよびSevillanaとの戦略的契約を締結し、その結果、エンデサは公開買付を通じてこれらの会社の持分をさらに取得した。1996年11月、エンデサは、FecsaおよびSevillanaのそれぞれについて、合計1,197.22百万ユーロの対価で、その持分を75%まで増加させた。

1993年に、エンデサはその他の主要なスペインの公益事業体と相互に総額約1,983.34百万ユーロの資産の売却および購入を行うという合意(以下「資産売買契約」という。)に至った。資産売買契約に基づき、当社は、(イ)IberdrolaからHidruñaの55%ならびにFecsaの追加の4.0%の普通株式およびアラゴンに所在する水力発電所および配電施設、(ロ)Sevillanaからアンダルシアに所在する水力発電および石炭火力発電資産、(ハ)Unión FenosaからNansaの追加の37.5%ならびにいくつかの水力発電所および原子力発電所の持分を取得した。エンデサはまた、Sevillanaの普通株式の6%およびEnecoの50%を追加取得した。

1995年に、エンデサはHidruñaの普通株式45%を追加取得した。

1999年中に、当社は、1999年4月27日の株主総会で承認された会社合併を実行し、当時の当社のスペインにおける主要子会社すなわちEnher、Erz、Fecsa、Gesa、Nansa、Sevillana、Unelco、Viesgoおよびエンデサを1つの統合事業会社に合併した。

2001年に、当該年度の間にNueva Viesgoに一体化されていた一定の発電および配電に関する資産を分離することを決定した。エンデサは、透明性保持原則に基づいて当該資産を競売に付した。2001年9月、ENEL, S.p.A.(以下「ENEL」という。)に対しViesgoが譲渡され、ENELは全株式に対し1,870百万ユーロを支払ったが、ENELは負債の引継ぎおよび引当金に関連してさらに277百万ユーロを負担することになった。2002年1月、前述の条件により最終的にViesgoがENELに売却された。

2001年、エンデサは、ヨーロッパにおける規制緩和から生まれる機会およびヨーロッパ中の規制緩和市場の顧客へのクロスボーダーの電力供給に対する需要を積極的に利用し、南ヨーロッパの電力事業に参入してきた。

北アフリカにおいて、当社は、Office National de l'Electricité(ONE)と提携してモロッコのTahaddartに位置する384メガワットの複合循環ガスタービン発電所の32%の持分を保有している。

2003年3月、スペインにおける本土の送電に関する資産を、Red Eléctrica Corporación, S.A.(以下「REC」という。)に対し、950百万ユーロで売却し、加えて当該資産を維持および操業する3年契約により、これに102百万ユーロが加算された。さらに、エンデサは将来に送電事業活動を営む権利を有していた。

市場に公表した戦略計画に従い、2005年および2006年中に、エンデサは、戦略上重要性の低い多様な資産(通信事業、不動産資産等)を売却した。2005年および2006年の間に、当社はスペインの通信事業者であるAunaの32.71%の持分を売却した。また、2005年において、当社はチリのSmartcomの100%の持分をメキシコの事業者であるAmérica Móvilに売却した。

2007年7月、ENDESA Hellas Power Generation and Supplies, S.A.(以下「ENDESA Hellas」という。)は、以前エンデサおよびMytilineos Holding, S.A. Groupが締結した契約に従い、設立された。この会社は、エンデサが株式の50.01%、Mytilineos Groupが株式の49.99%を所有していた。2010年7月1日、ENDESA Hellasの50.01%の株式が2010年3月16日の合意に従い、140百万ユーロの金額でMytilineos Groupに売却された。かかる売却において売却損益は一切認識されなかった。

2008年6月26日、エンデサは、イベリア半島外のヨーロッパにおいて自身が所有していた資産の大部分ならびにスペインにおけるLos BarriosおよびTarragona発電所をE.ONに売却した。

2009年にエンデサは、スペインおよびポルトガル(以下、場合によっては、スペインおよびポルトガル以外の地域を含む。)における特定の風力および水力発電資産を、合計2,814百万ユーロの価格で、Accionaに譲渡した。かかる資産は、合計2,079メガワットの設備容量に当たる取引に含まれ、このうち1,227メガワットは風力発電および852メガワットは水力発電、このうち173メガワットは特別体制に関連するものであった。

RECの1%の持分を売却する交渉が2009年後半に開始した。かかる売却は2010年初旬に完了した。

2009年1月、エンデサは、ESBから、ENDESA Ireland Limited(以下「ENDESA Ireland」という。)のすべての株式を440百万ユーロで取得した。この会社は、合計で1,068メガワットの設備容量をもつ4つの発電所を所有していた。

2010年3月、ENELグループはスペインおよびポルトガルにおけるエンデサおよびENEL Green Power, S.p.A.(以下「EGP」という。)の再生可能エネルギー事業をENELにより完全支配される1つのEGP連結会社に統合した。かかる統合に先立ち、ENDESA Cogeneración y Renovables, S.L.(以下「ECyR」という。現在はENEL Green Power España, S.L.(以下「EGP España」という。))は366百万ユーロの配当金の支払を行い、128百万ユーロ資本金が減少した。続いて、エンデサは子会社であるEGP Españaの30%の持分をEGPに対して326百万ユーロで売却した。また、EGPは、ECyRが実行した資本金増加を承認したが、この資本金増加はEGPのECyRに対する持分を60%に増加させ、エンデサの持分を40%に減少させた。かかる資本金の増加は、534百万ユーロの現金出資および280百万ユーロの価値を有するENEL Unión Fenosa Renovables, S.A.の50%を代表する株式を通じて、EGPにより承認された。この実施後、エンデサはECyRにおける自身の支配権を手放した。

当グループが所有するIniciativas de Gas, S.L.(Sagunto再ガス化発電所の50%の持分を有していた会社)の40%の持分が2010年に大阪ガスに売却された。

Regasificadora del Noroeste, S.A.の持分が2010年に売却され、10百万ユーロの総利益を生み出した。

1997年11月27日付スペイン電気事業法1997年第54号を改正する、2007年7月4日付法律2007年第17号の第9暫定規定に従って、エンデサ・グループを含むスペインに電力送電施設を所有する会社は、2010年7月6日までにRed Eléctrica de España, S.A.(以下「REE」という。))にかかる施設を、当事者が合意した市場価格で譲渡することを要求されていた。2010年7月1日、エンデサ・グループおよびREEは、当グループの所有下にある電力送電資産を後者が取得することについて合意に達した。かかる譲渡には、島部(カナリヤ諸島およびバレアレス諸島)の送電ネットワークならびに本土送電網を形成する資産が含まれた。かかる取引には、2010年中所有者に送電の料金徴収権が認められる稼働中の資産、および2010年に稼働開始が予定され、2011年に所有者に対して送電収益権が認められる建設段階の資産が含まれた。

2010年12月13日、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.(以下「EDE」という。))およびREEは、送電資産に関して、2010年7月1日にかかる2当事者間で締結された売買契約上の事実上すべての資産の譲渡を完了し、これによって法的義務に従うこととなった。

2010年12月17日、エンデサのガス輸送および配電資産の大部分を保有する会社であるNubia 2000, S.L.(現在のENDESA Gas T&D, S.L.)に対する80%の持分がGoldman Sachsが運営する2つのインフラファンドに売却された。2013年12月9日、ENDESA Gas, S.A.U.が有するENDESA Gas T&D, S.L.の持分20%をGoldman Sachsが運用するAugusta Global Coöperative U.A.およびZaragoza International Coöperative U.A.というインフラファンドに売却した。当該売却はENDESA Gas T&D, S.L.から与えられているローン合計90百万ユーロ(72百万ユーロの元本および18百万ユーロの未払利息)の買主への譲渡を伴った。当該売却は130百万ユーロの価格で実施され、エンデサの連結損益計算書において合計12百万ユーロのキャピタル・ゲインを生み出した。

2010年末、エンデサはENDESA Irelandの持分100%を売却する手続を開始し、2012年10月に売却が完了した。

2011年3月30日、エンデサは自身の支配株主であるENEL Energy Europe, S.L.U.(以下「EEE」という。現在はENEL Iberoamérica, S.L.U.(以下「EI」という。))に対して、250百万ユーロでエンデサの電気通信およびシステム事業を譲渡する契約をEEEとの間で締結した。かかる取引は、シナジーの創造を目的とする世界規模の事業戦略の一環として、すべての電気通信およびシステムのサービスがエンデサ・グループおよびENELグループ双方のために、共同で管理されることを確実にすることを意図していた。かかる売却は2011年7月に完了した。

2012年12月18日、Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.の持分47%およびGas Extremadura Transportista, S.L.の持分40%が売却された。

2012年12月20日、エンデサはEuskaltel, S.A.の持分10.58%を売却した。

2013年6月28日、エンデサはMedgaz, S.A.(以下「Medgaz」という。)の持分12%を、Compañía Española de Petróleos, S.A. (CEPSA)およびSonatrach S.P.A.が優先買取権を行使する過程で、これらの会社に売却し、買主らはそれぞれ47%および53%の割合で上記持分を取得した。

2015年1月23日、Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.が保有するGran Canaria所在のChira-Soria水力発電所の資産をREEへ11百万ユーロで譲渡する契約が締結された。

2015年2月3日、エンデサは、Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.の全株式の売却のため、Enagás Transporte, S.A.U.との契約を締結した。株式の価格および参加型ローン(未払利息を含む。)を含む、取引の総額は7百万ユーロであった。

ラテンアメリカ

会社統合過程とともに、1999年におけるもう1つの画期的な出来事は、エンデサのチリのEnersisグループの買収であり、これによって連結資産および営業収益の観点でラテンアメリカにおける最大の民間電力グループの1つとなった。

2014年10月23日まで、ラテンアメリカにおける電力事業は、エンデサがその60.62%の持分を直接および間接的に有していたEnersis, S.A.(以下「Enersis」という。)の子会社を通して行われていた。Enersisは、その主要な子会社および関連会社を通して、チリ、アルゼンチン、ブラジル、コロンビアおよびペルーにおいて、主に電力の発電、送電および配電に従事している電力事業者である。Enersisの連結子会社であるChilean Empresa Nacional de Electricidad, S.A.(以下「ENDESA Chile」という。)を通して、Enersisは、設備容量という観点でラテンアメリカにおいて最大の民間部門の電力発電会社となっている。Enersisはまた、直接にまたは Chilectra, S.A.(以下「Chilectra」という。)を通してラテンアメリカにおける電力配電会社を所有しており、2013年12月31日時点の顧客は14.5百万人を超えている。

2011年2月24日、EnersisはGraña y Montero S.A.A.に対し、チリの会社であるCompañía Americana de Multiservicios Ltda.が率いるグループの資産を売却した。かかる売却価格は10百万ユーロであり、総額8百万ユーロのキャピタル・ゲインを生じさせた。

2011年3月1日、EnersisはRiverwood Capital L.P.に対し、チリの会社であるSynapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.が率いるグループの資産を売却した。かかる売却価格は37百万ユーロであり、総額5百万ユーロのキャピタル・ゲインを生じさせた。

2012年12月20日に開催された臨時株主総会において、Enersisの株主は1株当たり173チリ・ペソの価格で16,441,606,297株の発行を承認した。当該発行は2013年3月28日に総額4,562百万ユーロ相当で出資がすべて完了し、このうち1,796百万ユーロは非支配株主の現金出資によるものであった。

エンデサは、その地域における直接的利益のすべて(EnersisおよびEmpresa Propietaria de la Red, S.A.の利益を除く。)を保有する会社であるCono Sur Participaciones, S.L.U.(以下「Cono Sur」という。)の株式資本の100%の出資により、増資の一部を引き受けた。

増資の結果、サウスアメリカにおけるエンデサが保有するすべての持分がEnersisに集約され、同地域における重要な成長および拡大計画の展開のために必要な資金が同社に提供された。

2013年7月1日、Inversiones Sudamérica LtdaはCono Surを承継し、後者は消滅した。その後、Inversiones Sudamérica Ltdaは2013年10月1日に解散し、Cono Surを通してエンデサが出資した全ての持分は直接Enersisに譲渡された。これらの取引はエンデサの連結財務書類に影響を及ぼさなかった。

2013年4月5日、ENDESA Costanera, S.A.(以下「ENDESA Costanera」という。)の株主総会は、上限555百万アルゼンチン・ペソ(76百万ユーロに相当)の増資を行い、続いて、1株当たり1アルゼンチン・ペソの額面金額および1株当たり1議決権の新しい振替型普通株式を上限555百万株発行する旨を決定した。当該株式増資は2013年11月21日に実行され、同社に対するエンデサの持分は69.76%から75.68%へ増加した。

2014年1月14日、Enersisは、ENDESA Brasil,S.A.(Companhia Energética do Ceará, S.A.(以下「Coelce」という。)株式の58.87%を保有)により既に支配されているブラジルの電力配電業者であるCoelceの非支配株主を対象として49ブラジルレアルの株価での公開買付を発表した。そして、公開買付の結果として、EnersisはCoelceに対する保有割合を15.18%増加させ、したがって、本有価証券報告書の発行許可日現在の当該会社に対する直接および間接持分は74.05%となっている。

2014年4月22日に、ENDESA ChileおよびSouthern Crossは、Southern Crossが同日時点で同社およびその関連会社においてInversiones GasAtacama Holding Limitadaに対して保有するすべての持分(当該会社の持分の50%に相当)の直接取得に必要な書類および契約書に署名した。当該取引の結果として、ENDESA ChileはInversiones GasAtacama Holding Limitadaに対する持分の50%を直接取得し、本有価証券報告書の発行許可日現在、当該会社に対する直接および間接の持分は100%である。上記の取引の結果、ENDESA ChileはGasAtacamaグループ(以下「GasAtacama」という。)を構成する会社の支配会社となった。

2014年4月30日、EnersisはInkia Americas Holding LimitedのGenerandes Perú, S.A.に対する間接持分39.001%を413百万米ドル(約300百万ユーロ)で取得する契約を締結した。当該売買契約に定められた留保事項が遵守されていることが確認された後、株式が譲渡され、購入価格が支払われた。この取得によって、EnersisはGenerandes Perú, S.A.に対する100%の持分を確保し、Generandes Perú, S.A.は同様にEdegel, S.A.A.(以下「Edegel」という。)に対し54.2%の持分を保有する。これはEnersisが既にEdegelに対し間接的に保有していた持分17.6%に追加されたものであった。当該取引によって、エンデサのEdegelに対し影響力のある参加持分は増加し、これによりエンデサが当該会社に対して有する経済的な利益が定められる(22.7%から35.5%になる。)。2014年9月3日、Inkia Americas Holding Limitedとの上記の契約に関して、株式がEnersisに譲渡され、譲渡価格が支払われた。

2014年7月30日、エンデサS.A.の取締役会は、EI(IEEEE)を通じてENELから受領した提案を承認した。この提案は、EIが、Enersisの株式40.32%を保有するENEL Latinoamérica, S.A.U.(IHENDESA Latinoamérica, S.A.U.)の株式を取得するとともに、エンデサS.A.が直接保有するEnersisの株式20.3%を取得し、エンデサS.A.がEIから当該売買取引の結果受領する金額以上の臨時配当を現金で支払うことを検討するものであった。

当該取引の目的は、ENELグループが事業を営む市場の変化する要求に効率的に対応できるよう、ENELグループの組織的構造および企業構造を調整し、ENELグループの構成会社を再編成することであった。

2014年10月23日、エンデサは、ラテンアメリカ事業の売却を8,253百万ユーロで完了した。

ENEL Latinoamérica, S.A.U.株式の100%およびEnersis株式の20.3%を併せて売却することは、これらの取引が完了した日において、エンデサS.A.がENEL Latinoamérica, S.A.U.、Enersis、さらに後者が支配する全ての会社に対する支配を失うことを意味する。したがって、これらの会社は現在はエンデサS.A.の連結の範囲から除外されている。

「第6 経理の状況」に含まれる2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の別紙IVは、2014年10月23日に完了したラテンアメリカ事業の売却により、同日から連結の範囲に含まれなくなった会社を列挙している。

また、2014年10月21日に開催されたエンデサS.A.の臨時株主総会で株主は、準備金から1株当たり合計7.795ユーロ、総額8,253百万ユーロの臨時配当を支払うことに同意した。この金額はラテンアメリカ事業の売却から得た金額と同額であり、2014年10月29日に支払われた(「第5 提出会社の状況 2 配当方針」を参照のこと。)

主要株主

2007年以降、ENELがエンデサの株式資本の67.053%を保有し、またAcciona, S.A.(以下「Acciona」という。)がエンデサの株式資本の25.01%を保有していた。2009年6月から2014年11月まで、ENELは、ENELにより完全保有されているEI(旧EEE)を通じ、エンデサS.A.の発行済株式の92.063%を保有していた。

2014年、EIはエンデサS.A.株式に関して公募(P0)を開始し、当該公募は2014年11月6日にCNMVの登記所に登録され、2014年11月25日に実施された。公募で販売された株式数は232,070,000株に達し、エンデサS.A.の株式の21.92%に相当した。売出しの価格は1株当たり13.5ユーロに設定された。

2014年11月25日以降、この公募(P0)の結果、ENELグループのエンデサS.A.株式資本におけるEIを通じての持分は70.144%である。

3 【事業の内容】

「第3 事業の状況 1 業績等の概要」を参照のこと。

エンデサのラテンアメリカ事業の売却

2014年7月30日、エンデサS.A.の取締役会は、EI(旧EEE)を通じてENELから受領した提案を承認した。この提案は、EIが、Enersisの株式40.32%を保有するENEL Latinoamérica, S.A.U.(旧ENDESA Latinoamérica, S.A.U.)の株式を取得するとともに、エンデサS.A.が直接保有するEnersisの株式20.3%を取得し、エンデサS.A.がEIから当該売買取引の結果受領する金額以上の臨時配当を現金で支払うことを検討するものであった。

当該取引の目的は、ENELグループの組織的な法人構造に適応し、ENELグループが事業を営む市場の変化する要
求に効率的に対応できるよう、ENELグループの構成会社を再編成することであった。

2014年9月11日、EIは上記株式を合計8,253百万ユーロの購入価格で取得し、同額の配当金を支払うという内容の拘束力のある提案をエンデサS.A.に提示した。

エンデサS.A.の臨時株主総会の株主は2014年10月21日開催の会議にて、エンデサのラテンアメリカ事業を総額8,253百万ユーロの購入価格でEIが取得し、同額の臨時配当を準備金から支払うというEIの提案の受け入れに賛成した。

2014年10月23日、ラテンアメリカ事業の売却に関して、エンデサS.A.はEIに対し、以下の持分を売却した。

- ENEL Latinoamérica, S.A.U.の株式100%に相当する796,683,058株
- Enersisの株式20.3%に相当する9,967,630,058株

ENEL Latinoamérica, S.A.U.は、ラテンアメリカ市場におけるエンデサの事業を監理するため1998年1月26日に設立された。ENEL Latinoamérica, S.A.U.の主要な投資対象はEnersisであり、同社持分の40.32%を保有していた。

Enersisは、5つのラテンアメリカ国家にある発電会社および配電会社に対する支配持分を有し、チリに拠点を置く持株会社である。同社の株式はサンティアゴおよびニューヨークの証券取引所ならびにLatibexで取引されている。

ENEL Latinoamérica, S.A.U.株式の100%およびEnersis株式の20.3%を併せて売却することは、これらの取引が完了した日において、エンデサS.A.がENEL Latinoamérica, S.A.U.、Enersis、さらに後者が支配する全ての会社に対する支配を失うことを意味する。したがって、これらの会社は現在はエンデサS.A.の連結の範囲から除外されている。

「第6 経理の状況」に含まれる2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の別紙IVは、2014年10月23日に完了したラテンアメリカ事業の売却により、同日から連結の範囲に含まれなくなった会社を列挙している。

2014年7月31日、これらの資産および負債の残高は、それぞれ「売却目的で保有する非流動資産および非継続事業」ならびに「売却目的で保有する非流動資産および非継続事業に関連する負債」に振り替えられた。これらの振り替えられた資産は、同日から減価償却されなくなる。

2013年および2014年(当該取引が完了するまでの間)に発生した、売却された会社のすべての収益および費用は、非継続事業に係るものとみなされ、2014年および2013年12月31日に終了した事業年度の連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」に算入された。2014年の連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」で認識された、売却された会社が当該売却の日までに生み出した利益は、1,281百万ユーロであった。

2013年の連結損益計算書は、IFRS第5号「売却目的で保有する非流動資産及び廃止事業」に従って修正され、当期間中に売却された会社に発生した収益および費用は「非継続事業の税引後利益」に振り替えられた。

2014年10月23日、エンデサは、ラテンアメリカ事業の売却を8,253百万ユーロで完了した。当該売却が完了した日の非支配持分の価値を控除した後の売却した資産および負債の帳簿価額は5,933百万ユーロであり、これに当該取引で発生した費用の4百万ユーロを加味すると、当該売却によって2,316百万ユーロの総キャピタル・ゲインが生じたことになる。当該取引の法人所得税の279百万ユーロは、前記の金額から控除されなければならない、税引後の総キャピタル・ゲインは2,037百万ユーロである。

親会社の持分において認識されたキャッシュ・フロー・ヘッジに対する為替差損および為替差益は、当該取引の完了日において、それぞれマイナス239百万ユーロおよび34百万ユーロであり、これらは2014年の連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」において認識された。したがって、当該取引は2014年の連結損益計算書に1,764百万ユーロのプラスの影響を及ぼし、「非継続事業の税引後利益」において認識された。

また、2014年10月21日に開催されたエンデサS.A.の臨時株主総会で株主は、準備金から1株当たり合計7.795ユーロ、総額8,253百万ユーロの臨時配当を支払うことに同意した。この金額はラテンアメリカ事業の売却から得た金額と同額であり、2014年10月29日に支払われた(「第5 提出会社の状況 2 配当方針」を参照のこと。)。

主な市場

本有価証券報告書の「事業の内容」で説明されるエンデサのラテンアメリカ事業の売却後、エンデサは現在、主にスペインおよびポルトガルで発電、配電および電力の販売をしており、また、相対的には小規模であるが、その他のヨーロッパ市場で、特にドイツ、ベルギー、フランスおよびオランダで、スペインおよびポルトガルのプラットフォームから電力およびガスを供給している。

エンデサが事業を行う市場は以下に説明される。

a) スペイン市場

発電：エンデサは、本土のシステムおよび本土外の領域(「TNP」)(バレアレスおよびカナリア諸島ならびにセウタおよびメリーヤの都市を含む。)で発電事業を行っている。本土外の領域においては、その地理的な特質に対処する特定の報酬規制の対象となるが、発電は規制緩和されている事業である。

電力、ガスならびに付加価値サービスおよび製品(「PSVA」)の提供：この事業は市場でのエネルギーの顧客への提供ならびに付加価値サービスおよび製品の顧客への提供により構成される。エネルギーの供給は規制緩和されている事業である。

発電および供給事業の一体的管理：エンデサの発電および供給事業は、これらの事業を別々に管理する場合よりもエンデサの状況を最適化すべく、一体的な方法で管理されている。

配電：配電事業の目的は、消費地点に電気を配分することである。配電は規制事業である。

b) ポルトガル市場

発電：ポルトガルの発電は活発な競争環境の下で行われている。

電力およびガスの供給。

c) スペインおよびポルトガル市場の再生可能エネルギー

エンデサは再生可能エネルギー分野にEGP España(EGPE)を通じて参加しており、この会社は、エンデサが40%を保有し、残りの60%を、ENELに支配されている会社であるEGPが所有している。

組織構造

エンデサおよびその子会社はEIがスペインのトップであるENELグループに含まれている。2013年12月31日時点においてENELグループはEIを通じてエンデサS.A.株式資本の92.063%を保有していた。2014年、EIはエンデサS.A.株式に関して公募(P0)を開始し、当該公募は2014年11月6日にCNMVの登記所に登録され、2014年11月25日に実施された。公募で販売された株式数は232,070,000株に達し、エンデサS.A.の株式の21.92%に相当した。売出しの価格は1株当たり13.5ユーロに設定された。

2014年11月25日以降、この公募(P0)の結果、ENELグループのエンデサS.A.株式資本におけるEIを通じての持分は70.144%である。

エンデサS.A.の企業目的は、そのすべての産業および商業地域における電力事業である。すなわち、あらゆる種類の一次エネルギー資源の開発、(特に電気通信、水およびガスの分野における)産業サービスの提供、グループにおける予備的または補完的な事業活動および対企業投資を構成する企業グループの経営である。

当社は、直接または他社への投資を通じて、スペインおよび海外における自己の企業目的を遂行している。

以前の電気分野に関する1997年11月27日付1997年法律第54号を修正する2013年12月26日付2013年電気分野法第24号を遵守すべく、エンデサS.A.は、その各種電力事業を分離するため企業再編を実施した。それ以降、エンデサS.A.の事業は主に、「第6 経理の状況」に含まれる本財務書類に詳述される投資を構成するその事業グループに対する管理およびサービスに焦点を当てている。

エンデサS.A.の事業は事業ライン別に構成されており、そのことは当社に柔軟性ならびに運営するテリトリーおよび事業における顧客の需要に対応する能力を与えている。

事業ラインの組織化のため、エンデサは主に次の会社を通じて営業している：ENDESA Generación, S.A.U.、ENDESA Red, S.A.U.およびENDESA Energía, S.A.U.。

スペインおよびポルトガルにおける事業

・発電：ENDESA Generación, Sociedad Anónima Unipersonal

この会社は、エンデサの発電および鉱業資産を監督するため、1999年9月22日に創設された。ENDESA Generación, S.A.U.は、とりわけ持分の中でも、Gas y Electricidad Generación, S.A.U.(100%)および Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.(100%)の持分100%、ENELグループのスペインおよびポルトガルの再生可能エネルギー事業を代表するEGPに支配されているEGP España(EGPE)の持分40%、ならびに Nuclenor, S.A.の持分50%を保有している。

・配電：ENDESA Red, Sociedad Anónima Unipersonal

この会社は、1999年9月22日に創設され、スペインにおけるエンデサの地域配電会社の統合の集大成を表している。この会社は、とりわけ持分の中でも、規制送電および配電事業を行っているEDE(100%)、ENDESA Gas, S.A.U.(100%)ならびにENDESA Ingeniería, S.L.U.(100%)の持分100%を保有している。

・エネルギー供給：ENDESA Energía, Sociedad Anónima Unipersonal

ENDESA Energía, S.A.U.は、規制緩和市場での供給事業を行うため、1998年2月3日に創設され、スペインにおける電力市場の規制緩和の要請に対応している。その主な事業は、供給者を選択する権利を行使したい顧客、および規制緩和市場でサービスを始めたい顧客に対するエネルギーおよび付加価値のあるサービスの供給である。また、ENDESA Energía, S.A.U.は、当社の関連供給者として運営する会社であるENDESA Energía XXI, S.L.U.の株式の100%および電力の供給に関連して商業サービスを提供するENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U.の株式の100%を保有している。ENDESA Energía, S.A.U.は、ドイツ、ベルギー、フランス、オランダおよびポルトガルの規制緩和市場に対して供給を行っている。

「第6 経理の状況」に含まれる2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の別紙Iは、エンデサの子会社および共同事業団体を列挙している。

「第6 経理の状況」に含まれる2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の別紙IIは、エンデサの関連会社および合弁事業を列挙している。

4 【関係会社の状況】

「第2 企業の概況 2 沿革」および「第6 経理の状況」の付表を参照のこと。

5 【従業員の状況】

2014年12月31日現在、エンデサは総数10,500名の従業員を有し、これは2013年より53.4%の減少を表している。この減少は主にラテンアメリカ事業の売却に起因している(「第2 企業の概況 3 事業の内容」を参照のこと)。しかしながら、ラテンアメリカ事業の売却の影響を除くと、2014年12月31日現在の労働力は4.0%の減少であった。

	最終従業員数		
	2014年12月31日	2013年12月31日	変動率(%)
スペインおよびポルトガル事業	10,500	10,933	(4.0)
ラテンアメリカ事業	-	11,608	(100.0)
合 計	10,500	22,541	(53.4)

エンデサの2014年の労働力の平均は20,173名であった(10,760名がスペインおよびポルトガル事業、9,413名がラテンアメリカ事業)。

性別では、2014年12月31日時点で、78.5%のエンデサの労働力が男性であり、21.5%が女性であった。

2014年および2013年における、エンデサ・グループの事業、役職および性別ごとの期末の詳細は以下のとおりである。

	最終従業員数					
	2014年12月31日			2013年12月31日 (修正)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
スペインおよびポルトガルの電力事業	8,239	2,261	10,500	8,594	2,339	10,933
ラテンアメリカにおける電力事業	-	-	-	9,179	2,429	11,608
合 計	8,239	2,261	10,500	17,773	4,768	22,541

	最終従業員数					
	2014年12月31日			2013年12月31日 (修正)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
執行役員	236	38	274	462	69	531
大卒	1,932	810	2,742	5,615	2,145	7,760
中間管理職	5,158	1,107	6,265	10,443	2,191	12,634
現場労働者	913	306	1,219	1,253	363	1,616
合 計	8,239	2,261	10,500	17,773	4,768	22,541

平均従業員数						
	2014年			2013年 (修正)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
スペインおよびポルトガルの電力事業	8,439	2,321	10,760	8,730	2,369	11,099
ラテンアメリカにおける電力事業	7,456	1,957	9,413	8,954	2,385	11,339
合 計	15,895	4,278	20,173	17,684	4,754	22,438

平均従業員数						
	2014年			2013年 (修正)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
執行役員	420	67	487	471	68	539
大卒	4,899	1,912	6,811	5,593	2,120	7,713
中間管理職	9,586	1,965	11,551	10,295	2,184	12,479
現場労働者	990	334	1,324	1,325	382	1,707
合 計	15,895	4,278	20,173	17,684	4,754	22,438

2014年および2013年における共同事業団体の従業員の平均数はそれぞれ、916名および940名であった。

2014連結会計年度終了時に関して、それぞれ、従業員の平均年齢は45.6才、従業員のエンデサでの平均勤続年数は約18.6年および従業員の平均年収(賞与を含む。)は87,500ユーロであった。

従業員が当社の株式資本を共有するための契約は存在しない。

社会的対話

スペインおよびポルトガルでは、5つの団体交渉協約が2014年末時点で有効で、労働力の96.7%に当たる10,154名をカバーしている。

団体労働協約は2014年に、「アンドラ - Minería」、ENDESA Ingeniería、Asco-Vandellósおよび Encasur-Puertollanoで締結され、1,126名の従業員に影響を及ぼす。

2014年の団体交渉に関する最も重要な活動は以下のとおりである。

- ・ Colón、BesósおよびAs Pontesの結合循環プラントの労働者に適用される雇用関係措置の交渉
- ・ 顧客ケアサービスを変更させるプロセスの実施における交渉
- ・ 新たなENELグループ組織の情報

第3 【事業の状況】

1 【業績等の概要】

(1) 会社の歴史および発展

当社は、スペイン王国法に基づき設立された有限責任株式会社(スペイン語でソシエダ・アノニマ)である。当社の普通株式は、マドリッド、バルセロナ、ビルバオおよびバレンシアの証券取引所において取引されている。当社は、1944年11月18日にスペイン法に基づき「Empresa Nacional de Electricidad, S.A.」として設立され、1997年6月25日の株主総会決議によって会社名をエンデサ S.A.に変更した。当社の本店はスペイン王国マドリッド市28042 リベラ・デル・ロイラ60に所在し、当社の電話番号は(+34) 91.213.10.00である。

エンデサS.A.の企業目的は、そのすべての産業および商業地域における電力事業において活動を遂行することである。すなわち、あらゆる種類の一次エネルギー資源の開発、(特に電気通信、水およびガスの分野における)産業サービスの提供、グループの目的を構成する事業活動の予備的または補完的な事業活動および対企業投資を構成する企業グループの経営である。グループは、直接または他社への投資を通じて、スペインおよび海外における自己の企業目標を構成する事業活動を遂行することができる。

電力事業に対するスペインの規制の基盤となっているものは、電力事業に関する1997年11月27日付法律1997年第54号である。かかる法律は、電力システムの動作形態を再組織し、競争を要求し、また顧客の自由化プロセスを開始した。

エンデサ・グループは、主としてスペイン、ポルトガル、アンドラおよびモロッコにおいて、直接または出資先企業を通じて、電力の発電、送電、配電または販売に関する活動を遂行している。さらに、スペインおよびポルトガルの天然ガスの自由化市場における重要な存在感を有している。

自己の事業活動を遂行するにあたり、グループの組織は、その中核事業(電力およびガスの生産、輸送、配給およびマーケティングならびに関連サービスの提供から構成される。)を優先することを基礎として構築される。

(2) 事業の概観

「第2 企業の概況 3 事業の内容 エンデサのラテンアメリカ事業の売却」の記載に基づき、以下のパラグラフには、スペインおよびポルトガル事業は継続事業に関連しており、ラテンアメリカ事業は非継続事業に関連していることを前提とした2014年の事業動向および業績に関する情報が含まれる。

2014年12月31日において、当社は、設備容量ならびに本土発電37.7%(通常の方法による発電)、配電43.1%および最終顧客向け販売36.9%(規制緩和市場)と、市場占有率についてスペインで最大の電気企業であり、ポルトガルおよび北アフリカにおいて存在感を有していた。当社の中核的事業は、エネルギー事業である。当社はまた、当社の中核であるエネルギー事業に関連する事業(再生可能エネルギーおよびコージェネレーションならびに天然ガスの配給および供給等)にも従事している。

当社の電力事業は、主としてスペインおよびポルトガルに焦点を当てている。

2014年12月31日において、当社は22,677メガワットの総設備容量を有し、2014年に当社は114,788ギガワット時を発電、140,956ギガワット時を売却し、約11.2百万人の顧客に電力を供給している。同日現在、当社は10,500人の従業員を有し、当社の総資産は約155億ユーロであった。

下記の表は、2014年および2013年12月31日における各地域ごとの2つの主要な事業ラインの総設備容量を示したものである。

総設備容量			
	2014年	2013年	変動率(2014年/2013年)
	(単位：メガワット)	(単位：メガワット)	
スペインおよびポルトガル	22,677	22,711	(0.1)%
ラテンアメリカ	該当なし	15,849	該当なし
設備容量総計	22,677	38,560	(41.2)%

下記の表は、表示された各期間における各地域ごとの2つの主要な事業ラインの発電量を示したものである。

発 電 量			
	2014年	2013年	変動率(2014年/2013年)
	(単位：ギガワット時)	(単位：ギガワット時)	
スペインおよびポルトガル	69,681	68,439	1.8%
ラテンアメリカ ⁽¹⁾	45,107	61,449	(26.6)%
発電量総計⁽²⁾	114,788	129,888	(11.6)%

(1) ラテンアメリカ事業の売却以前のラテンアメリカ事業に関する2014年の情報に基づいている。

(2) 発電所のパスパーにて。

下記の表は、表示された各期間における各地域ごとの2つの主要な事業ラインの電力販売量を示したものである。

	販 売 量		
	2014年 (単位：ギガワット時)	2013年 (単位：ギガワット時)	変動率(2014年/2013年)
スペインおよびポルトガル	93,928	96,122	(2.3)%
ラテンアメリカ(1)	47,028	61,248	23.2%
販売量総計	140,956	157,370	(10.4)%

(1) ラテンアメリカ事業の売却以前のラテンアメリカ事業に関する2014年の情報に基づいている。料金または未請求の消費は含まれない。

2014年において、スペインで配電網を通じて最終顧客に供給されたエネルギー量は、110,945ギガワット時(2013年には112,031ギガワット時)であり、配電網は314,528キロメートルにわたり、顧客基盤は約11.9百万人(2013年も11.9百万人)であった。

ポルトガルにおいて、エンデサは、Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.(以下「Tejo Energia」という。)(628メガワットの容量があるPego石炭火力発電所の所有者)に対して有する38.9%の持分を通じて、発電事業を行っている。同時に、ENDESA Generación Portugal, S.A.は、現在851メガワット(2つのグループで構成され、各425.5メガワット)の複合循環発電所を操業している会社であるElecgas, S.A.(以下「Elecgas」という。)に対して50%の出資持分を有している。

またエンデサは、Elecgasが発電する132ギガワット時の電力(ポルトガルの電力消費量の0.3%)を供給する、Elecgasの電力使用料に係る契約の100%を自ら締結している。

主要な事業ラインによる純売上高

エンデサが事業を営む各主要地域ごとの外部顧客からの売上高の詳細は、以下のとおりである。

	2014年 (単位：百万ユーロ)	2013年(修正)
スペイン	18,419	18,800
ポルトガル	770	745
英国	447	254
フランス	250	255
オランダ	196	175
ドイツ	164	165
その他	227	115
合 計	20,473	20,509

資本支出

2014年においては、以下のとおり、エンデサによる総投資は合計2,178百万ユーロ(2013年には2,616百万ユーロ)であり、そのうち1,951百万ユーロは資本支出ならびに無形資産および投資資産への投資に、残りの227百万ユーロは金融投資に関連している。

2014年				
百万ユーロ				2013年比の変動率 (%)
	資本支出、 無形資産および 投資資産	金融投資	合 計	
スペインおよびポルトガル	1,285	128	1,413	28.2
ラテンアメリカ(1)	666	99	765	(49.5)
合 計	1,951	227	2,178	(16.7)

(1) 2014年7月31日までに行われた投資に関連している(「第2 企業の概況 3 事業の内容」を参照のこと。)。2014年7月31日からラテンアメリカ事業の売却までに行われた投資は323百万ユーロに達した。

2014年のスペインおよびポルトガル事業(継続事業)における総投資は以下のとおり、合計1,413百万ユーロであった。

スペインおよびポルトガル事業における投資				
百万ユーロ				変動率(%)
	2014年	2013年		
発電	307	263		16.7
配電および送電	619	509		21.6
その他	2	3		(33.3)
資本支出合計	928	775		19.7
無形資産	357	281		27.0
投資資産	-	3		該当なし
流動資産	128	43		197.7
合 計	1,413	1,102		28.2

2014年の発電の総設備投資は、主にプラントへの経常投資および耐用年数の延長につながったLitoral発電所への52百万ユーロの投資に関連している。配電への総投資は、配電網の延長ならびにサービスの効率性および質をより高めるための配電網の最適化を意図した支出に関するものであった。また、遠隔操作のスマートメーターおよびその管理システムの広範な設置に対する投資も含まれていた。

ラテンアメリカ事業における発電設備投資は、主にコロンビアのEl Quimbo水力発電所(400メガワット)の建設に関連していた。

2014年の金融投資は、主にElcogas, S.A.に51百万ユーロの金額で付与された資金調達およびNuclenor, S.A.へ与えられた34百万ユーロの資金に関連していた。

有形固定資産

2014年および2013年における有形固定資産への投資の詳細は以下のとおりである。

	百万ユーロ			
	2014年			
	発 電	配電および送電	そ の 他	合 計
スペインおよびポルトガル	307	619	2	928
ラテンアメリカ(1)	317	202	-	519
合 計	624	821	2	1,447

(1) 2014年のラテンアメリカにおける投資は、売却された会社(「第6 経理の状況」記載の連結財務書類の注記5を参照のこと。)が、連結計算書の財務状況における「売却目的で保有する非流動資産および非継続事業」に振り替えられた2014年7月31日までで構成されている。2014年7月31日からラテンアメリカ事業の売却までに行われた投資は240百万ユーロに達した。

	百万ユーロ			
	2013年(修正)			
	発 電	配電および送電	そ の 他	合 計
スペインおよびポルトガル	263	509	3	775
ラテンアメリカ	644	427	2	1,073
合 計	907	936	5	1,848

2014年および2013年の12月31日現在の有形固定資産には、それぞれファイナンスリースにより保有する資産の帳簿価格を反映し、518百万ユーロおよび698百万ユーロが含まれる。

売 却

以下は、2014年の当社の主な売却についての記載である。

ラテンアメリカ事業

2014年10月23日、エンデサはラテンアメリカ事業の売却を8,253百万ユーロで完了し、エンデサS.A.はEIに対し、以下の持分を売却した。

- ENEL Latinoamérica, S.A.U.の株式100%に相当する796,683,058株
- Enersisの株式20.3%に相当する9,967,630,058株

当該取引は2014年の連結損益計算書に1,764百万ユーロのプラスの影響を及ぼし、「非継続事業の税引後利益」において認識された。

上記の売却実施の結果、2014年10月23日、「第6 経理の状況」に含まれる2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の別紙IVに列挙されているラテンアメリカ事業の一部を構成していたすべての会社は会計上の連結から除外された。

以下は、2013年の当社の主な売却についての記載である。

Medgaz

2013年6月28日、エンデサはMedgaz持分12%を、Compañía Española de Petróleos, S.A. (CEPSA)に売却した。販売価格は合計84百万ユーロで、64百万ユーロのキャピタル・ゲインを生み出した。

ENDESA Gas T&D

2013年12月9日、ENDESA Gas, S.A.U.が有するENDESA Gas T&D, S.L.の持分20%をGoldman Sachsが運用するAugusta Global Coöperative U.A.およびZaragoza International Coöperative U.A.というインフラファンドに売却した。当該売却価格は130百万ユーロで、12百万ユーロのキャピタル・ゲインを生み出した。

環境問題

エンデサの環境に関する方針

持続可能な開発は、エンデサの戦略上の主要な柱の一つであり、環境保護は最も重要な当社の責任の一つである。環境優位に基づき以下の基本原則を旨とする企業文化を育むことを当初の目的とし、エンデサは1998年から環境に関する方針を定めている。

- ・ 計画および意思決定の過程で文書化された環境基準を用いて、企業戦略における持続可能な発展のコンセプトと環境管理を統合すること。
- ・ 継続的に改善プログラムを適用し、環境に関する目標を確立することによって、エンデサの発電所および活動がより環境に優しいものになるよう、資源を合理的に利用し、環境に対する影響、廃棄物、排出量、廃水およびその他の環境汚染効果を軽減すること。
- ・ すべての事業所において、法令遵守ならびに発電所の環境性能および安全性に関する定期的な評価報告を永続的に監督し、得られた結果について報告すること。
- ・ 動植物およびその生息地を保護するため指定された手法を採用することによって、施設の自然環境を保護すること。
- ・ クリーンで、最も効率的かつ経済的に実行可能な技術を施設に適用し、再生可能エネルギーの技術的な研究開発を促進すること。
- ・ 社内外における訓練プログラムならびに当社が事業を営むすべての地域における公共部門の機関、組織および市民団体とのコラボレーションによって、環境保護問題に対する意識および感度を高めること。
- ・ 建設者および供給者に、これらの同じ原則に基づいた環境に関する方針の実施を要求すること。
- ・ 顧客との間および社会全体にわたって、省エネルギーおよび合理的かつバランスの取れたエネルギー資源の利用を推進すること。

エンデサの環境管理システム

エンデサの環境管理システムはそのすべての事業によって広い範囲で実施されている。

特に、2014年12月31日時点で、設備容量、採掘活動を行う鉱山および港湾ならびに当社全体の配電事業の97.65%が認証を受けている。オフィスビルに関しては、その認証は主要な本店をカバーしている。

すべての管理システムの基礎である、認証を受けた環境管理システムは、国際標準化機構(ISO)および/またはUNE(「Una Norma Española」)(スペイン基準)(スペイン語の頭文字を取って、以下「UNE」という。)への追加的な参照ならびに包括的な管理に関して、これらのシステムが提供するシナジーを完全なものとして利用するために、事業および設備の種類に応じて統合されたものである。この点について、火力発電所に関するEMAS(Eco-Management and Audit Scheme)ルール、石炭火力発電所および研究所に関する品質システム、エネルギーマネジメントシステム(ISO 50001)ならびにオフィスビルに関する室内環境品質認証(UNE 171330-3)は指摘に値する。

事業活動は環境管理システムおよびそれらが実施されている指数による環境レベルで監視されている。指数は設備の環境効果(大気放出、水の消費量、廃水の汚染物質、廃棄物など)を含み、事業運営に関連する環境問題に関するすべての既存の法的義務を遵守できているかの確認を可能にし、さらにENEL Groupが定めた戦略上の主題および目的に対する達成度合いを評価するためエンデサが定めた方針との連携を可能にする。

すべての環境活動において透明性の原則に従い、毎年ENELグループは環境指数およびそれに対応するエンデサの活動の詳細な報告を記載した環境報告書を公表している。当該報告書はエンデサが営む各事業にとって重要と考えられる環境問題を表す指数を明らかにしている。

環境に係る投資および支出

2014年および2013年のエンデサの環境に係る投資および支出は以下のとおりである。

年間環境関連投資			
百万ユーロ			増加率(減少率)(%)
	2014年	2013年	
スペインおよびポルトガル事業	60	30	100.0
ラテンアメリカ事業(1)	53	56	(5.4)
合 計	113	86	31.4

(1) ラテンアメリカ事業の売却以前のラテンアメリカ事業に関する2014年の財務情報に基づいている。

累積環境関連投資			
百万ユーロ			増加率(減少率)(%)
	2014年	2013年	
スペインおよびポルトガル事業	1,369	1,311	4.4
ラテンアメリカ事業	-	69	N/A
合 計	1,369	1,380	(0.8)

年間環境関連支出			
百万ユーロ			増加率(減少率)(%)
	2014年	2013年	
スペインおよびポルトガル事業	116	126	(7.9)
ラテンアメリカ事業(1)	2	4	(50.0)
合 計(2)	118	130	(9.2)

(1) ラテンアメリカ事業の売却以前のラテンアメリカ事業に関する2014年の財務情報に基づいている。

(2) 環境関連支出の総額のうち、50百万ユーロ(2014年)および53百万ユーロ(2013年)は投資の減価償却費および償却費に相当する。

規 制

I)スペインおよびポルトガルにおける規制枠組み

一般的側面

電力セクターに関する2013年12月26日付法律2013年第24号が施行された2013年12月27日まで、スペインにおける電力システムは、1997年11月27日付電力産業法1997年第54号(特に2007年7月4日付法律2007年第17号および2012年3月30日付法律2012年第13号(国内の電力およびガス市場の命令を置き換えた。))を含む法律により改正された。)により規制されていた。同法の主な特徴および追加された施行規則は以下のとおりであった。

- 電力は自由市場を基礎として発電される。
- エネルギーは、発電所から毎日市場に送電される。その市場は24のオークションからなり、そこでは買値と売値のマッチングが行われている。マッチングした価格は、各入札での限界価格に対応する。再生可能エネルギーまたは熱源供給システム(CHP)の発電所からの電力は、入札に含まれる。また、この電力の価格は固定価格買取制度により補完される。
- 送電、配電ならびにシステムの経済的および技術的な管理は、規制事業である。
- 電力供給は全体的に規制緩和されており、消費者はその供給について供給者と契約しなければならない。2009年7月1日以降、一定の基準を充足する消費者は、ラストリゾートサプライヤー(LRS)からの供給について契約することを選択でき、かかる消費者はそれによってラストリゾートタリフ(LRT)を利用する。かかる料金は、国内のレベルに限り、政府が先物市場価格に基づく発電費用を考慮して設定する、増加式の料金である。
- ロードマネージャーのような電力チャージおよび蓄積サービスを提供する会社に数字が導入された。さらに、同じ場所での消費のための個々の発電量を上げるために、特別な供給スキームが特定の消費者の為に創設される可能性がある。
- アクセス料金は、スペイン全土で同額であり、電力システムにおいて回収代理人としての役割を果たす配電業者および送電会社によって回収される。
- スペインの石炭を使用して発電された本土外および本土の電力に対する支払いは規制されている。

しかしながら、エネルギー改革の結果、2013年12月27日に、電力セクターに関する2013年12月26日付法律2013年第24号が官報(「BOE」)で公布され、前記の1997年11月27日付法律1997年第54号を破棄し、これに取って代わり、当該セクターならびにそのシステムに関する活動および事業者についての新たな一般的運用枠組みを定めた。

従前のシステムからの主要な変更点は下記のとおりである。

- 新法は、収入によりすべてのシステム費用を十分に賄うという方法により、電力システムの経済的および財政的安定性に関する基本的原則を導入する。システム費用は送電および配電の報酬を賄うための送電網および配電網へのアクセス料金、その他の費用の支払いのために設定された料金、一般国家予算およびその他収入の合算または確立された財政上のメカニズムによって賄われる。そして、
 - 費用の増加または収入の減少は、同等の他の費用の減少または収入の増加とともに行わなければならない。同時に、過年度からの負債の支払いに用いられる費用項目がある限り、料金の減額の可能性はない。

- 2014年以降、生じうる一時的な財政上の不均衡は年間最大でシステム収入見積の2%(または累積期間の5%)に制限される。一時的に不均衡な部分は、決済システムに参加するすべての関係者により、その報酬に比例した形で資金調達される。これらの制限を超える場合、アクセス料金は同等の金額に見直される。これらの制限内で、不均衡により資金提供を行う当事者は以後5年間、同等の市場内金利で資金を回復することができる。
- 2013年に関して、起こりうる時期的なミスマッチングに関係なく、3,600百万ユーロの最大の損失が認識される。この損失により、以後15年間同等の市場内金利での回復権が発生する。これらの権利は法令に定められた手続に従って譲渡可能である。
- 各年の一般国家予算において同年における本土外の電力システムの補償額の50%が計上される。
- 活動の報酬に関して、同法は本土外システムでの送電、配電および発電ならびに再生可能エネルギー資源、高効率コージェネレーションおよび廃棄物による発電に対する報酬については、効率性を有し管理体制の優れた会社の費用を考慮することを定めている。報酬のパラメーターは6年の規制期間にわたる経済の循環状況、電力需要およびこれらの活動の適正な収益性を十分に考慮して定められる。同法は2019年12月31日に終了する最初の規制期間の資産の報酬について、2013年7月12日付国王布告法2013年第9号の施行前3か月間の流通市場における10年の短期国債の平均利回りプラス200ベシス・ポイント(本土外システムでの送電、配電および発電の場合)またはプラス300ベシス・ポイント(再生可能エネルギー資源、高効率コージェネレーションおよび廃棄物による発電の場合)と定めている。
- 通常仕様と特別仕様による発電の区別も、技術を特別に考慮することなく、解消された。
- 大半の国内の消費者に適用されるラストリゾートタリフ(LRT)は、小口消費者のための自発的な価格という名称に変わり、ラストリゾートタリフは弱い消費者および小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の適用を受けられる要件を満たさず、一時的に自由市場の供給者と現在契約のない消費者のために維持される。

エネルギー改革に関連して、規制事業の赤字を減らし当該システムの財政上の安定性を保証する多数の規定が2012年以降承認された。これには電力システムの財政上の安定性を保証する緊急措置を取り入れ、とりわけ再生可能エネルギー、コージェネレーションおよび廃棄物を使用する発電施設、送電および配電事業の報酬システムを変更する2013年7月12日付国王布告法2013年第9号が含まれる。

さらに、2013年1月1日から適用されたエネルギーの持続可能性のための財政上の措置に関する2012年12月27日付法律2012年第15号は、発電設備に影響を及ぼす以下の新しい税(または既存の税制の変更)を導入した。

- 通常仕様および特別仕様の発電について、総収入の7%に相当する額に対する総合課税。
- 使用済み核燃料、放射性廃棄物および中心施設の貯蔵物に対する課税。
- 水力発電について、収入の22%に相当する額に対する課税。この課税は、50メガワット以下の設備容量を有する発電所および50メガワット超の揚水式水力発電所では90%減税される。この減税は、一般のエネルギー政策を遂行するために維持されなければならない規制により定義される発電または施設にも適用される。
- 天然ガス、石炭、燃料油またはディーゼルを用いて発電する電力の消費に対する「グリーン・ユーロ・セント」税。

この法律の規定は、徴収された税金が温室効果ガス排出枠の競売から得た金額とともに電力システムの費用を賄うのに使用されると定めている。

さらに、政府は2013年7月に本土外システムでの送電、配電および発電、再生可能エネルギー、自己消費、発電量の支払いならびに販売および供給の側面に関連するその他の規制の展開の手続きを開始し、このうち幾つかは以下に記載の通り進行中である。

配電事業の報酬

2008年2月15日付国王布告2008年第222号は、配電の新報酬システムを導入した。国内の電力、ガス市場および電子通信に関する指針を置き換え、電力およびガス産業における費用および収益間の不一致を原因とする相違を是正するための措置を採択する2012年3月30日付国王布告法2012年第13号は、規制事業の損失減少を目的とした一定の措置を導入した。これは特に配電事業の報酬に影響を及ぼした。新しい措置は2013年7月12日付国王布告法2013年第9号および電力セクターに関する2013年12月26日付法律2013年第24号により導入された。

具体的には、2013年7月12日付国王布告法2013年第9号は、スペインの10年の短期国債プラス200ベース・ポイントをベースとした標準的な報酬を設定した送電および配電ネットワークのためのシステムを確立している。なお、当該国王布告法が発効するまで2013年に適用される一時的なシステムが確立されていた。

2013年12月27日付国王布告2013年第1048号が、2013年12月30日に公布され、配電の報酬を計算する方法論を定めた。かかる規制は全国統一の基準の下で、可能な限り低い費用でシステムへの適切な利益を保証する安定的かつ予測可能な方法を提供することを目的とする。新しい点は以下のとおりである。

- 稼働中の非償却資産に対する投資は、当該資産の運用および管理に加え、当該資産の正味価格および10年の短期国債プラス200ベース・ポイントを基にした財務報酬率を考慮して報酬が付与される。
- メーターの読み取り、供給契約手続、アクセス料金の請求、不払いへの対応、顧客電話サービス、公有地の占有料および構造原価など配電事業の実施に必要な費用に対する報酬が定められる。
- 配電網における減少を削減するという供給レベルの改善に関連するインセンティブおよび罰金ならびに新しい不正行為削減インセンティブが定められている。
- 地方または現地の当局により導入された特定の規制の追加費用は電気料金で負担しない。
- 「n」の年に開始した設備の報酬の支払は、「n+2」の年の1月1日から始まり、財務費用が認識される。
- 投資を管理するメカニズムが定められている。全セクターについて、最大投資可能額は国内総生産(GDP)合計の0.13%に限られている。配電業者は承認を得るため産業・エネルギー・観光省に単年度および多年度の計画を提出し、また該当する地域の当局による有利な報告を必要とする。一般的基準からの逸脱についての制限も設けられており、回収不能費用の一部のみを認識するが、これは正式に承認および監査されなければならない。既に想定されておりかつその費用をシステムが負担しないときを除き、作成された計画に違反する場合、投資額も縮小され、設備の建設が延期される可能性がある。

当該国王布告で確立された様式は、最初の規制期間が開始した段階で適用される。そして、2013年7月12日付国王布告法2013年第9号で確立された一時的なシステムはその時点まで適用される。

本土外の電力システム

本土外の領域における電力供給事業は、その地理上の特性に基づく特定の規制の対象となる。かかる特別の規制は、2003年12月19日付の国王布告2003年第1747号および同国王布告を施行した2006年3月30日付の省令によって生み出された。

本土外の規制システムの主要素は、これらのシステムの具体的な特徴を考慮して、スペイン本土と異なり、電力の発電は固定価格買取制度の下で報酬が出されることであった。

2012年に導入された調整措置の中で、とりわけ本土外の配電事業の報酬に影響を及ぼす一連の措置を政府は導入した。特に、2012年3月30日付国王布告法2012年第13号は、本土外発電の報酬システムを見直す提案がなされることを定めている。さらに、財政の安定性を保証し競争を促進する措置に関する2012年7月13日付国王布告法2012年第20号は、2012年3月30日付国王布告法2012年第13号で定められた見直しが2012年1月1日現在から適用されることを明らかにし、本土外の電力システムの通常仕様で計上された費用の特定の点を変更した。

2013年10月30日に、2013年10月29日付法律2013年第17号が官報で公布された。その目的は本土外の電力システムにおけるより良い供給保証の提供および競争の促進であり、主要な点は以下のとおりである。

- 安全または技術的、経済的効率性の理由から、たとえ需要を補うのに必要な発電量が超過したとしても、本土外の電力システムによる新たな発電施設については、本土のスポット市場価格に対する追加報酬が支払われる可能性がある。
- 新たな制度は、システムの発電力の40%超を所有する企業または事業グループにより保有される、(通常仕様またはCHP/再生可能エネルギー仕様いずれの下であっても)本土外の電力システムにおける新たな施設には適用されない。再生可能エネルギー源の配備について電力容量の入札を通じて評価された施設の場合で、これが行政認可を受けているか、またはCHP/再生可能エネルギー仕様の報酬についての事前割当登録簿に登録済みである場合は例外とする。また、容量の増加をもたらすことのない場合または設備の発展に興味を示すその他の事業者が存在しない場合、既に稼働している発電所における改善および効率性の向上のための投資についても例外とする。
- システム・オペレーターは、供給保証または再生可能資源の統合を目的とする揚水式水力発電所の所有者となる。その他全ての場合において、裁定手続が実施される。前記にかかわらず、2013年3月1日以前に付与された水力発電事業運営権を有する会社または行政認可を受けていたが、発電所を操業する認可を受けていなかった会社は、引き続き所有権を有するが、投資総額の10%にのぼる保証について責任を負い、履行の予定表に従う。
- 再ガス化発電所は、テクニカル・システム・オペレーターによって専属的に所有される予定であり、関係施設は6か月以内に市場価格で譲渡されなければならない。もし施設が行政認可を受けていない場合は、価格は2013年3月1日までに実際に発生した費用合計に制限される(第6「経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記5および37を参照のこと。)

- 燃料費用に関する報酬は、競争、透明性、客観性および被差別の原則を考慮に入れたメカニズムによって設定される。
- エネルギー政策および鉱山局による適合性ルールは、施設がシステム・オペレーターによって要求される技術基準および経済的な経費削減基準に準拠することを確実にするため、新たなグループの承認に必要となる。
- 本土外の電力システムにおける施設で、その供給力、供給保証、供給の品質指標に発電施設に起因する実質的な低下がある場合、報酬が削減される可能性がある。政府は、リスクがある場合、供給の保証のために電力セクターにおいて措置を講じる可能性がある。

その上、2013年7月12日に大臣評議会で承認されたエネルギーセクターの改正措置の中で、政府はとりわけ本土外の領域(以前は本土外電力システムとして知られていた。)で発電された電力に関する幾つかの規制の展開を開始し、国王布告案がこれに関連して現在進行中である。

当該法案は、固定投資、営業および維持費用を含む固定費用ならびに燃料、営業および維持費用を含む変動費用の報酬を定める現在の計画に類似する計画を定めている。当該手法のうちいくつかの点はその効率性を高めるために変更される。当該手法案は、2012年1月1日から経過措置期間が設けられ、施行と同時に効力が生じる予定である。

2013年12月26日付法律2013年第24号電力セクター法に従い、認識済の純投資の財務報酬率は流通市場における10年短期国債の利益(ここに適切なスプレッドによる加算がなされる。)に結びつけられることになる。2019年12月31日まで続く最初の規制期間について、この比率は2013年4月、5月および6月の流通市場における10年短期国債の価格の平均利益プラス200ベース・ポイントに相当する。

電力セクターに関する上記2013年10月29日付法律2013年第17号および2013年12月26日付法律2013年第24号の公開についての新要素を含む新しい国王布告案は2014年7月4日に受領された。

2015年1月、産業・エネルギー・観光省は、本土外システムの発電について、エネルギー安定性のための財政措置に関する2012年12月27日付法律2012年第15号から生じる税金を当該システムの費用の一部とする新しい国王布告案を提示した。2008年12月31日までに発生した固定価格買取制度による料金が電力システム料金に計上される。2009年4月30日付国王布告法2009年第6号に基づき、2013年以降に発生した固定価格買取制度による料金は、スペインの一般国家予算に計上される。同法は、2009年から2012年の移行期間のために混合システムを設け、これにより、本土外発電の回収不能費用の減少分は、電力システムの収益によって資金調達され、増加分は、一般国家予算において調達される。それにもかかわらず、特定の法律の規定は過去3年間の一般国家予算に計上される資金の割合を変更し、これにより、スペイン国市場および競争委員会(以下「CNMC」という。)が管理する決済システムに服することとなった。しかし、2013年7月の改革で一般国家予算に課せられる資金調達スキームが変更され、これにより2013年の固定価格買取制度による料金は全額同年のアクセス料金で賄われることとなり、2014年1月1日以降発生する固定価格買取制度による料金の50%相当額は各年の一般国家予算で賄われることになった。一般国家予算に計上される本土外システムの発電における回収不能費用の予算計上、認識、決済および統制の手続を定める2014年8月1日付国王布告2014年第680号が2014年8月23日に公布された。

上述した法令を適用することで、2014年12月31日時点で、エンデサは、2001年から2014年における本土外発電に対する固定価格買取を反映して、707百万ユーロ(2013年12月31日時点では1,161百万ユーロ)の貸付残高を有しており、これは連結貸借対照表において流動金融資産として認識された(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記19.1.1を参照のこと。)

スペインの石炭を利用した発電

2010年10月1日付国王布告2010年第1221号により改正された2010年2月12日付国王布告2010年第134号により、供給の安定性を理由として、スペインの石炭を利用する一定の発電所の発電量を保証する仕組みが確立し、その対価として規制価格が設定された。この国王布告は、2011年2月末に初めて適用され、適用は2014年12月31日に終了した。

石炭の量、最大発電量および2014年のエネルギー報酬額が2014年1月30日の決議で決定された。

社会的補填

法令で定められている社会的要件、消費要件および消費電力の要件を満たす顧客は、「社会的補填」を受けることができる。一人当たりの世帯所得の指標と関連して基準は定められ、これは通常の居住地において個人に適用される。

社会的補填は小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の価値とラストリゾートタリフ(LRT)として知られる基準価格の差額を提供する。

2012年2月7日、最高裁判所は、2009年4月30日付国王布告法2009年第6号により確立された通常の仕組みに基づく発電会社による資金調達に差別的であるとして、社会的補填およびその適用に関連した一定の規定を無効とする判決を下した。

上述の判決の適用に際して、2012年4月25日付省令IET2012年第843号は、電力システムによって2012年2月7日から支払われる費用を考慮して、社会的補填の決済システムを変更し、これがアクセス料金によって賄われることを定めた。

2013年7月12日付国王布告法2013年第9号は、社会的補填に関する新しい規制を含んでおり、公共サービスの責務として、発電、配電、供給活動を行っている会社の親会社または垂直に結合しているグループ会社が負担した費用を、配電網への供給接合の数および電気供給をした顧客の数に基づく比率割合に応じて引き受けるよう要求している。CNMCは、産業・エネルギー・観光省の命令による承認に反することなく、この比率を年に一度計算する。2013年12月3日、CNMCは2013年7月12日付国王布告法2013年第9号の第8.2.条で定められた委任に基づいて社会的補填の分配についての必要な開示を承認した。

電力セクターに関する2013年12月26日付法律2013年第24号の第45条は、この制度、10個目の経過規定、および暫定的な制度を2013年7月12日付国王布告法2013年第9号に基づいて維持している。したがって、負担率に関して当該法の第45.4条に定められている省令が承認されるまで、社会的補填の費用は2012年4月25日付省令IET2012年第843号に基づいて分配され続ける。さらに、45.3条に基づくLRTが設立されるまで、当該省令は適用される。

2014年3月7日省令IET2014年第350号によると、エンデサS.A.が賄う2014年の社会的補填の比率は41.61%となり、2014年12月31日に終了した年度において102百万ユーロにのぼった。

社会的補填に関連して調達される金額の配分比率を決める計算方法を定める2014年11月21日付国王布告2014年第968号は、2013年12月26日付法律2013年第24号の規定の実施にあたり社会的補填の配分比率の決定に使用される基準を承認し、これらの基準は2014年3月7日付省令IET2014年第350号により適用されるものと同様である。

上述されている2014年3月28日付国王布告2014年第216号は、社会的補填がSCVPの価格より25%低くなると定めている。

規制事業による損失

2009年4月30日付の国王布告法2009年第6号および2010年4月9日付の国王布告法2010年第6号は、2013年の時点で設定されたいかなる配電網アクセス料金も、事前の損失なしに、すべての電気システム費用を賄うのに十分であることを要求した。2009年から2012年の間、2009年4月30日付の国王布告法2009年第6号は、各年ごとの損失を制限しており、同期間につき設定されたアクセス料金は、上記の制限を超過しないよう十分なものでなければならないとしている。2010年12月23日付国王布告法2010年第14号は、2010年、2011年、2012年のそれぞれについて、これらの制限を5,500百万ユーロ、3,000百万ユーロおよび1,500百万ユーロに修正した。2012年12月28日付国王布告2012年第29号の第4の最終規定がこれらの制限を変更した。具体的には2012年の制限を最終的な決算と同額まで増額し、これはスペイン電力システムの損失のために、証券化ファンド(「FADE」)に譲渡されうるものであり、アクセス料金は電力システム費用を賄えるのに十分な額であるべきとする明確な記述を2013年1月1日から除外した。

さらに、かかる立法は、規制事業の決済のタイミングにずれが生じる場合、上記の法令で指定された会社によって一定割合の資金が融通されるべきであり(エンデサは44.16%相当)、これらの会社は、規制事業の決済につき支払われた金額を、かかる金額が認識された年において回復する権利を有するということも命じている。

上記の国王布告法は、同様に、2001年から2008年の間における本土外の発電について、未回収の回収不能費用の填補を含む、損失を填補する際に電力会社によって蓄積された債権回収権の証券化を規制した。

2010年4月9日付国王布告2010年第437号は、電力システム損失に関する証券化を規制する。2013年12月31日に終了した事業年度において、エンデサは、総額3,541百万ユーロに達する電気料金の損失回収権限をFADEファンドに対して譲渡した(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記19.1.1を参照のこと。)。2013年10月29日に合意された最後の譲渡の成立をもって、2012年までの収益不足により計上されたすべての権利が譲渡されたことになる。

2013年に関して、電力セクターに関する2013年12月26日付法律2013年第24号により、起こりうる時期的なミスマッチングに関係なく、3,600百万ユーロの最大の損失が認識された。当該法令に従い、この損失はFADEファンドとは関係ない法令に定められた手続に従って譲渡可能である。2013年の電力システムの損失回収権の譲渡手続を定め、2013年12月26日付法律2013年第24号の規定の施行によって後続のネガティブなタイミングの不一致(もしあれば)により発生する利率の計算方法を導入する2014年12月12日付国王布告2014年第1054号が、2014年12月13日に公布された。電力セクターに関する2013年12月26日付法律2013年第24号の規定が施行されたことにより、2013年の損失回収権の譲渡手続が定められ、2013年の損失およびその後数年間に発生するタイミングの不一致に起因して生じる利率の計算方法が導入された。この国王布告により、2014年12月15日、エンデサは2013年の損失回収権1,469百万ユーロすべてを銀行グループに譲渡した(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記19.1.1を参照のこと。)。2014事業年度について、電力セクターに関する2013年12月26日付法律2013年第24号は、タイミングの不一致については、決済システムに参加するすべての関係者により、割り当てられる報酬に比例した形で、年間最大でシステム収益予想の2%(または累積期間で5%)を限度として資金調達されると定めている。これらの限度を超える場合、アクセス料金はこの限度額と同等の金額に見直される。これらの限度の範囲内で不一致により資金提供を行う当事者は以後5年間、市場内金利で資金を回復することができる。

2014年12月31日以前の直近の電力システム決済に従い、エンデサは連結貸借対照表において流動金融資産として認識された445百万ユーロを調達する必要があった(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記19.1.1を参照のこと。)。

計算手法を導入し、2013年以前の電力システムにおける損失回収権およびタイミングの不一致により生じる最終利率を定める2014年11月20日付省令IET2014年第2176号が2014年11月22日に公布された。これは、年間アクセス料金により定められた一時的な2%という利率に代わるものとして、2010年、2011年および2012年の損失ならびに2009年から2012年のタイミングの不一致により生じる最終利率を定めた。本省令から生じた利率の見直しはエンデサにプラス13百万ユーロの影響を与えた。

さらに、CNMCによる未決済の2013年の赤字の関する譲渡日までに発生した21百万ユーロの回収権は、連結貸借対照表における流動金融資産において認識されている(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記19.1.1を参照のこと。)。

小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の電気料金の計算方法および契約体系を定める2014年3月28日付国王布告2014年第216号

2014年3月29日に公布された本国王布告は、2014年4月1日以降の小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の計算方法を定めている。本国王布告の主要点は以下のとおりである。

- SCVPの計算に使用されるエネルギーの費用は、請求期間中、毎日の日中市場1時間当たりのエネルギー価格に、調整サービス、設備費用ならびにシステム・オペレーターおよびマーケット・オペレーターの調達費用を加えたものである。
- 当該システムに統合されたりモート・メーターを有する消費者について、1時間ごとの実際の使用量に応じ1時間ごとの価格が適用される。または、システム・オペレーターが発行したプロファイルが使用される。

- この新しいメカニズムは2014年4月1日から適用される。2014年7月1日以前は、関連供給者がこの新しいスキームの下、消費者に請求するためには、ITシステムを適応させなければならない。その間、SCVPに適用されるエネルギーの費用は2014年第1四半期のために定められた一時的な価格となる。その後、供給者のITシステムが新しいSCVPに正式に対応した後最初の請求期間中、2014年4月1日時点の消費に対する請求において費用は調整される。
- さらに、2014年第1四半期の消費電力は、2013年12月27日付国王布告法2013年第17号のとおり、同期間の小口消費者のための自発的な価格(SCVP)に含まれる、市場価格とエネルギー購入費用のスプレッドを考慮して、当該ITシステムの調整後発行される最初の請求の中で調整されなければならない。
- また、当該国王布告は、その公布後2か月以内にCNMCがエネルギー担当大臣に対し、1時間ごとの測定のためにリモート・システムに接続された計測装置から取ったデータを検証、確認および完了する具体的な手続を提案する旨定めている。提案された手続には、導入されたすべてのリモート・メーター遠隔測定の完了にかかる最長期間も定められる。
- 代替手段として、関連供給者は、SCVPの恩恵を受ける顧客に、変更可能なアクセス料金およびその他の項目についての1年間の固定価格(ユーロ/キロワット)からなる1年間固定価格という形式でオファーを提供する必要がある。オファーは1か月間有効であり、スペインにおいては共通であるものとする。それぞれの関連供給者は当該期間においては1つのみ有効なオファーを提供できる。
- また、当該国王布告は社会的補填がSCVPから25%割り引いた価格相当になることも定めている。

再生可能エネルギー資源、コージェネレーションおよび廃棄物からの発電を規制する2014年6月6日付国王布告法2014年第413号

本国王布告法は、電力システムの財政の安定性を保証するため緊急措置を定めた2013年7月12日付国王布告法2013年第9号、および2013年12月26日付法律2013年第24号電力セクター法を受けて、再生可能エネルギー資源、コージェネレーションおよび廃棄物からの発電設備のための新しい報酬体系を承認した。

新しい手法は、従前の規制料金構造に代わり、10年の短期国債プラス300ベース・ポイントの平均利回りに基づいて税引前利益を保証する合理的な報酬の概念を採用した新しい体系を導入した。この新しい体系の下、市場価格での売電報酬に加え、発電設備は必要に応じて、市場での売電を通じてでは回収できない標準的な設備の投資費用を賄う設備容量ユニットごとの金額(投資による収益と考えられるもの)、および営業費用とこの標準的な設備の発電市場に対する投資から得る収益の差額を賄うための金額(営業収益と考えられるもの)で構成される特別報酬を受領することができる。

新しい報酬体系は既に操業している設備にも新しい設備にも等しく適用される。新しい設備については、特別報酬体系の遵守は一連の競合手続を通じて確立される予定である。

本土外のシステムにおいて、発電費用が削減された場合の投資インセンティブが設けられた。

また、同法は報酬パラメーターが見直されるべき条件について定めている。これは規定どおりに、6年ごと、3年ごとまたは1年ごとにのみ変更される可能性がある。初期投資の標準価値および当該資産の規制上の使用年数は、各標準設備について一度認識されたら、変更はされない。

再生可能エネルギー資源、コージェネレーションおよび廃棄物から発電する特定の設備に適用される標準設備の報酬パラメーターを承認し、定義される各標準設備の標準費用の特別価値を定める2014年6月16日付省令IET2014年第1045号が、2014年6月20日に官報で公布された。

最後に、報酬パラメーターを承認し、本土外のシステムの電力システムの電力システムにおける新しい風力発電所および太陽光発電所の報酬の割当メカニズムを定める2014年8月1日付省令IET2014年第1459号が、2014年8月5日に官報で公布された。

成長、競争および効率を促進する緊急措置を承認する2014年7月4日付国王布告法2014年第8号

2014年7月4日、内閣はこの国王布告法を承認した。これは2014年7月5日に公布され、消費者にとっての費用を最小化する経済的に持続可能なシステムを構築する目的で、とりわけガスシステムの報酬に関する改正を含むものであり、エネルギー効率に関しては省エネルギーのため国立エネルギー効率化基金を創設した。

ガス市場では、改正の目的はガスセクターの赤字を解消し、将来にわたって経済的に持続可能なシステムを確保することであって、主要な原則は以下のとおりである。

- 2014年12月31日までに発生した赤字の認識および15年以内の支払い。
- 構造的欠損の排除および規制事業報酬の調整。
- 新たな赤字を避けるためのガスシステムにおける財政上の持続可能性のルール。
- 需要の変化に応じた事業報酬の調整。

エネルギー効率に関して、効力発生の時点から、当該国王布告法は石油製品の卸売事業者および液化石油ガスの卸売事業者のため、ガスおよび電力を販売する会社の義務に関するシステムを定めている。毎年、産業・エネルギー・観光省は、年間節約目標およびn-2年以内における最後のエネルギー販売量に基づき義務付けられた各当事者に係る年間節約目標の負担割合、ならびに国立エネルギー効率化基金への拠出を通じてこれらの義務を遵守するのに必要な出資額を計算するための経済的な相当量を決定する命令を出している。その他にも、政府の規制に従って、当該システムの義務の遵守の場合と等しいエネルギー節約量の達成を確保するためのメカニズムが定められる可能性がある。このメカニズムは、目録の中で定義されるエネルギー効率化行動を実行し、この目録に定められる要件を充足することで得られる譲渡可能なエネルギー節約量証明(「CAE」)が提示されることを基礎にしており、スペインのエネルギー多様化・省エネルギー化委員会(「IDAE」)によって管理される予定である。

かかるスペインのエネルギー効率化義務計画は当該国王布告法の効力発生日すなわち2014年7月5日から2020年12月31日まで有効である。

当該国王布告法は、義務付けられた当事者は2014年度分について2014年7月5日以降国立エネルギー効率化基金へ拠出しなければならないと定めている。エンデサの拠出額は14百万ユーロであった。

ガスシステムおよび原子力発電所の所有権の緊急措置を定める2014年10月3日付2014年国王布告法第13号

本国王布告法は2014年10月4日に公布され、ガスセクターおよび原子力発電所の所有権に影響を及ぼす内容を導入している。

ガスセクターに関して、当該国王布告は、Castorの地下天然ガス貯蔵施設およびEscal UGS, S.L.による事業権の放棄を取り巻く既存の複雑かつ技術的な状況を解決し、公共の利益を守ることを目的としている。当該国王布告法は当該施設の長期運休を承認し、これにより産業・エネルギー・観光省に承認された貯蔵業務の停止を整備した。内閣の決議に従い、当該施設はスペイン政府が当該施設の試運転に関する技術報告書を承認するまで運休が続く。あるいは、当該施設は安全上の条件に従い解体される可能性がある。同時に、当該国王布告法は、当該施設の現在の保守整備を委託されており、Enagás, S.A.との間で事業権の終了を認めている。これらの仕事に関連する費用はガスシステムから賄われる。最後に、当該施設の管理者としてEnagás, S.A.はEscal UGS, S.L.に投資価額(1,351百万ユーロ)を支払わなくてはならない。代わりに、Enagás, S.A.はスペインのガスシステムからこの金額の支払を確実にするため、30年間に亘る保証付きの回収権を取得することになる。これらの権利は第三者に譲渡することが可能である。

原子力発電所の所有権は原子力エネルギー規制による影響を受ける。具体的には、原子力損害または放射性物質により生成される損害の民事責任に関する2011年5月27日付法律2011年第12号は、原子力発電所の認可を受けた免許保持者が唯一の事業目的を原子力発電所の管理とする単体の法人でなければならないことを定めた原子力発電所に関する1964年4月29日付法律1964年第25号を改正した。また、同法は移行期間も定めた。しかし、2014年10月3日付国王布告法2014年第13号に従い、同法の適用がある日において、原子力発電所の認可を受けた免許の所有権が原子力発電法の定めに適合しない場合、所有権は同日において当該原子力発電所の運営について当該認可を受けた免許保持者の代わりとして、委託を受けている事業体へ譲渡されると判断される。これによって、もとの計画は、その実施段階において、無効とされる可能性がある。また、当該国王布告法は、新しい所有者の決議承認規程に関わらず、原子力の安全性に係るあらゆる決定は単純過半数の採択によるものと定めている。さらに、原子力発電所の所有者の責任に関係なく、その運営に起因する損害に対する責任は、共同所有者(もしあれば)または当該所有者の統治機関の代表者(もしあれば)でない事業者に帰することはない。

2014年の規制の展開

以下は、最新のスペインの規制の枠組み－2014年に承認された規制または同年の連結財務書類に重大な影響を及ぼした規制－である。

再生可能エネルギー資源、熱電併給システムおよび廃棄物からの発電を規制する2014年6月6日付国王布告法2014年第413号

本国王布告法は、電力システムの財政の安定性を保証するため緊急措置を定めた2013年7月12日付国王布告法2013年第9号、および2013年12月26日付法律2013年第24号電力産業法を受けて、再生可能エネルギー資源、熱電併給システムおよび廃棄物からの発電設備のための新しい報酬体系を承認した。

新しい手法は、従前の規制料金構造に代わり、10年の短期国債プラス300ベース・ポイントの平均利回りに基づいて税引前利益を保証する合理的な報酬の概念を採用した新しい体系を導入した。この新しい体系の下、市場価格での売電報酬に加え、発電設備は必要に応じて、市場での売電を通じてでは回収できない標準的な設備の投資費用を賄う設備容量ユニットごとの金額(投資による収益と考えられるもの)、および営業費用とこの標準的な設備の発電市場に対する投資から得る収益の差額を賄うための金額(営業収益と考えられるもの)で構成される特別報酬を受領することができる。

新しい報酬体系は既に操業している設備にも新しい設備にも等しく適用される。新しい設備については、特別報酬体系の遵守は一連の競争手続を通じて確立される予定である。

本土外の領域(「TNP」)において、発電費用が削減された場合の投資インセンティブが設けられた。

また、同法は報酬パラメーターが見直されるべき条件について定めている。これは規定どおりに、6年ごと、3年ごとまたは1年ごとにのみ変更される可能性がある。初期投資の標準価値および当該資産の規制上の使用年数は、各標準設備について一度認識されたら、変更はされない。

再生可能エネルギー資源、熱電併給システムおよび廃棄物から発電する特定の設備に適用される標準設備の報酬パラメーターを承認し、定義される各標準設備の標準費用の特別価値を定める2014年6月16日付省令IET2014年第1045号が、2014年6月20日に官報で公布された。

最後に、報酬パラメーターを承認し、本土外の領域(「TNP」)の電力システムの電力システムにおける新しい風力発電所および太陽光発電所の報酬の割当メカニズムを定める省令IET2014年第1459号が、2014年8月5日に官報で公布された。

成長、競争および効率を促進する緊急措置を承認する2014年7月4日付国王布告法2014年第8号

2014年7月4日、大臣評議会はこの国王布告法を承認した。これは2014年7月5日に公布され、消費者にとっての費用を最小化する経済的に持続可能なシステムを構築する目的で、とりわけガスシステムの報酬に関する改正を含むものであり、エネルギー効率に関しては省エネルギーを達成する目的でエネルギー効率化国立基金を創設した。

ガス市場では、改正の目的はガス産業の赤字を解消し、将来にわたって経済的に持続可能なシステムを確保することであって、主要な原則は以下のとおりである。

- 2014年12月31日までに発生した赤字の認識および15年以内の支払い。
- 構造的欠損の排除および規制事業報酬の調整。
- 新たな赤字を避けるためのガスシステムにおける財政上の持続可能性のルール。
- 需要の変化に応じた事業報酬の調整。

エネルギー効率に関して、効力発生の時点から、当該国王布告法は石油製品の卸売事業者および液化石油ガスの卸売事業者のため、ガスおよび電力を販売する会社の義務に関するシステムを定めている。毎年、産業・エネルギー・観光省は、年間節約目標およびn-2年以内における最後のエネルギー販売量に基づき義務付けられた各当事者に係る年間節約目標の負担割合、ならびに国立エネルギー効率化基金への拠出を通じてこれらの義務を遵守するのに必要な出資額を計算するための経済的な相当量を決定する命令を出している。その他にも、政府の規制に従って、当該システムの義務の遵守の場合と等しいエネルギー節約量の達成を確保するためのメカニズムが定められる可能性がある。このメカニズムは、目録の中で定義されるエネルギー効率化行動を実行し、この目録に定められる要件を充足することで得られる譲渡可能なエネルギー節約量証明(「CAE」)が提示されることを基礎にしており、スペインのエネルギー多様化・省エネルギー化委員会(「IDAE」)によって管理される予定である。

かかるスペインのエネルギー効率化義務計画は当該国王布告法の効力発生日すなわち2014年7月5日から2020年12月31日まで有効である。

当該国王布告法は、義務付けられた当事者は2014年度分について2014年7月5日以降エネルギー効率化国立基金へ拠出しなければならないと定めている。エンデサの拠出額は14百万ユーロであった。

本土外電力システムでの発電および当該システムでの送電の手續を規制する国王布告法案

2013年7月12日に大臣評議会で承認されたエネルギーセクターの改正措置の中で、政府はとりわけ本土外の領域で発電された電力に関する幾つかの規制の開発処理を開始し、国王布告案がこれに関連して現在進行中である。また、国王布告案は既に2013年10月29日付法律2013年第17号に含まれた本土外システムにおいて供給を保証し競争を高めるための事項を施行している。

当該法案は、固定投資、営業および維持費用を含む固定費用ならびに燃料、営業および維持費用を含む変動費用の報酬を補う現在の計画に類似する計画を定めている。当該手法のうちいくつかの点は当該システムの効率性を高めるため変更される。当該手法案は当該法案の施行日から適用され、2012年1月1日以降の特定の措置について経過措置が適用される。

2013年12月26日付法律2013年第24号電力産業法に従い、認識済の純投資の財務報酬率は流通市場における10年短期国債の利益(ここに適切なスプレッドによる加算がなされる)に結びつけられることになる。2019年12月31日まで続く最初の規制期間について、この比率は2013年4月、5月および6月の流通市場における10年短期国債の価格の平均利益プラス200ベース・ポイントに相当する。

2015年1月26日、産業・エネルギー・観光省は、本土外の発電システムの費用の範囲内で、エネルギー安定性のための財政上の措置に関する2012年12月27日付法律2012年第15号から生じる税金を考慮した、本土外の発電に関する新しい国王布告案を提示した。

ガスシステムおよび原子力発電所の所有権の緊急措置を定める2014年10月3日付国王布告法2014年第13号

本国王布告法は2014年10月4日に公布され、ガス産業および原子力発電所の所有権に影響を及ぼす内容を導入している。

ガス産業に関して、当該国王布告法は、Castorの地下天然ガス貯蔵施設および所有者(Escal UGS, S.L.)による事業権の放棄を取り巻く既存の複雑かつ技術的な状況を解決し、公共の利益を守ることを目的としている。当該国王布告法は当該施設の長期運休を承認し、これにより産業・エネルギー・観光省に承認された貯蔵業務の停止を整備した。大臣評議会の決議に従い、当該施設はスペイン政府が当該施設の試運転に関する技術報告書を承認するまで運休が続く。あるいは、当該施設は安全上の条件に従い解体される可能性がある。同時に、当該国王布告法は、当該施設の現在の保守整備を委託されており、休止中の間もメンテナンスおよび操作性に責任を負うEnagás, S.A.との間で事業権の終了を認めている。これらの仕事に関連する費用はガスシステムから賄われる。最後に、当該施設の管理者としてEnagás, S.A.はEscal UGS, S.L.に投資価額(1,351百万ユーロ)を支払わなくてはならない。代わりに、Enagás, S.A.はスペインのガスシステムからこの金額の支払を確実にするため、30年間に亘る保証付きの回収権を取得することになる。これらの権利は第三者に譲渡することが可能である。

原子力発電所の所有権は原子力エネルギー規制による影響を受ける。具体的には、原子力損害または放射性物質により生成される損害の民事責任に関する2011年5月27日付法律2011年第12号は、原子力発電所の認可を受けた免許保持者が唯一の事業目的を原子力発電所の管理とする単体の法人でなければならないことを定めた原子力発電所に関する1964年4月29日付法律1964年第25号を改正した。また、同法は移行期間も定めた。しかし、2014年10月3日付国王布告法2014年第13号に従い、同法の適用がある日において、原子力発電所の認可を受けた免許の所有権が原子力発電法の定めには適合しない場合、所有権は同日において当該原子力発電所の運営について当該認可を受けた免許保持者の代わりとして、委託を受けている事業体へ譲渡されると判断される。これによって、もとの計画は、その実施段階において、無効とされる可能性がある。また、当該国王布告法は、新しい所有者の決議承認規程に関わらず、原子力の安全性に係るあらゆる決定は単純過半数の採択によるものと定めている。さらに、原子力発電所の所有者の責任に関係なく、その運営に起因する損害に対する責任は、共同所有者(もしあれば)または当該所有者の統治機関の代表者(もしあれば)でない事業者に帰することはない。

2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の準備において、本国王布告によって規律される2014年およびそれ以前の数年の本土外の領域の発電システムからの収益は、当該国王布告案に従って見積もられる。

国家予算(PGE)から支払う本土外の領域の独立電気システムの発電に係る回収不能費用の予算計上、認識、決済および管理の手続きを定める2014年8月1日付国王布告2014年第680号

2014年8月23日に公布された本国王布告は、様々な省庁および決済を委託されている団体(「CNMC」)に追隨される参加および手続を定めた電力産業に関する2013年12月26日付法律2013年第24号の追加規程15を発効させ、現行の法律に従って計算され、この目的のために割り当てられる予算、予算報酬の決済手続およびその管理を定めた。

2013年の電力システム損失の回収権の割当手続を定め、損失回収権および後続のネガティブなタイミングの不一致(もしあれば)により利子が生じる時点の利率の計算手法を導入する2014年12月12日付国王布告2014年第1054号

2014年12月13日に公布された本国王布告は、最大3,600百万ユーロの2013年の損失割当手続を定める2013年12月26日付電力産業法2013年第24号の追加規程18に含まれる定めを施行している。また、同法はこの2013年の損失および2014年以降に生じるタイミングの不一致により利息が生じる時点の利率を決定する手法を定めている。当該国王布告により、2014年12月15日付で、エンデサは同日において1,469百万ユーロとなる2013年の損失の回収権を金融機関グループに割り当てた。

また、本国王布告はその他の改正を導入し、中でも最も特筆すべきなのは、現在1キロボルト以上36キロボルト未満に適用される6.1料金を、1キロボルト以上30キロボルト未満の第1レベルと30キロボルト以上36キロボルト未満のもう一方のレベルに分けるといった、送電および配電網にアクセスする料金を定める2001年10月26日付国王布告2001年第1164号が規定する6期間に関するアクセス料金についての新しい電圧区分の導入である。

計算手法を導入し、2013年以前の電力システムにおける損失回収権およびタイミングの不一致により生じる最終利率を定める2014年11月20日付省令IET2014年第2176号

2014年11月22日に公布された本省令は、年間アクセス料金により定められた一時的な2%という利率に代わるものとして、2010年、2011年および2012年の損失ならびに2009年から2012年のタイミングの不一致により生じる最終利率を定めた。本省令から生じた利率の見直しは30百万ユーロとなり、このうちプラス13百万ユーロはエンデサに関連するものであった。この金額は2013年の追加決済に含まれた。

2014年の電気料金

2013年12月19日、ラストリゾートタリフ(LRT)に代わって、小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の計算に含まれるエネルギーの費用を決定する第25回CESUR入札(最終的なエネルギー供給契約)が行われた。入札後、2013年12月20日、CNMCは、2014年第1四半期については推定することのできないエネルギー事情の中で入札が行われたため、特殊な状況を考慮して入札の結果が有効とは言えないことを明らかにする決定を発表した。結果として、現行の規則に従い、入札はすべての効力を取り消された。

このようにして、第25回CESUR入札はすべての効力が取り消されたため、2013年12月20日付のエネルギー担当大臣の決定は、当該入札における価格を卸売契約の見積費用の決定のために考慮することができないことを明確にした。

2013年12月28日、2014年第1四半期にSCVPの対象である契約における電気の価格を決定する2013年12月27日付国王布告法2013年第17号が官報において公布された。同法は、2013年12月27日付国王布告法2013年第17号の承認日に入手可能な取引の直近6か月間におけるイベリア・エネルギー・デリバティブ取引所(「OMIP」)の2014年第1四半期の契約についての公表価格の最低および最高の参照値を考慮して、SCVPに含められるエネルギー費用を計算するための最低価格および最高価格を設定した。その結果、アクセス料金は変わらず、2014年1月1日時点でSCVPは1.4%変更された。この価格は、2013年12月30日付の決議で承認された。また、2013年12月27日付国王布告法2013年第17号は、関連供給者は同国王布告法で定められる価格と市場価格の相違について補償され、これは次の四半期においてSCVPの計算に組み込まれるであろうことを定めている。

2014年1月31日付省令IET2014年第107号が2014年2月1日に公布され、2014年のアクセス料金が見直され、2014年2月1日から平均2%増加している。同省令は、電力産業に関する2013年12月26日付法律2013年第24号のように、2013年の予測不足額を賄う年間の支払いおよび一般国家予算で調達されない2013年の本土外の領域の補償を2013年のアクセス料金へ算入することについて定めている。2013年12月27日付国王布告法2013年第17号および2014年1月31日付省令IET2014年第107号を受けて、SCVPも改定され、2013年12月31日時点での一般的な価格について、平均およそ2%引き上げられた。

小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の電気料金の計算方法および契約体系を定める2014年3月28日付国王布告2014年第216号

2014年3月29日に公布された本国王布告は、2014年4月1日以降の小口消費者のための自発的な価格(SCVP)の計算方法を定めている。本国王布告の主要点は以下のとおりである。

- SCVPの計算に使用されるエネルギーの費用は、請求期間中、毎日の日中市場1時間当たりのエネルギー価格に、調整サービス、設備費用ならびにシステム・オペレーターおよびマーケット・オペレーターの調達費用を加えたものである。
- 当該システムに統合されたりリモート・メーターを有する消費者について、1時間ごとの実際の使用量に依り1時間ごとの価格が適用される。または、システム・オペレーターが発行したプロファイルが使用される。
- この新しいメカニズムは2014年4月1日から適用される。2014年7月1日以前は、関連供給者がこの新しいスキームの下、消費者に請求するためには、ITシステムを適応させなければならない。その間、SCVPに適用されるエネルギーの費用は2014年第1四半期のために定められた一時的な価格となる。その後、供給者のITシステムが新しいSCVPに正式に対応した後最初の請求期間中、2014年4月1日時点の消費に対する請求において費用は調整される。
- さらに、2014年第1四半期の消費電力は、2013年12月27日付国王布告法2013年第17号のとおり、同期間のSCVPに含まれる、市場価格とエネルギー購入費用のスプレッドを考慮して、当該ITシステムの調整後発行される最初の請求の中で調整されなければならない。
- また、当該国王布告は、その公布後2か月以内にCNMCがエネルギー担当大臣に対し、1時間ごとの測定のためにリモート・システムに接続された計測装置から取ったデータを検証、確認および完了する具体的な手続を提案する旨定めている。提案された手続には、導入されたすべてのリモート・メーター遠隔測定の完了にかかる最長期間も定められる。

- 代替手段として、関連供給者は、SCVPの恩恵を受ける顧客に、変更可能なアクセス料金およびその他の項目についての1年間の固定価格(ユーロ/キロワット時)からなる1年間固定価格という形式でオファーを提供する必要がある。オファーは1か月間有効であり、スペインにおいては共通であるものとする。それぞれの関連供給者は当該期間においては1つのみ有効なオファーを提供できる。
- また、当該国王布告は補助付の電気料金がSCVPから25%割り引いた価格相当になることも定めている。

2014年3月28日、2007年11月16日付国王布告法2007年第1号で定められた一般消費者保護法およびその他の補完的な法令を統合した内容を変更する2014年3月27日付法律2014年第3号が官報で公布された。とりわけ、この法律は2014年3月28日付国王布告2014年第216号で定められた幾つかの事項の準備のため2013年12月26日付法律2013年第24号を変更するものである。

2014年の補助付の電気料金(「bono social」)に関して調達される額の配分比率を設定する2014年3月7日付省令IET2014年第350号

2013年7月12日付国王布告2013年第9号は、補助付の電気料金に係る新しい規制を含んでおり、公共サービスの責務として、発電、配電、マーケティング活動を行っている会社の親会社または垂直に結合しているグループ会社が補助付の電気料金を、配電網への供給接合の数および電気供給をした顧客の数の両方に基づく比率割合に応じて引き受けるよう要求している。CNMCは、この比率を年に一度計算するが、これは産業・エネルギー・観光省の承認に服する。

2014年3月7日省令IET2014年第350号によると、エンデサS.A.が賄う2014年の補助付の電気料金の比率は41.61%であり、102百万ユーロとなる。

補助付の電気料金に関し調達される金額の配分比率を定める手法を実行する2014年11月21日付国王布告2014年第968号は、2013年12月26日付法律2013年第24号に定められた手法を実行する際、補助付の電気料金の配分比率の決定に使用される基準を承認した。これらの基準は前述の省令IET2014年第350号により適用される基準と同様である。

国内の石炭

エネルギー担当大臣によって下された2013年12月30日付の決定は、供給保証規制決議プロセスについて、適用されるべき2014年度の石炭量、最大発電量およびエネルギー報酬金額を承認した。この決定は、供給保証の制限の影響を受ける発電所間のスペインの石炭の特定の譲渡を審査する2014年4月22日付および2014年7月8日付の追加決定によって改正された。

2014年の天然ガス料金

2013年12月27日付省令IET2013年第2446号は、2014年1月1日からのアクセス料金をおよそ2%増加する改訂を行い、ラストリゾートタリフは変更されなかった。

2015年の規制の展開

以下は、2015年中のスペインの規制枠組みに関する最新情報である。

規制の観点から当期間における主要点は以下のとおりであった。

EU地域における発電のための大陸水の利用に適用される料金を定めるWater Actの統合された規定である第112条の2を発展させる2015年3月23日付国王布告2015年第198号

2012年12月27日付法律2012年第15号は、Water Actの統合された規定を改正し、2013年1月1日から適用される発電のための、大陸における水の利用料金を導入した。当該規定は、発電されたエネルギーの経済的価値の22%の控除ならびに50メガワット以下の容量を持つ水力発電所および50メガワット超の容量を持つ可逆揚水式発電所の90%の削減を定めた。

2015年3月25日、水力発電に支払われる料金を定める2015年3月23日付国王布告2015年第198号が公布された。同法は、当該料金は国家をまたぐ地域すなわち国家が法的責任を負う地域についてのみ支払われると定めた。

施設の設備容量の会計基準に関して、施設が90%の削減を受けることができるかどうか決定するため、水力事業権に含まれる各設備の合計容量が、支払われる料金を計算する目的により、小さな個別のグループに細分化されていないとしても、施設の設備容量は当該設備に備え付けられているすべてのグループの容量の合計と理解されることが明らかになっている。

混合揚水式発電所においては、(90%の削減を受けられる)揚水式によるタービンエネルギーと他の資源から生成されたエネルギーを区別し、課税基準は分離されなければならない。揚水式によるタービンエネルギーは揚水式消費量の70%を占める。

回収された金額の2%は当該地域の団体の収入とみなされ、残りの98%は国家の財源となる。一般国家予算(「PGE」)は少なくとも同額を、水力発電に使用される公有地を保護および改善するための活動に割り当てる予定である。

本土外の領域(「TNP」)の電力システムでの発電および当該システムでの送電の手続を規制する国王布告法案

2015年4月16日、大臣評議会は政府により法定調書において提出された国王布告案の検討を開始している。当該案は、2015年1月に受領された草案を基に作成された2014年の連結財務書類に既に計上された影響についての重大な相違点を含んでいない。

2015年の電気料金

2014年12月19日付省令IET2014年第2444号は、現在の料金を変更せず、2014年12月12日付国王布告2014年第1054号によりスペイン法に導入された1キロボルトから36キロボルトの新しい電圧区分の新しいアクセス料金の価格を追加して2015年のアクセス料金を承認した。

配電事業の最初の規制期間の開始に関連して、2014年12月19日付省令IET2014年2444号の追加規程5は、配電事業のために上述の省令で定められる2015年の報酬は配電事業の報酬の計算に使用する方法を定める2013年12月27日付国王布告2013年第1048号で定められた最初の規制期間の開始日以降は確定しており、それ以外の日の報酬は2013年12月27日付国王布告2013年第1048号で定められた方法に従って決定されると定められている。

本有価証券報告書の発行日現在、単位原価および当該国王布告の改正を定める省令は最初の規制期間開始前で未だ承認を得ていない。

2015年の天然ガス料金

2014年12月19日付省令IET2014年第2445号は、原材料費の低下に対し可変部分を3%から4%下げてラストリゾートタリフを改訂し、概ね2014年のアクセス料金を維持した。

エネルギー効率

成長、競争および効率を促進する緊急措置を承認する2014年10月15日付法律2014年第18号は、エネルギー効率に関しては省エネルギーを目的とした国立エネルギー効率化基金を創設した。

また、2015年2月20日付省令IET2015年第289号は、適用期間である2015年の省エネルギー義務の割当方法ならびに当該義務の対象、それぞれのシェアおよび2015年における適用に係る経済的同等物を定めている。

エンデサは2015年の義務に関する30.2百万ユーロおよび2014年の調整に対応する1.9百万ユーロを当該基金へ拠出する義務を負っている。

(3) 経営成績

2014年の景気動向および業績

本有価証券報告書の「第2 企業の概況 3 事業の内容」において言及される情報に基づき、本項には、スペインおよびポルトガル事業は継続事業に関連し、ラテンアメリカ事業は非継続事業に関連することを考慮に入れた形で、2014年の景気動向および業績に関する情報が含まれる。

連結業績

エンデサは、2014年に3,337百万ユーロの純利益を計上し、このうち950百万ユーロはスペインおよびポルトガル事業に、2,387百万ユーロはラテンアメリカ事業に関連していた。

エンデサは、2014年に3,337百万ユーロの純利益を計上し、2013年から77.6%の増加であった。かかる利益は、1,764百万ユーロのラテンアメリカ事業の売却により生み出された純利益および取引日における当該事業により生み出された623百万ユーロの純利益を含む。2014年のスペインおよびポルトガルにおけるエンデサの事業(すなわち継続事業)からの純利益は、2013年と比較して19.2%低下し、950百万ユーロとなった。

2014年のスペインおよびポルトガルにおける事業からの純利益の減少は、主に以下の要因によるものであった。

- ・ 349百万ユーロの引当金が、エンデサが実施している再編成計画における労働力の最適化のための様々なプロジェクトの枠組みの中で計上された。
- ・ 107百万ユーロの損失が、Elcogas, S.A.(51百万ユーロ)およびNucenor, S.A.(56百万ユーロ)への投資により計上された。

特筆すべきは、2012年1月1日以降に生じた利益および負担した費用に影響を与える本土外の領域の発電に関して受領した様々な国王布告案の結果として、2014年を通じた本土外の領域の発電からの損益の見積もりに変化が認識されたことである。

2013年末、エンデサは、連結財務書類の発行許可日現在入手可能な最新の国王布告案に基づき、本土外の領域の発電からの損益を計算した。2014年7月に新しい国王布告案を受領し、これに基づき、エンデサは2014年に当該活動から生み出された営業からの総利益(EBITDA)とともに、これに含まれる2012年および2013年に対する遡及的効力を認識した。最後に、2015年1月に、一定の効力は遡及的に適用することができないことを示し、2012年12月27日付の2012年法律第15号に基づく税金は費用として認識されるとみなす2014年10月にCNMCより発表された報告書の勧告を考慮に入れた新しい国王布告案を受領した。

2014年12月31日付で作成された2012年から2014年の期間の損益の見積もりは、2015年1月に受領した国王布告案における構想に従って実施され、2014年の連結損益計算書に次の影響を与えている。

- ・ 2014年の損益にマイナス114百万ユーロの影響。2014年に正味マイナス364百万ユーロの影響が記録されていたが、新しい国王布告案を認識した後、2014年12月31日に調整され、プラス250百万ユーロの影響の記録が行われた。

- ・ 2012年および2013年の損益にプラス76百万ユーロの影響。2014年6月に正味マイナス162百万ユーロの影響が記録されていたが、新しい国王布告案を認識した後、2014年12月31日に調整され、プラス238百万ユーロの影響の記録が行われた。

2013年の連結財務書類の作成日現在入手可能な国王布告案に基づき、289百万ユーロのマイナスの影響が2013年の営業からの総利益(EBITDA)に記録されたことを考慮に入れると、2014年1月に入手可能な国王布告案の適用による2012年、2013年および2014年についての累積的影響はマイナス327百万ユーロである。

比較情報

2014年1月1日以降のIFRS第11号「共同支配の取決め」の適用の結果、2013年までは比例して連結されていたエンデサの合併事業の財務書類は、持分法を使用して会計処理される。したがって、比較目的で表示されている2013年12月31日に終了した年度のデータは、エンデサが持分法を使用して共同支配している持分の測定を含むために修正されている。

本有価証券報告書の「第2 企業の概況 3 事業の内容」に記載されているラテンアメリカ事業に関連する資産の売却の結果として、2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類は、ラテンアメリカ事業に関連する数値は非継続事業として含んでいる。かかる理由により、比較目的で表示されている2013年12月31日に終了した年度の連結損益計算書に関連する情報は、当該事業の業績を非継続事業として表示するため、IFRS第5号「売却目的で保有する非流動資産および非継続事業」に従って修正されている。

本有価証券報告書において使用された2013年の比較情報は、前2段落に記載された情報を考慮に入れて修正されている。IFRS第11号「共同支配の取決め」およびIFRS第5号「売却目的で保有する非流動資産および非継続事業」の比較連結財務書類に対する遡及的な適用は、2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記2.2に詳述されている。

業績の分析

I. 継続事業(スペインおよびポルトガルにおける事業)

継続事業からの純利益：950百万ユーロ

継続事業の純利益は、2013年に比べ226百万ユーロ減少し、2014年は950百万ユーロであった。

EBITDAは3,090百万ユーロであり、前年比3.9%減少した。一方、営業からの利益(EBIT)は1,472百万ユーロであり、2013年に比べ8.9%減少した。

当該事業における限界利益は0.7%(38百万ユーロ)増加し、従業員削減計画の費用を賄うための349百万ユーロの引当金を含めたにもかかわらず175百万ユーロしか増加しなかった固定費用の変化とともに、EBITDAの126百万ユーロの減少を許した。

収益：21,512百万ユーロ

2014年において、エンデサのスペインおよびポルトガルにおける事業からの収益は21,512百万ユーロであり、2013年よりも3百万ユーロ少なかった。

かかる額のうち、販売による売上は20,473百万ユーロ(-0.2%)、またその他営業利益は1,039百万ユーロ(+3.3%)であった。

売 上

スペインおよびポルトガルにおける事業の2014年および2013年の売り上げは以下のとおりであった。

スペインおよびポルトガルにおける事業の売上高				
	単位：百万ユーロ			
	2014年	2013年	変化	% 増加率 (減少率)
電力売上高	14,841	15,161	(320)	(2.1)
規制緩和市場における売上高	7,946	7,761	185	2.4
スペイン国外の規制緩和市場の顧客に 対する供給	926	895	31	3.5
規制価格での売上高	3,264	3,993	(729)	(18.3)
卸売市場における売上高	939	962	(23)	(2.4)
本土外の領域(「TNP」)に対する補填	1,754	1,537	217	14.1
電力取引	12	13	(1)	(7.7)
ガス売上高	2,862	2,751	111	4.0
配電による規制収益	2,038	2,002	36	1.8
その他の売上高およびサービス	732	595	137	23.0
合 計	20,473	20,509	(36)	(0.2)

本土の電力需要は2014年において前年比1.2%縮小した(営業日および気温により、-0.2%調整されている。)。

エンデサの通常の仕組みによる本土における発電量は、水力発電所(-7.7%)および原子力発電所(-4.4%)における発電量の減少により相殺されているが、石炭火力発電所(+16.1%)および複合循環発電所(+11.3%)における発電量の増加により、2013年より2.5%増加し、2014年は合計57,502ギガワット時となった。

原子力および水力発電は、エンデサの通常の仕組みによる本土の発電構成の58.3%を占めており(2013年は63.1%)、その他の部門では58.7%(2013年は55.7%)を占めている。

本土外の領域におけるエンデサの発電量は、合計12,179ギガワット時であり、2013年と比較して1.3%の減少となった。

エンデサは、配電において43.1%、規制緩和市場の顧客に対する販売において36.9%および通常の仕組みによる本土における発電において37.7%の市場占有率を達成した。

規制緩和市場における顧客への供給

2014年9月末現在、エンデサは、規制緩和市場において2013年12月31日現在の前年数値と比べて16.3%増加した4,542,795名の顧客を有していた。すなわち、スペイン本土市場において3,775,733名(+15.8%)、本土外の領域市場において607,583名(+26.2%)およびスペイン国外のヨーロッパ規制緩和市場において159,479名(-4.0%)である。

エンデサは、2014年にこれらの顧客に対し、2013年と比べて2.4%の増加となる77,368ギガワット時を販売した。

スペインの規制緩和市場における売上は、合計7,946百万ユーロで、前年数値よりも185百万ユーロ増加した(2.4%増)。スペイン国外のヨーロッパの規制緩和市場における売上から得た収益は、前年比で3.5%増加して926百万ユーロとなった。

規制価格での売上

2014年において、エンデサは、その関連供給者を通じて規制価格に基づき16,560ギガワット時を顧客に販売し、2013年に比べて19.4%の減少となった。

これらの販売は2014年に3,264百万ユーロの売上を生み出したが、これは前年比18.3%の減少であった。

本土外の領域に対する補填

2014年における本土外の領域の発電についての回収不能費用に対する補填は、1,754百万ユーロに達し、これは2013年と比べて217百万ユーロ(14.1%)の増加であった。かかる補填は、電力の生産および本土外の領域の電力システムにおける送電手を規制する2015年1月に受領した新しい国王布告案に基づいて見積もられた。

上述の国王布告案において設定された見積もりに従った、2012年および2013年に関する売上の再見積りに関連して、本土外の領域に対する2014年の補填は76百万ユーロに達した。2013年における補填は、2013年の連結財務書類の発行許可日現在入手可能な国王布告案に基づいて計算された97百万ユーロのマイナス影響を含んでいた。

ガスの売上

エンデサは、2014年に天然ガス市場の顧客に対し、2013年の数値と比べて3.7%の増加となる74,343ギガワット時を販売した。

ガス販売からの収益は、2013年の数値と比べて111百万ユーロ(+4.0%)増加して、合計2,862百万ユーロとなった。

配 電

エンデサは、2014年にスペイン市場で110,945ギガワット時の配電を行い、これは前年比1.0%の減少であった。

2014年の規制配電事業からの収益は合計2,038百万ユーロとなり、2013年より36百万ユーロ増加した。

営業費用

スペインおよびポルトガルにおける事業の2014年の営業費用の内訳は、次のとおりである。

継続事業の営業費用				
	単位：百万ユーロ			
	2014年	2013年	変化	% 増加率 (減少率)
仕入およびサービス	15,974	16,015	(41)	(0.3)
電力購入	5,126	5,379	(253)	(4.7)
消費燃料原価	2,486	2,780	(294)	(10.6)
送電費用	5,918	6,106	(188)	(3.1)
その他の変動仕入およびサービス	2,444	1,750	694	39.7
人件費	1,245	1,030	215	20.9
その他の固定営業費用	1,316	1,356	(40)	(2.9)
減価償却費、償却費および減損損失	1,618	1,601	17	1.1
合 計	20,153	20,002	151	0.8

仕入およびサービス(変動費用)

仕入およびサービス(変動費用)は、2014年で合計15,974百万ユーロであり、2013年比で0.3%の減少だった。

電力購入費用および消費燃料原価は、卸売電力市場の平均価格の42ユーロ/メガワット時(-4.7%)の低下および原材料の価格の低下の結果としての平均購入価格の低下の影響により547百万ユーロ減少した。一方、送電費用は、とりわけ料金の低下により188百万ユーロ減少した。

電力購入、消費燃料原価および送電費用の735百万ユーロの減少は、その他の変動仕入およびサービス費用の694百万ユーロの増加により一部相殺された。

2014年において、「その他の変動仕入およびサービス費用」は、エンデサS.A.については41.61%である2014年の補助付の電気料金(社会的補填または「Bono Social」)に関して負担すべき金額の配分比率を設定する2014年3月7日省令IET2014年第350号に従って認識された102百万ユーロの費用を含んでいた。

2013年において、この項目では、通常の制度下にあったエンデサおよびその他の発電会社に対して下された、補助付の電気料金の費用の資金調達を免除する最高裁判所の判断を延長する最高裁判所の判断を受けて、補助付の電気料金に関して2009年から2011年の間に認識された102百万ユーロの支払取消のため、費用が低かった。

「その他の変動仕入およびサービス費用」におけるその他の変動は、主に化石燃料による発電の増加による二酸化炭素排出費用の121百万ユーロの増加および二酸化炭素排出枠の市場価格の上昇、ならびに「その他の営業利益」に計上されたエネルギーデリバティブに関連する収益の232百万ユーロの増加により一部相殺されたエネルギーデリバティブ関連費用343百万ユーロに関連している。

人件費およびその他の営業費用(固定費用)

固定費は、2014年に2,561百万ユーロとなり、2013年に比して175百万ユーロ増加した(+7.3%)。

人件費は、2014年に1,245百万ユーロとなり、2013年に比して215百万ユーロ増加した。2013年および2014年の人件費はともに、両年において記録された引当金および従業員削減費用の一時的な変化により大きな影響を受けた。2013年における合計88百万ユーロの退職金費用の計上および2014年における349百万ユーロに達する契約停止の引当金の割当は、特筆すべき点である。継続的に発生する費用のみを考慮し、両年における資本計上された費用の影響を除くと、損益計算書への影響(人件費の資本計上の純額)は、賃金抑制および平均従業員数の3.1%の削減により、2013年と比較して、2014年は5.4%減少した。

その他の固定営業費用は、経費削減策を講じた結果、40百万ユーロ減少(-2.9%)して1,316百万ユーロとなった。

減価償却費、償却費および減損損失

減価償却費、償却費および減損損失は、2014年に合計1,618百万ユーロとなり、2013年に比して17百万ユーロの増加となった(+1.1%)。

2014年、この項目は96百万ユーロに達する土地の減損に対する引当金を含んでおり、このうち65百万ユーロは最高裁判所によるJosef, S.L.の勝訴判決に従ってエンデサが受領すべき金額に関連し、31百万ユーロはエンデサの取締役会により承認された最新の産業計画にその建設が含まれていない新しい発電所の建設地として利用される一定の土地の区画の価値の減損に関連する。2014年、74百万ユーロの減損引当金もGirabolhos水力発電所(43百万ユーロ)およびDistribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.(31百万ユーロ)の営業権およびそれに関連するその他の資産に割り当てられた。

2014年に実施された原子力発電所および複合循環発電所の資産の耐用年数に関する技術的研究の結果として、両技術の資産の耐用年数は長くなった。これは、2014年10月1日以降適用され、2014年の減価償却費は43百万ユーロ減少した。同様に、2014年に石炭火力発電所に対する投資が行われ、それぞれの耐用年数を延ばした。これも、2014年の減価償却費の30百万ユーロの減少を生じさせた。

最後に、2013年に計上された87百万ユーロの費用と比較して、2014年におけるこの項目には、資産のマーク・トゥ・マーケット措置に従って、二酸化炭素排出枠ポートフォリオに計上された49百万ユーロの減損損失の戻入額も含まれていた。

純金融損失：166百万ユーロ

2014年に計上された純金融損失は166百万ユーロであり、前年比60百万ユーロの増加(+56.6%)となった。

これは、財政構造をリレバレッジするために2014年10月に支払った中間配当の結果として生じた純金融負債の増加の結果としての正味財務費用における34百万ユーロの増加および純為替差益における26百万ユーロの減少に起因した。

持分法を適用して会計処理される会社の純利益(純損失)

2014年において、持分法を適用して会計処理される会社は、2013年の純利益57百万ユーロと比較して、純損失44百万ユーロをもたらした。

供給保証の制約を解決する手続を定める国王布告で定められた手法の適用を受けて、エンデサが40.99%の持分を保有するElcogas, S.A.は採算性がないため、2014年12月31日に操業を停止することを決定した。このため、2014年7月1日に同社は産業・エネルギー・観光省に閉鎖承認申請を行った。産業・エネルギー・観光省は、その決定を下すまで最長1年の期間を有している(2015年7月1日より前の可能性が高い。)。しかし、目前に迫るスペインの石炭に関する具体的な計画の承認についての発表を考慮して、Elcogas, S.A.の取締役会は、2015年2月4日の株主総会により承認された決定である新計画に基づく同社の採算性を評価できるように、2015年1月13日に閉鎖申請の一時的な停止を要請した(ただし、上記のとおり2015年7月1日を越えて延長しない。)。持分法を適用して会計処理される会社の純損失は、同社の操業を停止するためのエンデサの見積費用を賄うための51百万ユーロの引当金を含む。

この項目には、将来的な操業再開に関する最終判決を待つ間にSanta María de Garoña原子力発電所の解体が遅延した結果、Nuclenor, S.A.が負担した費用の増加による、Nuclenor, S.A.の持分50%に関する56百万ユーロの損失も含まれる。

II. 非継続事業(ラテンアメリカ事業)

非継続事業の税引後純利益：3,045百万ユーロ

2014年のエンデサの非継続事業の税引後純利益は3,045百万ユーロであった。純利益は以下を含む。

- ・ 本有価証券報告書の「第2 企業の概況 3 事業の内容」に記載されるラテンアメリカ事業の売却において得た1,764百万ユーロに達する純利益。
- ・ 事業売却日までのエンデサのラテンアメリカ事業からの1,281百万ユーロに達する非支配持分の分配前純利益。非支配持分に対応する部分を除くと、エンデサの純利益に対するラテンアメリカ事業の寄与は、2013年にラテンアメリカ事業から得た703百万ユーロと比較して、623百万ユーロであった。この展開は様々な要因によるものであった。

- ・ エンデサが事業を営むラテンアメリカの国々における強力な通貨下落の悪影響により、現地通貨での収益をユーロに換算するとその額は少なくなるという事態が発生したこと。
- ・ アルゼンチンのエネルギー大臣が発令した2013年第250号決議の例外的な影響を2013年の前半9か月に認識したこと。かかる決議により、Empresa Distribuidora Sur, S.A.は、コスト・モニタリング・メカニズム(「MMC」)の下で適用される金額に関連して、2007年から2013年2月の間に料金に転嫁されなかった費用変動部分に対する補償から、合計410百万ユーロの収益を認識した。これには純利益に128百万ユーロの額の影響を及ぼした利息が含まれる。
- ・ ブラジル当局が2014年第2四半期に実施したAmpla Energia e Serviços, S.A.の料金見直しの際に明らかになった新情報に従って、ブラジルの配電業者が運営権の終了時に資産戻入のため賄う予定の金額が再度見積もられた結果、当該金額の修正により、144百万ユーロの金融資産が減少したこと。2014年1月から9月の料金で賄われなかった、これらの配電業者からのエネルギー購入による106百万ユーロの回収不能費用。併せて、これらは当該期間の利益にマイナス81百万ユーロの影響を与えた。

不利な天候条件およびBocamina II発電所の停止により生じた、チリの発電からの利益の減少ならびに国の税率増加による繰延税金におけるマイナス88百万ユーロの影響(当該期間の純利益における32百万ユーロ)。

後発事象

2015年1月23日、Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.が所有するGran CanariaのChira-Soria水力発電所の資産をREEに11百万ユーロ(結果として7百万ユーロの総キャピタルゲイン)で譲渡する契約が締結された。2014年12月31日時点で、これらの資産は売却目的で保有する非流動資産および非継続事業として認識された(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記4および5を参照のこと。)

2015年2月3日、エンデサはCompañía Transportista de Gas Canarias, S.A.の全株式をEnagás Transporte, S.A.U.へ売却する契約を締結した。当該取引の総額は株式の価格およびローン(未払利息を含む。)を含め7百万ユーロ(結果として3百万ユーロの総キャピタルゲイン)であった。2014年12月31日時点で、この保有持分は売却目的で保有する非流動資産および非継続事業として認識されている(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記4および5を参照のこと。)

2014年12月31日から本有価証券報告書の発行許可日までの間で、ここに記載していないその他の後発事象は生じていない。

(4) 流動性および資本の原資

効率化および費用削減政策の枠組みの中で、スペインにおける財政機能はエンデサに集中しており、必要な時にその子会社の需要を満たすことで賄っている。本有価証券報告書の作成日において、当社は将来の投資債務および負債満期の支払を満たすのに必要な資金の利用可能性を保証する必要な流動性および中長期の金融資源へのアクセスを有している。

エンデサは経営計画で予定されているキャッシュ・フローを生み出すため、満期のスケジュールを支払能力に合わせて調整可能な中長期の資金を取得することにより、財政構造において現在までに用いられた方針に類似している保守的な方針を用いている。また、当社は稼働資本要件の管理の最適化および負債費用の改善に資する短期の資金も有している。

エンデサの主要な取引には、ENELグループ企業との間で行われる取引も含まれており、この取引においては譲渡価格について適用される規制が遵守される。また、当社は業界実務に則した事業計画における重大な逸脱の制御を目的とする慎重な流動性政策を有している。

エンデサは第三者特に銀行から調達する中期資金を求めている。また、当社は非常に長期の取引において有利な条件を提示する公共の団体から資金を得ている。短期においては、資金はトップレベルの金融機関の銀行の与信枠またはユーロコマーシャルペーパーの発行により得ている。

流動性

2014年12月31日時点において、エンデサは次の39か月にわたる負債の返済を満たすのに十分な4,167百万ユーロの流動性を有していた。当該金額は、648百万ユーロの現金および現金同等物、ならびに3,519百万ユーロの無条件かつ未使用の与信枠を含んでおり、かかる額のうち1,000百万ユーロは、ENEL Finance International, N.V.との間のクレジットラインに相当するものであった。これらの与信枠は連結貸借対照表の長期有利子ローンに表示されている流動負債の借り換えを担保している(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記3nおよび20.4を参照のこと。)。これらの与信枠の金額は流動資産と併せてエンデサの短期返済債務を十分にカバーしている。

一般に現金および現金同等物は、取得日から3か月で満期を迎え、この種の預金の市場金利で利息が発生する。

現金の取得可能性に対する実質的な金額の制限はない。エンデサによる資金の引出しに影響を及ぼす可能性のある制限は、「第6 経理の状況」に含まれる2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記14および15.1.13に記載されている。

キャッシュ・フロー分析

2014年12月31日時点において、当社の現金および現金同等物は、2013年12月31日時点と比べて3,497百万ユーロ減少の648百万ユーロであった。

2014年および2013年12月31日時点において、営業活動、投資活動および財務活動に分類されるエンデサの正味キャッシュフローは以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)						
正味キャッシュフロー						
	2014年12月31日			2013年12月31日(修正済)		
	継続事業	非継続事業	合計	継続事業	非継続事業	合計
営業活動から生じた正味キャッシュフロー	2,869	845	3,714	2,251	2,258	4,509
投資活動から生じた正味キャッシュフロー	1,114	6,241	7,355	456	(2,094)	(1,638)
財務活動から生じた正味キャッシュフロー	(13,657)	(901)	(14,558)	(1,582)	1,338	(244)

2014年において、エンデサの営業活動により生み出されたキャッシュフローは事業活動の遂行に必要な投資をカバーするのに十分であった。ラテンアメリカ事業の譲渡から得た資金8,253百万ユーロに基づく準備金を原資として、同額の臨時配当が支払われた。最後に、6,353百万ユーロの2014年の中間配当が、主に ENEL Finance International, N.V.と締結した関係会社間貸付により支払われた。

営業活動

2014年における営業活動から生じた正味キャッシュフローは2013年の4,509百万ユーロと比べて、3,714百万ユーロであった。

継続事業に関連する営業活動から生じた正味キャッシュフローは、2013年の2,251百万ユーロと比べて2014年は2,869百万ユーロであった。かかる増加は、主に同期間内に発生した利益の減少を相殺する稼働資本の改善によるものであった。

投資活動

2014年、投資活動から生じた正味キャッシュフローは7,355百万ユーロとなり、これはラテンアメリカ事業の譲渡から得た6,358百万ユーロおよび料金不足を賄うための支払1,987百万ユーロを含んでおり、のうち1,469百万ユーロは2014年12月に実行された2013年分の譲渡に関連するものであった。

財務活動

エンデサは1年間にわたり14,558百万ユーロを財務活動に割り当てた。財務活動に割り当てられたキャッシュフローは配当金として支払われた16,686百万ユーロおよび銀行貸付実行の純増2,635百万ユーロを含む。

純金融負債

2014年12月31日時点のエンデサの総金融負債および純金融負債の調整は以下のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)			
	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正済)	変 化	変 化 率(%)
長期有利子ローンおよび借入金	6,083	7,437	(1,354)	(18.2)
短期有利子ローンおよび借入金	1	1,127	(1,126)	(99.9)
小計	6,084	8,564	(2,480)	(29.0)
現金および現金同等物	(648)	(4,145)	3,497	(84.4)
金融資産として認識されたデリバティブ	(16)	(82)	66	(80.5)
純金融負債	5,420	4,337	1,083	25.0

2014年12月31日時点において、エンデサの純金融負債は、主にラテンアメリカ事業の譲渡後の当社のリレバレッジ、2014年の配当金の支払および2013年の損失回収の結果として、2013年12月31日時点と比べて1,083百万ユーロ増加の5,420百万ユーロであった。

2014年12月31日時点でエンデサは複数の規制事項に関連して1,173百万ユーロの累積回収権を有していた。これは、2013年12月31日以前の規制対象活動の赤字21百万ユーロ、2013年12月26日付法律2013年第24号で定められた新しい損失回収メカニズム適用により2014年に本土事業において引き起こされた一時的な不均衡の不足金445百万ユーロ、および本土外の領域での発電補償に関連する707百万ユーロである。上記の項目を除くと、2014年12月31日時点のエンデサの純金融負債は4,247百万ユーロであった。

2014年12月31日時点のエンデサの総金融負債の構造は以下のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)			
エンデサの総金融負債の構造	2014年 12月31日	2013年 12月31日 (修正済)	変 化	変化率(%)
ユーロ	6,084	3,641	2,443	67.1
米ドル	-	1,414	(1,414)	N/A
チリ・ペソ	-	746	(746)	N/A
ブラジル・レアル	-	751	(751)	N/A
コロンビア・ペソ	-	1,662	(1,662)	N/A
ペルー・ヌエボ・ソル	-	290	(290)	N/A
アルゼンチン・ペソ	-	60	(60)	N/A
合計	6,084	8,564	(2,480)	(29.0)
固定利率	5,073	2,812	2,261	80.4
変動利率	1,011	5,752	(4,741)	(82.4)
合計	6,084	8,564	(2,480)	(29.0)
平均年数(年)	8.9	6.0	-	-
平均費用(%) (*)	3.0	5.8	-	-

(*) 総金融負債で計算している。

エンデサの総金融負債の満期に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記18に記載されている。

2014年12月31日時点で、当社の総金融負債の83%については固定利率で利息が発生しており、残りの17%については変動利率で利息が発生している。2014年および2013年12月31日時点における、短期および長期有利子ローンおよび借入の詳細は次のとおりである。

単位：百万ユーロ

	2014年12月31日				
	額面金額	帳簿価格		合計	公正価値
		長	期 短	期	
社債および他の市場性のある有価証券	333		347	-	347
銀行借入	505		506	-	506
その他の借入(1)	5,230		5,230	-	5,230
デリバティブを除く有利子ローンおよび借入合計	6,068		6,083	-	6,083
デリバティブ(2)	21		-	1	1
合 計(3)	6,089		6,083	1	6,084

- (1) 長期負債に分類される539百万ユーロになるファイナンスリースを含む。
(2) 「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記19.3を参照のこと。
(3) 「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記19を参照のこと。

単位：百万ユーロ

	2013年12月31日(修正済)				
	額面金額	帳簿価格		合計	公正価値
		長	期 短	期	
社債および他の市場性のある有価証券	4,952		4,469	491	4,960
銀行借入	1,924		1,683	213	1,896
その他の借入(1)	1,354		1,131	253	1,384
デリバティブを除く有利子ローンおよび借入合計	8,230		7,283	957	8,240
デリバティブ(2)	828		154	170	324
合 計(3)	9,058		7,437	1,127	8,564

- (1) 695百万ユーロになるファイナンスリース(非流動負債に分類される676百万ユーロおよび流動負債に分類される19百万ユーロ)を含む。
(2) 「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記19.3を参照のこと。
(3) 「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記19を参照のこと。

デリバティブを除く有利子ローンおよび借入の詳細は(満期別)、以下に表示されている。

	単位：百万ユーロ								
	満期	2014年 12月31日 時点の 帳簿価格	短期	長期	満 期				
					2016年	2017年	2018年	2019年	それ以降
社債および他の 市場性のある 有価証券									
固定金利	2031年	43	-	43	-	-	-	-	43
変動金利	2019年	304	-	304	250	36	-	18	-
合 計		347	-	347	250	36	-	18	43
銀行借入									
固定金利	2046年	22	-	22	-	-	-	-	22
変動金利	2028年	484	-	484	329	13	16	13	113
合 計		506	-	506	329	13	16	13	135
その他の借入									
固定金利	2036年	5,032	-	5,032	30	23	22	22	4,935
変動金利	2017年	198	-	198	197	1	-	-	-
合 計		5,230	-	5,230	227	24	22	22	4,935
合 計		6,083	-	6,083	806	73	38	53	5,113

	単位：百万ユーロ								
	満期	2013年 12月31日 現在の 帳簿価格 (修正済)	短期	長期	満 期				
					2015年	2016年	2017年	2018年	それ以降
社債および他の 市場性のある 有価証券									
固定金利	2097年	1,901	341	1,560	222	325	6	7	1,000
変動金利	2029年	3,059	150	2,909	138	1,094	346	281	1,050
合 計		4,960	491	4,469	360	1,419	352	288	2,050
銀行借入									
固定金利	2046年	80	7	73	5	6	9	30	23
変動金利	2035年	1,816	206	1,610	181	499	656	59	215
合 計		1,896	213	1,683	186	505	665	89	238
その他の借入									
固定金利	2035年	876	141	735	56	47	48	48	536
変動金利	2024年	508	112	396	53	228	51	28	36
合 計		1,384	253	1,131	109	275	99	76	572
合 計		8,240	957	7,283	655	2,199	1,116	453	2,860

為替デリバティブを除く長期有利子ローンおよび借入の詳細(通貨別)は、以下のとおりである。

	単位：百万ユーロ				
	2014年12月31日				2013年12月31日 (修正済)
	償却費用	額面金額	平均利率	実効利率	償却費用
ユーロ	6,062	6,047	3.0%	3.0%	3,280
コロンビア・ペソ(*)	-	-	-	-	1,514
米ドル(*)	-	-	-	-	1,082
ブラジルリアル(*)	-	-	-	-	677
チリ・ペソ(*)	-	-	-	-	447
ペルー・ヌエボ・ソル(*)	-	-	-	-	238
その他(*)	21	21	1.5%	1.5%	45
合 計	6,083	6,068			7,283

(*) ラテンアメリカ事業の譲渡に関わる会社に関しては2013年12月31日時点(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記5を参照のこと。)

デリバティブがこの分類に及ぼす影響を考慮した場合の、これらの金融借入の詳細(通貨別)は、以下のとおりである。

	単位：百万ユーロ	
	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正済)
ユーロ	6,084	3,641
コロンビア・ペソ(*)	-	1,662
米ドル(*)	-	1,414
ブラジルリアル(*)	-	751
チリ・ペソ(*)	-	746
ペルー・ヌエボ・ソル(*)	-	290
その他(*)	-	60
合 計	6,084	8,564

(*) ラテンアメリカ事業の譲渡に関わる会社に関しては2013年12月31日時点(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記5を参照のこと。)

継続事業全体について、2014年の間、全ての有利子ローンおよび借入に対する平均利率は3.0%であった(2013年：5.8%。継続事業は3.2%であり非継続事業は8.1%であった。)

アレンジされたデリバティブを考慮した金融リスクの構造の詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	持ち高	
	2014年12月31日	2013年12月31日(修正済)
固定金利	5,073	2,730
変動金利	347	1,607
合 計	5,420	4,337

2014年12月31日時点において、エンデサの会社により行われた借入金の参照利率は、主にEuribor(2013年12月31日時点においてはEuriborおよび米ドルLibor)である。ラテンアメリカの通貨の場合は、2013年12月31日時点の借入金は、一般的に、銀行業において通常利用される、特定の地域のインデックスと関連づけられている。

2014年および2013年の12月31日の時点におけるエンデサが契約したデリバティブの名目価格または契約上の価格ならびにかかるデリバティブの公正価値の詳細(満期別)が次表に示されている。

デリバティブ	2014年12月31日							
	単位：百万ユーロ							
	公正価値	名目価格						
		2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	それ以降	合計
金融派生商品	15	36	36	20	-	15	12	119
金利ヘッジ	15	-	36	20	-	15	12	83
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	15	-	36	20	-	15	12	83
スワップ	15	-	36	20	-	15	12	83
外貨ヘッジ	(1)	21	-	-	-	-	-	21
キャッシュ・フロー・ヘッジ	(1)	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	(1)	-	-	-	-	-	-	-
先物	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	21	-	-	-	-	-	21
スワップ	-	21	-	-	-	-	-	21
ヘッジ手段として指定 されていないデリバティブ	1	15	-	-	-	-	-	15
スワップ	1	15	-	-	-	-	-	15
フィジカル・デリバティブ	(56)	5,476	395	70	-	-	-	5,941

デリバティブ	2014年12月31日							
	単位：百万ユーロ							
	公正価値	名目価格						
		2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	それ以降	合計
外貨	31	898	-	-	-	-	-	898
ヘッジとして指定されているもの	34	536	-	-	-	-	-	536
先物	34	536	-	-	-	-	-	536
ヘッジとして指定されていないもの	(3)	362	-	-	-	-	-	362
先物	(3)	362	-	-	-	-	-	362
プライス	(87)	4,578	395	70	-	-	-	5,043
ヘッジとして指定されているもの	38	751	-	-	-	-	-	751
スワップ	39	748	-	-	-	-	-	748
その他	(1)	3	-	-	-	-	-	3
燃料ヘッジとして指定されていないもの	(123)	2,438	317	70	-	-	-	2,825
スワップ	(117)	2,186	310	63	-	-	-	2,559
その他	(6)	252	7	7	-	-	-	266
電力ヘッジとして指定されていないもの	(2)	1,389	78	-	-	-	-	1,467
スワップ	(4)	1,199	78	-	-	-	-	1,277
その他	2	190	-	-	-	-	-	190
合 計	(41)	5,512	431	90	-	15	12	6,060

デリバティブ	2013年12月31日(修正済)							
	単位：百万ユーロ							
	公正価値	名目価格						
		2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	それ以降	合計
金融派生商品	(242)	851	61	383	90	-	71	1,456
金利ヘッジ	47	167	4	104	90	-	27	392
キャッシュ・フロー・ヘッジ	7	167	4	68	70	-	-	309
スワップ	7	167	4	68	70	-	-	309
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	40	-	-	36	20	-	27	83
スワップ	40	-	-	36	20	-	27	83
外貨ヘッジ	(291)	684	27	279	-	-	44	1,034
キャッシュ・フロー・ヘッジ	(289)	608	1	181	-	-	-	790
スワップ	(289)	582	-	181	-	-	-	763
先物	-	26	1	-	-	-	-	27
公正価値ヘッジ	(2)	76	26	98	-	-	44	244
スワップ	(2)	76	26	98	-	-	44	244
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	2	-	30	-	-	-	-	30
スワップ	2	-	30	-	-	-	-	30
フィジカル・デリバティブ	14	4,341	447	1	-	-	-	4,789

デリバティブ	2013年12月31日(修正済)							
	単位：百万ユーロ							
	公正価値	名目価格						合計
		2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	それ以降	
外貨	(1)	1,093	61	-	-	-	-	1,154
ヘッジとして指定されているもの	(11)	499	61	-	-	-	-	560
先物	(11)	499	61	-	-	-	-	560
ヘッジとして指定されていないもの	10	594	-	-	-	-	-	594
先物	10	594	-	-	-	-	-	594
ブライズ	15	3,248	386	1	-	-	-	3,635
ヘッジとして指定されているもの	(3)	221	160	-	-	-	-	381
スワップ	(3)	221	160	-	-	-	-	381
その他	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料ヘッジとして指定されていないもの	(1)	1,142	102	1	-	-	-	1,245
スワップ	(5)	1,077	102	1	-	-	-	1,180
その他	4	65	-	-	-	-	-	65
電力ヘッジとして指定されていないもの	19	1,885	124	-	-	-	-	2,009
スワップ	17	1,781	124	-	-	-	-	1,905
その他	2	104	-	-	-	-	-	104
合 計	(228)	5,192	508	384	90	-	71	6,245

締結された契約の名目価格および/または契約上の価格は、かかる価格がデリバティブ決済の計算のための基礎を構成するに過ぎないことから、エンデサが負う実際のリスクを反映しない。

資本管理および財務レバレッジ

エンデサの資本管理は、長期での事業の継続性を保証するため、資本費用および財源の利用可能性を最適化する強固な財務構造を維持することに焦点を当てている。この財政の慎重な方針により、エンデサの流動性および支払能力を保証しながら、株主のための十分な水準の価値創造を維持することが可能となる。

エンデサは連結レバレッジ率が現在の財政状態の指標となると考えている。2014年および2013年の12月31日時点の比率は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	レバレッジ率	
	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正済)
純金融負債：	5,420	4,337
長期有利子ローンおよび借入	6,083	7,437
短期有利子ローンおよび借入	1	1,127
現金および現金同等物	(648)	(4,145)
金融資産として認識される金融デリバティブ	(16)	(82)
資本：	8,575	26,762
親会社	8,576	20,521
非支配持分	(1)	6,241
レバレッジ率(%) (*)	63.21	16.21

(*) 純金融負債/資本

近年の異常な経済状況およびスペインの電力市場の複雑な規制状況を考慮し、過去数年にわたり、エンデサは純金融負債を減らすことに照準を合わせ非常に慎重な財政政策を採用しており、これにより徐々に純負債/資本比率が低下している。

最近の経済環境の改善および電力規制の認知度および安定性の向上により、ラテンアメリカ事業の譲渡に関連して8,253百万ユーロの臨時配当金ならびに2014年の利益から支払われた中間配当金6,755百万ユーロ(このうち402百万ユーロは2014年12月31日時点で未払)の配分を通じてレバレッジが強化された。

ラテンアメリカ事業の譲渡に関連する臨時配当金の支払は、追加資金を必要としなかった。しかしながら、2014年の利益から中間配当金を支払うため、ENEL Finance International, N.V.から総額5,500百万ユーロの融資を受け、さらに当社自身の流動性から得た資金が利用された。

当社の取締役は、上記の取引実行後のレバレッジ率は、高い水準の支払能力を維持しながら、資本費用を最適化すると考えている。予想利益および作成された投資計画を考慮すると、定められた配当方針により当社は上記の資本管理目標を達成することが可能となるレバレッジ率を維持することができる(「第5 提出会社の状況 2 配当政策」を参照のこと)。

本有価証券報告書の作成日において、エンデサは自社の資金源を通じて資金を得ることに関与していない。

格付管理

エンデサの格付の変化は以下のとおりである。

	2014年12月31日(*)			2013年12月31日(*)		
	長期	短期	見通し	長期	短期	見通し
スタンダード・アンド・プアーズ	BBB	A-2	安定的	BBB	A-2	安定的
ムーディーズ	Baa2	P-2	ネガティブ	Baa2	P-2	ネガティブ
フィッチ・レーティングス	BBB+	F2	安定的	BBB+	F2	格付ウォッチ ネガティブ

(*) 「第6 経理の状況」の2014年および2013年に終了した年度それぞれの連結財務書類の発行承認日現在の情報である。

2014年末、エンデサの格付はすべての格付業者によりいまだに「投資適格」であった。格付業者が用いる手法にしたがい、エンデサの格付は親会社であるENELの格付に常に制限されていることは特筆すべきである。

エンデサは効率的に金融市場および銀行市場の商品にアクセスし、主要な供給者から有利な条件を取得することができるよう、「投資適格」格付を維持することを目指している。いずれにせよ、業者が指定した格付により、当社は必要な場合金融市場をリーズナブルな条件で利用することができる。

本有価証券報告書の発行許可日現在、当社の信用格付けは、以下のとおりである。

信用機関	長 期	短 期	見 通 し
スタンダード・アンド・プアーズ	BBB	A-2	ポジティブ
ムーディーズ	Baa2	P-2	安定的
フィッチ・レーティングス	BBB+	F2	安定的

契約上の義務およびオフバランスシート業務

将来の売買契約に関する情報は「第6 経理の状況」に含まれる2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記7、9、12および34.2に記載されている。

(単位：百万ユーロ)		
	2014年12月31日	2013年12月31日(1)
有形固定資産	787	1,117
無形資産：	95	74
二酸化炭素排出手当		
CERSおよびERUS	92	59
その他無形資産	3	15
金融資産	-	-
コモディティの購入	27,885	53,772
貯蔵燃焼の購入	27,870	25,513
電力の購入	15	28,259
合計	28,767	54,963

(1) ラテンアメリカ事業の情報を含む。

エンデサは、たとえエンデサが支配持分を有していない場合でも、有効に支配する事業体と理解され、当該事業体が得た利益の多くを実質的に取得し、関係するリスクの多くを引き受けていると理解される特別目的事業体を有していない。

当社の負債の誓約条項

エンデサのいくつかの会社のローンおよび借入には、この種の契約における一般的な誓約条項が含まれている。

スペインにおけるエンデサの資金調達活動のほとんどを行っているエンデサS.A.、International ENDESA B.V.およびENDESA Capital, S.A.U.の資金調達契約には、一定の財務比率が維持できなかった場合に契約違反および契約の早期終了を生じさせる義務は含まれていない。

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ENDESA B.V.およびENDESA Capital, S.A.U.により発行された社債ならびにエンデサS.A.によりアレンジされた銀行融資に関する誓約条項は以下のとおりである。

1. クロスデフォルト条項：(貸主もしくは保証人として)エンデサS.A.または発行者が一定の債務を決済する際において、一定額以上の債務不履行が起こった場合には、債務が期限前弁済されなければならないことを規定する。
2. ネガティブプレッジ条項：発行者もエンデサS.A.も、他の特定の社債を担保するために自らの資産に抵当権、先取特権またはその他の担保を設定してはならないことを規定する(ただし、今回発行される社債に同様の担保が設定される場合はこの限りでない。)

3. 「パリパス」条項：債務および保証が、保証人としてのエンデサS.A.または発行者が発行したその他の既存のまたは将来における無担保もしくは非劣後の債務と少なくとも同じ地位であることを規定する。

信用格付けに関する条項に関し、エンデサS.A.は、同社の信用格付けが一定の低いレベルまで格下げされた場合に追加保証または再交渉を要する可能性のある、総計107百万ユーロおよび172百万ユーロに達する金融取引をそれぞれ2014年および2013年12月31日に締結した。

2014年12月31日現在、エンデサおよびその子会社は、エンデサの支配権の変更があった場合には、早期返済を行わなければならない可能性のある銀行およびENEL Finance International, N.V.からのローンおよびその他の借入4,650百万ユーロ(2013年12月31日現在は663百万ユーロ)がある。また、支配権の変更の結果として、早期返済を行わなければならない可能性のある総市場価格1百万ユーロ、名目価格15百万ユーロ(2013年12月31日現在はそれぞれ2百万ユーロおよび30百万ユーロ)のデリバティブもある。

ENDESA Generación, S.A.U.の子会社が第三者に対して負う負債契約は、この種の契約における国際的なレベルで使用される標準的なプロジェクト・ファイナンス条項を含んでいる。2014年12月31日時点において、プロジェクトに割り当てられる資産を信用供与者に差し入れる義務はない。かかる条項を含む第三者に対する負債は、2013年12月31日現在で総計102百万ユーロに達した(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記34.1を参照のこと。)

資産の譲渡に関する条項については、エンデサS.A.およびInternational ENDESA B.V.の負債の一部には、エンデサの連結資産の一定割合(取引によって7%から10%と異なる。)を上回る場合に関する制限が含まれている。これらの基準を越える場合、一般に、同等の対価を受領できないまたはエンデサS.A.の支払能力に重大な悪影響がある場合にのみ、かかる制限が適用される。これらの条項の影響を受ける負債の金額は2014年12月31日時点で464百万ユーロ(2013年12月31日時点で1,536百万ユーロ)であった。

エンデサの取締役は、これらの条項によって、2014年および2013年12月31日現在の連結貸借対照表における流動/固定の分類が変更されるとは考えていない。

第三者に提供される保証、その他の偶発資産および債務ならびにその他のコミットメント

直接および間接保証

2014年12月31日現在、エンデサは、第三者に合計36百万ユーロ、2013年12月31日現在は102百万ユーロの保証を提供した(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記33.2を参照のこと。)。当該保証は2025年までの期間をカバーする。

これらの保証は、「Banco Centroamericano de Integración Económica」によりEmpresa Propietaria de la Red, S.A.、Sucursal en Costa Ricaに対して与えられた40百万米ドル(33百万ユーロ相当)のローンに対する商業上のリスクの保証を含む。このうち、2014年および2013年に引き出された金額はそれぞれ40百万米ドルおよび44百万米ドル(33百万ユーロおよび32百万ユーロ相当)であった。ラテンアメリカ事業の譲渡について定める株式売買契約(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記5を参照のこと。)は、EIがエンデサをこの保証に由来する義務から解放するのに必要な手順を履践する規定を含んでいた。かかる手続が完了するまで、EIはこれらの義務に関する損害についてエンデサに責任を負わせない。

エンデサは、2014年および2013年12月31日に提供された保証から生じる追加の債務は重大でないと考える。

2014年12月31日時点において通常の債務または偶発債務の担保として担保権が設定されたエンデサが保有する流動金融資産は存在しなかった。2013年12月31日時点において通常の債務または偶発債務への担保として担保権が設定されていたエンデサの流動金融資産は、79百万ユーロであり、すべて非継続事業に計上され、2016年の期間までカバーしている。

2014年12月31日時点において、将来の回収権に担保権は設定されていなかった。2013年12月31日時点において、387百万ユーロとなる将来の回収権は担保に供されており、すべて非継続事業に計上され、2024年の期間までカバーしている。

2014年12月31日時点において、第三者の融資の保証としての有形固定資産は存在しなかった(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記7.1および18.2を参照のこと。)。2013年12月31日時点において、それぞれ102百万ユーロとなる有形固定資産は債務の履行を確実にするために担保に供されていた(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記7.1および18.2を参照のこと。)。

その他のコミットメント

2014年12月31日現在、エンデサは27,885百万ユーロに達する将来の商品購入の義務を有しており(2013年12月31日現在は53,772百万ユーロ)、詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	将来の電気購入の義務					
	電気	原子力燃料	燃料油	ガス	その他	合計
2015年から2019年	15	571	376	8,614	588	10,164
2020年から2024年	-	98	-	9,629	-	9,727
2025年から2029年	-	-	-	6,751	-	6,751
2030年以降	-	-	-	1,243	-	1,243
合計(*)	15	669	376	26,237	588	27,885

(*) 2014年12月31日および2013年12月31日時点において、共同事業体に帰属するものは存在しなかった。

その他の情報

現行のスペインの規制に基づき、また電力セクターに関する2013年11月26日付法律2013年第24号に従って、エンデサはその発電所において起こりうる原発事故に関する第三者の賠償請求に対して最高700百万ユーロの保険に加入している。当該金額を超える損失または損害は、スペイン国家が締結している国際協定に準拠する。また、原子力発電所は、設備(貯蔵核燃料を含む。)への損害および機械の損壊に対して、各発電所につき最高1,500百万米ドル(約1,235百万ユーロ)補償する保険に加入している。

2011年5月28日、スペイン政府は、2011年5月27日付核による損害または放射性物質により生じた損害に関する民事責任に関する法律2011年第12号を公表した。かかる法律は、事業者責任を1,200百万ユーロにまで引き上げる一方で、事業者が当該責任をいくつかの方法で補填することを認めている。当該法律は、核民事責任に関する条約(パリ条約)を変更する2004年2月12日付の議定書および補完的な条約(ブリュッセル条約)を変更する2004年2月12日付の議定書の導入と同時に発効するが、本有価証券報告書の作成日現在において欧州連合加盟国の3か国しか批准していない。

最近の資金調達取引

2014年の間に実施した主要な取引は以下のとおりである。

継続事業：

- ・ 2014年6月6日、エンデサS.A.およびENEL Finance International, N.V.間の関係会社間クレジットラインの制限を3,500百万ユーロから1,000百万ユーロへ減額した。
- ・ クレジットラインおよび関係会社間貸付に関する振出は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	発行体	日付	金額	2014年12月 31日時点の 帳簿価額		利率	満期
				長期	短期		
関係会社間貸付 (ユーロ)	ENEL Finance International, N.V.	2014年10月23日	4,500	4,500	-	固定	2024年10月29日
クレジットライン (ユーロ) ⁽²⁾	ENEL Finance International, N.V.	2014年10月23日	1,000	-(2)	-(2)	変動 ⁽¹⁾	2015年10月21日
クレジットラインの 更改(ユーロ)	銀行	2014年12月22日 および2014年12 月23日	1,900	4	-	変動 ⁽¹⁾	2018年
合計				4,504			

(1) Euribor参照。

(2) 2014年12月初旬に解除された。

- ・ 2014年12月26日、欧州投資銀行との間で600百万ユーロの新しい融資が締結されたが、未だ支払われていない。
- ・ 支払：
 - 2039年2月に満期を迎えるユーロ・ミディアム・ターム・ノート(EMTN)245百万ユーロのInternational ENDESA B.V.による2014年2月の早期支払。
 - Banco Popularからの貸付400百万ユーロのエンデサS.A.による2014年3月の早期支払。
 - Banco SabadellおよびCitibankと締結した銀行貸付のそれぞれ150百万ユーロおよび135百万ユーロのエンデサS.A.による2014年8月の早期支払。
 - 2016年9月および2019年9月にそれぞれ満期を迎える米国私募債(USPP)158百万ユーロのENDESA B.V.による2014年9月9日の早期支払。

非継続事業：

- ・ ブラジルにおける、Ampla Energia e Serviços, S.A.およびCompanhia Energetica do Ceará S.A.による締結済のクレジットライン150百万ブラジルレアル(50百万ユーロ相当)の延長および新しいクレジットライン120百万ブラジルレアル(40百万ユーロ相当)の締結。また、Companhia Energetica do Ceará S.A.が5年の銀行貸付150百万ブラジルレアル(50百万ユーロ相当)を取得した。
- ・ チリにおいて、Empresa Nacional de Electricidad, S.A.は10年国際債400百万米ドル(293百万ユーロ相当)を有していた。
- ・ コロンビアにおいて、Emgesa S.A. E.S.P.が、6年、10年、16年の地方債総額590,000百万コロンビア・ペソ(221百万ユーロ相当)を発行した。また、2014年9月には、Codensa, S.A.が7年の地方債185,000百万コロンビア・ペソ(69百万ユーロ相当)を発行した。
- ・ ペルーにおいて、Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A.が3年から10年以内に満期を迎える合計389百万ペルー・ヌエボ・ソル(139百万ユーロ相当)の様々な債券を発行した。

2013年の間に実施した主要な取引は以下のとおりである。

継続事業：

- ・ ENDESA, Capital Finance, L.L.C.による優先株式の早期償還、これによる発行全体(181百万ユーロ)の消却。
- ・ 欧州投資銀行との15年間の金融取引に係る150百万ユーロの支出。

非継続事業：

- ・ アルゼンチンでは、Hidroeléctrica El Chocón, S.A.が多数の現地金融機関との間で総額149百万アルゼンチン・ペソ(17百万ユーロに相当)の3年のシンジケート・ローンに締結した。

- ・ ブラジルでは、Ampla Energia e Serviços, S.A.がBanco do Brasilとの間で130百万ブラジルレアル(40百万ユーロに相当)の6年の金融ローンを締結した。また、7年にわたる資本財投資のための250百万ブラジルレアル(77百万ユーロに相当)の資金はBanco Nacional do Desenvolvimento (BNDES)から確保した。Companhia Energética do Ceará, S.A.もまた、7年にわたる資本財投資のための150百万ブラジルレアル(46百万ユーロに相当)の資金をBanco Nacional do Desenvolvimento (BNDES)から得た。
- ・ チリでは、EnersisおよびEmpresa Nacional de Electricidad, S.A.が、金融機関と締結済のクレジットライン総額それぞれ2百万Unidades de Fomento(89百万ユーロに相当)を3年間延長した。
- ・ コロンビアでは、Emgesa S.A. E.S.P.が現地市場で総額565,000百万コロンビア・ペソ(212百万ユーロに相当)の7年および12年満期の社債を発行した。金融ローン(Club Deal)も再交渉を経て305,000百万コロンビア・ペソ(114百万ユーロに相当)の10年ローンとなった。Codensa S.A. E.S.P.もまた、現地市場で総額375,000百万コロンビア・ペソ(141百万ユーロに相当)の5年および12年満期の社債を発行した。
- ・ ペルーでは、Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A.が50百万ペルー・ヌエボ・ソル(13百万ユーロに相当)の20年満期の国内社債を発行した。同社はBanco Bilbao Vizcaya Argentariaと総額89百万ペルー・ヌエボ・ソル(23百万ユーロに相当)の5年ローンを2つ締結し、総額195百万ペルー・ヌエボ・ソル(50百万ユーロに相当)の7年および25年満期の社債を発行した。

その他の情報

2014年および2013年12月31日時点において、エンデサの会社は、それぞれ総額3,519百万ユーロおよび7,232百万ユーロとなる未使用の与信枠を有しており、そのうち1,000百万ユーロおよび3,500百万ユーロがそれぞれENEL Finance International, N.V.と締結したクレジットラインに相当し、両日時点において使用済のものはなかった。

これらの与信枠は、連結貸借対照表において非流動利息付借入および借入と表示される流動債務のリファイナンスを保証する(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記3nおよび20.4を参照のこと。)。これらの与信枠額は、流動資産と共に、エンデサの短期支払債務に対して十分な保証を与えている。

2 【生産、受注及び販売の状況】

主な市場の概況

I. スペインおよびポルトガルにおける事業

I.1. スペインにおける電力

2014年、エンデサの発電プールは、通常の方法および本土外の製造による純発電量合計69,676ギガワット時を達成した(2013年は68,439ギガワット時。)。これは2013年と比べて2%の増加を示している。本土外における総発電量は、2014年において12,179ギガワット時であった(2013年は12,335ギガワット時。)

次表は、発電量の変化を表しているものである。

発 電 量	スペインおよびポルトガル における発電量 (ギガワット時)		
	2014年	変動率(%)	2013年
水力発電所	8,778	(7.7)	9,511
原子力発電所	24,762	(4.4)	25,892
石炭火力発電所	22,176	16.1	19,096
複合循環発電所	1,786	(11.3)	1,605
本土における合計	57,502	2.5	56,104
本土外における合計	12,179	(1.3)	12,335
合 計	69,681	1.8	68,439

エンデサは、スペインでは、三つの異なる性質の電力市場において事業を行っている。一つ目は自由化市場で、供給者を選ぶ能力を有している顧客に対する市場であり、そこでは、競争原理のもとで顧客と供給契約について交渉している。二つ目は規制市場であり、自由化市場を選ばなかった顧客によって構成されている。そして、最後が卸売市場である。さらに、最近では、エンデサは、ポルトガルの自由化市場においても、その存在感を強固なものとしてきているところである。

最後に、エンデサは、スペインおよびポルトガルの自由化市場と規制市場の双方において、ガス事業を行っている。

自由化市場

2014年、エンデサは合計84.5テラワット時を顧客に対して供給した(2013年は87.1テラワット時)。これは36.9%の市場占拠率である(2013年は37.5%)。2014年度末において、エンデサは11.2百万の供給先を有していた。

規制市場

2009年7月1日、スペインの電力市場は、小売市場の自由化ならびにエネルギー配電およびエネルギー供給活動の分離化の後に完全に規制緩和された。これ以降、ENDESA Distribuciónは配電網の参入に係る契約のみを扱っている。

規制市場(政府が設定した料金で電力供給を受ける顧客で成り立つ市場)において、エンデサは最終顧客に対し、合計で110,945ギガワット時を供給し(2013年は112,031ギガワット時)、これはエンデサの配電網を通じて提供されたエネルギー総量において、2013年と比べて0.97%減少した。

エンデサは、スペインにおいて、10の自治体(Catalonia、Andalusia、バレアレス諸島、カナリア諸島、アラゴン、Extremadura、カスティーヤ・レオン、Navarra、ValenciaおよびGalicia)の27の区に電力を供給している。これは、192,790平方キロメートルをカバーし、人口は総計で約22百万人いる。

2014年、電力を供給する顧客の数は11.9百万人となり、契約された電力は約84.1ギガワットであった。

卸売発電市場

2014年、エンデサは、卸売市場において58,851ギガワット時(2013年は60,449ギガワット時)を販売した。

二当事者間の取引により販売した電力は62%近くであり、35%はOperador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A.(以下「OMEL」という。)組織およびREE組織市場において販売され、残りは輸入による販売であった。

購入に関しては、エンデサは、卸売市場において99,398ギガワット時(2013年は93,931ギガワット時)を購入した。この購入量の91.1%は供給に当てられ、その他の部分は消費および輸出を引き上げるために使用された。

次表は、2014年12月31日現在の、エンデサのスペインにおける発電プールを表したものである。

種類	場所	タイプ	グループ 番号	総電力量 (メガワット)	エンデサ (%)	エンデサの 電力量 (メガワット)
本土における体制						
従来型						
石炭						
Compostilla	レオン	H-A	4	1,200	100.0	1,200
Anllares	レオン	H-A	1	365	33.3	122
As Pontes	ラ・コルーニャ	BrL	4	1,469	100.0	1,469
Teruel	Teruel	BL	3	1,101	100.0	1,101
Litoral	アルメリア	IC	2	1,159	100.0	1,159
合計(石炭)			14	5,294	-	5,051
従来型燃料ガス						
Foix	バルセロナ	F-NG	1	520	100.0	520
CCGT						
San Roque 2	カディス	CCGT	1	408	100.0	408
Besós 3	バルセロナ	CCGT	1	419	100.0	419
Besós 5	バルセロナ	CCGT	3	873	100.0	873
Colón 4	Huelva	CCGT	1	398	100.0	398
As Pontes	ラ・コルーニャ	CCGT	3	870	100.0	870
合計(燃料ガス)			10	3,488	-	3,488
従来型発電合計			24	8,782	-	8,539
原子力						
Ascó I	Tarragona	N	1	1,033	100.0	1,033
Ascó II	Tarragona	N	1	1,027	85.0	873
Vandellós II	Tarragona	N	1	1,087	72.0	783
Almaraz I	カセレス	N	1	1,049	36.0	378
Almaraz II	カセレス	N	1	1,044	36.0	376
合計(原子力)			5	5,240	-	3,443
水力						
従来型水力						
UPH Noroeste		H		749	100.0	749
UPH Ebro-Pirineos(1)		H		1,992	100.0	1,992
UPH Sur		H		673	100.0	673
ポンプ式発電						
UPH Ebro-Pirineos		H		755	100.0	755
UPH Sur		H		590	100.0	590
合計(水力)				4,759	-	4,759
合計(本土)				18,781	-	16,741
本土以外の体制						

種類	場所	タイプ	グループ 番号	総電力量 (メガワット)	エンデサ (%)	エンデサの 電力量 (メガワット)
バレアレス諸島						
石炭						
Alcudia	Mallorca	IC	4	510	100.0	510
燃料ガス						
Alcudia	Mallorca	G	2	75	100.0	75
Son Reus	Mallorca	G	11	612	100.0	612
Cas ´ s Tresorer	Mallorca	G	6	475	100.0	475
Mahon	Menorca	F-G	8	270	100.0	270
Ibiza(1)	Ibiza	F-G	16	366	100.0	366
Formentera	Formentera	G	1	14	100.0	14
合計(バレアレス諸島)				2,322	-	2,322
カナリヤ諸島						
燃料ガス						
Jinamar	Gran Canaria	F-G	10	302	100.0	302
Barranco de Tirajana	Gran Canaria	F-G	10	697	100.0	697
Candelaria(2)(3)	Tenerife	F-G	7	221	100.0	221
Granadilla(4)	Tenerife	F-G	14	797	100.0	797
Punta Grande(5)	Lanzarote	D-G	13	231	100.0	231
Las Salinas	Fuerteventura	D-G	12	187	100.0	187
El Palmar	La Gomera	D	10	23	100.0	23
Llanos Blancos	El Hierro	D	9	13	100.0	13
Los Guinchos	La Palma	D-G	11	108	100.0	108
水力発電	La Palma	H	1	1	100.0	1
合計(カナリヤ諸島)				2,580	-	2,580
セウタおよびメリーヤ						
Ceuta	Ceuta	F-D	10	99	100.0	99
Melilla	Melilla	F-G	8	85	100.0	85
合計 (セウタおよびメリーヤ)				184	-	184
合計				5,086	-	5,086
エンデサの発電量の合計				23,867	-	21,827

(1) Accionaに2014年12月に取得されたLa Fortunada-Cinquetaが含まれる。

(2) Candelariaには、Guía de Isora施設が含まれる(GT1:2×24.3メガワットのツインパック=48.6メガワット)。

(3) Candelaria:ディーゼルエンジン1、2および3の除去(3×12メガワット)

(4) Granadillaには、Arona施設が含まれる(GT1+GT2:2×24.3=48.6メガワット)。

(5) Puntagrandeには、ディーゼル新グループD11が含まれる(18.5メガワット)。

燃料: H-A(無煙炭)、BrL(褐色亜炭)、BL(黒色亜炭)、IC(輸入石炭)、F(燃料油)、G(ガス油)、NG(天然ガス)、CCGT(複合循環ガスタービン)、D(ディーゼル)、N(原子力発電)およびH(水力発電)。

石炭採掘

2014年、エンデサは総計0.60百万トン(2013年は0.62百万トン)の石炭を採掘したが、これは2,414百万サームに相当し、2013年との関係では、2.9%の減少を意味する。これは、スペインにおける石炭の生産量のおよそ17%を占めていることを示している。

次表は、石炭の種類別によるエンデサの採掘量を表している。

生産者	石炭の種類	L.H.V.サーム(百万単位)		
		2014年	変動率(%)	2013年
Encasur	硬石炭(瀝青炭)	2,414	-2.9	2,486

L.H.V: 低発熱量

配電の枠組み

エンデサの配電網の長さは、本年度末現在において、314,528キロメートルとなった。このうち埋設線は39%を占めている。

本事業年度において、5か所の新たな高圧変電所および中圧変電所の作動が開始された。その結果、本年度末において、エンデサは合計で1,240か所の変電所を有している。

その他の構想では、各地方政府の支援を受け、配電網が環境に与える影響を縮小することおよび特定の計画を遂行することに焦点を当てた。

遠隔管理プロジェクトは、予定通り継続され、5.0百万メートルおよび45,948の集線装置が2014年12月に設置された。

I.2. スペインにおける天然ガス市場

エンデサは、54.8テラワット時(2013年は55.5テラワット時)を販売し、2013年に対して1.2%の減少を示している。

2014年12月31日現在、天然ガスの伝統的自由化市場におけるエンデサの顧客ポートフォリオは、発電向けの販売を除き、約1.2百万の供給地点により構成される。

2013年、エンデサは国内の様々な地域の輸送市場および天然ガスの配送において存在感を有するENDESA Gas T & D, S.L.の持分20%をGoldman Sachsが運用する2つのインフラファンドに売却した。

I.3. ポルトガル市場

エンデサは、Pego石炭火力発電所を所有している会社であるTejo Energíaに38.9%の出資持分を有している。このPego石炭火力発電所は、628メガワットの発電力である。この発電所は、長期間ポルトガルの組織に電力を販売してきたが、2014年は、2,951ギガワット時(2013年は3,024ギガワット時)を発電した。

この発電所の維持管理は、エンデサが50%の出資持分を有しているPEGOPが担当している。エンデサは、この発電所の石炭を取得する会社であるCarbopegoの50%の出資持分も有している。

同時に、ポルトガルのENDESA Generaciónは、現在851メガワット(2つのグループで構成され、各425.5メガワット)の複合循環発電所を操業している会社であるElecgasに対して50%の出資持分を有している。

また、生産された電力の100%を取得するよう改訂された料金徴収契約をElecgasとの間で締結している。

2013年にエンデサは、Girabolhos-Bogueiraのダムおよび陰圧ポンプ貯蔵型水力発電所(335メガワットおよび29メガワット)の営業権プロジェクトに署名した。2014年3月、エンデサは建設地域および将来的な発電所へのアクセスを容易にすることにより、土木事業の第1段階を開始した。

II. ラテンアメリカにおける事業

「第2 企業の概況 1 主要な経営指標等の推移」および「第3 事業の状況 1 業績等の概要」を参照のこと。

3 【対処すべき課題】

上記「1 業績等の概要」、「2 生産、受注及び販売の状況」および下記「4 事業等のリスク」の記載を除き、当社はその事業または営業上対処すべき重要な課題を認識していない。

4 【事業等のリスク】

エンデサの事業は、外部要因が当社の事業運営の実績および収入に影響を与えうる環境の中で行われている。
エンデサの事業運営が晒されている主なリスクは次のとおりである。

事業とセクターに関するリスク

エンデサの事業は広範囲に及ぶ規制に服しており、規制の変更は、当社の事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの子会社は、電力料金ならびにスペインおよびポルトガルにおける事業のその他の面において、広範囲の規制に服しており、その規制は多くの面でエンデサが事業を行う方法ならびに製品およびサービスから受領する収入を決定する。

エンデサは、公的および私的機関により適用される一連の複雑な法律およびその他規制(スペインの場合、CNMCが含まれる。)に服している。新しい法規制の導入または現在有効な法規制への変更は、特にイベリア半島から行われている発電事業に関して(バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタおよびメリーヤにおけるものを含む。)、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。本事業からの主な収入は規制されており、これらの規制への変更は短期間に見込まれる。

2013年12月までスペインの電力産業を規制していた主な法律は、1997年11月27日付1997年電力産業法第54号であり、これは、アクセス料金からの収入がシステムの規制された費用を賄うのに不十分な場合、一定の産業の運営者が、各運営者に対して法律により定められている割合に基づき、その差額(「損失」または「収入不均衡」として知られている。)を填補することを定めていた。1997年11月27日付1997年法律第54号に従うと、エンデサは2013年12月31日までに生じた損失の44.16%の填補に責任を負うこととなる。1997年11月27日付1997年法律第54号の承認以降、規制当局により承認された料金は、規制された費用より継続して低額であり、よって、法律で定められたように、指定された運営者が前述の損失を填補しなければならなかった。各運営者によって填補された額は回収権と認識されており、それは、2009年4月30日付2009年国王布告法第6号およびその後の法律により行われた変更(2013年12月26日付2013年法律第24号により2013年の損失に対して定められた変更を含む。)に従い、金融会社から、かかる目的のために設立された証券化ファンド(電力システム料金損失証券化ファンド、FADE)へ出資、または第三者へ譲渡できる。2014年12月31日時点、エンデサは2013年までに生じた料金損失を填補するために出資された金額すべてを事実上回収した。

1997年11月27日付1997年法律第54号に代わる2013年12月26日付2013年電力産業法第24号は、その他の問題の中でも特に、スペインの電力産業における財政の安定性を確保するため、2014年から、年間収入不均衡は電力システムにより生じた収入合計の最大2%(または本年および前年の不均衡に対して累積的に5%)に制限されるものと定めている。これらの不均衡は、電力システムの決済プロセスに参加する発電運営者により、各運営者がそれぞれの電力システム事業において前述のプロセスより受領する収入に比例して填補される。不均衡が年間限度の2%または累積限度の5%を超える場合において、改正が適当な場合には、適用される料金は改正される。他方、不均衡が前述の限度内である場合、決済プロセスに参加している運営者は、不均衡の填補の比例負担をその後5年間で、省令により定められる市場金利において、回収する権利を有することになる。前述を考慮し、将来の損失を防ぐまたは制限するべく、スペイン政府により導入される措置や提案が、期待されたとおりに機能するもしくは機能し続ける、または変更されないもしくは無効にされないという保証はない。エンデサのようなスペインの電力会社が損失に関して追加費用を負わない、または既存の損失もしくは将来に生じるその他いかなる損失を回収できるという保証もない。前述の規制の修正またはエンデサによるその規制の解釈の変更は、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

2013年7月12日、スペイン政府は、電力システムの財政の安定性を保証するための緊急措置の採択に関する2013年7月12日付2013年国王布告法第9号を承認し、それは2013年7月17日に議会により批准された。この規制は、電力産業法とともに、財政の安定性を確保するために一連の措置を導入したスペインの電力産業改革の主要な構成要素の一つである。2013年7月12日付2013年国王布告法第9号および電力産業法に想定されている新たな措置は、再生可能資源からの発電に関する新たな法的および財政規則に関連する措置、本土外の領域のシステムにおける発電の報酬システムの改正、配電および送電の報酬システムの変更、容量支払のシステムへの変更ならびに補助付の電気料金への変更を含む。当該料金は、一定の基準を満たす一定の顧客に、より低額なエネルギー価格を提供するためのメカニズムであり、その費用は会社グループの親会社、または適切な場合、発電、配電および供給事業を同時に実施している会社により負担される。2014年の補助付の電気料金に関連して填補される額の配分の割合を定めた2014年3月7日付2014年省令IET第350号に従い、エンデサは補助付の電気料金の費用の41.61%を負担する。

さらに、2013年7月12日付2013年国王布告法第9号の施行規則、電力産業法および2015年に実行される予定である規制など、エンデサの事業に影響を及ぼしうる将来の規制の変更に関しては不確実性がある。過去には、規制の変更および関係当局による規制に関する異なる解釈が、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに相当な悪影響を及ぼしたことがあり、同じ事が将来にも起こる可能性がある。さらに、それらはエンデサに新たな法的要件を遵守するためかなりの投資をするよう要求する可能性がある。エンデサは新たな規制措置が業績またはキャッシュフローに及ぼす影響を予測できず、したがって、これらの状況はエンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

増大した電力産業の規制緩和または欧州連合における再生可能エネルギー事項に関する新たな目標の構築は、さらなる競争激化および価格低下を招く可能性がある。

欧州連合における電力産業の規制緩和および再生可能エネルギーに関する目標の構築の両方は、スペインおよびポルトガル市場を含む、共同体の電力市場に参入する新たな参加者ならびに再生可能資源によるエネルギーの増加により、競争を増大させた。当該目標には、2001年EC指令第77号および2003年EC指令第30号を修正し、その後無効にした再生可能資源からのエネルギー使用の促進に関する欧州議会・理事会の2009年4月23日付2009年EC指令第28号により定められたものがあり、これには、2020年までに欧州連合内でのエネルギー消費合計の少なくとも20%を再生可能資源による消費により達成することを、加盟国の必須目標とすることが含まれる。

欧州連合の電力産業における規制緩和は、新規参入者および多国籍のエネルギー供給者の参入により、一定の市場分野において電力価格の低下も招いた。同様に、再生可能エネルギーに関する必須目標の構築は、新たな参加者を市場に参入するよう導いた。さらに、ヨーロッパの電力交換の統合は、さらなる市場流動性を促進した。

これは、エンデサがより競争が激しい市場で事業を営んでおり、競争のレベルが高まることが予想されることを意味する。エンデサが相応にこの競争が激しい環境に適応し、管理できない場合、産業の規制緩和が増大した場合、または再生可能エネルギーに関して追加目標が導入された場合、エンデサの事業活動、財務状態、経営成績またはキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

エンデサの事業は広範囲に及ぶ環境規制に服しており、現行の環境規制もしくは要件を遵守できないこと、または適用する環境規制もしくは要件へのいかなる変更は、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、その運営の通常過程および長期運営の両方に影響を及ぼす環境規制に服しており、リスクおよび費用の増加を招いている。この規制の枠組みは、免許、許可書およびその他の行政上の認可を事前に取得すること、ならびにかかる免許、許可書および規則に規定されているすべての要件を遂行することを必要としている。また、環境影響調査を実施しなければならない。あらゆる規制会社の場合と同じように、エンデサは以下のことを保証することはできない。

- ・ 法を遵守するために必要な費用が増加する、またはエンデサの運営、施設もしくは工場に影響することとなるような当該法や規則の変更または解釈が行われないこと。
- ・ 公衆の反対が、提案されたプロジェクトの遅延または変更を招かないこと。および、
- ・ 当局が関連する環境影響調査を承認すること。

また、エンデサは、発電施設、特に原子力発電所からの廃棄物、流出物および排出物の管理に関連するリスクを含む、その事業固有の環境リスクに晒されている。エンデサは環境被害、従業員もしくは第三者への損傷、または発電、供給および配電施設ならびに石炭採集および港湾ターミナル事業に関連するその他の種類の被害について責任を負う可能性がある。

エンデサは、課された要件を遵守できること、または罰金、行政上の制裁もしくはその他の制裁、もしくは遵守事項(発電ユニットからの廃棄物、流出物および排出物の管理に関連するものを含む。)に関するその他いかなるペナルティーならびに費用を回避できることを、保証することはできない。この規制の遵守の不履行は、施設の閉鎖を含む、相当な債務ならびに罰金、損害、制裁および費用を引き起こす可能性がある。政府当局は、負債が返済されることを保証するために、責任ある当事者に課徴金または税金を課す可能性もある。エンデサが環境規制への遵守の不履行を告発された場合、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

これに関連して、エンデサは以下の保険契約をかけている。

- ・ 最大100百万ユーロまで、汚染または第三者もしくはその財産へのその他損害から生じる請求をカバーする環境債務保険契約。
- ・ 原子力発電所の稼働、低レベル放射性物質の保管および取扱いならびに最終的な原子力発電所の廃止により生じるリスクに関連し、700百万ユーロまで、原子力発電所に関連するいかなる債務からスペインの法規で定められている債務限度までをカバーする保険契約。

原子力発電所は、設備(燃料の備蓄を含む。)および機械の故障に対する損害について、各発電業者グループにつき最大1,500百万米ドル(約1,235百万ユーロ)までカバーする保険をかけている。

2011年5月28日、スペイン政府は、2011年5月27日付、核による損害または放射性物質により生じた損害に関する民事責任に関する2011年法律第12号を公表した。かかる法律は、事業者責任を1,200百万ユーロにまで引き上げ、当該責任の補填をいくつかの方法で確保することを可能にしている。当該規制の発効は、順に、核損害の民事責任に関する条約(パリ条約)を変更する2004年2月12日付の議定書、および核損害の民事責任に関する条約(パリ条約)を補完する条約(ブリュッセル条約)を変更する2004年2月12日付の議定書の発効を条件とする(ブリュッセル条約は、本有価証券報告書が作成された日の時点で欧州連合加盟国の3国の批准のみが未決であった。)。

しかし、環境被害または原子力事故について、それぞれの保険契約のカバーより大きい額の請求の対象にエンデサになる可能性がある。特に、これらの責任の限度は原子力事故の際の評価がされておらず、したがって、かけられている保険契約によってカバーされる限度額より大きい額のエンデサに対する請求を引き起こしうるリスクがある。エンデサが、保険契約のカバーより大きい額または保険契約でカバーされる範囲を超える損害に対して、エンデサの施設によって生じた損害の責任を負う場合、その事業活動、財務状態または経営成績は悪影響を受ける可能性がある。

近年、スペインおよびポルトガルの環境に関する一定の法的要件が、特に石炭生産事業により生じる二酸化炭素排出ならびに原子力発電所の燃料からの廃棄物の保管および取扱いに関して、より厳しくなっている。さらに、当社が将来、いっそう厳しい環境規制の対象となる可能性がある。過去に、新たな規制の承認により、法的要件を遵守するべく、大幅な資本投資の支出が必要とされたことがあり、また将来に必要となる可能性がある。エンデサは、すべての環境要件および規制を遵守するために負う可能性がある、資本投資の増加または営業費用もしくはその他費用の増加を予測できない。また、前述の費用が第三者に転嫁されうるかも予測できない。よって、適用のある規制への遵守に関連する費用は、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

過去または将来における競争・独占禁止法の違反は、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、事業を営む市場で競争・独占禁止法に服している。前述の法律およびその他適用する規制の違反およびそれらの遵守の不履行は、特にエンデサの主要市場であるスペインにおいて、エンデサに対する法的行為を引き起こす可能性がある。

エンデサは、競争・独占禁止事項に関連し、法的調査および手続の対象になったことがあり、現在その対象であり、今後も対象になる可能性がある。競争・独占禁止法の違反に関する調査は通常数年続き、情報の開示を妨げる厳しい規制に服す可能性がある。さらに、これらの規制の違反は、大幅な罰金およびその他の種類の制裁を引き起こす可能性がある、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの成長戦略は伝統的に、様々な競争・独占禁止法の対象である購入取引を含んでおり、今後も含み続ける。これらの規制は、エンデサが戦略的な取引を行う能力に影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの事業は、発電のための絶え間ない燃料の大量供給、その独自の消費および供給に使用される電力および天然ガスの供給、ならびにその他商品の供給に大幅に左右され、それらの価格は市況の影響を受けるものであり、エンデサが販売する価格およびエネルギー量に影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、発電、ガス調達および供給事業に使う燃料(ガスおよび石炭を含む。)の購入に関し、市場価格および調達リスクを負っている。

これに関連して、国際市場での燃料価格の変動は、貢献利益に影響を及ぼす可能性がある。したがって、様々な技術の売価は、特に二酸化炭素燃料の相場の国際化を通じて決定される。したがって、燃料価格が変動する場合、発電技術では、その卸売市場価格にかかる変動を反映するよう試みられる。同時に、市場価格を決定する際の各発電技術の経済的メリットは、特に燃料および二酸化炭素排出権の費用を含む、当該技術の関連費用に左右される。

同様に、石油価格は、大部分が石油を指標とする、天然ガス供給契約を通じて電力価格に影響を及ぼす。

当社は二酸化炭素排出権、認証排出削減量(CERs)および排出削減ユニット(ERUs)の相場に晒されている。二酸化炭素排出権の価格は、石炭火力および結合循環プラントにおける発電費用に影響を与える。

エンデサは一定の天然ガス供給契約を締結し、それには、契約上合意した燃料を取得するか、またはかかる燃料を取得しなければ支払をするかのいずれかを強いる、拘束力のある「テイク・オア・ペイ」条項が含まれている。これらの契約の条件は、将来の電力およびガスの需要に関する一定の仮定に基づいて構築されている。用いられた当該仮定からの大幅な逸脱は、必要以上の燃料を購入する、または余剰燃料を市場にて現在の価格で販売する義務を引き起こす可能性がある。過去3年間、エンデサはその需要および供給を管理し、購入量が自己の消費および顧客売上の量に対して均衡が取れていることを確保するべく、国際的な顧客基盤を大幅に拡張した。さらに、エンデサは、将来の電力および天然ガスの市場価格に関する一定の仮定に基づいて、電力および天然ガス契約を締結している。エンデサは、発電するより多く電力を販売しており、したがって、供給義務を果たすためにスポット市場で電力を取得しなければならない。

前述の供給契約が締結される際のいかなる大幅な誤差も、電力または天然ガスを、契約に規定されているより高い価格で購入する義務を引き起こす可能性がある。行われた見積りに関する市場価格の調整、エンデサの燃料の需要に関する義務における誤差、または全体としての価格およびそれらがどのように構築されるかに影響を及ぼす規制の変更がある場合、およびリスク管理戦略がかかる変更直面した際に不適当である場合、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

エンデサは、供給者、顧客ならびに顧客およびユーザー権利組織と関係を持続できない場合、またはエンデサがこれらの関係を維持する団体が存在しなくなる場合、エンデサの事業は悪影響を受ける可能性がある。

エンデサが、スペインの電力システムにおける唯一の送電運営者としての立場にいるREEを含む、主な産業サービス供給者およびプロバイダーと現在維持している関係は、事業の開発および成長に必須であり、将来もそうあり続ける。さらに、これらの関係の一部はENELにより管理されており、管理され続ける。

エンデサのこれらの関係への依存は、これらの当事者と有利な状況下で契約を交渉する能力に影響を及ぼす可能性がある。エンデサの供給者ポートフォリオは十分に多様であり、および供給者は集中していないが、これらの関係のいずれかが断絶または終了した場合、エンデサは、適切な時間枠内で、重要なサービス供給者またはプロバイダーの代替者を用意することは保証できない。エンデサが供給者と有利な状況下で契約を交渉できない場合、かかる供給者がその義務を遵守できない場合、またはかかる供給者とエンデサとの関係が断絶され、エンデサが適切な代わりを見つけられない場合、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

電力供給事業において、エンデサは多数の顧客との関係を維持している。エンデサが個別の顧客を失ったとしても、全体としての事業に大幅な影響を及ぼさないだろう。しかし、主要な顧客と安定した関係を維持できないことは、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

さらに、エンデサが顧客およびユーザーと、ならびにそれらを代表する連盟と、強固な関係および継続的なコミュニケーションを維持していくことをエンデサは保証できず、したがって、これらの関係におけるいかなる変化も否定的な評判および大幅な顧客の損失を伴う可能性があり、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの事業は降雨ならびに気候および天候の影響を受ける可能性がある。

エンデサは、その水力発電施設が位置している地理的地域における降雨量のレベルに左右される。降雨が少ない年は水力発電量の低下を招き、すると火力発電所の発電量が増加し(費用の増加とともに)、したがって、電力価格の上昇を招く。降雨量の多い年は、逆の効果が起こる。

したがって、干ばつまたはその他の水力発電事業に悪影響を及ぼす状況がある場合、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローが悪影響を受ける可能性がある。同様に、当社は水文地質学的状況の変化に直面した際、積極的に発電構成を管理する。例えば、水文地質学的状況が不利な場合、発電はかなりの程度、他の種類の施設で行われることになり、エンデサのこれらの事業により生じる営業費用は増加する。エンデサが水文地質学的状況の変化を管理できないことは、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

天候関連の状況、特に季節は、電力需要に大きな影響を及ぼす。電力消費レベルは夏および冬にそのピークに到達する。季節の変化が需要に及ぼす影響は、主に住宅顧客カテゴリー(50メガワット時/年未満の消費)および小企業(50メガワット時/年から2ギガワット時/年の間の消費)に反映される。需要の季節的变化は、気候、自然光の量、ならびに照明、暖房および空調の使用など様々な天候関連の要因に帰する。エンデサが高い固定費を有するため、天候状況による需要の変化は、事業の収益性に不均衡な影響を及ぼす可能性がある。

季節の変化による産業電力需要(2ギガワット時/年未満の消費)への影響は、主に様々な種類の産業活動があり、その独特の性質からそれぞれ異なる季節のピークがあるという事実により、家庭および商業業界より明白ではない。さらに、気候関連の要因による影響は、これらの産業ではより多様化している。よって、エンデサは契約を交渉する際、気候状況に関する一定の予測および見積りをしなければならず、想定された降雨量レベルおよびその他天候状況に大幅な相違があれば、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは世界需要の変動のリスクにも服している。

同様に、不利な天候状況は、ネットワークへの損害により、エネルギーの通常供給にも影響を及ぼす可能性があり、サービスの中断が結果として生じ、エネルギー供給の遅延または中断のため、エンデサが顧客に補償しなければならない可能性がある。前述のいずれの状況の発生も、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは新たな発電および供給設備の建設に伴うリスクに晒されている。

発電所および供給設備の建設は時間を要し、非常に複雑なものになりうる。これは、予測された設備の稼働開始日に先立って投資が十分に計画されなければならないことを意味し、したがって、当グループは市場状況の変化に応じてその決定を変更する必要がある。これは、当初計画されていない大幅な追加費用を伴い、これらの種類の計画への利益に影響を及ぼす可能性がある。

かかる設備の建設に関連して、エンデサは、一般的に、関連する行政の認可および許可証の取得、土地購入またはリース契約の取得、機械の調達および建設契約の締結、運営管理契約の締結、燃料供給および輸送契約の締結、オフテイク協定の締結をしなければならず、また資本金および負債要件を満たすため十分な資金調達をしなければならない。

新たな設備を建設するエンデサの能力に影響を及ぼす可能性がある要素としては以下のようなものが含まれる。

- ・ 環境規制上の許可を含めた規制当局の許可の取得が遅れること。
- ・ 機械、資源または労働力が不足し、またはその調達価格が変動すること。
- ・ 地元勢力、政治的勢力またはその他利害関係者の反対運動を受けること。
- ・ 政治状況および環境規制が不利な方向に変化すること。
- ・ 発電所や変電所の完成を遅らせるような悪天候、自然災害、事故およびその他予期しない事象が生じること。
- ・ 供給者による、締結した契約の適切な遵守が行われないこと。ならびに、
- ・ エンデサが満足できる状況で資金調達ができないこと。

エンデサの設備容量は短期的には大幅に増加しない予定である。長期的には、エンデサはイベリア半島における水力ポンプ場の建設の可能性を査定する。

これらの要素はいずれも、当グループの建設計画の完成または開始を遅らせ、予定された計画の費用を増大させる可能性がある。また、エンデサがこれらの計画を完了させられない場合に、当該計画に関連し負担した費用は取り戻すことができない可能性がある。

エンデサが新しい設備の開発および建設に関する問題に直面した場合、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

エンデサが事業を営む国々に関連したリスク

エンデサの事業は、スペイン、ポルトガル、ユーロ圏および国際市場における不利な経済または政治状況の影響を受ける可能性がある。

不利な経済状況は、エネルギー需要およびエンデサの消費者が支払義務を果たす能力に悪影響を及ぼす可能性がある。不景気の時期には、近年スペインおよびポルトガルで経験されたように、電力需要は通常落ち込み、当社の業績に悪影響を及ぼす。

近年のスペインおよびポルトガルにおける経済状況は電力需要に悪影響を及ぼし、したがって、エンデサの経営成績にも悪影響を及ぼしている。当社はスペイン、ポルトガルおよびユーロ圏の景気循環が短期的にどのように展開するか予測できず、経済状況が悪化または衰退するかの予測もできない。

スペイン、ポルトガルの経済状況またはその他ユーロ圏の経済が衰退したら、エネルギー消費に悪影響を及ぼす可能性があり、したがって、エンデサの事業活動、財務状態、経営成績およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

また、国際市場における財務状況は、エンデサの経済状況に対する難題を表しており、それは一方で、増加する国債、低下する成長率、および特にユーロ圏の国における国際レベルでの起こりうる国債格付けの格下げによるエンデサの事業への潜在的な影響や、他方で、クレジット市場で予想される新たな金融拡大措置によるエンデサの事業への潜在的な影響に起因するものである。これらいずれの要因における変化も、エンデサの資本市場へのアクセスおよび資金調達する条件を左右し、結果としてその事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに影響を及ぼす可能性がある。

国際レベルで起きうる経済問題に加えて、エンデサは政治レベルでの不確定な状況に直面しており、当社の経済および財務状態に悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、国際もしくはユーロ圏の経済状況が衰退しない、または政治的事象が市場に重大な影響を及ぼさず、したがってエンデサの経済状況に影響を及ぼさないことを保証できない。これらすべての要因は、エンデサの事業活動、財務状態、経営成績およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサが行っている事業に関連したリスク

エンデサの事業は営業リスクおよびその他の重要なリスクによる影響を受ける可能性がある。

エンデサのすべての事業活動の過程において、施設における事故、職場での衝突および自然災害など不十分な内部手続、技術障害、人為的ミスまたは特定の外部の事象により、直接または間接の損失が生じるおそれがある。これらのリスクおよび危険性は、爆発、洪水もしくは発電施設の完全な損失を引き起こしうるその他状況、エンデサの施設への損害もしくはその劣化もしくは破壊、または環境被害さえも引き起こし、発電の遅延および事業の完全な中断、または人的被害もしくは死亡を引き起こす可能性がある。これらいずれの状況の発生も、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

必須な労働者の損失またはエンデサが適格なスタッフを採用、雇用および訓練できないことは、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサが業界における立場を維持し続けることを可能にするためには、エンデサの知的資本の需要の枠組み内で求められる経験を提供できるものとして必要なスタッフを採用、訓練および保持しなければならない。エンデサの事業の成功は、ここ数年の市場における有益かつ長期の関係の構築に基づいて、電力産業にて評価された経験、評判および影響を有する当社の経営陣およびその他主要な従業員によって提供されるサービスの継続性に左右される。適格な労働者の市場は非常に競争がはげしく、エンデサは追加で適格なスタッフを雇用する、または十分に適格性のあるもしくは有能な従業員を、退職するスタッフの後任にすることに成功できない可能性がある。

エンデサが必須なスタッフを保持または採用できないことは、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの保険のカバーおよび保証は十分ではなく、またすべての損害をカバーできない可能性がある。

エンデサの事業は、事業を営む市場に固有のリスクに晒されている。エンデサが、当社自体への損害、一般的な民事責任、環境および原子力発電所の責任を含む、事業に伴う主要リスクに関して十分な保険のカバーを得ようと試みたにもかかわらず、保険のカバーが、商業的に合理的な条件で市場において利用できない可能性がある。同様に、エンデサが保険をかけた金額が、全体で負担する損失をカバーするのに十分ではない可能性がある。

エンデサの施設もしくはその他資産における一部もしくは全体の損失、または事業の中断があった場合、エンデサがその保険から受領する資金は、完全な資産の修理もしくは交換、または負担した損失をカバーするのに十分ではない可能性がある。さらに、エンデサの施設またはその他資産における全体または一部の損失があった場合、一部機械はその高い価値または特有の性質を考慮すると容易に交換できず、または容易にもしくは直ちに入手できない可能性がある。

同様に、前述の機械に関連する保証のカバーまたはエンデサの機械を交換する能力の限界は、事業を中断もしくは妨げる、または大幅に通常運営の過程を遅らせる可能性がある。したがって、上記すべてはエンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

同様に、エンデサの保険契約は、保険会社による継続的な見直しの対象である。したがって、エンデサが、起こりうる保険料の増加または利用できなくなるカバーの増加に対処するため、現在実施されているものと同様の条件で、保険契約を維持できない可能性がある。エンデサが起こりうる保険料の増加を顧客に転嫁できない場合、これらの追加費用は、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、企業目標達成の一助となる運営効率ならびに事業、システムおよびプロセスの継続性を保証するため、最先端技術に基づく、最高の安全基準および不測の事態の基準を使用している情報技術により、その事業を管理している。

事業は、技術の複雑性、容量、粒度、機能性に関して集約しており、エンデサのシステムで処理されている様々な状況は、それらの利用を必須なものとし、当該システムは産業セクターにおける卓越した戦略要素を表象している。特に、エンデサの主要コンピューターシステムは、次の事業プロセスを処理している。

- ・ 商業システム：マーケティングのプロセス、需要予測、収益性、売上、顧客サービス、クレーム管理、雇用および基本的な収入サイクル(メーターの測定、請求、回収管理および債務処理の確認)
- ・ 技術配電システム：グリッド管理のプロセス、メーターの測定の管理、新たな供給の処理、ネットワーク計画、フィールドワーク管理、高度遠隔管理およびエネルギー管理機能を伴うメーター測定の機械の管理
- ・ 経済・金融システム：当社の経済的管理、会計、財務連結および貸借対照表のプロセス

エンデサのこれらのシステムによる事業活動の管理は、事業を効率的に行い、企業目標を達成するための鍵である。しかし、国際基準に基づいており、および適切に検査された、これらのプロセス、方法、ツールおよびプロトコルの存在は、エンデサが、エンデサの事業運営の継続性、顧客との契約上の関係の質、業績、財務状態およびキャッシュフローに悪影響を及ぼす可能性のある、技術的事象から解放されることを意味しているわけではない。

エンデサの事業に伴う金融リスク

エンデサは金利リスクに晒されている。

変動金利での借入は、主にEuriborに連動している。カバーされていない、または十分にカバーされている債務に関して、金利の変動は、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは外貨リスクに晒されている。

エンデサは、エネルギー関連の商品、特に天然ガスおよび国際石炭を取得するべく(これらの商品の価格は通常米ドル建てである。)、主に国際市場で行わなければならない支払に関し、外貨リスクに晒されている。

したがって、これは、為替相場の変動がエンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性があることを意味している。

エンデサは信用リスクに晒されている。

エンデサは、商業および金融事業において、相手方が、既に納品された商品および既に行われたサービスから生じる支払義務、ならびに締結された金融デリバティブ契約、現金預金または金融資産に従い予想されるキャッシュ・フローに関する支払義務の両方の、義務のすべてまたは一部を果たせない可能性があるというリスクに晒されている。特に、エンデサは、消費者がすべての送電および配電費用を含む、電力の供給に対する支払義務を果たせない可能性があるリスクを負う。消費者による不払いは、スペインおよびポルトガルにおける不景気により、大幅に増加した。

エンデサは、売上債権または金融債権の不払いに起因する損失を被らないとの保証はできず、したがって、一または複数の重要な相手方による義務充足の不履行は、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの事業は、債務を借り換えるおよび資本支出を賄うために必要な資金を取得できる能力に左右される。

エンデサは、現在の施設における継続中の保守から生じるコミットメントを含む、建設プログラムおよびその他資本要件の資金を調達するため、内部で資金を生み出し(自己金融)、長期コミットメントと信枠を通じて銀行の資金調達にアクセスし、流動性資金源として短期資本市場にアクセスし、および長期債券市場にアクセスできる自信がある。さらに、エンデサは時折、既存の債務を借り換える必要がある。この債務には、銀行およびENELが率いる当グループの会社両方から得た長期コミットメントと信枠、ならびに金融投資が含まれる。

エンデサが、合理的な条件の下での資本へのアクセス、債務の借り換え、資本支出の決済、および戦略の実行ができなければ、当社は悪影響を受ける可能性がある。資本市場の資金および混乱、起こりうるエンデサの信用度の低下、または財務比率が悪化した際の与信枠に対し維持すべき財務制限は、当社の資金調達費用を増加させ、資本市場にアクセスできる能力に悪影響を及ぼす可能性がある。

資金調達の不足は、支払う義務がある金額の支払いをするため、流動性の不足を相殺するべく、エンデサが資産を処分または売却することを強いる可能性があり、またこの売却は、エンデサが当該資産の最善価格を得ることができない状況下で起こる可能性がある。したがって、エンデサが許容できる条件下で資金調達にアクセスできなければ、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

他方、エンデサが資本市場またはその他の資金調達の方法にアクセスする条件は、それが当社内またはクレジット市場内であるかに関わらず、エンデサが属するENELグループの信用格付けに大きく左右される。したがって、会社間の資金調達のエンデサによる利用可能性または当社が資本市場にアクセスする条件をENELが決定できる程度において、エンデサの市場および資金調達にアクセスできる能力は、ENELの信用および財務状態により、部分的に悪影響を受ける可能性がある。

これに関連して、ENELの信用格付けの悪化は、結果としてエンデサの信用格付けの悪化につながり、エンデサの資本市場またはその他の第三者からの資金調達(もしくは借り換え)の方法にアクセスできる能力を制限し、またはこれらの取引の費用を増加させる可能性があり、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

税金のリスク

エンデサは税金および税規制の変更に関するリスクに晒されている。

エンデサは、電力産業に特有の税法の変更により影響を受けることに加えて、服している様々な税制の変更、国際条約および行政規制または慣行により、大きく損害を被る可能性がある。エンデサは特にスペインでのかかる変更脆弱である。エンデサの商業活動は、事業を営む市場の税規制の対象であり、したがって、当社はこれらの市場において税当局に課された税法、条約、規制および要件に従って、納税義務を算定している。

適用のある税制、条約および規制のエンデサによる解釈は、税当局に不相当と見なされる可能性がある。さらに、税法、規制または行政慣行および活動は将来的に変更される可能性、ならびに遡及的に効力を生じる可能性さえある。適用のある税法または税当局により採択された規制もしくは決定におけるいかなる変更も、エンデサの納税義務、課される罰金、追加費用または義務の増加に影響を与える可能性があり、その事業活動、見直し、財務状態、経営成績およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、一部であるまたは一部であった税グループに対応する、所得税および付加価値税(VAT)負担の責任を負う可能性がある。

2010年から、エンデサは、親会社がEIである連結税グループ番号572/10の一部として、所得税目的のため連結税務申告書を提出している。同様に、2010年1月から、エンデサは、親会社が同じくEIであるスペインの連結VATグループ番号45/10の一部である。2009年まで、エンデサは親会社として、グループ番号42/1998の下で所得税に対して、およびグループ番号145/08の下でVATに対して、連結税務申告書を提出していた。

会社グループに対する所得税およびVAT目的で連結税務申告書を提出する体制に従い、連結税務申告書を提出する当グループのすべての会社は、当グループの税負担を支払う責任を共同で負っている。これには、VAT体制の下で会社グループに課された特定の義務への遵守の不履行から生ずる、一定の制裁が含まれる。

結果として、現在調査可能なすべての課税期間において、エンデサが所属する、または所属していた連結税グループの他のメンバーの税負担の支払いについてエンデサは共同で責任を負っている。

調査可能な課税期間に関する情報は、2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記30に詳細が記載されている。

エンデサは該当するグループの他のメンバーに対して償還請求権を有しているが、エンデサが一部であった連結税グループの他のメンバーにより適切に決済されなかった未払いの税負担が発生した場合、共同で責任を負う可能性がある。あらゆる重要な税責任も、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

その他のリスク

ENELグループはエンデサの株式資本および議決権の過半数を支配しており、ENELグループの利害関係はエンデサの利害関係と対立する可能性がある。

ENELグループは、EIを通して、エンデサの株式資本および議決権の70.144%を所有しており、エンデサの取締役の過半数を指名し、結果として事業の管理および管理方針を支配することが可能になる。

ENELグループの利害関係は、エンデサの利害関係または株主のそれと異なる可能性がある。さらに、ENELグループおよびエンデサの両方ともヨーロッパの電力市場で競争している。ENELグループの利害関係がエンデサのその他株主の利害関係と一致すること、またはENELグループがエンデサの利害関係を援助する行動を取ることを確実にするのは可能とはいえない。

エンデサは訴訟および仲裁手続に関わっている。

エンデサは、その事業活動に関して、課税、規制および独占禁止関連紛争を含む様々な係属中の法的手続の当事者である。エンデサはまた、現在または将来的な税務監査の対象となっている。一般的に、エンデサはすべての裁判管轄権(刑事、民事、商事、労働および経済行政)ならびに国内および国際的な仲裁手続による第三者からの請求に晒されている。

エンデサは、法定の偶発事象のための適切な対策を整えていると考えているが、あらゆる法的手続で請求されたすべての金額に対して対策を整えてはいない。特に、起こりうる不利な結果の程度をはかることができない案件、または当社がかかる不利な結果を見込んでいない案件において対策を整えていない。エンデサが偶発事象に対して適切な対策を割り当てていること、有利な結果が予想される法的手続で成功すること、または不利な決定がエンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼさないとの保証はない。さらに、当社が、将来新たな法的手続の対象にならず、その結果が不利だった場合、事業活動、経営成績、財務状態またはキャッシュ・フローに悪影響を及ぼさないことを確実にすることはできない。

訴訟および仲裁に関する情報は、本セクションの「訴訟および仲裁」ならびに2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記17.3に記載されている。

訴訟および仲裁

本有価証券報告書の発行許可日現在、エンデサの会社に関与する主な訴訟および仲裁手続は、下記のとおりである。

- ・ カタルーニャにおける森林火災について、EDEに対する3つの注目すべき訴訟手続が係属中である。これらの訴訟は合計26.8百万ユーロを超える種々の損害賠償請求を支払う債務を生み出す可能性がある。カタルーニャ自治体政府(「Generalitat」)は、2007年7月23日にバルセロナで起きた停電に関して、EDEに対して提起された侵害訴訟の結果として10百万ユーロの罰金を科した。この罰金は、カタルーニャ高等裁判所(「Tribunal Superior de Justicia de Catalunya」)による判決において2012年9月3日に確定した。2012年11月16日に最高裁判所による司法審査の申立てが行われた。

・ 2008年5月8日、スペイン最高裁判所において、Iberdrola, S.A.により提起された2002年第825号事件の司法審査の申立てにおいて下された、2001年の競争移行費用(CTC)を規制する2002年10月29日付の命令を無効とするスペイン高等裁判所の判決を破棄する旨のエンデサS.A.の申立てについて決定が下された。最高裁判所は、高等裁判所の判決を破棄するためのエンデサS.A.の申立てを却下した。この判決の執行は、エンデサS.A.にとって重大な経済的影響をもたないと見込まれている。その理由は、とりわけ、当該判決において競争移行費用の見込額については言及されず、単にElectra de Viesgo, S.L.の売却からエンデサS.A.が得た帳簿キャピタル・ゲインの総額を考慮すると、競争移行費用に関連していくらかのキャピタル・ゲインがあると述べただけで、当該判決も最高裁判所の上訴判決もエンデサS.A.に対する潜在的な影響についての計算の基礎となる額を言明しなかったからである。

・ 2009年1月、Jose1, S.L.は建設計画が変更されたある建物の売却を取り消すため、EDEを提訴した。原告は85百万ユーロに利息を加えた金額の賠償を求めた。2011年5月9日、第一審裁判所は、支払われた対価についての付随的な賠償命令とともに、売買契約を取り消した。EDEは、売却価格に利息、費用および租税を加えた金額を払い戻すよう命じられた。2011年5月20日、EDEは、マヨルカ島の地方上訴裁判所(「Audiencia Provincial」)に訴えを提起し、2012年の判決により、かかる訴えは認められた。しかし、原告が最高裁判所による司法審査の申立てを行い、2014年6月13日の判決により、かかる訴えは認められ、2014年7月16日に通知された。当該判決が下された際、EDEは、当該判決の経済的影響の予備的評価を行うために、土地を評価する独立した第三者を雇った。しかし、計画の遂行を受けて、原資産の所有権が地方自治体に渡ったため、当該判決の影響の評価は依然として進行中である。EDEは、憲法裁判所への上訴に先立って、却下の申請を行い、それは2014年12月9日付で否定的に決議された。

2014年9月15日、Jose1, S.L.は、EDEに対して言い渡された最高裁判所の判決の執行を要請した。EDEは裁判所に対して、証書を取得するまでの間、一定金額の提供を要求する書面を提出した。そして、122百万ユーロが準備金として用意された。

所有地およびその市街地での状況の特定のために、契約終了の証書の内容協議が、Jose1, S.L.との間で始まっていたが、Jose1, S.L.は、判決の記載に基づいた発行の要請を繰り返した。当該判決により、2015年5月13日に裁判所は証書に署名するよう指示しており、証書準備のためJose1, S.L.に指名された公証人に案件は送られている。準備された議事録には、計画変更の結果、所有地が被った市街地の変転に関連してEDEにより作成された提案のいずれも含まれていない。これらはJose1, S.L.により上訴された。

利息の額に関する不一致は2015年7月8日に裁判所で判決されるが、このような状況下において、実施の遅延はEDEによるものではないと主張するため、EDEは、Jose1, S.L.への資金の放出を促す証書の署名に進んだ。

以前、EDEは、他の執行手続がない中で、法的行為を留保しつつ、自発的提供についてのEDEの意向を表明する旨の書面を裁判所に提出した。当社の請求を却下した2015年5月14日付の命令により決定された訴訟手続において当該証書の内容およびEDEが提起した事項に関する裁判所の決定を要求した。また、当社は、土地資源の市街地分類に関連してJose1, S.L.により提起されたすべての案件(合計18の係争中および25の係争中の行政手続)に対する援助を要求し、それは、手続を継続させる利益がないことが記載された書面がJose1, S.L.により送付された後に行われた。いくつかの案件では、手続の継続を正当化するため、当社は契約終了の証書を求められたが、その証書がかけたため、複数の訴訟手続が提起された(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記7.1を参照のこと。)

・ 2009年4月2日の決定により、「Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia」(「CNMC」)は、配電会社であるCéntrica Energía, S.L.による供給地の情報システム(「SIPS」)へのアクセスをEDEが条件付け、これによりEDEがその支配的な地位を濫用し、またEDEがその法人顧客情報をその企業グループ内の配電会社であるENDESA Energía, S.A.U.に公開したとして、独占禁止法(「Ley de Defensa de la Competencia」)第6条およびEC条約第82条違反により合計15百万ユーロの罰金をEDEに科した。2011年5月26日、スペイン高等裁判所は「CNMC」の決定を支持する判決を下した。2011年6月17日、同判決に対する上訴が最高裁判所になされた。2014年12月2日、最高裁判所はEDEが行った上訴を棄却した。

・ 2010年1月20日、Céntrica Energía, S.L.は、2009年4月の「CNMC」の決定に関してEDEを訴えた。当該申立てにおいてCéntrica Energía, S.L.は、2006年10月9日に同社が多数のアクセスを要求したときに情報にアクセスしていれば得られたであろうと同社が考える価値について述べた。請求金額は5百万ユーロである。2011年1月20日、バルセロナ商事裁判所第2法廷は、Céntrica Energía, S.L.に3百万ユーロの減額された損害賠償金を認めた。EDEは、当該判決について上訴した。バルセロナ地方高等裁判所は2012年5月3日にかかる上訴を棄却した。かかる判決は上訴されたが、2014年6月4日の最高裁判所の判決により棄却され、2014年7月18日に通知された。

・ 2009年5月11日、産業・エネルギー・観光省は、2007年12月の放射性粒子の放出に関し、Ascó I原子力発電所の運営者責任であるENDESA Generación, S.A.U.に対して、1964年4月29日付1964年原子力発電法(1964年法律第25号)への4つの重大な違反を犯したとして、合計15百万ユーロとなる4つの注目すべき罰金を科す命令を出した。司法審査の申し立てがスペイン高等裁判所に対してなされた。さらに、エネルギー政策および鉱山局長は、同一の事故に関連する軽微な違反に対して、合計90,000ユーロとなる2つの罰金を科した。これらの罰金について行政上の不服が申し立てられ、その後司法審査を受けた。2009年12月1日、ENDESA Generación, S.A.U.による申立てを認め、スペイン高等裁判所は審理の対象となっている決定の執行を猶予した。ENDESA Generación, S.A.U.は罰金の金額に相当する15百万ユーロの銀行保証を裁判所に払い込んだ。申立てにおける主要な問題は、係属中である。2010年9月14日以来、裁判所は、結論への到達および判決へ至る過程にある。2011年4月6日、スペイン高等裁判所は、ガンデーザ裁判所において同刑事訴訟2011年第111号事件に関する決定が保留のままである限り、申立手続は停止するとした。かかる手続は、ガンデーザ裁判所において依然として進行中である。2014年9月、高等裁判所は、刑事訴訟の状況についてガンデーザ裁判所の情報を要求し、ガンデーザ裁判所は依然として予備手続が進行中である旨を回答した。したがって、係争に関する行政手続は、依然として停止している。2015年1月の間、ガンデーザ裁判所は目撃者、専門家より証言を取り、刑事訴訟手続は進行中である。よって、係争中の行政手続は、依然として停止している。

・ 2009年6月24日、「CNMC」の調査部は、2007年7月3日付2007年独占禁止法第15号第1条および欧州連合の機能に関する条約第101条違反を理由に、エンデサS.A.を含む配電会社数社に対する訴訟を提起した。かかる違反について、競争当局によると、スペインの電力供給市場における競争力を妨害、制限または歪曲するよう取り決められていたおそれのある談合の実施を報告している。「CNMC」により始められた侵害訴訟は、利用者が供給者を変更できる手続を遅くするため配電会社の間で不法な取り決めがなされていたかどうか確かめることに向けられていた。訴訟手続は、後に、当事者(電力会社連合(「Asociación Española de Industria Eléctrica - UNESA」)を含む。)および嫌疑(大口顧客を引きつける潜在的な談合を含む。)の点で範囲が広げられた。2011年5月13日付「CNMC」の役員会の決定により、エンデサS.A.は27百万ユーロの罰金を科された。スペイン高等裁判所に司法審査の申立てがなされたが、同高等裁判所は仮処分に対するエンデサS.A.の申立てを認めて、2011年9月15日付命令により罰金の執行が猶予された。2013年12月、一事不再理の原則に従って作成された抗弁を踏まえて、高等裁判所は、係属中の供給地の情報システム(SIPS)に関する事件(上訴229/2009)についての最高裁判所の判決を保留する手続を停止した。最高裁判所は、2014年12月2日に供給地の情報システムに関してエンデサにより行われた上訴(上訴229/2009)を棄却する判決を下した。最高裁判所はまた、2014年12月10日に、UNESA電力会社連合の調査命令を却下し、結果として当該違反を立証するために利用された検査過程に収集したすべての証拠を却下する判決を下した。エンデサは、高等裁判所に対して、上訴された罰金に関する判決を却下するよう申し立てた。2015年3月25日、国家裁判所は、エンデサS.A.が申し立てた係争に関する行政手続を判断することにより判決を下し、争われていた決議を法との不一致により無効にし、26.6百万ユーロに達するエンデサS.A.に課された罰金を無効にすることに同意した。国の代理人は上訴する意思はない旨の書面を提出し、エンデサS.A.に課された罰金を無効にする判決は確固たるものになった。

・ 2009年6月24日、ENDESA Generación, S.A.U.は、Corporación Acciona Hidráulica, S.L.に50百万ユーロでLafortunada-Cinqueta水力発電の営業権を売却した。その際、営業権の当初の期限は失効していたが、現在の農業食糧環境省による延長を許可する約束があった。2013年5月16日、ENDESA Generación, S.A.U.は、水局長より営業権の失効を宣言する手続を命令する決議について通知を受けた。2013年6月14日、産業・エネルギー・観光省に対して、当該営業権は2061年に失効する他の水力発電事業営業権(Cinca水力発電営業権)と共同で運営されなければならないことを説明する技術報告書とともに、異議が申し立てられた。延長を正式なものとする、または新しい営業権を付与する契約上の期限が到来したため、Corporación Acciona Hidráulica, S.L.は、ENDESA Generación, S.A.U.に対して契約解除の権利を行使する旨の正式な通知を送付し、支払われた対価の返還に必要な書類に署名することを誓約し、したがって、支払われた価格および利息から当該期間中に得た営業利益を差し引いた金額の返済を求めた。2014年12月9日、ENDESA Generación, S.A.U.およびCorporación Acciona Hidráulica, S.L.は、Lafortunada-Cinqueta水力発電の営業権の売却を解除する証書に署名した。これにより、エンデサは37百万ユーロ(2014年9月30日に合意した計算式を適用することにより決定された額)をCorporación Acciona Hidráulica, S.L.に返済し、Corporación Acciona Hidráulica, S.L.は、財務上の理由により2014年10月1日より効力を有する形で、エンデサに発電所の所有権を返還した。

・ 2010年5月、「CNMC」は、スペインの電力事業者連盟(FENIE)に提起された申立てに対応して、独占禁止法に違反した可能性があるとしてEDEおよびその他の電力設備会社に対して訴訟手続を開始した。EDEに対して別の訴訟手続が2011年11月に類似の理由でマヨルカ島の地理的領域に関して提起された。2012年2月22日、「CNMC」は23百万ユーロの罰金をEDEに科す決定を通知した。供給参加者に申し込みの技術的および経済的な条件を知らせる一方で自由施設への公開買付を行ったことにより、電力施設市場における不法な行為をしたことが理由である。2012年4月26日、「CNMC」はマヨルカ島に関する訴訟について1百万ユーロの罰金を科した。EDEは、スペイン高等裁判所に両方の訴訟について上訴し、それぞれ2012年5月21日および2012年7月3日に下された判決において罰金の支払が差し止められた。2013年12月23日、高等裁判所は、マヨルカ島訴訟(「ASINEM」)に関する上訴を一部支持し、罰金を減らすよう「CNMC」に命じる判決を下した。当局はかかる判決について上訴した。最高裁判所は2015年2月27日付で判決を下した。その判決内容は、上訴を一部のみ受理するとともに、最高裁判所としては、「法に基づかない算出方法により」罰金が設定されたため、罰金の額に関連した制裁決定の無効を確認するというものだった。したがって、最高裁判所はCNMCに競争保護に関する2007年法律第15号の第63条および第64条についてなされた解釈に従い、罰金を再度算出するよう命じた。2013年12月2日に通知された判決は、全国電力事業者連盟(FENIE)の関与する手続についての23百万ユーロの罰金に関する係争に関する行政上訴を棄却した。当該判決に対する司法審査の申立てが最高裁判所に対してなされた。最高裁判所はかかる申立てを受け入れ、当該訴訟の判決は保留されている。

・ 2010年7月1日、EDEはその送電網(主に本土外システム)をREEに売却することを法的に強制された。価格は1,412百万ユーロであったが、契約には2013年12月31日よりも前の場合の価格調整が盛り込まれており、「CNMC」はより低額な対価をもたらす支払いを実施した。REEは、(2013年12月28日付の官報で公表された)命令ITC/2443/2013が契約で想定されている金額よりも低かった島送電について確定的な対価を設定し、したがって、調整を保証することを考慮に入れて、2014年7月21日に、民事および商事仲裁裁判所(「Corte Civil y Mercantil de Arbitraje(CIMA)」)にEDEに対する仲裁の申立てを行った。2015年1月29日に仲裁裁判が設定されてから、REEは、94百万ユーロを請求して訴訟を進めた。EDEは、かかる手続においてREEの請求に反対し、利益を守るべく、2015年3月16日現在、要求に応答した。

・ 2010年11月4日、「CNMC」は、独占禁止法第3条違反を理由として、つまり2009年4月3日付2009年国王布告第485号のもとで要求される以外のLRTを利用する権利がない顧客に申し出たとして、配電会社ENDESA Energía XXI, S.L.U.に対して侵害訴訟を開始した。2012年6月12日、CNCは、独占禁止法第3条違反を理由として、5百万ユーロの罰金をENDESA Energía XXI, S.L.U.に科す決議を発表した。2012年7月、ENDESA Energía XXI, S.L.U.は当該決議に対してスペイン高等裁判所に上訴を行い、当該罰金の一時的な停止を求め、実際に停止された。かかる上訴は、2013年11月21日に通知された高等裁判所による判決において棄却された。当該判決に対する司法審査の申立てが最高裁判所になされている。かかる訴訟の決定は保留されている。

・ 2011年5月27日付2011年法律第12号の第三附則の原子力発電所の操業の適応義務の遵守に関して、ENDESA Generación, S.A.U.は規定された期間内に適切な適応計画を提出した。しかし、エネルギー政策および鉱山局は、発電所の許可証保有者全員の合意を必要とする要件を満たしていないと判断した。ENDESA Generación, S.A.U.は控訴し、2012年6月13日に産業・エネルギー・観光省次官による控訴棄却の決議に関する通知を受け、かかる通知もまたマドリッド地方高等裁判所において訴訟を通して争われた。産業・エネルギー・観光省は、侵害訴訟を2012年6月27日および2012年9月24日に開始し、ENDESA Generación, S.A.U.が持分を有する発電所それぞれについて0.9百万ユーロの罰金を科す決定が命じられた。2013年7月13日の判決において、高等裁判所は、ENDESA Generación, S.A.U.により要請された猶予を与え、上訴の進行中は異議申立てがなされている決定の執行を猶予していた。ENDESA Generación S.A.U.は、3.6百万ユーロの罰金について銀行保証を裁判所に払い込んだ。2014年6月25日にENDESA Generación, S.A.U.に不利な判決が下され、2014年に上訴された。

・ 2013年5月23日、エネルギー政策および鉱山局長は、発電所からの未使用放射エネルギーの管理における追跡可能性の喪失、1964年4月29日付の原子力に関する1964年法律第25号第86条b)3号の重大な違反、放射性廃棄物および使用済燃料管理計画(スペイン語でPGRR)の「発電所管理アプローチ」に関する3.1.2項の違反、ならびに放射エネルギーに関する放射能安全マニュアル(MPR)の10.5項の違反に関して、関連情報を紛失したとされる失敗を原因として、Ascó IおよびAscó II原子力発電所の運営業者としてのENDESA Generación, S.A.U.およびIberdrola Generación, S.A.U.に対する侵害訴訟を開始することに合意した。これは、原子力発電所が関与するため、1964年4月29日付の原子力に関する1964年法律第25号第89.1条に従って、重大と評される違反は、最低程度で300,001ユーロおよび最高で9百万ユーロの間の罰金となりうる。2013年6月10日、ENDESA Generación, S.A.U.は、放射エネルギーの追跡可能性が回復したため本件は免訴されるよう要求し、あるいは却下された場合には、放射エネルギーの追跡可能性が回復したと認定された時点で1964年4月29日付の原子力に関する1964年法律第25号(「LEN」)第86条c)3号に従って違反のカテゴリーを軽微に下げよう要求する抗弁を提出した。この場合、罰金は最低程度で15,000ユーロから最高で300,000ユーロの範囲となる。2013年10月17日、侵害訴訟の開始の原因となった特定の出来事の一部を支持し、ENDESA Generación, S.A.U.およびIberdrola Generación, S.A.U.の行為のカテゴリーを最低程度の重大として1百万ユーロの罰金を科す判決案を受けた。これは、2009年9月13日付のスペイン原子力安全委員会(「CSN」)による報告書に基づいていた。当該案は2013年10月30日に書面により上訴された。2014年1月29日付の産業・エネルギー・観光省による決定は、ENDESA Generación, S.A.U.およびIberdrola Generación S.A.U.に対して、放射エネルギーの管理における追跡可能性の喪失について、1百万ユーロの罰金を連帯して科した。ENDESA Generación, S.A.U.は、その関与に対する金額の罰金1百万ユーロの支払いを行った。かかる決定は2014年4月4日に高等裁判所に上訴された(係争に関する行政上訴130/2014号)。2015年3月27日に出された命令により、上訴は終結されると宣言された。訴訟は現在、投票および判決の日を待っている。

- ・ エストレマドゥーラの環境税に関連して、エストレマドゥーラ自治体における環境に影響を与える施設に係る税に関するエストレマドゥーラ政府の2005年法律第8号に基づいて、2006年から2014年までについて請求されている支払いに対して申立てが行われた。かかる申立ては、これは違憲であり、税に必要な重要な要件の一つが欠けていると主張する。これらの欠陥の第一点目に関して、2015年2月16日、憲法裁判所は、Gas Natural Fenosaにより申し立てられた類似の件において、税の違憲性を宣言した。2006年の清算は、2015年6月10日に向けた最高裁判所の判決において保留されている。2009年関連の判決は、エストレマドゥーラの最高裁判所において未だ保留中である。同裁判所は、最近IberdrolaおよびGas Natural(同裁判所に2つの訴訟も起こした。)の利益に有利な決定をしたが、「Junta de Extremadura」が最高裁判所に判決を上訴する可能性がある。

- ・ 2013年、Algeciras (Cádiz)の第一審裁判所第4法廷は、Obras y Construcciones Alcalá Sur, S.L.がEDEに対して提起した、両社の間で2006年1月16日に締結された契約の違反に関する損害61百万ユーロの補償についてObras y Construcciones Alcalá Sur, S.L.に対する支払いを求める訴訟手続を受理した。具体的には、当該訴訟は、原告が所有する450超の住宅ユニットへの電力供給のための変電所の建設をEDEが怠ったことに関するもので、完了している開発についての占有許可を取得することを妨げた。EDEは、EDEの行為または不作為と、変電所を建てるために利用可能な土地の不足または変電所の建設の遅延および住宅の占有許可の取得の遅延には契約上の違反および因果関係はないため、かかる申立てには全く根拠がないと考えている。EDEは、2014年2月26日に申立てに異議を申し立てた。裁判所により予備手続が設定され、2015年6月22日に審理が行われる。

- ・ 2014年1月22日、Ebro Hydrographic Federation(「CHE」)の社長は、ENDESA Generación, S.A.U.に対して、2012年1月1日から効力を有するものとして、Noguera Ribagorzana流域の水力発電所ならびにEbro川沿いのMequinenzaおよびRibarroja発電所において生産された電力の25%を供給することを要求し、性質上義務を強制することが不可能であることにより、2012年1月1日から2013年9月30日までの期間に相当する補償として28百万ユーロの支払いを承認する決議を発した。2014年6月6日、「CHE」は2013年10月1日から2013年12月17日までの期間について代替となる補償として2百万ユーロの追加支払いを要求した。「CHE」の決議は、国立産業研究所にRibagorzana保護区を付与する1946年布告第10条に基づいており、後にEmpresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana S.A.にEscatrónおよびFlix発電所の間のEbroの中央部分の保護区を付与する布告により補われた。ENDESA Generación, S.A.U.は、131/2014-Bおよび311/2014-Bの通常手続により、アラゴン地方控訴裁判所第2法廷に司法審査の申立てを行った。

・ 2014年4月15日および16日に、すべて2014年4月10日付のエネルギー政策および鉱山総局の4つの決議の通知が受領された。かかる決議により、1964年4月29日付原子力発電法(1964年法律第25号)の単一暫定規定に継続的に違反しているとして、Almaraz I および Almaraz II、Ascó I および Ascó II ならびに Vandellós 原子力発電所の所有者または共同所有者としての ENDESA Generación, S.A.U. に対して、侵害訴訟が提起された。特に、提出された適応計画は、1964年4月29日付原子力発電法(1964年法律第25号)の単一暫定規定において言及される「適切な適応計画」ではなく、当該規定において定められる期間内に提出されなかったと考えられた。2014年7月10日、決議案は、各手続について3百万ユーロの重大な違反に関する罰金をもたらした。2014年7月25日に抗弁が提出された。産業・エネルギー・観光省は、2014年9月26日に、Almaraz I および II、Ascó I および II ならびに Vandellós 原子力発電所の所有者または共同所有者としての ENDESA Generación, S.A.U. に対する侵害訴訟に関する判決を下す4つの命令を発し、4つの3百万ユーロの罰金が科された。2014年11月に ENDESA Generación, S.A.U. は高等裁判所に上訴し、2014年12月29日に訴訟手続として受理され、保証の手段として停止が申し立てられた。当該上訴の受理を待っている状態である。2015年3月17日、同裁判所は命令を出し、そこでは、8.8百万ユーロの額をカバーする担保または保証の提供に関する最大2か月間の停止を条件とする差止命令を採用することが合意された。この保証は、2015年6月1日である所定の満了日まで提示される。

・ 2014年7月17日、「CNMC」の規制の解釈によると基準に従って請求されるべきであるネットワーク拡張について、非規制価格を請求するネットワーク拡張設定の実施に関する支払いの不正な受領を伴って、支配的な地位を乱用したとして、EDEに1百万ユーロの罰金を科すことを提案する「CNMC」の競争審議会が発した決議が受領された。これに反して、EDEは、かかる過程において提示した多数の判断に従って適正に産業規制を適用したと考えている。EDEは、当該判決について、法律に反しているとして高等裁判所に上訴し、罰金の一時的な停止を求めた。高等裁判所は、罰金を一時的に停止し、かかる手続は高等裁判所において依然として進行中である。

・ 2003年9月18日に既契約におけるフェーズとニュートラル間の、低電圧における通常の名目電圧を220ボルトから230ボルトへ変更することによる、契約上の電力の、EDEによる一方的な変更後の、「Junta de Andalucía」の経済・革新・科学・雇用省の産業・エネルギー・鉱山総局による2014年12月18日のEDEに対する情報手続の終了に引き続き、電力変更およびそれに伴う請求における適法性の遵守または違反に関して決議するため、2000年から2012年にアンダルシアでEDEによって実施された低電圧供給の請求に関する、RD 1955/2000の第98条の規定による、請求決議または争議の管理手続の開始に向け、同総局が、主導する形で2014年12月29日付の取り組みが進められた。最初の主張の後、一方的な変更、および、顧客グループに標準化した電圧を、適切な名目供給電圧なく、供給する配電ネットワーク内に不適当に提供した結果として受領した合計額の決定通知から6か月以内の返却を、他の義務の中でも、EDEに課すことにより、不一致ケースが決議された。エンデサは、返却は10百万ユーロに達する可能性があるとして予測している。去る2015年4月16日、その決定は上訴において異議が申し立てられ、EDEは決定執行の停止、または、命じられた額の返済期限の延長を要求した。現在まで、上訴または要求された保護手段の決定はされていない。

2014年および2013年における訴訟に関する支払いは、それぞれ合計91百万ユーロ(57百万ユーロを継続事業が占め、34百万ユーロを非継続事業が占めた。)および78百万ユーロ(43百万ユーロを継続事業が占め、35百万ユーロを非継続事業が占めた。)となった。

当社の取締役は、訴訟、仲裁およびその他本有価証券報告書において言及されている事項に関するリスクは、連結財務書類において認識されている引当金によって適切にカバーされると思料しており、これらの問題により、すでに備えられている負債以外の負債が生じることは見込んでいない。

これらの引当金によってカバーされるリスクの性質に照らせば、支払日が生じるか否かおよびいつ生じるかの合理的タイムテーブルを判断することは不可能である。

5 【経営上の重要な契約等】

上記「1 業績等の概要」および「2 生産、受注及び販売の状況」を参照のこと。

6 【研究開発活動】

研究、開発および革新活動(R&D+i)

研究、開発および革新活動(R&D+i)の背景および目標

エネルギー産業は、政府および顧客の環境意識への高まりにより将来さらに激化するだろう、重要な変化の中にある。当社は、排出を削減するおよび効率を高めるための目標が必要であり、それらを達成するために当社側でさらなる努力が必要であると認識している。

欧州委員会によると、欧州理事会により2020年に向けた20-20-20目標に関して2007年3月に定められた目標を達成するためには、ヨーロッパにおける需要の電化が2020年に22%まで増加しなければならず、また、温室効果ガスを2050年に90%削減することを目指しているエネルギーロードマップ2050に定められた目標を達成するためには、当該電化が2050年に39%を超えていなければならない。

前述により、大規模な工場で生み出され、大規模で一方行なインフラを通じて配電されたエネルギーを顧客が消費している、現在の集中した、一方行のエネルギーモデルから、顧客自身がエネルギーを生み出し、多方向型インフラを通じて他の参加者と交換できる、より分散化した多方向モデルへの移行が促進される。

この関連において、エンデサの研究、開発および革新活動の目標は、新しい技術および新しいビジネスモデルの開発、試験ならびに適用により、エネルギー需要の効率的な電化に基づいた、新しい、より持続可能なエネルギーモデルを作ることである。

2014年のR&D+iへの直接投資の金額は、35百万ユーロに達し、ポートフォリオ内の249のプロジェクト間で分配された。

2014年および2013年のエンデサによるR&D+i活動への直接投資は以下のとおりである。

R&D+iに係る直接投資			
	2014年 (百万ユーロ)	2013年 (百万ユーロ)	
スペインおよびポルトガル事業	18	23	
ラテンアメリカ事業(1)	17	17	
合 計	35	40	
提出された社内技術的ソリューションの特許権 (1)(2)	4	4	

(1) ラテンアメリカ事業の売却以前のラテンアメリカ事業に関する2014年の財務情報に基づいている。

(2) この保護には特許が含まれるが、そのうち実用新案と見なされた3つは除外される。

エンデサの研究、開発および革新活動はENELグループのその他関係者と協調して行われている。

エンデサは、共有する利害関係の範囲および両方が事業を営む市場において、共同研究活動を、関連技術を研究しているプログラムから構成される「Ricerca Strategica」プログラムを通じて定義した。

活動の主な範囲

エンデサの研究、開発および革新活動は、すべての事業範囲に及ぶ。以下に活動範囲、将来への指令および最も関連がある現在進行中のプロジェクトの一部が詳細に記載されている。

発電

- ・ 宣言：稼働を最適化するため、汚染物質を減らす、効率を上げる、および従来の工場における柔軟性を改善する。
- ・ 活動の主な範囲は以下のとおりである。

排出の削減

- ・ 「Bionatur」：乾式法を使用した、強脱硫および汚染物質除去のシステムを試験する。
- ・ 「Enermulsion」：一定の電力消費により、窒素酸化物(NOx)を最大25%削減することが可能な技術を搭載したエンジン機能を評価する。
- ・ 排出を管理する高度なソリューション：大気へのガスおよび粒子の排出を削減するために、高度なソリューションを開発する。
- ・ 環境モデリングおよび排出源の配分：様々な排出源の寄与率をはかり、それらを削減するツールおよびモデルを実行する。
- ・ 「ReCaL」および「CaO₂」プロジェクト：La Peredaの1.7メガワットサーマルの試験的工場における実験とともに、炭化焼成サイクルを使用し、二酸化炭素を回収するプロセスを最適化する。
- ・ 「Cokefeed」：燃料に関する柔軟性を高めるための戦略を調査し、代替燃料としての石油コークスの消費を通じ、接線ボイラーを含む火力発電グループを環境面で改善する。
- ・ 「Oncord」：異なる燃料使用のため、ボイラーの管状材料および高温部品について耐用年数の起こりうる評価下落および経年による減少を見積もる。

発電所の効率および柔軟性を高める。

- ・ 代替内燃エンジン(「MACI」)：蒸気タービンを連結することによるディーゼルエンジンの排出ガスからの熱回収。

配電のためのスマート・グリッド

- ・ 宣言：配電グリッドにおけるコミュニケーション技術の使用に関する牽引者であること。
- ・ 活動の主な範囲は以下のとおりである。
 - ・ マラガ「スマート・シティー」：ヨーロッパの都市における最大の環境効率活動の一つである。その目標は、エネルギー効率を高め、二酸化炭素排出を削減し、再生可能エネルギーの消費を増加させることである。様々な制御関連の最先端技術およびコミュニケーション技術－遠隔グリッド起動、分散型発電およびエネルギー貯蔵、e-mobility再充電インフラならびに末端消費者(5つの中電圧線の38キロメートルの区域内の12,000の家庭、300の産業および900のサービスセクターの顧客)の積極的な関与を伴う、ビル、企業および家庭におけるエネルギー効率の草分け的な解決策。72のスイッチステーションが開発され、展開された。この経験は、この新しいモデルの、都市のエネルギー管理における実行可能性を示している。
 - ・ スマート管理システム：電気自動車などの新しい技術を管理するために必要な機能性を追加する。「スマート・グリッド・サービス・センター」(SGSC)は、スマート電力グリッドが将来どのようなものとなるのか、すなわち、エネルギーを効率良く、持続可能に、有益に、および安全に配分するべく、すべての参加者、生産者および消費者の行動を統合することができるグリッドの最初の例として設立された。
 - ・ 制御を強化および電力伝送能力を増加させるアプリケーションから生じる技術ならびにエンデサが最近ヨーロッパの「Ecoflow」プロジェクトで試験した、大容量の導体および高温の超伝導性などの新しい技術の評価および試験。
 - ・ グリッド計画および運用の改善：マイクロ発電および電気自動車の導入、弱いグリッドにおける供給の規制および改善のための貯蔵を伴う発電ならびに無人機使用に基づく運用を支援する新しい技術の効果を最適化する。
 - ・ スマート・グリッドのサイバーセキュリティ：高レベルの自動化およびコミュニケーションを伴う電力施設の安全性における新たな要件および管理を評価する。

エネルギー貯蔵

- ・ 宣言：大規模および小規模での本分野の最新技術を試験する、成果を定義する、改善の範囲を特定する、ならびに運用プロセスを定義する。
- ・ 活動の主な範囲は以下のとおりである。
 - ・ 大規模エネルギー貯蔵
 - ・ 「Store」プロジェクト：カナリア諸島の、異なるエネルギー貯蔵技術を持つ3つの工場の試験。
 - ・ 「エル・イエロ」プロジェクト：ポンプ付きの風力・水力混合発電所の開発。
 - ・ 小規模エネルギー貯蔵
 - ・ 電気自動車の電池の再利用。
 - ・ 弱いグリッドおよび低電圧ネットワークの安定への貯蔵の影響。
 - ・ 顧客への貯蔵の影響。

電気自動車

- ・ 宣言：エンデサは広い意味でe-mobility技術の開発に堅固に取り組んでおり、e-mobility産業において自らが牽引者を担うため、ならびに貯蔵されたエネルギーの使用を可能にし、および実際の環境でe-mobilityを促進することを目指す大規模な例である、再充電システムを現実に試験し、開発するため、この分野で積極的な役割を果たしている。
- ・ 活動の主な範囲は以下のとおりである。
 - ・ スペインの従来型再充電システム：過去3年間で、エンデサは家庭および機関の顧客が利用可能な、合計853の従来型再充電ポイントを作った。
 - ・ 伝導性高速充電
 - ・ 「Fasto - Fast Together」(再充電ポイント)：現在マーケティング段階である、高速で多基準の充電機械のカatalogを開発および作成する。
 - ・ 「Crave」(電気自動車の高速電池充電)：電気自動車の高速再充電のシステムを支援する。
 - ・ Surtidor：貯蓄のある伝導性高速充電機械。
 - ・ 誘電充電
 - ・ Victoria：バスの動的誘電充電に関するスペインの技術を開発する。
 - ・ Unplugged(誘電充電)：高速充電の柔軟な誘電設備を開発する国際的な事業共同体。
 - ・ 電気自動車に貯蓄されているエネルギーの活用
 - ・ 「グリッド対応車両 - V2G」：車両に充電するおよび車両が放電することを可能にするシステムを開発する。
 - ・ 大規模な例
 - ・ 「Zem2all - 排出ゼロ車両普及」：日本政府とともにマラガで開発された。23個の高速充電器が整備された。6個のグリッド対応車両 - V2G充電器、1つの統制および情報センターならびにマシン・ツー・マシン技術に関連した電気自動車最大200台。
 - ・ 「Green eMotion」：特定のデモンストレーション地域を作ることを目指した、ヨーロッパにおける参考例である。これにより以下が可能になった。
 - (i) 連結、高速および「グリッド対応車両 - V2G」という3つの種類の再充電ポイントを含む、バルセロナで運営が開始される駐車場。
 - (ii) 駐車場および使用済電池に基づく蓄電を利用した高速充電ソリューションへの需要に対応するため、マラガで整備されるインフラ。
 - (iii) イタリア、ドイツおよびスペインの再充電システム間の相互運用性。

新しい製品およびサービス

- ・ 宣言：コミュニケーション技術利用、電力使用の中での発電、貯蔵、空調および照明に関連した、新しいエネルギー効率のサービスを開発および試験する。
- ・ 活動の主な範囲は以下のとおりである。
 - ・ 「電気都市」：都市環境で完全電化コンセプトを立ち上げるため、新しい技術を特定および実証する。
 - ・ 「新しい電力使用の開発」：新しいエネルギー使用に関連する、新しい製品およびサービスを開発する。
 - ・ 「ENELエネルギーをすべてに」：アクセスが困難な地域および発展途上国へエネルギーを供給するための新しい技術。

労働安全

- ・ 宣言：「事故ゼロ」の目標達成を可能にする技術を開発および試験する。
- ・ 活動の主な範囲は以下のとおりである。
 - ・ はしご落下防止システム
 - ・ 「事故ゼロプログラム」：電力インフラの建設、運用および保守作業の安全性を高めるため、高度な包括的システムを開発および実証する。

革新モデル

2006年、エンデサは子会社で行われている開発活動を調和させ推進するため、企業技術革新部を創設した。

エンデサはオープンな革新モデルを有しており、このモデルでUNE166200認証を取得した最初の電力会社であった。

エンデサの研究開発活動は、ENELグループの研究センターおよび最も優れた研究センター、大学、供給者ならびに新興の国内および海外の企業の双方を利用して、ENELグループの他の企業の緊密な協力のもと実行される。

以下は、エンデサの革新モデルの要約である。

- ・ 技術的な課題の認識：事業間における傾向分析後の緊密な協力。
- ・ アイディアの創造：課題に対する解決策を示すために以下の2つのレベルで行われる。
 - 社内のアイディア：
 - ・ エンデサの全従業員の知識の蓄積を利用するためのクラウドソーシング・プラットフォーム「Eidos Market」
 - ・ 通常の業務とその分野での革新の促進を結びつける開発管理者の社内ネットワーク
 - 社外のアイディア：以下のものに対しチャンネルが開かれている。
 - ・ 企業家
 - ・ ENEL Lab：2012年、ENELグループは第1回ENEL Labコンテストを開催し、これによりクリーン・テクノロジーの分野でプロジェクトを進めるスペインおよびイタリアの企業家に15百万ユーロが割り当てられた。

- ・ Incense：エンデサはENELおよびその他ヨーロッパのパートナー2社とともに、エネルギー効率に着目した通信技術産業のスタートアップへ融資するヨーロッパの入札を勝ち抜いた。
 - 大学および研究センター：エンデサは、14の大学および10の最も権威のある研究センターとの共同研究契約により、学術界と有効な関係性を有している。
 - 任意団体およびワーキング・グループ：エンデサは様々な技術プラットフォームおよび様々な行政により設立されたワーキング・グループと共同研究している。
 - 供給者：エンデサは新しい技術的な解決策を取り入れ発展させるために、積極的に供給者と協力している。
 - その他の産業：エンデサはその他の産業の革新フォーラムに参加している。
- ・ プロジェクトの始動：エンデサの専門家により(イニシアチブによる価値の創造に基づいた一般的な手法に従って)評価され、評価がプラスである場合、当該アイデアは構造化した管理および監視過程に関わるプロジェクトとして具体化される。
 - ・ 価値の独占：プロジェクトが完了し、成功した場合、エンデサに価値を生み出すため生産に移行する。さらに、エンデサは著作権の保護に関する慎重な政策を取っている。

特許および免許

エンデサはスペインおよび/または欧州連合および/またはその他非欧州国家で登録されている様々な特許を有している。適切な場合には、特定の特許がその使用許可とともにENELグループの企業へ譲渡され、第三者へサブライセンスされることがある。

ENELグループは、著作権が登録されている様々な国家における業界規則に従って排他的権利を登録することによってか、適用ある業界規則に従って必要な時に監督当局へ異議を申し立てることによってかを問わず、著作権の保護に関し責任を負う。事業の過程で、ENELグループは契約上の関係性に基づいてアクセス可能なENELグループおよび第三者の機密知識および技術的または商業的な情報を共有する目的で、秘密保持契約を締結する。

2014年12月31日時点において、エンデサはスペインで23の特許を有している。

7 【財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

上記「第3 事業の状況 1 業績等の概要」を参照のこと。

第4 【設備の状況】

1 【設備投資等の概要】

「第3 事業の状況」を参照のこと。

2 【主要な設備の状況】

「第3 事業の状況」を参照のこと。

3 【設備の新設、除却等の計画】

「第3 事業の状況」を参照のこと。

第5 【提出会社の状況】

1 【株式等の状況】

(1) 【株式の総数等】

① 【株式の総数】

(2014年12月31日現在)

授 権 株 数	発 行 済 株 式 総 数	未 発 行 株 式 数
1,058,752,117株	1,058,752,117株	0株

2014年12月31日において、エンデサS.A.の株式資本は1,270,502,540.40ユーロに達し、1株当たり1.2ユーロの価値を有する完全引受済および払込済株式1,058,752,117株によって表される。当該株式すべてがマドリッド、ビルバオ、バルセロナおよびバレンシアのスペイン証券取引所に上場している。2014年および2013年において変動はなかった。

② 【発行済株式】

(2014年12月31日現在)

発行済株式	記名・無記名の別及び 額面・無額面の別	種 類	発 行 数	上場金融商品取引所名 又は登録認可金融商品取引業協会名	内 容
	額面株式 (額面1.20ユーロ)	普通株式	1,058,752,117株	本株式はマドリッド、ビルバオ、バルセロナおよびバレンシアの証券取引所に上場されており、スペインの証券取引所の自動相場システムにおいてその相場が表示されている。(1)	該当なし
	*本株式の株券は発行されず、ブックエントリーにより表章される。				
	計	-	1,058,752,117株	-	-

(1) 2014年12月15日のエンデサS.A.の取締役会議は、チリ証券取引所におけるエンデサS.A.株式の上場を廃止することを決定し、したがって、2014年12月24日にチリのサンチアゴ外国証券取引所におけるエンデサS.A.株式の取引は停止された。

(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】

該当事項なし

2014年および2013年12月31日時点において、いかなる発行も当社の株式に転換することはできず、また、保有者に対して、一定の場合に株式への転換を可能にする特権または権利を与えていない。

(3) 【発行済株式総数及び資本金の推移】

年月日	発行済株式総数		資本金		摘 要
	増減額	残高	増減額	残高	
1988年3月24日	-	1,040,022,396株	26,000,559,900 ペセタの増資 (20,144,316,089円)	208,004,479,200 ペセタ (161,154,528,708円)	700ペセタから 800ペセタへの 額面金額の引上 げによる。
1998年6月30日	85,214,773株減	954,807,623株	17,042,954,600 ペセタの減資 (13,204,279,672円)	190,961,524,600 ペセタ (147,950,249,036円)	85,214,773株の 償還
1999年7月16日	103,944,494株増	1,058,752,117株	20,788,898,800 ペセタの増資 (16,106,505,020円)	211,750,423,400 ペセタ (164,056,754,057円)(1)	103,944,494 株 の増加

(1) ユーロによる株式資本の再表示のため、2,143,135.32ユーロ(276,271,574円)の減少があった。現在の株式資本は、1,270,502,540.40ユーロ(163,780,482,483円)である。

(4) 【所有者別状況】

下記の詳述はエンデサの株式資本に対する大量保有を直接的にまたは間接的に示している。

(2014年12月31日現在)

株主の名称	株主の住所	直接保有議決権	間接保有議決権	議決権総数に 占める割合 (%)
ENEL (1)	イタリア ローマ市 00198、ビアレー レジー ナ マルゲリータ 137	-	742,647,763	70.144
EI (1)	スペイン マドリッド市 28042 カル・リベラ・デ ル・ロイラ 60	742,647,763	-	70.144
合 計		742,647,763	742,647,763	70.144

(1) EIは、ENELの完全子会社である。

2007年3月26日付のENELおよびAccionaとの間の株主間契約は、2009年6月25日に解除された。

ENEL、EI、AccionaおよびFinanzas Dos, S.A.(以下「Finanzas Dos」という。)との間で締結された2009年2月20日付の株式売買および資産譲渡契約に従って、2009年6月25日、AccionaおよびFinanzas Dosは、エンデサS.A.の株式資本の25.01%にあたる株式を、EIに対して譲渡した。

かかる譲渡は、自動的にENEL、EI、AccionaおよびFinanzas Dosとの間の2007年3月26日付の契約を終了させた。

当該契約の全内容は以下のウェブサイト:www.endesa.comおよびwww.cnmv.esで閲覧できる。

エンデサは2014年12月31日時点で自己株式を保有しておらず、また2014年中に自己株式を含む取引を行っていない。

(5) 【大株主の状況】

上記「(4) 所有者別状況」を参照のこと。

2 【配当政策】

「第1 本国における法制等の概要 1 会社制度等の概要 (2) 提出会社の定款等に規定する制度 — 利益分配請求権および残余財産分配請求権」および「第6 経理の状況」に含まれる財務書類の注記を参照のこと。

2013年12月17日、エンデサの取締役会は、2013年の収益から1株当たり1.5ユーロの中間配当の支払いを承認し、2014年1月2日に1,588百万ユーロの支払いが行われた。2014年5月19日に開催されたエンデサS.A.の年次株主総会において、株主は既に支払われた中間配当と同額の2013年の収益からの配当総額を承認した。

2014年10月21日、エンデサの株主は臨時株主総会を開催し、1株当たり7.795ユーロの準備金に対して現金で臨時配当金を支払うことに合意し、2014年10月29日に8,253百万ユーロが支払われた(「第2 企業の概況 3 事業の内容」を参照のこと。)

2014年10月7日、エンデサの取締役会は、株主総会における上記の臨時配当の株主の事前承認を条件として、財務構造を最適化する目的で、2014年の収益から1株当たり6ユーロの中間配当の支払いを承認し、2014年10月29日に6,353百万ユーロの支払いが行われた。当該配当金の分配は、一部、4,500百万ユーロの10年ローンおよび1,000百万ユーロの1年の信用供与を通じて資金調達され、両方ともにENEL Finance International, N.V.により提供されている。

エンデサの取締役会は、2014年10月7日に開催された会議において、2014年から2016年までの期間についての新しい配当政策を承認した。かかる配当政策は、いかなる場合も法律および当社の運営組織の正式な契約により設定された要件を満たし、以下に従うことを条件とする。

- ・ (2014年10月21日に開催された臨時株主総会において株主により承認された臨時配当および2014年10月7日に取締役会により承認された中間配当に加えて)1株当たり0.76ユーロの普通配当が2014年12月31日に終了した事業年度の収益から支払われるべきであると提案される。1株当たり0.76ユーロの当該普通配当は、当社の取締役会により各回について決定された2回の支払期日において現金で分配され(2015年1月および7月)、総額805百万ユーロの支払いを生じさせる。
- ・ 2015年の収益について支払いが承認される1株当たり普通配当は、2014年の収益について支払われた1株当たり普通配当より少なくとも5%高くなる。同様に、2016年の収益について支払いが承認される1株当たり配当は、2015年の収益について支払われた普通株式1株当たり普通配当より少なくとも5%高くなる。
- ・ 2014年、2015年および2016年の収益から支払われる承認された普通配当は、その支払いがなされる場合、当社の主要な競合会社の慣行と合わせて、翌年1月および7月の2回の年間支払において分配される。
- ・ これらの配当は現金のみにより支払われ、当社の連結純金融負債を増加させる必要なく、エンデサの事業活動において生み出されたキャッシュ・フローにより十分賄えると見積もられている。

上記の2014年10月7日に開催された会議においてエンデサの取締役会により承認された配当政策の適用において、取締役会は、連結財務書類に記録されている親会社の当期利益の100%の配当を、当該数値が2014年から2016年までの期間について取締役会により承認された上記の配当政策において設定された普通配当に最低成長率5%を適用した後に得られる数値よりも大きい場合に支払うことを意図している。

しかし、株主に配当金を支払うエンデサの能力は、利益の産出および非制限準備金の利用可能性を含む多くの要素次第であり、したがって、当社は将来にわたって配当金が支払われることまたはかかる配当金が支払われた場合の金額を確約することはできない。エンデサの取締役会の承認を条件として、各年の利益分配案に従って、年次株主総会で承認された配当政策がエンデサの配当政策となる。

2014年の先を見据えて、2015年4月27日に開催された会議において、エンデサの年次株主総会は2014年の利益について1株当たり6.76ユーロの総配当を株主に支払うことに合意した。

課税上、スペインの非居住者でありかつスペインにおける恒久的施設を通じた事業を行っていない当社の株式保有者に対してエンデサによって支払われるエンデサの配当は、租税条約の適用により軽減されるが、20%の税率でスペインの源泉徴収税の対象となる。上記「第1 本国における法制等の概要 3 課税上の取扱い スペインにおける課税 配当課税」を参照のこと。

3 【株価の推移】

市場価格情報

エンデサの普通株式は現在、スペイン証券取引所に上場されており、スペイン証券取引所の自動相場システムにおいて取引されている。

次表は、表示期間における、普通株式の主要市場である自動相場システム上のエンデサの普通株式1株の報告された最終売値の高値および安値を示している。

(1) 【最近5年間の事業年度別最高・最低株価】

年 度	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
決算年月	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日
最 高(ユーロ)	24.00 (3,094円)	24.05 (3,100円)	17.67 (2,278円)	23.30 (3,004円)	31.29 (4,034円)
最 低(ユーロ)	16.93 (2,182円)	15.12 (1,949円)	11.63 (1,499円)	16.00 (2,063円)	13.71 (1,767円)

(2) 【当該事業年度中最近6月間の月別最高・最低株価】

月 別	2014年					
	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
最 高(ユーロ)	29.425 (3,793円)	28.465 (3,669円)	31.285 (4,033円)	30.995 (3,996円)	15.545 (2,004円)	16.570 (2,136円)
最 低(ユーロ)	27.750 (3,577円)	26.655 (3,436円)	28.190 (3,634円)	15.130 (1,950円)	13.710 (1,767円)	15.000 (1,934円)

4 【役員の状況】

(1) 取締役等

取締役会

エンデサの取締役会構成員という地位に関して、全ての取締役会構成員の事業所在地はマドリッド市、カル・リベラ・デル・ロイラ 60である。

以下の表は、当社の現在の取締役会構成員を示している。各構成員に関する情報は2015年6月25日現在のものである。

氏 名	役 職	生年月日	就任年	当期 満了年	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
ボルハ・プラ ド・ユウラテ	会 長	1956年 5月11日	2007年	2019年	15,690	Universidad Autónoma de Madridで法律を学ぶ。米国では、New York UniversityおよびPhilip Brothersにおいて、国際関係および外国貿易に研修範囲を広げた。 Enersis副会長(2013年から2015年まで) Mediobancaのスペインおよびラテン・アメリカ担当会長(2007年から2014年まで) Endesa and Endesa Chile取締役(2007年から2009年まで) Lazard Asesores Financieros, S.A. 副 会 長(1999年から2007年まで) Rothschild España取締役(1995年から1999年まで) UBSスペインの副会長(1989年から1994年まで) Almagro Asesoramiento e Inversiones, S.A. 会長(1987年から現在) Fomento de Comercio Exterior (Focoex)(1980年から1988年まで) 現在の役職： ・エンデサS.A.会長 ・Mediobancaのグローバル・カバレッジ会長 ・Grupo Español de la Comisión Trilateralの構成員 ・Endesa Foundation会長 構成員である他の取締役会： ・Mediaset Comunicación España, S.A.取締役 ・EIの取締役

氏 名	役 職	生年月日	就任年	当期 満了年	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
フランセスコ・ スタラーチェ	副会長	1955年 9月22日	2014年	2018年	10	1955年に、Milan Polytechnic Institute卒業(原子力工学)。 最初のキャリアは、Nira Ansaldoにおける電磁的核反応発電所における安全性のアナリスト(1981年から1982年)であり、1982年から1987年までイタリア、アメリカ合衆国、サウジアラビア、エジプトおよびアラブ首長国連邦でSae SadelmiというGeneral Electricグループの一部であった会社にて複数の経営管理の役職にあった。1987年から2000年までABBに勤務した後、Alstom Powers Corporationに移り、ABB Combustion Engineering Italiaの最高経営責任者(1997年から1998年まで)も務める。その後(1998年から2000年まで)、ガスタービン部門のグローバルセールスおよびターンキーシステムセールスの上級副社長。2000年にENELグループに参加し、「事業電力」分野の部長(2002年7月から2005年10月まで)、マーケット部長(2005年11月から2008年9月まで)、さらにEGPのジェネラル・マネージャー室および最高経営責任者(2008年10月から2014年5月まで)を含む要職を歴任。2014年5月よりENELの取締役会構成員。 現在の役職： ・ ENELの最高経営責任者および理事長 ・ EIの会長 ・ エンデサS.A.の副会長 ・ Enersisの副会長

氏 名	役 職	生年月日	就任年	当期満了年	所 有株式の種 類および数	略 歴 (主要な外部での役割)
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	最高経営責任者	1955年2月27日	2014年	2018年	2,318	ICAIからの産業エンジニア(1978年)。エンデサでは、スペインおよびポルトガル担当理事長(2004年から2014年まで)。電気事業理事長(1998年から2004年まで)、エンデサの理事長および発電担当理事長(1997年から1998年まで)、エネルギー管理および運営担当取締役(1988年から1997年まで)、エネルギー管理および運営担当非常勤取締役(1988年)、商取引関係部門長(1984年から1986年まで)ならびに計画部門の市場調査セクション長(1982年から1984年まで)を歴任している。 MIEにおけるエネルギー担当理事長への技術的・経済的アドバイザー(1986年から1988年まで)、その前はERIAでシステムアナリストとして(1981年から1982年まで)、およびDIMETRONICの技術部門でシステムエンジニアとして(1980年から1981年まで)働いた。 取締役会：Elcogas, S.A. 会長、EIの取締役、ENDESA Generación Portugal, S.A. 取締役、EGP ESPAÑA 取締役、Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A. 取締役 現在の役職：エンデサS.A.の最高経営責任者
アルベルト・デ・パオリ	取締役	1965年10月1日	2014年	2019年	10	経済学の学位 - University of Rome 「La Sapienza」(優等学位)。 ENELグループの最高戦略責任者(2012年から2014年まで)：EGPの最高財務責任者(2008年4月から2012年4月まで)。Tiscaliの戦略、M&Aおよび事業開発部長(2006年3月から2008年3月まで)。Wind Telecomunicazioni(1997年から2006年2月まで)：CEO執行補佐(2005年から2006年まで)、最高財務責任者(2004年)、計画および統括部長(2002年から2003年まで)、戦略計画部長(2000年から2001年まで)、新規事業部長兼ネットワーク統括担当(1997年から1999年まで)。Telecom Italia(1993年から1996年まで)：事業計画およびサービス契約部長(1995年から1996年まで)、エリア統括担当(1993年から1994年まで) 現在の役職： ・ ENELの最高財務責任者 構成員である他の取締役会： ・ Enersis取締役

氏 名	役 職	生年月日	就任年	当期 満了年	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
リビオ・ガロ	取 締 役	1950年6月 17日	2014年	2018年	-	電 子 工 学 の 学 位 - Milan Polytechnic University。 2005年から2014年まで：ENELのインフラおよびネットワーク部長。ENEL DistribuzioneのCEO。ENEL Soleの会長。 2010年から2013年まで：欧州スマートグリッド供給システム事業者協会(the association European Distribution System Operators for Smart Grids)会長および設立メンバー。 2006年から2013年まで：4百万人の顧客への天然ガス供給を行うENEL Rete Gasの会長 2005年から2011年まで：Valle D ' Aosta地域の電気供給に従事するDevalのCEO 2004年から2010年まで：欧州技術プラットフォーム：Smart Grids(the European Technology Platform for Smart Grids)会員 2002年から2004年まで：30百万人の住宅用顧客および産業用顧客を擁するENEL Distribuzioneの、販売部長 1999年から2001年まで：Eurogen, ElettrogenおよびInterpowerメンバーにおける廃棄を担当するM&A チームの市場担当部長。 1995年から1999年まで：Finmeccanicaグループの、NYSEに上場しているElsag Bailey Process Automationにおける、西ヨーロッパおよびアフリカのエリア副社長ならびに執行委員会メンバー 1992年から1997年まで：FinmeccanicaグループのElsag Bailey Process AutomationのCEO(先ずドイツ、次いでオランダ、最後にオーストリアにおいて)。 1991年まで：FinmeccanicaグループおよびイタリアのMannesmannグループの様々な異なる役職に就任。 現在の役職： ・グローバル・インフラおよびネットワークスENEL、 構成員である他の取締役会： ・Chilectraの取締役構成員 - Santiago del Chile

氏 名	役 職	生年月日	就任年	当期 満了年	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
アレハンドロ・ エチェバリア・ ブスケト	取 締 役	1942年 4月2日	2009年	2017年	200	Deusto Universityの経営科学学士。 Correo Group最高執行責任者(1980年から2001 年まで) AEDE(スペイン出版協会)会長 TEVISA向けの出版業界連盟会長 Basqueビジネスマン協会会長(2005年から2006 年まで)、車会社の業務執行取締役、設備会社 の営業担当取締役および社長 Mediaset España Comunicación, S.A.会長 取 締 役 会 : Consulnor 、 CVNE 、 Sociedad Vascongada de Publicaciones, S.A. 、 Editorial Cantabria, S.A. 、 Diario El Correo newspaperおよびWillis Iberiaの取締 役
ミケル・ロカ・ フンイェント	取 締 役	1940年 4月20日	2009年	2017年	363	University of Barcelonaの法律学位およびレ オン、ヘローナ、カディス遠隔教育大学の名誉 博士学位。 Universitat Pompeu Fabra Barcelona憲法学教 授 バルセロナ議会代議士 代議院のCatalonian Parliamentary Group会長 (1977年から1995年) 1978年憲法を草案した委員会会員 Cataloniaの自治法を草案した委員会会員 1962年以降弁護士として活動：バルセロナ、マ ドリッド、Palma de Mallorca、Girona、 Lleida、ブエノスアイレスおよび上海に事務所 を有する、Roca Junyent法律事務所パート ナー・会長 1996年3月以降、Seguros Catalana Occidente 保険会社の顧客オンブズマン Abertis Infraestructuras 、 TYPESA 、 Banco SabadellおよびAccesos de Madrid, S.A.の非 取締役書記役 取 締 役 会 : ACS(Actividades de Construcción y Servicios, S.A.)取締役

氏 名	役 職	生年月日	就任年	当期 満了年	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
エンリコ・ビア レ	取 締 役	1957年9月 21日	2014年	2018年	2,500	教育： 1992年： ・ MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY、 Sloan School of Business ・ POLITECNICO DI MILANO、 Consorzio MIP、 MIT/MIP、 エグゼクティブ・プログラム 1984年から1986年まで： ・ 米国サンタクララのUNIVERSITY OF SANTA CLARA - 経営大学院、M.B.A.学位 1976年から1982年まで： ・ イタリア、トリノのPOLITECNICO DI TORINO- Facolta di Ingegneriaにおける土木工学の学 位、水力工学専攻 職歴： 2008年から2014年まで：ENEL-ロシア、モスク ワ 2013年から2014年まで：ロシアおよびCISのカ ントリーマネージャーならびにENEL OGK-5の CEO 2010年から2013年まで：ロシア最高執行責任者 およびENEL OGK-5のCEO 2008年から2010年まで：ロシア最高執行責任者 2003年から2008年まで：ENEL-ブルガリア、ソ フィア 東南ヨーロッパのカントリーマネージャーおよ びENEL Maritza East 3の最高経営責任者 1998年から2003年まで：ABBストラクチャー ド・ファイナンス-スイス、チューリッヒ、上 級副社長 1995年から1998年まで：ABBストラクチャー ド・ファイナンス-イタリア、ミラノ 常務取締役、ABBストラクチャー・ファイナ ンス-イタリア 1995年：MediocreditoCentrale-イタリア、 ローマ、輸出金融部長 1989年から1995年まで：Ansaldo Energia-イタ リア、ミラノ 1994年から1995年まで：財務担当取締役 1989年から1994年まで：プロジェクト・ファイ ナンス部長 1986年から1989年まで：GIE-イタリア、ミラノ (Ansaldoにより買収) 1988年から1989年まで：ローン管理部長 1986年から1988年まで：輸出金融部長補佐、プ ロジェクト・ファイナンス部 1982年から1984年まで：土木工学および建築オ フィス Arch. Nunzio Carletto-モンドヴィ (CN)、イタリア 現在の役職： ・ グローバル・ジェネレーションENEL

氏 名	役 職	生年月日	就任年	当期満了年	所 有株式の種 類および数	略 歴 (主要な外部での役割)
ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	取 締 役	1947年2月10日	2014年	2019年	332	ブエノスアイレスのCatholic Universityの経営学学位。University of NavarraのIESE Business Schoolにおけるシニア・マネージャー・プログラムを修了。 職歴： 2009年からMediaset España Comunicaciónの取締役 2007年からBanco Popular Español, S.A.の取締役 2004年からEuroforumの会長 1997年からProsegur, S.A.の取締役および2004年から会長 1997年からFoundation Prosegurの会長 現在の役職： ・ 2004 年 か ら Prosegur Compañía de Seguridad, S.A.の会長 ・ Foundation Prosegurの会長 他の取締役会： ・ Banco Popular Españolの取締役 ・ Mediaset España Comunicaciónの取締役
イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	取 締 役	1951年11月1日	2015年	2019年	30,471 間接所有	Complutense University of Madridの法律学士号(1974年)、公認トレードディーラーおよび株式ブローカー。 職歴： 1976年から1982年まで：認可ブローカー 1982年から1989年まで：公式マドリッド株式ブローカー連盟の株式ブローカー 1984 年 か ら 2001 年 ま で ：A.B. Asesores Bursátiles, S.A.の創立パートナーおよび副会長 1989年から2001年まで：AB Asesores Morgan Stanley Dean Witter, S.V., S.A.の副会長 1991年から2009年まで：マドリッド証券取引所管理組織の取締役 1994年から1996年まで：Bancoval, S.A.の会長 2002 年 か ら 2005 年 ま で ：Mutua Madrileña Automovilistaの取締役 2005 年 か ら 2008 年 ま で ：Mutua Madrileña Automovilistaの副会長 現在の役職： ・ Mutua Madrileñaの会長および最高経営責任者 構成員である他の取締役会： ・ Faes Farma, S.A.の取締役 ・ スペイン保険報酬コンソーシアム(Consortio de Compensación de Seguros)の取締役 ・ Bolsas y Mercados Españoles - BMEの第一副会長

氏 名	役 職	生年月日	就任年	当期 満了年	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
フランシスコ・ デ・ラセルダ	取 締 役	1960年9月 24日	2015年	2019年	-	Catholic University of Portugalの経営学学士号(1982年)。 職歴： 過去25年間、異なる会社および投資銀行で様々な役職に就き、以下がその主なものである。 ・ Banco Melloの最高経営責任者 ・ Millennium BCP(ポルトガル証券取引所に上場し、株式が中央および東ヨーロッパにある銀行)の取締役 ・ Cementos de Portugal(12か国で運営する国際セメントグループ)の最高経営責任者 ・ EDP Renovaveisの取締役(2008年から2012年まで) 現在の役職： ・ CTT(ポルトガルの郵便サービス)の会長および最高経営責任者 ・ CTT Expresso(郵便サービスおよびロジスティックス)の会長 ・ Tourline Express(クーリエサービス)の会長

業務執行役員

以下の表は、当社の現在の業務執行役員を示している。

以下の表には、当社の業務執行役員の氏名、当社での現在の役職、エンデサ・グループでの専門領域および過去5年間のエンデサ・グループ以外での業務経歴を示している。各業務執行役員は無期限で任命されている。

エンデサの業務執行役員という地位に関して、全ての業務執行役員の事業所在地はマドリッド市、カル・リベラ・デル・ロイラ 60である。

各業務執行役員に関する情報は2015年6月25日現在のものである。

氏 名 (役 職)	生年月日	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス (最高経営責任者)	1955年2月27日	2,318	取締役会情報を参照のこと。
エンリケ・ドゥランド (イベリアの監査担当ジェネラル・マネージャー)	1959年5月17日	821	経済学および経営学の学位を取得している。 R.O.A.Cの監査人 ビジネスおよび経営学修士(EOI) PDA(IESE) ENCE:管理部門 COOPERS & LYBRAND:監査およびコンサルティング担当 エンデサの一般監査:監査人およびチーム・リーダー PEGOP財務マネージャー 国際金融取引(D.F.ENDESA) 内部監査マネージャー(DGA ENDESA)
パオロ・ボンディ (イベリアの経営、財務および管理担当ジェネラル・マネージャー)	1966年4月16日	1,894	経営学学位、ボッコーニ大学の経営管理学専攻(1990年)。 INSEADフランスフォンテンブロー校のビジネス管理学修士(1987年)。 エンデサ経済金融担当非常勤理事長(2007年から2009年まで) ENELグループでは国際部門の最高財務責任者(2004年)、経営コントロールTLC責任者(2003年)ならびに戦略および金融分析担当取締役(2002年)を歴任した。 Neuilly sur SeineのEridania Béghin-Say Group(1994年から2002年まで)では、最高財務責任者、計画および戦略担当取締役ならびに資本市場担当取締役を歴任し、Ferruzzi-Montedison Group(1990年から1994年まで)では財務および金融の分野で、Montedison USAでは金融アナリストとして働いた。 その他の取締役会: Endesa Financiación Filiales Enel Latinoamérica, S.A.U.

氏 名 (役 職)	生年月日	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
パブロ・アスコイティア (イベリアの購入担当ジェネラル・マネージャー)	1967年2月14日	-	Complutense University in Madridの経営学の学位を取得している。 IESEのジェネラル・マネジメント・プログラム(PDG)修了。 2012年2月より購入担当マネージャー 購入戦略、シナジーおよびプロセス担当マネージャー(2008年から2012年まで) エンデサのサービス購入担当マネージャー(2007年から2008年まで) Endesa Italiaの経営、財務および管理担当マネージャー(2004年から2007年まで) 企業向けサービス購入担当マネージャー(2001年から2002年) Endesa MarketPlaceのジェネラル・システム・マネージャー(2001年から2002年まで) エンデサ以外での経歴： - Ecuallity, S.Aの新規事業マネージャー(1999年から2000年まで) - Group Friendwareの財務マネージャー(1997年から1999年まで) - CHEP Groupの財務部門の顧客収益性担当責任者(1993年から1995年まで) - Banesto Hipotecarioの営業マネージャー(1991年から1993年まで)
ホセ・ルイス・プチェ・カスチレホ (イベリアのサービスおよびセキュリティ担当ジェネラル・マネージャー)	1961年9月4日	-	経済学および経営学の学位(ICADE)ならびにブルッヘ(ベルギー)の欧州大学院大学の経済学修士を取得している。 エンデサの人事および組織担当ジェネラル・マネージャー(2009年から2014年まで) エンデサの監査担当ジェネラル・マネージャー(1998年から2009年まで) Telecinco Groupのジェネラル・マネージャー補佐(1997年から1998年まで)および金融経済担当マネージャー(1993年から1996年まで)、UCB Groupのスペイン担当理事長(1991年から1993年まで)およびブリュッセルにある中央本部の国際財務部長(1989年から1990年まで)、PSA-Peugeot-Talbot-Citroen Groupでは財務部長および金融サービス会社のポートフォリオ監査人(1988年から1989年まで)、BERGÉ Y CÍAマドリッド本社内部監査人(1986年から1987年まで)、Santa Cruz de Tenerifeのマネージャー補佐(1985年)であった。 <i>Institute for Studies on Local Administration in Madrid</i> で働いていた(1988年)。

氏 名 (役 職)	生年月日	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
マヌエル・エフ・マリン・ グスマン (イベリアのICT担当ジェネ ラル・マネージャー)	1964年5月30日	-	コルドバ大学の農業工学の学位、San Telmo International Instituteの経済学および企業経営学の修士を取得している。IESEのジェネラル・マネジメント・プログラム(PDG)でも学んでいた。 最近2年間、ローマにあるワークセンターにおいてインフラおよびICTグローバル・オペレーション担当チームの責任者を務めており、情報システム・オペレーション部門の管理を努めた後の2007年からこの地位に就いている。 2002年から2006年の間、企業向け購入開発部門、運営プロセスおよび購入管理部門、システムおよびテレコミュニケーション資源計画・管理部門の部長を歴任した。 1999年から2002まで、チリのSynapsisのジェネラル・システム・マネージャーであった。1997年、発電および採掘情報システム担当の部長代理としてエンデサに入社した。 エンデサに入社する前の主な経歴は以下を含む。 - ENECO, SA.の組織およびシステム部長(1992年から1997年) (ENDESAグループの会社を持つENECO) - コルドバ大学の経済システム部長(1991年から1992年) - Arthur Andersen and Andersen Consultingの販売システムコンサルタント(1989年から1991年)
アルベルト・フェルナンデス・ トーレス (イベリアのコミュニケーション 担当ジェネラル・マネージャー)	1955年2月17日	-	Complutense University in Madridの経済学および経営学の学位を取得している。ジャーナリストとして、プロのキャリアを開始し、様々な経済および文化的なトピックに関する出版物にたびたび寄稿した(Cinco Días, El Europeo, Cambio 16, Ediciones Zeta等)。 1981年、スペイン電気事業連合会(UNESA)の情報およびメディア部門に加わり、1998年後半にコミュニケーションおよび国際関係部門の責任者に就任するまで様々な役職を歴任した。同年末に、エンデサのジェネラル・コミュニケーション部門に加わり、首尾よく研究調査担当副責任者の地位に就き、その後情報戦略担当マネージャー、戦略および内部コミュニケーション担当マネージャーならびに2013年からはイベリアのコミュニケーション部門のジェネラル・マネージャーに就任した。 会社における職務の遂行と、様々なメディア向けに経済および文化的なトピックに関する記事の執筆、会議およびセミナーへの参加、さらに1990年代初め以降は教授活動を両立してきた。現在、マドリッドにあるComplutense UniversityおよびCarlos III Universityにおいて、様々な課程および学年プログラムで経済およびコミュニケーションについて講義を行っている。

氏 名 (役 職)	生年月日	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
リカルド・ペレス・ブランコ (イベリアの法務およびコーポレート業務担当ジェネラル・マネージャー)	1959年8月18日	-	University of Sevilleの法学部の学位を取得している。 2006年から現在の役職に就いている。 1985年に法律顧問としてエンデサに入社し、Sevillana de Electricidadの法務部門の部長、その後取締役会書記役を歴任した。エンデサS.A.による合併に従い、販売の法務担当マネージャーを歴任した。同時に、Andaluza de Aguas y Tratamientos, S.A.、Instituto de la Calidad, S.A.、およびElcogas, S.A.の取締役会書記役を歴任した。現在、Elcogasの取締役会およびEndesa Generación Nuclearの取締役会に所属している。 Fundación Carolinaなどの公的機関ならびに金融事業ではEl Monte(現在はla Caixaと呼ばれている。)、またはエネルギー事業ではSpanish Energy Clubなどの私的機関を含む、著名な機関の様々な学部課程で教えてきた。さらに、電気事業に特化したテーマで様々な論文を発表してきた。
アンドレラ・ロ・ファソ (イベリアの人事および組織担当ジェネラル・マネージャー)	1965年2月8日	-	University of Parma(イタリア)の法学の学位を取得している。 エンデサのスペインおよびポルトガルにおける人事および組織担当ジェネラル・マネージャー(2012年から2014年まで) ENELグループでは、ENEL Serviziの人事および組織担当ジェネラル・マネージャー(2005年から2011年まで)、人事ならびにシステムおよびテレコミュニケーション組織部長(2003年から2005年まで)、ENELとFormezのジョイント・ベンチャーにおけるマネージャー(2002年から2003年)、ENELHidroの人事および組織部長(2001年)を歴任した。Magneti Marelli(Fiat Groupの会社)では、人事分野において異なる複数の責任を担って働いていた(1995年から2001年まで)。Arma dei Carabinieriの職員(1984年から1995年まで。)
ホセ・カサス・マリン (イベリアの制度および規制担当ジェネラル・マネージャー)	1965年5月26日	1,886株 直接保有 および 1,886株 間接保有	Universidad Pontificia Comillas ICAIより生産工学の学位を取得し(1989年)、IESEで総合管理プログラム(PDG)を学んだ(2005年)。 1989年に中低電圧の電力装置プロジェクトの独立のプロジェクト・エンジニア兼監督者として働き始めた。 1990年、Arthur Andersenに入社し、エネルギー、通信および工業セクターに責任を負う監査管理役に昇進した。エンデサでの経歴は2000年に配電部門の料金および売上部のアシスタント・マネージャーに任命された時から始まった。しばらくして、Endesa Redの決算および規制部門ならびにエンデサの(総合エネルギー管理部門内の)規制部門における責任を担うことになった。 2004年にスペインおよびポルトガルの戦略、規制、環境および持続可能な発展担当のジェネラル・アシスタント・マネージャーに任命され、2010年に規制および環境担当のジェネラル・マネージャーに任命された(2010年から2014年まで)。

氏 名 (役 職)	生年月日	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
フェルナンド・フェランド・バイタル (持続可能性担当ジェネラル・マネージャー)	1957年10月3日	-	Universidad ICAIより生産工学の学位(1979年)および Complutense Universityより経済学の学位(1988年)を取得。 エンデサでは、エネルギー効率担当のマネージャー(2012年から2014年まで)およびエンデサS.A.の再生可能エネルギー担当ジェネラル・マネージャーの役職に就いた。エンデサに入社する前、Gamesa Energyのジェネラル・マネージャー(2001年から2006年まで)で、Gamesa Solar and Wind to Market Administratorのサービスエリア・コーディネーターおよびアドミニストレーターとしての役割も果たした。Itsemap AmbientalのCEO、Renewable Energies Instituteの研究およびシステム担当取締役(1984年から1988年まで)であり、Technological Institute for Graduate Studiesの再生可能エネルギー分野のヘッド(1980年から1984年まで)であった。 取締役： EGP España Fundación Energías Renovablesのヴァイス・プレジデントおよび秘書役
アルバロ・キラルテ・アベッロ (イベリアのエネルギー管理担当ジェネラル・マネージャー)	1961年6月21日	-	マドリッドのPolytechnic Universityより産業組織に特化した生産工学の学位を取得。Universidad Comercial de Deustoより金融の修士学位を取得。 1993年、安定的規制枠組みユニットのヘッドおよび金融委員会の委員としてElcogasの電力セクターに入社した。 1997年、制度担当のアシスタント・マネージャーとしてエンデサ・グループに入り、1999年にCEOのオフィス・マネージャーに任命された。 2004年、Endesa ItaliaのCEOに任命された。 2006年、エネルギー管理部門のジェネラル・マネージャーに任命され、電力、ガス、CO₂および石炭の市場ならにエンデサが使用するその他燃料の市場の卸売、ならびにスペインおよびポルトガルにおける電力事業のエネルギー計画およびリスク管理における責任を担っていた。

氏 名 (役 職)	生年月日	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
マヌエル・モラン・カセロ (イベリアの発電担当マネージャー)	1954年2月8日	-	マドリッドのPolytechnic Universityより航空工学の学位およびIESEより経営管理の修士学位を取得。 1988年、ジェネラル・マネージャーのオフィス・マネージャーとして工業国立研究所(INI)に入所し、TENE0で航空輸送および電力セクターのヘッドに任命される1990年まで勤めた。1993年、ラテンアメリカの子会社のイベリア担当ジェネラル・マネージャーおよびイベリア・グループの管理委員会への任命を受け入れた。同年、Aerolíneas Argentinasの最高会長、Austral Líneas Aéreasの最高会長およびIATAの執行委員会に任命された。1998年以降、彼は Endesa Generaciónのジェネラル・マネージャーに就任している。 他社の取締役： Endesa Generación Endesa Generación II Endesa Generación Portugal Energie Electrique de Tahaddart Gesa Unelco Pereda Power Saltos del Navia
フランチェスコ・アマデイ (イベリアのインフラおよびネットワーク担当ジェネラル・マネージャー)	1963年5月17日	-	University of Romeより電子工学の学位を取得し、Massachusetts Institute of Technologyのエグゼクティブ・プログラムおよびINSEADのインターナショナル・エグゼクティブ・プログラムで学んだ。 1989年にEnel Groupの立案および統制部門に入社し、1998年～2004年はEnel Distribuzioneで戦略立案のヘッド、2004年～2008年は運営サポートのヘッド、2008年～2013年は規制およびネットワーク部門のヘッド、2013年以降、インフラおよびネットワーク部門の工学および標準化のヘッドとしての役割を果たしている。
ハビエル・ウリアルテ・モネレオ (イベリア市場担当ジェネラル・マネージャー)	1958年8月29日	-	マドリッドのComplutense Universityより法律学の学位およびIESEよりMBAを取得。 職歴はSC Johnson's Waxのアシスタント・プロダクト・マネージャーから始まり、後にプロダクト・マネージャーに任命された。Tempo Españaにマーケティング・マネージャーとして入社した(1988年から1990年まで)。次に、McKinsey & Companyに入社し、シニア・エンゲージメント・マネージャーにまで昇進し、1994年からエンデサ・グループに入るまで、Banestoでジェネラル・アシスタント・マネージャーの役職に就いていた。さらに、1985年から1990年まで、Instituto de Empresaでセールス・マネジメントを教え、School of Marketingの取締役であった。 1998年以降、ジェネラル・マーケティング部門のヘッドとしての役割を果たしている。 他の会社の取締役 Endesa Energía Endesa Servicios y Operaciones Comerciales ENEL France

氏 名 (役 職)	生年月日	所 有 株式の 種 類 および数	略 歴 (主要な外部での役割)
ホセ・マリア・グラバロス・ラスエン (原子力発電所担当ジェネラル・マネージャー)	1951年7月14日	-	University of Zaragozaより原子物理学に特化した自然科学の学位を取得。IESEでは経営学の学位コースを修了。ビジネス・マネジメント・プログラム(PDG)II。SENERの原子力部門のプロジェクト・エンジニア(1974年から1976年まで)として、その後INTECSAのエネルギー部門(1975年から1985年まで)で働き、部門長を務めた。1985年、Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A.(ENRESA)に入社し、運営マネージャーに任命される1996年まで工学部門長に就任しており、核燃料および放射線廃棄物担当取締役補佐としてエンデサに入社するまでの10年間に在任した。2008年から2012年まで、現職に任命されるまでの間、ANAVのジェネラル・マネージャーだった。 他の会社の取締役 Tecnatom Nucenor Centrales Nucleares Almaraz Trillo Endesa Generación Nuclear Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II Nuclear Electric Insurance Limited

報酬

(2) 取締役および上級管理職

取締役および上級経営陣

取締役会の報酬

エンデサの定款第41条は、以下のように規定する。

「取締役の報酬は、固定月給および利益分配からなる。前記事項に関する取締役会全体の報酬は、定時株主総会の承認により、連結グループの利益の1/1000とする。但し、取締役会は、削減することが適切と考える事業年度において、かかる割合を削減することができる。これらは、日当に関連する同条第3項の規定に反しない。

取締役会は、自由に決定した時期、形態および割合で、上記の報酬額の上記に示した細目ごとの取締役間での分配を決定する。

取締役会構成員は、当社の運営組織およびその委員会の各会議への出席に対応する日当も受領する。かかる日当の額は、最高でも、前段落に従って定められる固定の月額報酬である。取締役会は、かかる限度内において、日当を設定することができる。

取締役会の構成員であることから生じる、前段落で定める報酬は、取締役の地位に基づく合議体の監督および意思決定という特徴とは別に、場合によっては当社のために果たす他の業務執行職務および助言職務を行う取締役について専門家または労働者として受け取る所得と両立しうるものであり、この報酬は、適切な準拠する法体制に従っている。

スペイン法人企業法第218条の規定に従い、法定および定款上の準備金および配分が確保され、株主が株式における額面金額の最低4%の配当金を認識した後にのみ、取締役は利益分配に関連する報酬を受け取ることができる。

したがって、エンデサS.A.の取締役会構成員は、当社取締役の立場としておよび、場合によっては、各子会社の取締役会構成員として報酬を受領し、ならびにかかる取締役会構成員が執行職務を果たすことの対価として、報酬を受領した。

2014年、各取締役の固定月給の総額は15,642.56ユーロとなり、取締役会、執行委員会、指名および報酬委員会ならびに監査および統制委員会の各会議への出席手当は全体で1,502.53ユーロに達した。

取締役会構成員および常務取締役は、その取締役としての立場以外の職務を行ったことについて、エンデサの上級管理職の報酬体制に従って報酬を受領する。当該報酬の主な構成要素は以下のとおりである。

- 固定年次報酬：委任された職務の複雑性および責任に従って毎月支払われる現金報酬
- 短期変動報酬：保証されておらず、当社の評価システムを通じて設定された年次目標の順守を条件とする現金報酬
- 長期変動報酬：保証されておらず、複数年に係る目標の順守を条件とする現金報酬
- 特別およびその他の利益：任意、法的、契約上または団体交渉を通じて決定される一定、特別および具体的な要件に従って受領する報酬(通常は現金以外)

2014年および2013年の取締役会の各構成員が受領した報酬の詳細は以下のとおりである。

(単位：ユーロ)

	2014年									
	給与	固定報酬	出席日当	短期変動報酬	長期変動報酬	補償	その他の要素	他の会社で生じた報酬	2014年合計	2013年合計
ボルハ・ブラド・ユウラテ	812,000	187,710	42,071	813,939	649,600	-	37,310	91,483	2,634,113	2,369,556
フランセスコ・スタラーチェ(1)(8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ホセ・ディー・ボガス・ガルベス(3)	191,946	-	-	125,436	100,772	-	10,867	-	429,021	-
アレハンドロ・エチェバリア・ブスケ	-	187,710	57,097	-	-	-	-	-	244,807	312,385
リビオ・ガロ(7)(8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
アルベルト・デ・パオリ(5)(8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ヘレナ・レボレド・デルベッキオ(5)	-	31,285	4,508	-	-	-	-	-	35,793	-
ミケル・ロカ・フンイェント	-	187,710	57,097	-	-	-	-	-	244,807	312,385
エンリコ・ピアレ(7)(8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
アンドレア・ブレナン(4)	546,364	-	-	-	-	11,003,000	768,715	-	12,318,079	1,710,353
サルバドル・モンテホ・ベリラ(6)	438,299	-	-	302,161	278,918	-	25,103	-	1,044,481	1,215,409
フルビオ・コンティ(2)(8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ルイヒ・フェラリス(6)(8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
マッシモ・シオフィ(2)(8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ヒアンルカ・コミン(2)(8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合 計	1,988,609	594,415	160,773	1,241,536	1,029,290	11,003,000	841,995	91,483	16,951,101	5,920,088

- (1) 2014年6月16日より取締役会構成員となった。したがって、2014年のデータは2014年6月16日から12月31日までの期間を示している。
- (2) 2014年6月16日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から6月16日までの期間を示している。
- (3) 2014年10月7日より取締役会構成員となった。したがって、2014年のデータは2014年10月7日から12月31日までの期間を示している。
- (4) 2014年10月7日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から10月7日までの期間を示している。
- (5) 2014年11月4日より取締役会構成員となった。したがって、2014年のデータは2014年11月4日から12月31日までの期間を示している。
- (6) 2014年11月4日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から11月4日までの期間を示している。
- (7) 2014年10月21日より取締役会構成員となった。したがって、2014年のデータは2014年10月21日から12月31日までの期間を示している。
- (8) ENELの専任取締役は、エンデサS.A.の取締役会で、その権能においていかなる報酬をも受領しない。

前払金および貸付金

構成員	単位：ユーロ	
	2014年12月31日	2013年12月31日
サルバドル・モンテホ・ベリラ(1)	-	168,283
ホセ・ディー・ボガス・ガルベス(2)	407,572	-
合 計	407,572	168,283

(1) 2014年11月4日に取締役会構成員でなくなった。

(2) 2014年10月7日より取締役会構成員となった。

年金基金および年金スキーム：拠出金

構成員	単位：ユーロ	
	2014年	2013年
ボルハ・プラド・ユウラテ	208,044	208,434
アンドレア・ブレンタン(1)	185,659	190,437
サルバドル・モンテホ・ベリラ(2)	161,916	195,412
ホセ・ディー・ボガス・ガルベス(3)	61,584	-
合 計	617,203	594,283

(1) 2014年10月7日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から10月7日までの期間を示している。

(2) 2014年11月4日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から11月4日までの期間を示している。

(3) 2014年10月7日より取締役会構成員となった。したがって、2014年のデータは2014年10月7日から12月31日までの期間を示している。

年金基金および年金スキーム：負担金

構成員	単位：ユーロ	
	2014年12月31日	2013年12月31日
ボルハ・プラド・ユウラテ	1,249,480	987,784
アンドレア・ブレンタン(1)	-	867,137
サルバドル・モンテホ・ベリラ(2)	-	2,559,520
ホセ・ディー・ボガス・ガルベス(3)	7,877,685	-
合 計	9,127,165	4,414,441

(1) 2014年10月7日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から10月7日までの期間を示している。

(2) 2014年11月4日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から11月4日までの期間を示している。

(3) 2014年10月7日より取締役会構成員となった。したがって、2014年のデータは2014年10月7日から12月31日までの期間を示している。

生命保険料

構成員	単位：ユーロ	
	2014年	2013年
ボルハ・プラド・ユウラテ	102,554	102,761
アンドレア・ブレンタン(1)	110,904	111,844
サルバドル・モンテホ・ベリラ(2)	41,245	50,461
ホセ・ディー・ボガス・ガルベス(3)	9,892	-
合 計	264,595	265,066

- (1) 2014年10月7日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から10月7日までの期間を示している。
- (2) 2014年11月4日より取締役会構成員ではない。したがって、2014年のデータは2014年1月1日から11月4日までの期間を示している。
- (3) 2014年10月7日より取締役会構成員となった。したがって、2014年のデータは2014年10月7日から12月31日までの期間を示している。

当社から常務取締役に供与される保証

報酬に関して、2014年12月31日現在、当社は、同年齢および同じ勤務年数であるその他の従業員の場合と同様の早期退職権をカバーすべく、その資格のある常務取締役のために、2014年には7,159,131ユーロに達する保証を供与した。

2014年および2013年における上級管理職の報酬

常務取締役でない上級管理職の構成員の細目、および当該年において同管理職らが得た報酬総額は、下記のとおりである。

上級管理職(2014年)(1)	
名 前	役 職
リカルド・ペレス・ブランコ(2)	法務およびコーポレート業務担当ジェネラル・マネージャー
エンリケ・ドゥランド・パケリソ	監査担当ジェネラル・マネージャー
パオロ・ボンディ	経営、財務および管理担当ジェネラル・マネージャー
アルベルト・フェルナンデス・トーレス	コミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・ルイス・プチェ・カスチレホ	メディア担当ジェネラル・マネージャー
アンドレア・ロ・ファソ(2)	人事および組織担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・カサス・マリン(2)	機関関係および規制担当ジェネラル・マネージャー
フェルナンド・フェランド・ビタレス(2)	持続可能性担当ジェネラル・マネージャー
パブロ・アスコイティア・ロレンテ(2)	購入担当ジェネラル・マネージャー
マヌエル・フェルナンド・マリン・グスマン(2)	ICT担当ジェネラル・マネージャー
ハビエル・ウリアルテ・モネレオ(2)	供給担当ジェネラル・マネージャー
マヌエル・モラン・カセロ(2)	発電担当ジェネラル・マネージャー
アルバロ・ルイス・クイラルテ・アベロ(2)	エネルギー・マネージメント担当ジェネラル・マネージャー
フランセスコ・アマデイ(2)	インフラおよびネットワーク担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・マリア・グラバロス・ラスエン(2)	原子力担当ジェネラル・マネージャー
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ(3)	法務および事務局担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス(3)	スペインおよびポルトガル担当ジェネラル・マネージャー
フランセスコ・ブレスチ(3)	購入担当ジェネラル・マネージャー
ラファエル・ロペス・ルエダ(3)	システムおよびテレコミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー
ヘクトル・ロペス・ピラセコ(3)	戦略担当ジェネラル・マネージャー
フェデリコ・フェア(3)	革新担当ジェネラル・マネージャー
イグナシオ・アントニャンサス・アルベール(4)	ラテンアメリカおよびチリ担当ジェネラル・マネージャー
サルバドル・モンテホ・ベリラ	取締役会書記役

(1) 本表に含まれる者の一覧は、2013年6月12日付のCNMVサーキュラー5/2013における上級管理職の定義に従っている。

(2) 経営管理委員会の構成の改正後、2014年就任。

(3) 経営管理委員会の構成の改正後、2014年退任。

(4) ラテンアメリカにおける売却の結果、2014年10月23日に退任(「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の注記5参照のこと。)。

上級管理職(2013年)(1)	
名 前	役 職
フランシスコ・ボルハ・アチャ・ベスガ	法務および事務局担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	スペインおよびポルトガル担当ジェネラル・マネージャー
パオロ・ボンディ	経済および金融ジェネラル・マネージャー
フランセスコ・プレスチ	購入担当ジェネラル・マネージャー
エンリケ・ドゥランド・バケリソ	監査担当ジェネラル・マネージャー
ラファエル・ロペス・ルエダ	システムおよびテレコミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー
アルフォンソ・ロペス・サンチェス(2)	コミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー
ヘクトル・ロペス・ビラセコ	戦略担当ジェネラル・マネージャー
ホセ・ルイス・プチェ・カスチレホ	人事および組織担当ジェネラル・マネージャー
アルベルト・フェルナンデス・トーレス(3)	コミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー
フェデリコ・フェア(3)	革新担当ジェネラル・マネージャー
イグナシオ・アントニャンサス・アルベール	ラテンアメリカおよびチリ担当ジェネラル・マネージャー

(1) 本表に含まれる者の一覧は、2013年6月12日付のCNMVサーキュラー5/2013における上級管理職の定義に従っている。

(2) 2013年退任。

(3) 2013年就任。

上級管理職に関する報酬の細目は次表に示されている。

	報 酬(単位：ユーロ)			
	当社によるもの		グループ会社の取締役としての地位に基づくもの	
	2014年	2013年	2014年	2013年
固定報酬	4,694,570	5,023,099	-	-
変動報酬	5,054,501	4,343,803	-	-
出席日当	-	-	-	-
定款規定の報酬	-	-	-	-
株式オプションおよび その他金融商品	-	-	-	-
そ の 他	724,785	1,477,706	-	-
合 計	10,473,856	10,844,608	-	-

	その他の利益(単位：ユーロ)			
	当社によるもの		グループ会社の取締役としての地位に基づくもの	
	2014年	2013年	2014年	2013年
前 払 金	830,722	466,942	-	-
貸 付 金	153,559	229,689	-	-
年金基金および年金スキーム：拠出金	1,221,956	1,047,034	-	-
年金基金および年金スキーム：負担金	12,999,092	16,840,623	-	-
生命保険料	268,879	251,116	-	-

当社から上級管理職に供与される保証

2014年12月31日現在、当社は上級管理職に保証を出していなかった。2013年、同年齢および同じ勤務年数であるその他の従業員の場合と同じように、同様の早期退職権をカバーすべく、上級管理職のために、7,159,131ユーロに達する保証があった。

保証条項：取締役会および上級管理職

契約の終了または支配権の変更についての保証条項

これらの条項は、当社およびそのグループの常務取締役および上級管理職のすべての契約において同じであり、指名および報酬委員会の報告書を受けた取締役会によって承認され、従業員関係の終了の場合の退職手当および契約終了後の競業避止義務を規定している。

管理に関して、この種類の契約終了条項は標準的な条項ではないが、その適用される事例の内容は、一般の従業員との関係における場合と同様である。

以下は、これらの条項の概要である。

- 従業員関係の終了

- 双方の合意による場合：場合に応じて年間報酬の1から3.3倍と同程度の退職手当。
- 幹部の一方的な決定の場合：退職金の資格はない。ただし、従業員関係の終了の決定が当社のその義務に関する深刻で重大な違反に基づいている場合、当該地位が廃止された場合、または支配権の変化があった場合もしくは1985年8月1日付国王布告1985年第1382号に基づき退職補償金が発生するその他いずれかの場合を除く。
- 当社による解雇の結果の場合：1点目に記されたのと同程度の退職金。
- 深刻な故意の不正行為または職務遂行上の幹部の過失に基づいた当社の決定の場合：退職金を受け取る権利はない。

これらの条件は、既存の雇用関係への変更または上級管理職の早期退職による雇用関係の終了から生ずる条件の替わりとなる。

- 契約終了後の競業禁止条項

大多数の契約の中で、上級管理職は2年間エンデサと競合する事業に従事してはならないと定められている。その対価として、幹部には最高額で固定報酬の1.1倍までの権利がある。

2014年12月31日現在、エンデサには雇用契約中の保証条項を有する11名の常務取締役および上級管理職が在籍していた(2013年12月31日現在では11名。)。

取締役会に関するその他の開示

2014年において、取締役が関与する利益相反事例があった。利益相反に影響を受けた取締役は、関連する取締役会には参加しなかった。これにより、エンデサの利益に相反する可能性がある取締役による決議の採決を回避した。

ENELの常務取締役および専任取締役が参加しなかった、2014年2月24日の取締役会は、Litoral火力発電所の調整のための設計、調達および建設契約(EPC)を、ENEL Ingegneria e Ricerca S.p.A.へ与えることを同意した。

ENELの常務取締役および専任取締役が参加しなかった、2014年4月28日の取締役会は、エンデサにより Corpus Christi Liquefaction LLCと契約された液化天然ガス(LNG)の量(1年当たり10億立方メートル)について、ENEL Trade, S.p.A.への割当てを許可することを同意した。

ENELの常務取締役および専任取締役が参加しなかった、2014年4月28日の取締役会は、保険ブローカー約定の委任契約ならびに保険およびリスクカバーならびに関連コンサルティングサービスの委任契約について、ENELおよびエンデサ間での締結を承認することを同意した。

ENELの常務取締役および専任取締役が参加しなかった、2014年4月28日の取締役会は、プロジェクトの一部がENELグループに与えられる、2014年から2018年のラテンアメリカ遠隔管理計画を承認することを同意した。

132キロボルトの電力線の地役権に関する意見を発するべく、Roca Junyent法律事務所に依頼するための承認も2014年4月28日の取締役会で与えられた。

ENELの常務取締役および専任取締役が参加しなかった、2014年7月28日の取締役会は、ENDESA Financiación Filiales, S.A.U.およびEI間の余剰配分契約の市場条件での1年の更新を許可した。

2014年7月から10月までの取締役会において、ラテンアメリカにおける売却プロセスおよびエンデサが受領した対価と同額の臨時現金配当の分配に関連して、本取引の規模および当社における重要性を十分に考慮し、当該プロセスの透明性および公開性を保証するため、以下の措置が採決された。

- ・一般コーポレート・ガバナンスのプロトコルに従い、当該取引を分析および管理するべく、特別委員会が取締役会に創設され、その構成員はエンデサの独立取締役のみであった。
- ・独立取締役委員会の提案により、当社に対して当該取引に係る財政、戦略および法律の事項について助言をするべく、適任の独立した専門家が指名され、採用された。
- ・潜在的な利益相反を防ぐため、取締役会は、当該取引の分析に関する決定を行うべく独立取締役の委員会に権限を委任し、当該委員会により行われた決定を実施するために必要または望ましいと考えられる合意または決定を採決した。したがって、エンデサの取締役会は発議された提案を協議せず、本目的のために創設された独立取締役特別委員会により採決された決定を引き受けたのみである。

取締役会の内部規則第6.3.D条は、取締役会に「重要な資産および保有する企業持分の売却を承認する権限」を与えているものの、当該取引の承認、特にラテンアメリカにおける売却プロセスの承認は、エンデサの臨時株主総会による承認のために提出された。

当該取引が提案された株主総会の通知と共に、株主には、ラテンアメリカにおける売却取引に対して受領された対価に関連する、財政的観点からのフェアネス・オピニオンが当該取引を分析および評価するべく提供され、それは、独立取締役委員会から選抜された財務顧問により作成された。

性別で区分すると、2014年12月31日現在において、エンデサS.A.の取締役会は9名の取締役に構成され、そのうち1人が女性である。また、2013年12月31日現在において、取締役会に女性は存在しなかった。

エンデサの株価に連動する株式に基づく報酬スキーム

現在まで、エンデサは株式に基づく報酬または株式オプションスキームを策定しておらず、したがって、取締役会の構成員または上級管理職も、これに関する報酬を受け取っていない。

長期報酬プラン

2010年において、エンデサは、「ロイヤリティスキーム」として知られる長期従業員福利厚生制度を確立した。この目的は、当グループの戦略的目標を達成するための上級スタッフのコミットメントを強化することである。このスキームは、2010年1月1日から各年で開始する継続的な3年間のプログラムで構成されている。

2014年12月31日現在、2012年から2014年および2013年から2015年の期間に対応するプログラムが効力を有していた。2014年12月31日、2012年から2014年のプログラムは終了し、当該スキームに基づき従業員により選択された受領オプションに従って、最終的な決済は2015年から2018年の期間に実施される予定である。

2012年から2014年および2013年から2015年のプログラムは、当社の金融目標が達成された範囲(エンデサおよびENELの連結営業純利益(EBITDA)、エンデサおよびENELの親会社の当該年度の連結利益(純利益)、使用平均資本利益率、エンデサおよびENELのROACE(営業利益(EBIT)/(固定資産+正味運転資本-引当金))ならびにENELの1株当たり利益(純利益/株式数))に基づき、従業員に長期インセンティブの権利を与える。

また、「第6 経理の状況」に含まれる連結財務書類の発行の許可日現在、2014年から2016年のプログラムが発行されているところであった。従前のプログラムと比して主要な新しい特徴は、目標賞与の削減、再評価オプションの除去、目標業績に対する2つの達成越え水準(150%および180%)の確立、ならびに想定される支払期間内(2017年および2018年)に参加者が当社の登録従業員ではない場合に回収権が付与されない報酬発生システムである。当該連結財務書類の発行の許可日現在、このプログラムは、会長、最高経営責任者およびENELグループで戦略的責任のある幹部1人のみに知らされていた。

その他の点

2014年、取締役会は、以下の条件で、2013年に合意されたとおり、取締役報酬を減額した。

- 20,856.75ユーロから15,642.56ユーロへの固定月給の25%の減額
- 2,003.37ユーロから1,502.53ユーロへの各取締役の取締役会出席日当の25%の減額

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】

経営慣行

本有価証券報告書の発行許可日現在、取締役会役員の最新指名日および取締役会役員の任期の詳細は、下記の表のとおりである。

役 職	氏 名	当初指名日	最新指名日
会 長	ボルハ・プラド・ユウラテ	06.20.2007	04.27.2015 03.24.2009(1)
副 会 長	フランセスコ・スタラーチェ	06.16.2014	10.21.2014
最高経営責任者	ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	10.07.2014	10.21.2014
取 締 役	アルベルト・パオリ	11.04.2014	04.27.2015
	リビオ・ガロ	10.21.2014	10.21.2014
	エンリコ・ビアレ	10.21.2014	10.21.2014
	ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	11.04.2014	04.27.2015
	ミケル・ロカ・フンイエント	06.25.2009	04.22.2013
	アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト	06.25.2009	04.22.2013
	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	04.27.2015	04.27.2015
	フランシスコ・デ・ラセルダ	04.27.2015	04.27.2015
	サルバドル・モンテホ・ベリラ	07.01.1999	
書記			

(1) エンデサの取締役会の会長としての指名日

取締役の任期は4年とし、取締役は同期間にわたり再任されうる。

監査および法令遵守委員会ならびに指名および報酬委員会

さらに、当社の取締役会は、監査および法令遵守委員会ならびに指名および報酬委員会を任命している。

監査および法令遵守委員会

定款52条は、監査および法令遵守委員会について規定する。

監査および法令遵守委員会は、最低3人、最高6人の取締役会からの非常務取締役から構成され、そのうち少なくとも2人は独立取締役であり、1人はその会計および/または監査の識および経験に基づいて選任されるものとする。

監査および法令遵守委員会の会長は、取締役会により、委員会の独立取締役の中から選任され、4年毎に交代されるべきである。ただし、会長は辞任から1年経過後に再任されることができる。

会長が欠ける場合、取締役会により一時的に指名された独立取締役が会長を務め、これがない場合は、委員会の最年長の独立取締役が会長を務める。

監査および法令遵守委員会は、構成員の過半数または取締役会の要求で決議された場合、会長によって招集される毎に開催される。委員会の会議は、当社の登録事務所または会長により決定されたその他の会場で開催され、会議の通知に併記される。

委員会の会議は過半数の構成員が参加する場合に有効に開催される。

決議はその会議に参加している取締役の過半数の票をもって可決されなければならない。可否同数の場合には、会長または会長代理が、決定票を有する。

委員会の書記役は、取締役会の書記役にもなり、可決された決議の議事録を作成し、当該議事録は取締役会に通知される。

本委員会の主要な職務は、有効なコーポレート・ガバナンスの遵守を促進し、経済および財務部門における当社の活動ならびに外部法令遵守監査および内部監査の透明性を確保することである。いずれの場合も、以下の職務を委任されることにある。

- a) 委員会の権限範囲に該当する発生した事項について株主総会に通知すること。
- b) 当社の内部統制、内部監査および税制度を含むリスク管理体制の有効性を監督すること、ならびに監査の間に発見された内部統制制度の重大な欠点につき、会計監査人と検討すること。
- c) 要求されるすべての財務情報の作成および提出を監督すること。
- d) 外部監査人の選拔、選任、再任および解任の提案ならびにその雇用条件における提案を取締役会において言及すること、ならびに定期的に外部監査人から、その職務を遂行する際の独立性維持、監査計画およびその実施についての情報を収集すること。
- e) 外部監査人の独立性をリスクにさらすことがあるすべての事項に関する情報(委員会により調査される。)ならびに会計および監査の法および基準に規定されるすべての連絡を含む、会計監査に関連するその他事項に関する情報を得るため外部監査人と関係を構築すること。いずれの場合も、外部監査人は、当社またはその直接もしくは間接に関連する法人に関連して、その独立性に関する年次報告書を発行する。この報告には、会計監査に関する適用ある法律に規定されるとおり、当該法人から外部監査人またはこの決議に関連するその他の者もしくは法人が受け取った適切な料金とともに提供された、あらゆる性質の追加サービスについての情報が含まれるものとする。
- f) 監査報告書の発行前に、法定監査人の独立性についての意見を表明する年次報告書を発行すること。かかる報告書には、いかなる場合でも、法律監査とは別に、独立性要件または監査規則に関連して提供された前項の追加サービス(個別的かつ総体的な内容を含む。)の価値についての査定が含まれる。
- g) 法律、本定款および取締役会規則に規定されているすべての事項ならびに特に下記に関する事前通知を取締役会に提供すること。
 - 1) 当社が定期的に公表しなければならないすべての財務情報
 - 2) 特別目的事業体または租税回避地として分類される海外の国もしくは領土で設立された会社の設立またはその持分の取得
 - 3) 関係者とのすべての取引

委員会は、本定款に規定されている職務が、非常務取締役のみで構成され、少なくとも2人の独立取締役(そのうち1人が会長である。)を含む他の委員会に、法律によって割り当てられる場合、その職務を行使しないものとする。

上記の職務は単なる例示にすぎず、また取締役会によって委員会に委任される他の職務を害さないものとみなされる。

取締役会規則には、委員会の権限ならびにその組織および運営体制を規定することができる。

本有価証券報告書の発行許可日現在、同委員会は、以下の委員により構成されている。

役 職	氏 名	指 名 日	地 位
委 員 長 委 員	ミケル・ロカ・フンイエント	06.30.2009	外部独立
	アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト	07.20.2009	外部独立
	アルベルト・デ・パオリ	11.04.2014	外部所有者(1)
	ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	11.04.2014	外部独立
	フランシスコ・デ・ラセルダ	05.07.2015	外部独立
	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	05.07.2015	外部独立
書記(非委員)	サルバドル・モンテホ・ベリラ	07.01.1999	-

(1) ENELを意味する。

指名および報酬委員会

定款53条は、指名および報酬委員会について規定している。

指名および報酬委員会は、最低3人、最高6人の取締役会からの非常務取締役により構成され、そのうち少なくとも2人は独立取締役でなければならない。

指名および報酬委員会の会長は、取締役会により、委員会の独立取締役の中から選任される。会長は4年毎に辞任する必要があるが、辞任から1年経過後に再任されることができる。

会長が欠ける場合、取締役会により一時的に指名された独立取締役が会長を務め、これが行われない場合、委員会の最年長の独立取締役が会長を務める。

指名および報酬委員会は、構成員の過半数または取締役会の要求で決議された場合、会長によって招集される毎に開催される。委員会の会議は、当社の登録事務所または会長により決定されたその他の会場で開催され、会議の通知に併記される。

委員会の会議は過半数の構成員が参加する場合に有効に開催される。

決議はその会議に参加している取締役の過半数の票をもって可決されなければならない。可否同数の場合には、会長または会長代理者が、決定票を有する。

委員会の書記役は、取締役会の書記役にもなり、可決された決議の議事録を作成し、当該議事録は取締役会に通知される。

指名および報酬委員会は、法律、本定款または本定款に従い作成された取締役会規則による職務にかかわらず、少なくとも以下の職務を行うものとする。

- a) 取締役会において必要な技術、知識および経験を査定すること。当該目的のため、委員会は各欠員を賄うための候補者に必要な職務および技術を定義し、候補者が適切に任務を遂行するために要求される時間および献身さを評価する。
- b) 取締役会において少数派である社会的性別のための代表目標を設定し、当該目標をどのように達成するかを指針を作成すること。
- c) 株主総会の決定または取締役会の選出に係る、独立取締役の指名提案すべて、および株主総会による前述の取締役の再任または解任の提案すべてを取締役に提起すること。

- d) 株主総会の決定または取締役会の選出に係る、再任される取締役の指名提案すべて、および株主総会による当該取締役の再任または解任の提案すべての通知を提供すること。
- e) 上級管理者の選任または解任の提案を、その契約の基本条件とともに報告すること。
- f) 取締役会の会長および当社の最高執行責任者の解任を査定し調整すること。場合により、前述の解任が可能な限り円滑および秩序正しく完了するよう取締役会への提案を作成すること。
- g) 取締役およびジェネラル・マネージャーまたは取締役会、執行委員会もしくは業務執行取締役の直接監督の下、上級管理職務を遂行するその他個人の報酬ならびに個別報酬について取締役会に方針を提案し、常務取締役のその他すべての契約上条件に関連して取締役会に方針を提案し、当該条件が遵守されることを確保すること。

上記の職務は単なる例示にすぎず、また取締役会によって委員会に委任される他の職務を害さないものとみなされる。

取締役会規則は、委員会の権限ならびにその組織および運営体制を制定することができる。

本有価証券報告書の発行許可日現在、同委員会は、以下の委員により構成されている。

役 職	氏 名	指 名 日	地 位
委 員 長 委 員	アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト	07.24.2012	外部独立
	アルベルト・デ・パオリ	11.04.2014	外部所有者(1)
	ヘレナ・レボレド・デルベッキオ	11.04.2014	外部独立
	ミケル・ロカ・フンイエント	06.30.2009	外部独立
	フランシスコ・デ・ラセルダ	05.07.2015	外部独立
	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	05.07.2015	外部独立
書記(非委員)	サルバドル・モンテホ・ベリラ	07.01.1999	-

(1) ENELを意味する。

発行会社が発行会社のスキームおよび発行会社の設立国のコーポレート・ガバナンスのスキームを遵守しているかどうかの宣言

当社のガバナンスに適用される原則は、以下において定められている。

- 2015年4月27日に開催された株主総会の決議で最新の変更が承認された会社の定款。
- 2003年6月19日の株主総会で承認され、2015年4月27日に開催された株主総会の決議で最新の変更が承認された株主総会規則。
- 2010年5月10日に承認された取締役会規則(直近の改正は、2011年12月19日に取締役会に承認された。)。
- 2003年5月27日、取締役会により承認された株式市場における行為に関する内部規則(直近の改正は、2011年12月19日に取締役会に承認された。)。
- 2003年3月25日、取締役会により、企業倫理規程が承認され、2011年12月19日に更新された。これにより、倫理規定、犯罪リスクの防止および汚職の絶対禁止の一般原則(TCCプラン)が同企業倫理規程の一部を成すようになった。

- 2010年12月20日、最善の貢献励行規範が承認された。かかる規範は、以下の方法によって貢献体制の適用を向上させるために、政府の貢献課および会社によって任意に採用された勧告を含むものである。
 - ・ 法律上の安全性の向上
 - ・ 相互協力
 - ・ 会社の、会計責任政策の適用
 - ・ 行政の支配の拡大
- 監査および法令遵守委員会は、2012年2月27日において、最善の貢献励行規範とともに規定される財政方針を承認した。

当社の定款は、義務的法令遵守の法規定とともに、当社のガバナンスならびに当社のガバナンスを構成する組織(すなわち、株主総会、取締役会および執行委員会)に適用される原則をその規則において定めている。

これら規則の中で特に注目すべき点は、手続の透明性、株主の権利の尊重、取締役の注意義務および忠実義務、ならびに法の要求に従い、意思決定の過程へ株主が参加することを促進する会社組織の機能を統治するスキームの制定である。

株主総会規則の目的は、株主への情報提供を促進し、株主が議決権および議論に参加する権利を行使して当社の意思決定へ寄与することを促すメカニズムの統制を通して、株主の株主総会への参加を促進することである。

取締役会規則は、定款第37条に従い、取締役会の組織および機能を統制する。かかる規則は以下の3つの概念に基づいている。すなわち、当社の統治機構の行動および当社のすべての関係における透明性の向上、効率的な企業経営の促進ならびに当社の上級管理職および取締役会の株主に対する責任の引受である。

株式市場における行為に関する内部規則は、透明性および投資家保護に寄与するため、規則の対象者が証券市場取引を行う際の行動基準を定めている。これらの規則は、公平、誠実、個人的利益よりも共通利益の重視、ならびに情報の取扱いおよび市場での行動において払われるべき当然の注意に基づいている。

企業倫理規程は、従業員の行動規範、倫理規定、犯罪リスクの防止および汚職の絶対禁止の一般原則(TCCプラン)で構成されている。これらは当社の方針および価値を発展させ、顧客および取引先との関係における基準を定め、従業員が業務で従うべき基準(倫理規程、専門職業意識および守秘義務)を設定する。かかる規程はまた、執行役および上級管理職としての地位に由来する兼任禁止および制限を定める。

これらの文書は全て、当社ウェブサイトのwww.endesa.comで入手することができる。

2015年2月26日、エンデサは、当社が従うべき行為規範を記載し、2013年6月12日付のCNMVサーキュラー5/2013において規定された様式に従って作成された上場会社のコーポレート・ガバナンス年次報告書様式を含む2014年のコーポレート・ガバナンス年次報告書をCNMVに提出した。

エンデサは、現在スペインにおいて効力を有する法律に従い、コーポレート・ガバナンスに関するスキームを遵守していることを宣言する。

エンデサS.A.の2011年5月9日の定時株主総会において株主は当社とその連結グループの両者の2011年、2012年および2013年の事業年度の新しい監査人として、ERNST & YOUNG, S.L.(以下「E&Y」という。)を選任することに同意した。

エンデサS.A.の2014年5月19日の定時株主総会において株主は当社とその連結グループの両者の2014年、2015年および2016年の事業年度の監査人として、E&Yを選任することに同意した。

2014年および2013年のエンデサ・グループの連結年次財務書類は、Plaza Pablo Ruíz Picasso, 1, 28020 Madridに事務所を置くE&Yにより監査された。同事務所は、会計監査人登記所(以下「Registro Oficial de Auditores de Cuentas」または「ROAC」という。)において、登記番号S0530の下に登記されている。連結年次財務書類はCNMVにおいて一般公開されている。

2014年および2013年のエンデサS.A.の個別年次財務書類は、Plaza Pablo Ruíz Picasso, 1, 28020 Madridに事務所を置くE&Yにより監査された。

E&Yは、2014年12月31日終了年度および2013年12月31日終了年度に関する年次財務書類を監査し、限定意見のない報告書を発行している。

エンデサS.A.の2011年5月9日の株主総会において、株主は、以下について同意した。

- ・ 法人企業法(その後の書換および改正を含む)第264.3条の規定に従った、当該時点の監査人であるKPMG Auditores, S.L.の、正当な理由による解任に係る承認
- ・ さらに、Plaza Pablo Ruíz Picasso, 1に登記上の事務所を有し、マドリッドの商業登記所において、M-23123頁、第215フォリオ、第12749巻、初編、第8セクション上に登記される、納税者番号B-78970506番の保有者であって、ROACにおいて、登記番号S0530の下に登記される、E&Yを、2011年度、2012年度および2013年度における個別および連結の年次財務書類についてのエンデサS.A.の監査人として選任することが可決された。任期は、現行法に従い、伸長することができる。
- ・ 2011年度、2012年度および2013年度における、エンデサS.A.およびその連結グループの会計の外部監査について、上記の会社と契約を締結し、同契約の追加条件の決定につき、最大限に取締役会に委任すること。

行政、管理および監督機関の構成員に関する発行会社の定款または内部規則の規定

2015年2月26日、エンデサは、CNMVに対し、2014年度コーポレート・ガバナンス年次報告書を提出した。同報告書は、当社が服する基本的な行動原則を記載しており、2013年6月12日付のCNMVサーキュラー5/2013において規定されている様式に従い作成されたとおりの、上場会社のコーポレート・ガバナンスに関する年次報告書の様式を含むものである。

取締役会

エンデサS.A.は、定款に従って、最低で9名、最高で15名の取締役から構成される取締役会により運営される。株主総会は、取締役の指名および解任の双方を行う。

取締役の任期は4年とし、同期間で再任されうるものとする。

定款37条およびCEA245条および249条に従って、取締役会は、その独自の規則の中でその組織および機能を統制している。

定款38条は、株主総会が取締役の指名および解任の双方を行うと規定している。取締役の地位は、辞任、解任および再任されることができる。

取締役会は、会長もしくはその代理の判断または2名以上の取締役会構成員もしくは、もし存在すれば、調整取締役の請求により、会長またはその代理によって招集される。決議は、本人または委任状により出席している取締役の賛成票の過半数により採択されるものとする。同数票の場合は、会長または会長代理が決定票を投じるものとする。

取締役会の構成員は、「第5 提出会社の状況 4 役員の状況 (1) 取締役等」を参照のこと。

経営委員会

経営委員会は、最低でも5名、最高で会長および最高経営責任者を含む7名の取締役から構成される。経営委員会の構成員の選定は、取締役の3分の2以上の賛成票が要求される。経営委員会は、取締役会会長が委員長を務め、取締役会書記が書記として務めるものとする。これらの地位の代理の方法は、取締役会について定められているものと同じである。

以下は経営委員会の権能である。

取締役会が委任する権限に関連する決議を採択すること。

取締役会は、経営委員会に会社経営に関連する事項を取り扱う権限を委任し、戦略的企業展開のガイドラインの遵守の監督のほか、予算の実施の監視および企業経営の監督にも特に注意を払う。

取締役会による権限の委任が存する問題に関する経営委員会の決議は、その決議時点から強制的な規則となる。上記にかかわらず、会長の判断または経営委員会構成員が過半数により重要な問題であると判断がなされた場合、経営委員会の決議は、取締役会のその後の決議に従うものとする。

取締役会の書記である経営委員会の書記は、採択された決議の議事録を作成し、取締役会に通知する。

現在、同委員会は、以下の委員により構成されている。

役 職	氏 名	指 名 日	地 位
委 員 長	ボルハ・プラド・ユウラテ	03.24.2009	幹 部
委 員	フランセスコ・スタラーチェ	06.16.2014	外部所有者(1)
委 員	ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	10.07.2014	幹 部
	アルベルト・デ・パオリ	11.04.2014	外部所有者(1)
	ミケル・ロカ・フンイエント	04.22.2013	外部独立
書記(非委員)	サルバドル・モンテホ・ベリラ	07.01.1999	-

(1) ENELを意味する。

既存の各種類の株式に関する権利、優先および制限の記載

定款第7条に基づく当社の株主の権利は、以下のとおりである。

「株式は、その保有者に正当な株主としての地位を付与し、かかる株主に法律および定款で定める権利を帰属させる。当社は、同一の状況下にある株主を平等に取り扱わなければならない。」

法律の定めに従い、法律に定める場合を除き、株主は、少なくとも以下の権利を有する。

- ・利益配当および当社の解散によりもたらされる純資産の分配を享有する権利。
- ・新株または転換社債の発行における優先引受の権利。
- ・株主総会に出席し、議決権を行使し、また会社の決議に異議を述べる権利。
- ・情報を受領する権利。

株主の権利を変更するために行わなければならない事項の記載(当該条件が法律により要求される条件よりも重大かどうかについて)

適法法令により定められる条件よりも重大な条件は存在しない。

定時株主総会および臨時株主総会の招集の様式に適用される条件(承認の条件を含む。)の記載

株主総会の招集

取締役会は、定時株主総会を各年上半期内に開催し、臨時株主総会を会社の利益に資すると考える場合にはいつでも、招集するものとする。

さらに、取締役会は、株式資本の3%以上を保有する多数の株主が、株主総会において執り行われるべき議事を表示して要求した場合には、株主総会を招集しなければならない。かかる場合、株主総会は、株主総会招集のための公証人の送達を通じて要求があった日から2か月以内に開催されるように招集されるものとする。取締役会は、要求に含まれた議事が必ず記載された議事録を作成するものとする。

出席権

株主総会の開催の5日前までに適切な株主名簿にその株式が登録されている株主は、株主総会に出席することができる。

取締役は、株主総会に出席しなければならない。

会長は、適切とみなした者の出席を許可することができる。ただし、総会は、かかる許可を取り消すことができる。

代理

出席権を有する株主は、家族代理および全権委任状の付与の場合に関する法律の規定にかかわらず、株主総会において他人をして代理させることができる。

代理権は、書面にて、かつ株主総会ごとに特別なものとして付与されなければならない。いかなる場合も、任意代理および法定代理のいずれであっても、法律で別段の定めがある場合を除き、株主総会において複数の代理人が存在してはならない。

発行会社の支配権の変更を遅延、延期または阻止する効果を有する、発行会社の定款または内部規則の規定
かかる種類の規定は存在しない。

株主名を開示しなければならない所有持分の上限に適用される定款または内部規則(場合による。)の規定

現行法により定められた規定にかかわらず、定款にも内部規則にも、株主名を開示しなければならない所有持分の上限に適用される規定は含まれていない。

資本の変更に適用される定款または内部規則により課された条件の記載(当該条件が法律により要求される条件よりも厳格である場合)

適用規則により定められた条件よりも厳格な条件は存在しない。

(2) 【監査報酬の内容等】

① 【外国監査公認会計士等に対する報酬の内容】

区分	前連結会計年度(修正)		当連結会計年度	
	監査証明業務に基づく報酬 (ユーロ)	非監査業務に基づく報酬 (ユーロ)	監査証明業務に基づく報酬 (ユーロ)	非監査業務に基づく報酬 (ユーロ)
提出会社	2,679,882 (345,463,589円)	713,000 (91,912,830円)	5,503,077 (709,401,656円)	0 (0円)
連結子会社	4,512,329 (581,684,331円)	671,407 (86,551,076円)	1,451,570 (187,121,889円)	582,100 (75,038,511円)
計	7,192,211 (927,147,920円)	1,384,407 (178,463,906円)	6,954,647 (896,523,545円)	582,100 (75,038,511円)

② 【その他重要な報酬の内容】

2014年において、証明業務には主に株式売却の公募に関してエンデサS.A.により準備された財務情報に対する専門的業務の費用が含まれる。

2013年において、証明業務には主にエネルギーセクターに関連する規制監査に対して支払われた費用が含まれる。収支更新レビュー、費用に係る合意された手続、「電気料金の損失」およびその他のに係る合意された手続。ラテンアメリカにおいては、ブラジルのANEELが公表した合意された手続および企業活動による特別な報告を含む。その他の費用は、持続可能性および環境報告書に係る監査関連サービスならびにその他の小規模な監査関連サービス。

③ 【外国監査公認会計士等の提出会社に対する非監査業務の内容】

③-1 2013年において、税金業務には、税制優遇およびその他の関連計算費用のレビューが含まれる。

③-2 2013年において、その他非監査業務には、次のものに対して支払われた費用が含まれる。法律その他規制およびその他の影響に係る助言、支援、レビューおよび定量分析。ラテンアメリカにおいては、チリにおけるプロジェクト・アカウンティング分野およびその他の小規模な非監査業務が含まれる。

④ 【監査報酬の決定方針】

監査委員会承認政策および手続

エンデサの外部監査人は、エンデサの株主によって定時株主総会で選任される。同様に、適用法および規制が定めた諸国に設置されたその子会社の株主も、当該子会社の外部監査人を選任する。

監査および管理委員会は、外部監査部を通じて選任の提案、契約書の検討、報酬交渉、提供された業務についての質の管理、独立問題の検討および管理ならびにその他関連事項を管理する。

監査および管理委員会は、専門的業務について、エンデサの外部監査人または外部監査人の関連会社の契約締結に関する承諾政策を有する。当該政策が対象とする専門的業務は、エンデサまたはその子会社に提供された監査業務および非監査業務であって、2003年5月6日付および2009年11月2日付またはその後の日付の契約に定められたものを含む。

経常の監査業務に関して支払可能な報酬は、包括的交渉の一部として承認されている。

臨時の監査業務に関して支払可能な報酬は、外部監査部による分析を一端受けた後、承認または否認のため、監査および管理委員会に提出される。

監査および管理委員会により設けられた非監査業務のための承認政策は、次のとおりである。

- ・ 業務を依頼した事業ユニットと業務履行の依頼を受けた監査事務所は、提供される予定の業務の性質を外部監査部が検討するよう要請しなければならないこと。
- ・ かかる時点において、外部監査部は、依頼を分析し、監査事務所の独立を認証した当社の連結財務諸表の監査について責任を負うパートナーが署名した証明書の発行を、業務の提供を依頼された監査事務所に求めること。
- ・ 最後に、承認または否認のため、監査および管理委員会に提案が提出されること。

第6 【経理の状況】

a 本書記載のエンデサ・エセ・アー 及び連結子会社(以下、本第6において「当グループ」という。)の原文の連結財務書類(以下、本第6において「原文の連結財務書類」という。)は、欧州連合が採択している国際財務報告基準(以下、本第6において「EU版IFRS」という。)に準拠して作成されている。

本書記載の邦文の連結財務書類は、上述の当年度および前年度の原文の連結財務書類を翻訳したものである。当グループの連結財務書類の日本における開示については、「財務諸表等の用語、様式及び作成方法に関する規則」(以下、本第6において「財務諸表等規則」という。)(昭和38年大蔵省令第59号)第131条第1項の規定が適用されている。

日本における会計原則及び報告実務とIFRSとの主な差異については、第6の「4 日本の会計原則及び報告実務とIFRSとの相違」に記載されている。

b 原文の当年度及び前年度の連結財務書類については、スペインにおける独立監査人であるアーンスト・アンド・ヤング・エセ・エレの監査を受けている。監査報告書の原文及び独立監査人の同意書の原文並びにそれらの訳文は、本書に掲載されている。

なお、当グループの連結財務書類は金融商品取引法第193条の2第1項第1号および「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の規定により、外国監査法人等により監査証明に相当すると認められる証明を受けているため、本邦の公認会計士または監査法人による金融商品取引法第193条の2第1項の規定に基づく監査証明を受けていない。

c 邦文の連結財務書類には、「財務諸表等規則」第134条に基づき、原文の連結財務書類中のユーロ表示の金額のうち主要なものについて円換算額が併記されている。日本円への換算には、2015年4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、1ユーロ=128.91円の為替レートが使用されている。

d 日本円及び第6の「3 その他」から「4 日本の会計原則及び報告実務とIFRSとの相違」の事項は原文の連結財務書類には記載されておらず、原文の連結財務書類への参照事項を除き、上記bの監査の対象になっていない。

1 【財務書類】

(1) 連結財政状態計算書

	2014年12月31日		2013年12月31日 (修正再表示後)(*)		2013年1月1日 (修正再表示後)(*)	
	百万 ユーロ	百万円	百万 ユーロ	百万円	百万 ユーロ	百万円
資産						
固定資産	24,751	3,190,651	42,695	5,503,812	44,239	5,702,849
有形固定資産(注記7)	21,104	2,720,517	31,591	4,072,396	33,602	4,331,634
投資不動産(注記8)	22	2,836	77	9,926	88	11,344
無形資産(注記9)	627	80,827	2,225	286,825	2,699	347,928
のれん(注記6及び10)	-	-	2,302	296,751	2,663	343,287
持分法適用投資(注記11.1)	1,104	142,317	1,408	181,505	1,354	174,544
固定金融資産(注記19)	619	79,795	3,224	415,606	1,891	243,769
繰延税金資産(注記22)	1,275	164,360	1,868	240,804	1,942	250,343
流動資産	5,945	766,370	13,262	1,709,604	13,957	1,799,197
棚卸資産(注記12)	1,008	129,941	1,103	142,188	1,262	162,684
営業債権及びその他の債権(注記13)	3,071	395,883	4,932	635,784	5,389	694,696
営業債権	2,780	358,370	4,512	581,642	4,918	633,979
未収還付法人所得税	291	37,513	420	54,142	471	60,717
流動金融資産(注記19)	1,210	155,981	3,078	396,785	5,399	695,985
現金及び現金同等物(注記14)	648	83,534	4,145	534,332	1,819	234,487
売却目的で保有する固定資産及び非継続事業(注記5)	8	1,031	4	516	88	11,344
資産合計	30,696	3,957,021	55,957	7,213,417	58,196	7,502,046
株主持分及び負債						
株主持分(注記15)	8,575	1,105,403	26,762	3,449,889	26,360	3,398,068
親会社持分(注記15.1)	8,576	1,105,532	20,521	2,645,362	20,653	2,662,378
資本金	1,271	163,845	1,271	163,845	1,271	163,845
資本剰余金	10,797	1,391,841	19,253	2,481,904	16,719	2,155,246
親会社に帰属する当期純利益	3,337	430,173	1,879	242,222	2,034	262,203
中間配当	(6,755)	(870,787)	(1,588)	(204,709)	-	-
評価差額金	(74)	(9,539)	(294)	(37,900)	629	81,084
非支配持分(注記15.2)	(1)	(129)	6,241	804,527	5,707	735,689
固定負債	15,715	2,025,821	18,153	2,340,103	21,391	2,757,514
繰延収益(注記16)	4,612	594,533	4,573	589,505	4,434	571,587
長期引当金(注記17)	3,591	462,916	3,496	450,669	4,198	541,164
年金及び類似債務引当金(注記17.1)	1,140	146,957	1,120	144,379	1,125	145,024
その他の長期引当金	2,451	315,958	2,376	306,290	3,073	396,140
長期有利子ローン及び借入金(注記18)	6,083	784,160	7,437	958,704	9,901	1,276,338
その他の固定負債(注記21)	556	71,674	597	76,959	571	73,608
繰延税金負債(注記22)	873	112,538	2,050	264,266	2,287	294,817
流動負債	6,406	825,797	11,042	1,423,424	10,445	1,346,465
短期有利子ローン及び借入金(注記18)	1	129	1,127	145,282	791	101,968
短期引当金(注記24)	544	70,127	689	88,819	875	112,796
年金及び類似債務に関する短期引当金	-	-	-	-	-	-
その他の短期引当金	544	70,127	689	88,819	875	112,796
営業債務及びその他の流動負債(注記23)	5,861	755,542	9,226	1,189,324	8,779	1,131,701
仕入債務及びその他の債務	5,222	673,168	8,604	1,109,142	8,323	1,072,918
未払法人所得税	639	82,373	622	80,182	456	58,783

売却目的で保有する固定資産及び非継続事業に関連する負債(注記5)	-	-	-	-	-	-
株主持分及び負債合計	30,696	3,957,021	55,957	7,213,417	58,196	7,502,046

(*) 注記2.2の説明のとおり、修正再表示されている。

添付の連結財務書類の注記1から38は、2014年及び2013年12月31日現在の、連結財政状態計算書の不可欠の一部である。

(2) 連結損益計算書

	12月31日終了年度			
	2014年		2013年 (修正再表示後)(*)	
	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
収益 (注記25)	21,512	2,773,112	21,515	2,773,499
収益(注記25.1)	20,473	2,639,174	20,509	2,643,815
その他の営業収益(注記25.2)	1,039	133,937	1,006	129,683
仕入及びサービス	(15,974)	(2,059,208)	(16,015)	(2,064,494)
電力購入	(5,126)	(660,793)	(5,379)	(693,407)
消費燃料原価	(2,486)	(320,470)	(2,780)	(358,370)
送電費用	(5,918)	(762,889)	(6,106)	(787,124)
その他の変動仕入及びサービス(注記26)	(2,444)	(315,056)	(1,750)	(225,593)
貢献利益	5,538	713,904	5,500	709,005
自家建設資産(注記3a及び3d)	113	14,567	102	13,149
人件費(注記27)	(1,245)	(160,493)	(1,030)	(132,777)
その他の固定営業費用(注記28)	(1,316)	(169,646)	(1,356)	(174,802)
営業総利益	3,090	398,332	3,216	414,575
減価償却費、償却費及び減損損失(注記29)	(1,618)	(208,576)	(1,601)	(206,385)
営業利益	1,472	189,756	1,615	208,190
純金融利益/(損失) (注記30)	(166)	(21,399)	(106)	(13,664)
金融収益	110	14,180	142	18,305
金融費用	(280)	(36,095)	(278)	(35,837)
為替換算差額(純額)	4	516	30	3,867
持分法適用会社の利益/(損失)(注記11.1)	(44)	(5,672)	57	7,348
その他の投資利益/(損失)	2	258	10	1,289
資産処分利益/(損失)	(25)	(3,223)	(4)	(516)
税引前利益	1,239	159,719	1,572	202,647
法人所得税(注記31)	(296)	(38,157)	(396)	(51,048)
継続事業の税引後利益	943	121,562	1,176	151,598
非継続事業の税引後利益 (注記5)	3,045	392,531	1,767	227,784
当期純利益	3,988	514,093	2,943	379,382
親会社持分	3,337	430,173	1,879	242,222
非支配持分	651	83,920	1,064	137,160
	ユーロ	円	ユーロ	円
基本的1株当たり当期純利益(継続事業)	0.90	116.02	1.11	143.09
希薄化後1株当たり当期純利益(継続事業)	0.90	116.02	1.11	143.09
基本的1株当たり当期純利益(非継続事業)	2.25	290.05	0.66	85.08
希薄化後1株当たり当期純利益(非継続事業)	2.25	290.05	0.66	85.08
基本的1株当たり当期純利益	3.15	406.07	1.77	228.17
希薄化後1株当たり当期純利益	3.15	406.07	1.77	228.17

(*) 注記2.2の説明のとおり、修正再表示されている。

添付の連結財務書類の注記1から38は、2014年及び2013年12月31日に終了した事業年度の連結損益計算書の不可欠の一部である。

(3) 連結包括利益計算書

(単位：百万ユーロ)	12月31日終了年度					
	2014年			2013年(修正再表示後)(*)		
	親会社 持分	非支配 持分	合計	親会社 持分	非支配 持分	合計
当期純利益	3,337	651	3,988	1,879	1,064	2,943
その他の包括利益						
株主持分に直接認識される収益及び費用	(345)	87	(258)	(1,044)	(1,099)	(2,143)
損益に振り替えられる項目：	(22)	95	73	(1,006)	(1,098)	(2,104)
有形固定資産及び無形資産の再評価 (再評価の戻入れ)	-	-	-	-	-	-
金融商品の測定	-	-	-	(3)	-	(3)
売却可能金融資産(注記15.1.7)	-	-	-	(3)	-	(3)
その他の収益/(費用)	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ(注記 15.1.7)	46	(90)	(44)	(189)	(73)	(262)
為替換算差額(注記15.1.6)	(29)	150	121	(886)	(1,048)	(1,934)
持分法適用会社(注記15.1.7)	(27)	14	(13)	22	8	30
株主持分に直接認識されるその他の 収益及び費用	-	-	-	-	-	-
税効果(注記15.1.7及び注記15.1.11)	(12)	21	9	50	15	65
その後の期間において損益に振り替え られない項目：	(323)	(8)	(331)	(38)	(1)	(39)
年金制度に係る数理計算上の差異(注 記17.1)	(396)	(13)	(409)	(31)	(1)	(32)
税効果(注記15.1.11)	73	5	78	(7)	-	(7)
損益計算書又は投資への振替額	241	(9)	232	83	(6)	77
金融商品の測定	-	-	-	(64)	-	(64)
売却可能金融資産(注記15.1.7)	-	-	-	(64)	-	(64)
その他の収益/(費用)	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ(注記 15.1.7)	9	(10)	(1)	187	(4)	183
為替換算差額(注記5及び15.1.6)	239	-	239	-	-	-
持分法で連結された投資(注記15.1.7)	(6)	-	(6)	7	-	7
株主持分に直接認識されるその他の 収益及び費用	-	-	-	-	-	-
税効果(注記15.1.7及び15.1.11)	(1)	1	-	(47)	(2)	(49)
包括利益合計	3,233	729	3,962	918	(41)	877

(*) 注記2.2の説明のとおり、修正再表示されている。

添付の連結財務書類の注記1から38は、2014年及び2013年12月31日に終了した事業年度の連結包括利益計算書の不可欠の一部である。

(単位：百万円)	2014年			2013年(修正再表示後)(*)		
	親会社 持分	非支配 持分	合計	親会社 持分	非支配 持分	合計
当期純利益	430,173	83,920	514,093	242,222	137,160	379,382
その他の包括利益						
株主持分に直接認識される収益及び費用	(44,474)	11,215	(33,259)	(134,582)	(141,672)	(276,254)
損益に振り替えられる項目：	(2,836)	12,246	9,410	(129,683)	(141,543)	(271,227)
有形固定資産及び無形資産の再評価（再評価の戻入れ）	-	-	-	-	-	-
金融商品の測定	-	-	-	(387)	-	(387)
売却可能金融資産(注記15.1.7)	-	-	-	(387)	-	(387)
その他の収益/(費用)	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ(注記15.1.7)	5,930	(11,602)	(5,672)	(24,364)	(9,410)	(33,774)
為替換算差額(注記15.1.6)	(3,738)	19,337	15,598	(114,214)	(135,098)	(249,312)
持分法適用会社(注記15.1.7)	(3,481)	1,805	(1,676)	2,836	1,031	3,867
株主持分に直接認識されるその他の収益及び費用	-	-	-	-	-	-
税効果(注記15.1.7及び注記15.1.11)	(1,547)	2,707	1,160	6,446	1,934	8,379
その後の期間において損益に振り替えられない項目：	(41,638)	(1,031)	(42,669)	(4,899)	(129)	(5,027)
年金制度に係る数理計算上の差異(注記17.1)	(51,048)	(1,676)	(52,724)	(3,996)	(129)	(4,125)
税効果(注記15.1.11)	9,410	645	10,055	(902)	-	(902)
損益計算書又は投資への振替額	31,067	(1,160)	29,907	10,700	(773)	9,926
金融商品の測定	-	-	-	(8,250)	-	(8,250)
売却可能金融資産(注記15.1.7)	-	-	-	(8,250)	-	(8,250)
その他の収益/(費用)	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ(注記15.1.7)	1,160	(1,289)	(129)	24,106	(516)	23,591
為替換算差額(注記5及び15.1.6)	30,809	-	30,809	-	-	-
持分法で連結された投資(注記15.1.7)	(773)	-	(773)	902	-	902
株主持分に直接認識されるその他の収益及び費用	-	-	-	-	-	-
税効果(注記15.1.7及び15.1.11)	(129)	129	-	(6,059)	(258)	(6,317)
包括利益合計	416,766	93,975	510,741	118,339	(5,285)	113,054

(*) 注記2.2の説明のとおり、修正再表示されている。

添付の連結財務書類の注記1から38は、2014年及び2013年12月31日に終了した事業年度の連結包括利益計算書の不可欠の一部である。

(4) 連結持分変動計算書

(単位：百万ユーロ)	親会社に帰属する持分(注記15.1)						非支配 持分	株主持分 合計
	資本金及び資本剰余金					評価 差額金		
	資本金	資本剰余金 及び 中間配当	自己株式 及び 自己持分 証券	当期利益/ (損失)	その他 資本項目			
2014年1月1日現在残高(*)	1,271	17,665	-	1,879	-	(294)	6,241	26,762
会計方針の変更に伴う調整	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正	-	-	-	-	-	-	-	-
2014年1月1日現在調整後残高	1,271	17,665	-	1,879	-	(294)	6,241	26,762
包括利益合計	-	(323)	-	3,337	-	219	729	3,962
株主及び所有者との取引	-	(15,179)	-	-	-	1	(6,971)	(22,149)
資本増加(減少)	-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への転換	-	-	-	-	-	-	-	-
配当金(注記15.1.10)	-	(15,008)	-	-	-	-	(503)	(15,511)
自己株式又は自己持分証券取引 (純額)	-	-	-	-	-	-	-	-
事業結合に伴う増加/(減少)	-	-	-	-	-	1	1	2
株主及び所有者とのその他の取引 (注記2.4.1及び15.2)	-	(171)	-	-	-	-	(6,469)	(6,640)
その他の持分変動	-	1,879	-	(1,879)	-	-	-	-
株式報酬	-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替	-	1,879	-	(1,879)	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-
2014年12月31日現在残高	1,271	4,042	-	3,337	-	(74)	(1)	8,575

(*) 注記2.2の説明のとおり、修正再表示されている。

添付の連結財務書類の注記1から38は、2014年12月31日に終了した事業年度の連結持分変動計算書の不可欠の一部である。

(単位：百万円)	親会社に帰属する持分(注記15.1)						非支配 持分	株主持分 合計
	資本金及び資本剰余金					評価 差額金		
	資本金	資本剰余金 及び 中間配当	自己株式 及び 自己持分 証券	当期利益/ (損失)	その他 資本項目			
2014年1月1日現在残高(*)	163,845	2,277,195	-	242,222	-	(37,900)	804,527	3,449,889
会計方針の変更に伴う調整	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の修正	-	-	-	-	-	-	-	-
2014年1月1日現在調整後残高	163,845	2,277,195	-	242,222	-	(37,900)	804,527	3,449,889
包括利益合計	-	(41,638)	-	430,173	-	28,231	93,975	510,741
株主及び所有者との取引	-	(1,956,725)	-	-	-	129	(898,632)	(2,855,228)
資本増加(減少)	-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への転換	-	-	-	-	-	-	0	-
配当金(注記15.1.10)	-	(1,934,681)	-	-	-	-	(64,842)	(1,999,523)
自己株式又は自己持分証券取引(純額)	-	-	-	-	-	-	-	-
事業結合に伴う増加/(減少)	-	-	-	-	-	129	129	258
株主及び所有者とのその他の取引(注記2.4.1及び15.2)	-	(22,044)	-	-	-	-	(833,919)	(855,962)
その他の持分変動	-	242,222	-	(242,222)	-	-	-	-
株式報酬	-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替	-	242,222	-	(242,222)	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-
2014年12月31日現在残高	163,845	521,054	-	430,173	-	(9,539)	(129)	1,105,403

(*) 注記2.2の説明のとおり、修正再表示されている。

添付の連結財務書類の注記1から38は、2014年12月31日に終了した事業年度の連結持分変動計算書の不可欠の一部である。

(単位：百万ユーロ)	親会社に帰属する持分(修正再表示後)(*)(注記15.1)						非支配 持分	株主持分 合計
	資本金及び資本剰余金					評価 差額金		
	資本金	資本剰余金 及び 中間配当	自己株式 及び 自己持分 証券	当期利益/ (損失)	その他 資本項目			
2013年1月1日現在残高	1,271	16,719	-	2,034	-	629	5,716	26,369
会計方針の変更に伴う調整(注記2.2)	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)
誤謬の修正	-	-	-	-	-	-	-	-
2013年1月1日現在調整後残高	1,271	16,719	-	2,034	-	629	5,707	26,360
包括利益合計	-	(38)	-	1,879	-	(923)	(41)	877
株主及び所有者との取引	-	(1,050)	-	-	-	-	575	(475)
資本増加(減少)	-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への転換	-	-	-	-	-	-	-	-
配当金(注記15.1.10)	-	(1,588)	-	-	-	-	(630)	(2,218)
自己株式又は自己持分証券取引(純額)	-	-	-	-	-	-	-	-
事業結合に伴う増加/(減少)	-	-	-	-	-	-	-	-
株主及び所有者とのその他の取引(注記15.2)	-	538	-	-	-	-	1,205	1,743
その他の持分変動	-	2,034	-	(2,034)	-	-	-	-
株式報酬	-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替	-	2,034	-	(2,034)	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-
2013年12月31日現在残高	1,271	17,665	-	1,879	-	(294)	6,241	26,762

(*) 注記2.2の説明のとおり、修正再表示されている。

添付の連結財務書類の注記1から38は、2013年12月31日に終了した事業年度の連結持分変動計算書の不可欠の一部である。

(単位：百万円)	親会社に帰属する持分(修正再表示後)(*)(注記15.1)						非支配 持分	株主持分 合計
	資本金及び資本剰余金					評価 差額金		
	資本金	資本剰余金 及び 中間配当	自己株式 及び 自己持分 証券	当期利益/ (損失)	その他 資本項目			
2013年1月1日現在残高	163,845	2,155,246	-	262,203	-	81,084	736,850	3,399,228
会計方針の変更に伴う調整(注記2.2)	-	-	-	-	-	-	(1,160)	(1,160)
誤謬の修正	-	-	-	-	-	-	-	-
2013年1月1日現在調整後残高	163,845	2,155,246	-	262,203	-	81,084	735,689	3,398,068
包括利益合計	-	(4,899)	-	242,222	-	(118,984)	(5,285)	113,054
株主及び所有者との取引	-	(135,356)	-	-	-	-	74,123	(61,232)
資本増加(減少)	-	-	-	-	-	-	0	-
負債から資本への転換	-	-	-	-	-	-	0	-
配当金(注記15.1.10)	-	(204,709)	-	-	-	-	(81,213)	(285,922)
自己株式又は自己持分証券取引(純額)	-	-	-	-	-	-	-	-
事業結合に伴う増加/(減少)	-	-	-	-	-	-	-	-
株主及び所有者とのその他の取引(注記15.2)	-	69,354	-	-	-	-	155,337	224,690
その他の持分変動	-	262,203	-	(262,203)	-	-	-	-
株式報酬	-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替	-	262,203	-	(262,203)	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-
2013年12月31日現在残高	163,845	2,277,195	-	242,222	-	(37,900)	804,527	3,449,889

(*) 注記2.2の説明のとおり、修正再表示されている。

添付の連結財務書類の注記1から38は、2013年12月31日に終了した事業年度の連結持分変動計算書の不可
欠の一部である。

(5) 連結キャッシュ・フロー計算書

	2014年 (2014年12月31日に 終了した12ヶ月間)		2013年(修正再表示後)(*) (2013年12月31日に 終了した12ヶ月間)	
	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
税引前利益	4,852	625,471	4,010	516,929
調整：	1,711	220,565	2,830	364,815
減価償却費、償却費及び減損損失	2,006	258,593	2,379	306,677
その他の調整(純額)	(295)	(38,028)	451	58,138
運転資本の変動	(1,228)	(158,301)	(555)	(71,545)
営業活動によるその他のキャッシュ・フロー：	(1,621)	(208,963)	(1,776)	(228,944)
受取利息	280	36,095	367	47,310
受取配当金	27	3,481	18	2,320
支払利息	(593)	(76,444)	(708)	(91,268)
法人所得税	(810)	(104,417)	(828)	(106,737)
営業活動によるその他の受取及び支払	(525)	(67,678)	(625)	(80,569)
営業活動による正味キャッシュ・フロー	3,714	478,772	4,509	581,255
有形固定資産及び無形資産の取得	(1,853)	(238,870)	(2,376)	(306,290)
有形固定資産及び無形資産の売却による収入	19	2,449	49	6,317
グループ会社への投資(注記6)	(68)	(8,766)	-	-
グループ会社への投資の売却による収入(注記5)	6,358	819,610	214	27,587
その他投資	(780)	(100,550)	(5,070)	(653,574)
その他投資の売却による収入	3,526	454,537	5,375	692,891
連結範囲の変更によるキャッシュ・フロー	-	-	-	-
助成金及びその他の繰延収益	153	19,723	170	21,915
投資活動による正味キャッシュ・フロー	7,355	948,133	(1,638)	(211,155)
持分商品によるキャッシュ・フロー(注記15.2)	(507)	(65,357)	1,747	225,206
長期借入金による収入	5,471	705,267	1,086	139,996
長期借入金の返済	(1,001)	(129,039)	(1,219)	(157,141)
短期借入金からの正味キャッシュ・フロー	(1,835)	(236,550)	(1,319)	(170,032)
親会社による配当金の支払(注記15.1.10)	(16,194)	(2,087,569)	-	-
非支配持分への配当金の支払	(492)	(63,424)	(539)	(69,482)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(14,558)	(1,876,672)	(244)	(31,454)
正味キャッシュ・フロー合計	(3,489)	(449,767)	2,627	338,647
現金及び現金同等物に係る為替変動の影響	(8)	(1,031)	(301)	(38,802)
現金及び現金同等物の当期純増加/(減少)	(3,497)	(450,798)	2,326	299,845
1月1日現在の現金及び現金同等物(注記14)	4,145	534,332	1,819	234,487
手許現金及び銀行預金	1,058	136,387	1,024	132,004
現金同等物	3,087	397,945	795	102,483
12月31日現在の現金及び現金同等物(注記14)	648	83,534	4,145	534,332
手許現金及び銀行預金	390	50,275	1,058	136,387
現金同等物	258	33,259	3,087	397,945

(*) 注記2.2の説明のとおり、修正再表示されている。

添付の連結財務書類の注記1から38は、2014年及び2013年12月31日に終了した事業年度の連結キャッシュ・フロー計算書の不可欠の一部である。

[次へ](#)

連結財務書類に対する注記

注記1. グループの活動及び財務書類

エンデサ・エセ・アー（以下本第6において「親会社」又は「当社」という。）及びその子会社が、エンデサ・グループ（以下本第6において「エンデサ」という。）を構成している。当社の登録事務所及び本社は、マドリッド市、リベラ・デル・ロイラ60にある。

当社は、1944年にスペイン法に基づきEmpresa Nacional de Electricidad, S.A.という社名の有限責任株式会社として設立されたが、1997年6月25日に開催の株主総会で可決された株主の決議に従って、社名をエンデサ・エセ・アーに変更した。

その企業目的は、様々な産業・商業分野の電力事業、あらゆる種類の第一次エネルギー資源の開拓、特に通信、水道・ガス分野、及び当グループの企業目的に繋がる又は補完する分野を中心とする産業サービスの提供、並びに他社への投資から成る企業グループの経営である。エンデサは、スペイン内外で直接的にあるいは他社への投資を通じて間接的に、企業目的を遂行している。

2013年12月31日終了事業年度のエンデサの連結財務書類は、2014年5月19日に開催の株主総会で株主により承認され、マドリッドの会社登記所に提出された。

当連結財務書類及びその作成に用いられた全てのグループ構成会社の2014年度連結財務書類は、各々の株主総会で株主の承認をまだ受けていないが、親会社取締役は、修正されることもなく承認され则认为している。

親会社の表示通貨はユーロで、（別途記載がある場合を除き）本報告書に記載する値は百万ユーロ単位である。

当社は、ENEL, S.p.A. を親会社とするENELグループの一員である。ENELはイタリアの商法に準拠しており、イタリアのローマ市、ヴィアレレジーナ、マルゲリータ137に本社を置く。スペインでは、マドリッド市、リベラ・デル・ロイラ60に本社を置く ENEL Iberoamérica, S.L.U.（旧ENEL Energy Europe, S.L.U.）が、ENELグループを統括している。ENELグループは、ENEL Iberoamérica, S.L.U.を通じてエンデサの資本金の70.144%を保有している(注記15.1.1を参照)。2013年12月31日終了事業年度のENELグループの連結財務書類は、2014年5月22日に開催の株主総会で株主により承認され、ローマ及びマドリッドの会社登記所に提出された。

注記2. 連結財務書類の作成基準

2.1 会計原則

2014年12月31日終了事業年度のエンデサの連結財務書類は、2015年2月23日に開催の親会社取締役会で取締役によって公表が承認されたものであり、欧州議会及び欧州理事会の2002年規則第1606/2002号（EC）に従い、報告日現在欧州連合が採択している国際財務報告基準（以下本第6において「IFRS」という。）及び国際財務報告解釈指針委員会の解釈指針（以下本第6において「IFRIC」という。）、並びにその他適用される財務報告規則に準拠して作成された。

当連結財務書類は、2014年12月31日現在のエンデサの株主持分及び財政状態、並びに同日に終了した事業年度の連結包括利益、連結業績、連結持分の変動、及び連結キャッシュ・フローの変動を適正に表示している。

これらの連結財務書類は、各項目に適用される測定基準で規定されているように、IFRSに従い公正価値で測定される項目、並びに売却目的に分類され、帳簿価額又は売却費用控除後の公正価値のどちらか低い方の金額で測定される固定資産及び処分グループを除き、原価法で継続企業を前提として作成されている（注記3を参照）。連結損益計算書上の項目は、費用の種類ごとに分類されている。

エンデサの2014年及び2013年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類は、当社及びエンデサを構成する残りの会社の会計記録に基づき作成された。

各社は、事業を営む国で施行されている会計原則及び基準に準拠して財務書類を作成している。子会社の会計原則をIFRS及びIFRICの基準と合わせるため、必要に応じて子会社の財務書類からの調整及び組替が行われた。

当連結財務書類で使用された会計方針は、2013年12月31日終了事業年度の連結財務書類で適用された会計方針と同じである。これには欧州連合の公官報で公表され、エンデサが2014年度連結財務書類で初めて適用する新しいIFRS及びIFRIC解釈指針を含む。

a) 欧州連合が承認し、2014年12月31日終了事業年度連結財務書類でエンデサが初めて適用した基準及び解釈指針

基準、改訂及び解釈指針	強制適用時期：以下に 開始される事業年度
IFRS第10号「連結財務諸表」： すべての企業の連結の基礎としての単一の支配モデル及び支配を定めている。この基準は、IAS第27号「個別財務諸表」及びSIC解釈指針第12号「連結－特別目的事業体」に代わるものとなる。	2014年1月1日
IFRS第11号「共同支配の取決め」： IFRS第11号は、IFRS第10号「連結財務諸表」で規定された支配の定義に従い、共同支配に関する概念を明確にしている。同基準では、共同支配事業体を比例連結を用いて会計処理する選択肢が削除されている。IFRS第11号はIAS第31号「ジョイント・ベンチャーに対する持分」及びSIC解釈指針第13号「共同支配企業－共同支配投資企業による非貨幣性資産の抛却」に代わるものとなる。	2014年1月1日
IFRS第12号「他の企業への関与の開示」 IFRS第12号は、従来はIAS第27号「個別財務諸表」、IAS第28号「関連会社及び共同支配企業に対する投資」、及びIAS第31号「共同支配企業に対する持分」に含まれていた子会社、共同支配の取決め、関連会社及び非連結のストラクチャード事業体に適用される開示要件を、強化及び統合するものである。	2014年1月1日
IAS第27号「個別財務諸表」（改訂版）： IAS第27号は、IFRS第10号「連結財務諸表」及びIFRS第12号「他の企業への関与の開示」が公表された後に改訂され、子会社、共同支配事業体及び関連会社に対する投資の個別財務諸表における会計処理にこの基準の内容を限定するものである。	2014年1月1日
IAS第28号「関連会社及び共同支配企業に対する投資」（改訂版）： この基準は、IFRS第11号「共同支配の取決め」及びIFRS第12号「他の企業への関与の開示」が公表された後、これらの新たなIFRSにおける定義を統一し、その他の内容を明確にするために改訂された。	2014年1月1日
IFRS第10号「連結財務諸表」、IFRS第11号「共同支配の取決め」及びIFRS第12号「他の企業への関与の開示」の改訂： これらの改訂は、追加の移行救済措置を提供し、調整後比較情報の提供要件を直前の比較対象期間に限定している。	2014年1月1日
IFRS第10号「連結財務諸表」、IFRS第11号「共同支配の取決め」及びIAS第27号「個別財務諸表」の改訂： これらの改訂は、「投資企業」の定義を満たす事業体について、すべての子会社を連結する義務付けの例外を規定している。	2014年1月1日
IAS第32号「金融商品：表示－金融資産と金融負債の相殺表示」： この改訂は、IAS第32号の相殺表示に係る基準の適用における矛盾を解消するために、金融資産及び金融負債の相殺に係る要件を明確にするものである。	2014年1月1日
IAS第36号「資産の減損」（改訂）： この改訂は、資産の回収可能金額が公正価値から処分費用を控除した金額である場合、回収可能金額に関する情報の開示の範囲を減損資産に限定することを明確にした。	2014年1月1日
IAS第39号「金融商品：認識及び測定－デリバティブの契約更改とヘッジ会計の継続」（改訂） この改訂は、ヘッジ手段として設計されたデリバティブについて、決済相手が法規制のために当初の決済相手から変更された場合、更改に関係なくヘッジ会計を継続することを明確にした。	2014年1月1日

これらの基準の適用は、IFRS第11号「共同支配の取決め」の適用（注記2.2を参照）を除き、2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類に重要な影響を及ぼさなかった。

b) 欧州連合が承認し、2015年1月1日以降に開始する年度から初度適用される基準及び解釈指針

基準、改訂及び解釈指針	強制適用時期：以下に開始される 事業年度
IFRIC第21号「賦課金」： IAS第37号「引当金、偶発負債及び偶発資産」は、所得税、罰金及び法令違反に対して課されるその他の金銭罰以外に政府によって強制される賦課金をいつ財務書類に負債として認識するかに関する指針を提供している。	2014年6月17日
IFRSの年次改善、2011年～2013年サイクル IFRSにおける不一致分野、又は用語を明確化することが必要な分野に対処するように設計され、以下の基準を改定している。 IFRS第3号「企業結合」 IFRS第13号「公正価値測定」 IAS第40号「投資不動産」	2015年1月1日

c) 欧州連合が承認し、2016年に開始する年度から初度適用される基準及び解釈指針

基準、改訂及び解釈指針	強制適用時期：以下に開始される 事業年度
IFRSの年次改善、2010年～2012年サイクル IFRSにおける不一致分野、又は用語を明確化することが必要な分野に対処するように設計され、以下の基準を改定している。 - IAS第16号「有形固定資産」 - IAS第38号「無形資産」 - IAS第24号「関連当事者についての開示」 - IFRS第2号「株式報酬」 - IFRS第3号「企業結合」 - IFRS第8号「事業セグメント」	2015年2月1日
IAS第19号「従業員給付」の修正。確定給付制度：従業員拠出 この修正は、従業員の勤務年数とは関係なく従業員による確定給付制度への拠出に関する会計を単純化し、従業員の拠出を勤務期間中の各年に配分させるのではなく、支払われた年度に関連勤務費用の減額として控除することを容認している。	2015年2月1日

d) 国際会計基準審議会（IASB）が発表したが、欧州連合が承認していない基準及び解釈指針

また、国際会計基準審議会（IASB）は以下のエンデサに影響を及ぼす可能性のあるIFRSを承認しているが、当連結財務書類の公表日現在、欧州連合により承認されていない。

基準、改訂及び解釈指針	強制適用時期：以下以降に 開始される事業年度
IFRS第9号「金融商品」及びその後の改訂	2018年1月1日
IFRSの年次改善、2012年～2014年サイクル	2016年1月1日
IAS第16号「有形固定資産」及びIAS第38号「無形資産」の改訂：減価償却及び償却の許容される方法：	2016年1月1日
IFRS第11号「共同支配の取決め」：共同支配事業に対する持分の取得の会計処理（改訂）：	2016年1月1日
IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」：	2017年1月1日
IAS第27号の改訂「金融商品：個別財務諸表」	2016年1月1日
IFRS第10号「連結財務諸表」及びIAS第28号「関連会社及び共同支配企業に対する投資」の改訂：投資者とその関連会社又はジョイント・ベンチャーの間での資産の売却又は抛出	2016年1月1日
IAS第1号「財務諸表の表示」の改訂：開示	2016年1月1日
IFRS第14号「規制繰延勘定」	2016年1月1日
IAS第16号「有形固定資産」及びIAS第41号「農業」の改訂：果実生成型生物資産	2016年1月1日
IFRS第10号「連結財務諸表」、IFRS第12号「他の企業への関与の開示」及びIAS第28号「関連会社及び共同支配企業に対する投資」の改訂：連結の例外の適用	2016年1月1日

当連結財務書類の公表日現在で、エンデサの経営者は、もし欧州連合が承認した場合に、セクションb)、c)及びd)に示したこれらの基準の適用が連結財務書類に与える影響を評価している。初期段階では、重大な影響はないと予想している。

2.2 情報の修正再表示

2014年1月1日よりのIFRS第11号「共同支配の取決め」の適用により、2013年まで比例連結により連結されていたエンデサのジョイント・ベンチャーの財務書類は、持分法を用いて連結されている。したがって、比較目的のために表示されている2013年12月31日終了事業年度のデータは、エンデサが共同支配している持分の、持分法を用いての測定を反映させて修正再表示されている。

当連結財務書類の付表IIIは、IFRS第11号「共同支配の取決め」の適用を受けて、比例連結ではなく持分法を用いて連結されている共同支配事業体の詳細を示している。

注記5に記載されているラテンアメリカ事業に関連した資産の処分の結果、2014年の連結財務書類では、ラテンアメリカ事業の数値は非継続事業として反映されている。このため、比較目的のために表示されている2013年12月31日終了事業年度の連結損益計算書に関連した情報は、当該事業の業績を非継続事業として表示するために、IFRS第5号「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」に従って修正再表示されている。

IFRS第11号「共同支配の取決め」及びIFRS第5号「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」の遡及適用の、比較連結財務書類に対する影響は以下の通りである。

連結財政状態計算書

(単位：百万ユーロ)

	2013年1月1日	IFRS第11号の適用による修正再表示	IFRS第5号の適用による修正再表示	修正再表示合計	2013年1月1日 (修正再表示後)
固定資産	44,487	(248)	-	(248)	44,239
流動資産	14,291	(334)	-	(334)	13,957
資産合計	58,778	(582)	-	(582)	58,196
株主持分	26,369	(9)	-	(9)	26,360
親会社持分	20,653	-	-	-	20,653
非支配持分	5,716	(9)	-	(9)	5,707
固定負債	21,644	(253)	-	(253)	21,391
流動負債	10,765	(320)	-	(320)	10,445
負債合計	58,778	(582)	-	(582)	58,196

(単位：百万ユーロ)

	2013年12月31日			IFRS第11号の適用による修正再表示		
	スペイン及びポルトガルの事業	ラテンアメリカの電力事業	合計	スペイン及びポルトガルの事業	ラテンアメリカの電力事業	合計
固定資産	26,401	16,450	42,851	(158)	2	(156)
流動資産	8,069	5,537	13,606	(218)	(126)	(344)
資産合計	34,470	21,987	56,457	(376)	(124)	(500)
株主持分	15,669	11,100	26,769	-	(7)	(7)
親会社持分	15,669	4,852	20,521	-	-	-
非支配持分	-	6,248	6,248	-	(7)	(7)
固定負債	12,569	5,905	18,474	(263)	(58)	(321)
流動負債	6,232	4,982	11,214	(113)	(59)	(172)
負債合計	34,470	21,987	56,457	(376)	(124)	(500)

(単位：百万ユーロ)

	IFRS第5号の適用による修正再表示			2013年12月31日(修正再表示後)		
	スペイン及びポルトガルの事業	ラテンアメリカの電力事業	合計	スペイン及びポルトガルの事業	ラテンアメリカの電力事業	合計
固定資産	-	-	-	26,243	16,452	42,695
流動資産	-	-	-	7,851	5,411	13,262
資産合計	-	-	-	34,094	21,863	55,957
株主持分	-	-	-	15,669	11,093	26,762
親会社持分				15,669	4,852	20,521
非支配持分	-	-	-	-	6,241	6,241
固定負債	-	-	-	12,306	5,847	18,153
流動負債	-	-	-	6,119	4,923	11,042
負債合計	-	-	-	34,094	21,863	55,957

連結損益計算書

(単位：百万ユーロ)

	2013年			IFRS第11号の適用による修正再表示		
	スペイン及びポルトガルの事業	ラテンアメリカの電力事業	合計	スペイン及びポルトガルの事業	ラテンアメリカの電力事業	合計
収益	21,512	9,691	31,203	(104)	(159)	(263)
仕入及びサービス	(15,951)	(4,838)	(20,789)	43	73	116
貢献利益	5,561	4,853	10,414	(61)	(86)	(147)
営業総利益	3,277	3,443	6,720	(61)	(51)	(112)
減価償却費、償却費及び減損損失	(1,626)	(792)	(2,418)	25	14	39
営業利益	1,651	2,651	4,302	(36)	(37)	(73)
純金融利益	(100)	(250)	(350)	(6)	4	(2)
持分法適用会社の利益/(損失)	15	14	29	42	24	66
税引前利益	1,573	2,445	4,018	(1)	(9)	(10)
法人所得税	(397)	(678)	(1,075)	1	9	10
継続事業の税引後利益	1,176	1,767	2,943	-	-	-
非継続事業の税引後利益	-	-	-	-	-	-
当期純利益/(損失)	1,176	1,767	2,943	-	-	-
親会社持分	1,176	703	1,879	-	-	-
非支配持分	-	1,064	1,064	-	-	-

	IFRS第5号の適用による修正再表示			2013 (修正再表示後)		
	スペイン及びポルトガルの事業	ラテンアメリカの電力事業	合計	スペイン及びポルトガルの事業	ラテンアメリカの電力事業	合計
収益	107	(9,532)	(9,425)	21,515	-	21,515
仕入及びサービス	(107)	4,765	4,658	(16,015)	-	(16,015)
貢献利益	-	(4,767)	(4,767)	5,500	-	5,500
営業総利益	-	(3,392)	(3,392)	3,216	-	3,216
減価償却費、償却費及び減損損失	-	778	778	(1,601)	-	(1,601)
営業利益	-	(2,614)	(2,614)	1,615	-	1,615
純金融利益	-	246	246	(106)	-	(106)
持分法適用会社の利益/(損失)	-	(38)	(38)	57	-	57
税引前利益	-	(2,436)	(2,436)	1,572	-	1,572
法人所得税	-	669	669	(396)	-	(396)
継続事業の税引後利益	-	(1,767)	(1,767)	1,176	-	1,176
非継続事業の税引後利益	-	1,767	1,767	-	1,767	1,767
当期純利益/(損失)	-	-	-	1,176	1,767	2,943
親会社持分	-	-	-	1,176	703	1,879
非支配持分	-	-	-	-	1,064	1,064

連結包括利益計算書

(単位：百万ユーロ)

	2013年 12月31日	IFRS第11号の適用による修正再表示	IFRS第5号の適用による修正再表示	修正再表示 合計	2013年 12月31日(修正再表示後)
当期純利益	2,943	-	-	-	2,943
その他の包括利益：		-	-	-	
株主持分に直接認識される収益及び費用	(2,143)	-	-	-	(2,143)
損益計算書又は投資への振替額	77	-	-	-	77
包括利益合計	877	-	-	-	877

連結キャッシュ・フロー計算書

(単位：百万ユーロ)

	2013年	IFRS第11号の適用による修正再表示	IFRS第5号の適用による修正再表示	修正再表示合計	2013年 (修正再表示後)
営業活動による正味キャッシュ・フロー	4,551	(42)	-	(42)	4,509
投資活動による正味キャッシュ・フロー	(1,624)	(14)	-	(14)	(1,638)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(273)	29	-	29	(244)
正味キャッシュ・フロー合計	2,654	(27)	-	(27)	2,627
現金及び現金同等物に係る為替変動の影響	(305)	4	-	4	(301)
現金及び現金同等物の当期純増加/(減少)	2,349	(23)	-	(23)	2,326
1月1日現在の現金及び現金同等物	1,986	(167)	-	(167)	1,819
12月31日現在の現金及び現金同等物	4,335	(190)	-	(190)	4,145

2.3. 情報及び見積りに対する責任

当連結財務書類の内容に関する責任は親会社の経営者にあるが、同取締役会はIFRSにおいて規定されているすべての原則及び基準が適用されていると明示している。

連結財務書類を作成する際に、エンデサの取締役はそこに記載される一部の資産、負債、収益、費用、及びコミットメントを測定するために見積りを行った。これらの見積りは、基本的に以下のものに関連する。

- 減損損失が存在するか否かを確認するための資産の測定（注記3eを参照）。
- 従業員に対する負債及び債務の数理計算に用いる基礎率並びに人員整理及び契約停止契約によって影響される退職の日付及び条件（注記3l及び17を参照）。
- 有形固定資産及び無形資産の耐用年数（注記3a及び3dを参照）。
- 金融商品の公正価値を測定するために使用される仮定（注記3g及び19.6を参照）。
- メーターで検針されない顧客に対する供給電力（注記3pを参照）。
- 発電量、顧客への請求額、消費電力、配電事業へのインセンティブ等、他社に関する値も含め、電力系統に関する一部の数値。これらの数値は、対応する最終取引明細書において行われる電力系統全体での決済を見積もるために使用することができる。かかる決済は連結財務書類の公表承認日現在も未済だが、電力系統事業に関連する資産、負債、収益、及び費用に影響を及ぼす可能性がある(注記4を参照)。
- 既存若しくは新規の電力系統の規制の解釈。この最終的な経済的影響は、最終的には調停の管轄権を有する政府機関の裁定によって異なる。連結財務書類の承認日現在、一部の裁定はまだ下りていない（注記4を参照）。

- － 2012年1月1日以降の本土外（TNP）における発電からの収益の最終決定は、2012年3月30日付法律第13/2012号、2013年10月29日付法律第17/2013号及び2013年12月26日付法律第24/2013号の規定を発展させた政令の承認を待っている状態である。エンデサは、2015年1月にこの政令の新草案を閲覧する機会を得た。この草案には、2013年12月31日終了事業年度の連結財務書類の作成時に入手可能であった版の草案からの重大な変更が含まれており、2012年及び2013年における本土外での発電についての遡及的な影響が考慮され、また、2012年12月27日付法律第15/2012号によるエネルギーの再生可能性に係る税務措置から発生する税金を、認識されたシステム・コストとして含めている。この新政令草案に基づいた2012年度及び2013年度の収益の再見積りの結果、2014年度の連結損益計算書上で76百万ユーロの収益の増加が認識された(注記4を参照)。
- － 金額が不確定の負債又は偶発債務の発生の可能性及び金額（注記3l及び17.3を参照）。
- － 設備閉鎖及び用地復元に関する将来費用（注記3a、3b、3d、3l及び17.3を参照）。
- － 繰延税金資産及び税額控除の測定に使用される仮定（注記3oを参照）。
- － 将来において税務当局に申告され、添付の連結財務書類で認識されている法人所得税金額の根拠となるエンデサ各社の課税所得（注記3o、22及び31を参照）。

これらの見積りは、当連結財務書類の作成日現在入手可能な最善の情報に基づき行われたが、将来起こる事象により、今後これらの見積りを上方又は下方に修正する必要がある可能性がある。見積りの変更は、将来にわたって行われ、その影響は関連する翌年度以降の連結財務書類において認識される。

2.4. 子会社

子会社とは、親会社が直接的若しくは間接的に過半数の議決権を支配する場合、被投資会社に対する支配力を有する場合、又はその主たる活動を統治する権限を有する場合の被投資会社である。親会社はまた、被投資会社の経済業績に従ってリターンが変動する場合に、当該被投資会社からのリターンの変動に晒され、当該被投資会社の変動リターンに影響を及ぼす権限を行使することができる。

支配は当該被投資会社に対する実質的な権利から発生し、エンデサは、自己の判断を適用してこれらの実質的な権利によって、エンデサがリターンに影響を及ぼすために被投資会社の主たる活動を統治する権限を有することができるかを評価する。この目的のために、関連するすべての事実及び状況を考慮し、第三者との契約、その他の契約上の合意から発生する権利並びに、年度末時点でエンデサ又は第三者が保有する行使可能又は転換可能な潜在的議決権を考慮した実際及び潜在的な議決権等の要素を分析して、エンデサが被投資会社を支配しているか否かを評価する。

被投資会社の支配、継続関与による変動リターンへのエクスポージャー又はリターンに影響を及ぼすための被投資会社に対する支配力を行使する能力に影響を及ぼす事象が発生した際に、被投資会社への支配の存在が再評価される。

注記2.8に記載されているように、子会社は完全連結される。

2014年及び2013年12月31日現在、エンデサはIFRS第12号「他の企業に対する持分の開示」で定義される、支配の定義の目的上、議決権及び類似した権利が主要な要因を構成しないように設計されたストラクチャード事業体を有していない。

当連結財務書類の付表Ⅰでは、エンデサの子会社を列挙している。

2.4.1. 連結の範囲の変更

当セクションでは、2014年度及び2013年度の連結範囲の変更を取り上げている。

2014年

新規連結会社

Inversiones GasAtacama Holding Ltda.

2014年4月22日の *Inversiones GasAtacama Holding Ltda.*における50%持分の追加取得（注記6を参照）の結果、以下の会社が連結の範囲に含められた。

連結の範囲への追加	2014年4月22日時点の 持分割合（%）		2013年12月31日時点の 持分割合（%）	
	支配権	所有持分	支配権	所有持分
Atacama Finance Co.	100.00	36.82	50.00	18.64
Energex Co.	100.00	36.80	50.00	18.64
GasAtacama Chile, S.A.	99.95	36.80	49.97	18.64
GasAtacama, S.A.	100.00	36.82	50.00	18.64
Gasoducto Atacama Argentina, S.A.	99.97	36.80	49.98	18.64
Gasoducto Taltal, S.A.	100.00	36.80	50.00	18.64
GNL Norte, S.A.	100.00	36.80	50.00	18.64
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	100.00	36.82	50.00	18.64
Progas, S.A.	100.00	36.80	50.00	18.64

以前には、IFRS第11号「共同支配の取決め」に従い、これらの会社は連結財務諸表上は持分法を用いて会計処理されていた（注記2.6を参照）（付表Ⅲを参照）。

2014年10月23日、ラテンアメリカにおける事業の売却（注記5を参照）の結果として、これらの会社は、2014年9月17日に清算されたAtacama Finance Co. 及び Energex Co.を除き、連結除外された。

Nueva Marina Real Estate, S.L.

*Nueva Marina Real Estate, S.L.*が自己破産を申請したことを受けて、エンデサは同社の営業方針を統治する権限を持たないため、2012年12月31日現在で同社は連結範囲から除外された。公式手続きが完了したことを受けて、2014年5月6日に最終破産宣告が発行され、その結果、同社はエンデサの連結の範囲に含められ、2014年12月31日現在の支配権と保有率は60%であった。同社を連結の範囲に含めたことにより、固定資産が32百万ユーロ、流動資産が7百万ユーロ、固定負債が13百万ユーロ、流動負債が21百万ユーロ増加した。

Generandes Perú, S.A.

また、9月3日のGenerandes Perú, S.A.における39%持分の追加取得（注記15.2参照）の結果、次の会社が連結の範囲に含められた。Inkia Holdings (Acter) Limited、Latin America Holding I Ltd.、Latin America Holding II Ltd.、Southern Cone Power Ltd. 及びSouthern Cone Power Perú, S.A.A.。この取得を受けて、当該取得日時点における支配権及び所有持分の割合は、それぞれ100%及び60.62%であった。2014年10月23日、ラテンアメリカにおける事業の売却（注記5を参照）の結果として、これらの会社は連結から除外された。

連結除外会社

注記5に記載されている事業の売却の結果、2014年10月23日に、付表IVに列挙されているラテンアメリカ事業を構成するすべての会社は連結から除外された。この事業の2014年12月31日現在の連結財務書類に与えた影響は、注記5に記載されている。Atacama Finance Co.、Energex Co. 及びENDESA Capital Finance, L.L.C.も、2014年に解散された。

変更

Companhia Energética do Ceará, S.A.及びGenerandes Perú, S.A.の株式の追加取得の結果（注記15.2を参照）、これらの会社の支配権及び所有持分の割合は、以下のとおりとなった。

持分割合（％）の変動	ラテンアメリカの事業の売却日 時点の持分割合（％）（*）		2013年12月31日時点の 持分割合（％）	
	支配権	所有持分	支配権	所有持分
Ampla Energía e Serviços, S.A.	99.64	55.79	99.64	55.55
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, S.A.	99.75	51.03	99.75	50.52
Central Geradora Termelétrica Fortaleza, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64
Chinango, S.A.C.	80.00	28.42	80.00	18.17
Compañía de Interconexión Energética, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64
Compañía de Transmisión del Mercosur, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64
Edegel, S.A.A.	83.60	35.53	83.60	22.71
En-Brasil Comercio e Serviços, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64
ENDESA Brasil, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64
Eólica Fazenda Nova – Geração e Comercialização de Energia, S.A.	99.95	51.13	99.95	50.62
Transportadora de Energía, S.A.	100.00	51.16	100.00	50.64

（*） Companhia Energética do Ceará, S.A. 株式の追加取得は2014年5月16日に完了し、Generandes Perú, S.A. の購入は2014年9月3日に実施された。

これらの会社はその後、ラテンアメリカにおける事業の売却（注記5を参照）の結果として、連結から除外された。

2013年

新規連結会社

2013年度には以下の会社が連結範囲に加わった。

連結の範囲に追加された会社	追加日	2013年12月31日時点の 持分割合（％）	
		支配権	所有持分
Compañía Energética Veracruz S.A.C.	2013年9月23日	100.00	60.62
ENDESA Generación Nuclear, S.A.U.	2013年6月17日	100.00	100.00
Inversiones Sudamérica Ltda.(*)	2013年3月21日	-	-

（*） この会社は2013年10月11日に解散され、同社の資産はEnersis, S.A.に譲渡された。

連結除外会社

2013年度に子会社間で以下の合併が実施された。

存続会社	合併日	被合併会社	2012年12月31日時点の持分割合 (%) (被合併会社)	
			支配権	所有持分
ENDESA Brasil, S.A.	2013年11月21日	Ampla Investimentos e Serviços, S.A.	99.64	63.63
		Investluz, S.A.	100.00	62.22
Compañía Eléctrica Tarapacá, S.A.	2013年11月1日	ENDESA Eco, S.A.	100.00	36.36
ENDESA Eco, S.A.	2013年9月1日	Compañía Eléctrica San Isidro, S.A.	100.00	39.15
Inversiones Sudamérica Ltda.(*)	2013年7月1日	Cono Sur Participaciones, S.L.U.	100.00	100.00
ENDESA Financiación Filiales, S.A.U.	2013年7月1日	ENDESA Desarrollo, S.L.U.	100.00	100.00

(*) この会社は2013年10月11日に解散され、同社の資産はEnersis, S.A.に譲渡された。

2013年に以下の子会社が解散された。

解散された会社	2012年12月31日時点の持分割合 (%)	
	支配権	所有持分
Asin Carbono USA, Inc.	100.00	82.50
ENDESA Carbono Philippines, Inc.	100.00	82.50
ENDESA Carbono USA, L.L.C.	100.00	82.50
ENDESA Carbono, S.L.U.	82.50	82.50
Inversiones Sudamérica Ltda.	-	-

変更

Enersisの増資に対して、エンデサがCono Sur Participaciones, S.L.U.の資本金全額の拠出を通じて応募した結果、連結の範囲内の次の会社の経済的持分が変動した。

持分割合 (%) の変動	持分割合 (%) 2013年12月31日			持分割合 (%) 2012年12月31日現在		
	支配権	所有持分	連結の方法(*)	支配権	所有持分	連結の方法
Ampla Energia e Serviços, S.A.	99.64	55.55	FC	99.64	63.63	FC
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, S.A.	99.75	50.52	FC	99.75	61.25	FC
Central Dock Sud, S.A.	69.99	24.25	FC	69.99	39.99	FC
Central Geradora Termelétrica Fortaleza, S.A.	100.00	50.64	FC	100.00	61.40	FC
Central Vuelta de Obligado, S.A.	40.90	9.80	EM	40.90	10.78	PC
Codensa, S.A. E.S.P.	48.48	29.34	FC	48.48	39.84	FC
Companhia Energética do Ceará, S.A.	58.87	29.81	FC	58.87	36.61	FC
Compañía de Interconexión Energética, S.A.	100.00	50.64	FC	100.00	61.40	FC
Compañía de Transmisión del Mercosur, S.A.	100.00	50.64	FC	100.00	61.40	FC
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P.	49.00	14.38	EM	49.00	19.52	PC
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	100.00	60.62	FC	100.00	100.00	FC
Emgesa Panamá, S.A.	100.00	22.87	FC	100.00	31.38	FC
Emgesa, S.A. E.S.P.	48.48	22.87	FC	48.48	31.38	FC
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A.	75.68	45.80	FC	75.68	52.88	FC
Empresa Distribuidora Sur, S.A.	99.45	43.41	FC	99.45	45.87	FC
Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	96.50	58.50	FC	96.50	96.50	FC
En-Brasil Comercio e Serviços, S.A.	100.00	50.64	FC	100.00	61.40	FC
ENDESA Brasil, S.A.	100.00	50.64	FC	100.00	61.40	FC
ENDESA Camsa, S.A.	100.00	49.71	FC	100.00	71.36	FC
Eólica Fazenda Nova - Geração e Comercialização de Energia, S.A.	99.95	50.62	FC	99.95	61.37	FC
Generalima, S.A.C.	100.00	60.62	FC	100.00	100.00	FC
Inversiones Distrilima, S.A.C.	100.00	60.46	FC	100.00	74.17	FC
Inversora Codensa S.A.S.	100.00	29.34	FC	100.00	39.84	FC
Inversora Dock Sud, S.A.	57.14	34.64	FC	57.14	57.14	FC
Sacme, S.A.	50.00	21.71	EM	50.00	22.93	PC
Sociedad Portuaria Central Cartagena, S.A.	99.85	23.15	FC	99.85	31.75	FC
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50.00	18.64	EM	50.00	19.58	PC
Transportadora de Energía, S.A.	100.00	50.64	FC	100.00	61.40	FC

FC：全部連結、PC：比例連結、EM：持分法

(*) IFRS第11号「共同支配の取決め」に従って修正再表示されている。

また、連結範囲内で、次の会社に変動があった。

持分割合（％）の変動	持分割合（％） 2013年12月31日			持分割合（％） 2012年12月31日現在		
	支配権	所有持分	連結の方法(*)	支配権	所有持分	連結の方法
Central Eólica Canela, S.A.	75.00	27.96	FC	75.00	27.27	FC
Compañía Eléctrica Tarapacá, S.A.	99.9959	37.28	FC	100.00	36.36	FC
ENDESA Argentina, S.A.	100.00	36.37	FC	100.00	36.36	FC
ENDESA Costanera, S.A.	75.68	27.52	FC	69.76	25.37	FC
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	100.00	99.83	FC	72.00	72.00	FC
Ingendesa Do Brasil Ltda. (in liquidation)	100.00	37.27	FC	100.00	36.36	FC
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	50.00	18.64	EM	50.00	18.18	PC
Southern Cone Power Argentina, S.A.	100.00	36.38	FC	100.00	36.36	FC

FC：全部連結、PC：比例連結、EM：持分法

(*) IFRS第11号「共同支配の取決め」に従って修正再表示されている。

連結財務書類への影響が数値化されている取引を除き、2014年度及び2013年度期首時点で残りの会社の連結範囲が変更されていたとしても、連結財務書類全体と比較して、連結損益計算書及び連結財政状態計算書の主要な数値における差異は、重要な値ではなかった。

2.4.2. エンデサの所有持分割合が50%超の非連結会社

エンデサはAsociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.の50%超を保有しているが、株主間の協定又契約を通じて、エンデサはもう一つの当事者と共同支配を行使し、資産に対する権利を持ち、負債に関する債務を持つため、同社は共同支配事業とみなされる（注記2.6を参照）。

2.4.3. エンデサの所有持分割合が50%未満の連結会社

2013年12月31日現在、エンデサは、Codensa, S.A. E.S.P. 及びEmgesa, S.A. E.S.P. の50%未満の持分しか保有していなかったが、これらの会社は、株主間の合意又は株主の構成及び株式の構成と種類により、当グループが直接的又は間接的に支配しているため、子会社とみなされた。これらの会社は2014年に売却された（注記5を参照）。

2.5. 関連会社

関連会社とは、親会社が直接的又は間接的に重大な影響力を持つ会社である。重大な影響力とは、被投資会社の財務及び業務上の方針決定に参加する権限だが、これらの方針の支配でも共同支配でもない。重大な影響力を保有するか否かを評価する際には、エンデサ又は他の事業体が保有する潜在的議決権を含む、現在行使又は転換が可能な潜在的議決権の存在及び影響が考慮される。通常、エンデサが20%超の持分を保有している場合には、重大な影響力を持つとみなされる。

関連会社は、当連結財務書類上、注記3hに記載されているように、持分法を用いて会計処理されている。

2014年及び2013年12月31日現在のエンデサの関連会社は、当連結財務書類の付表Ⅱに列挙されている。

2014年

新規連結会社

連結の範囲に追加された関連会社はなかった。

連結除外会社

ラテンアメリカにおける事業の売却（注記5を参照）の結果として、付表Ⅳに列挙されている会社は連結から除外された。この事業の2014年12月31日現在の連結財務書類に与えた影響は、注記5に記載されている。

変更

Kromschroeder, S.A.において支配権／所有持分の変更があり、2013年12月31日現在の27.93%から2014年12月31日現在は29.26%に増加した。

2013年

新規連結会社

連結の範囲に追加された関連会社はなかった。

連結除外会社

以下の会社が連結から除外された。

連結の範囲から除外された会社	持分割合（％） 2013年12月31日		持分割合（％） 2012年12月31日現在		連結の方法(*)
	支配権	所有持分	支配権	所有持分	
ENDESA Gas T&D, S.L. (Note 11.1)	-	-	20.00	20.00	EM
ENEL Green Power Modelo I Eólica, S.A.	0.98	0.49	40.00	24.56	EM
ENEL Green Power Modelo II Eólica, S.A.	0.98	0.49	40.00	24.56	EM

EM：持分法

(*) IFRS11号に従って修正再表示されている。

これらの会社の財務指標は重要な値ではない。

変更

Yacylec, S.A.において所有持分の変更があり、所有持分割合は2012年12月31日現在の22.22%から2013年12月31日現在は13.47%に減少した。支配権の持分割合は22.22%で変動はなかった。

2.6. 共同支配の取決め

共同支配の取決めは、複数の当事者に共同支配権を与える契約であり、当該契約に従って、主要な活動に関連した決定については、支配を共有するすべての当事者による全員一致の同意が義務付けられる。共同支配の取決めは、契約当事者の権利及び義務次第で、共同支配事業又はジョイント・ベンチャーである可能性がある。

共同支配の取決めの種類を契約上の取決めから判定するために、経営者は、当該取決めの法的内容及び仕組み、当事者間で合意された条件並びにその他の関連する要因及び問題点を評価する。共同支配の取決めの契約上の特徴に変更が行われた場合には、これらの要因及び問題点は再評価される。

当連結財務書類の付表Ⅲは、IFRS第11号「共同支配の取決め」の適用を受けて、比例連結ではなく持分法を用いて会計処理されている共同支配事業体の詳細を示している。

共同支配事業

共同支配事業は、共同支配の取決めによって統治される事業体であり、エンデサ及び他の当事者は、当該取決めに従って資産に対する権利及び負債に関連する債務を有する。

共同支配事業関連の資産及び負債は、注記2.8に記載のとおり、比例連結されている。

当連結財務書類の付表Ⅰでは、2013年及び2014年の事業年度末現在のエンデサの共同支配事業を列挙している。

2014年

増加及び変更

増加及び変更はなかった。

連結除外会社

Consorcio Ara – Ingendesa Ltda. における2013年12月31日現在の支配権及び所有持分の持分割合は、それぞれ50.00%及び18.64%であったが、この持分は2014年に売却された。

2013年

増加及び除外

連結の範囲に追加された又は連結の範囲から除外された会社はなかった。

変更

Consorcio Ara - Ingendesa Ltda.において所有持分の変更があり、所有持分割合は2012年12月31日現在の18.18%から2013年12月31日現在は18.64%に増加した。支配権の持分割合は50.00%で変動はなかった。

ジョイント・ベンチャー

ジョイント・ベンチャーは、共同支配の取決めによって統治される会社であり、エンデサ及び他の当事者は、当該取決めに従って純資産に対する権利を有する。ジョイント・ベンチャーは、当連結財務書類上、注記3hに記載されているように、持分法を用いて会計処理されている。

当連結財務書類の付表Ⅱでは、2014年及び2013年12月31日現在のエンデサのジョイント・ベンチャーを列挙している。

2014年

増加及び変更

増加又は連結の範囲内での持分割合の変更はなかった。

除外会社

Inversiones GasAtacama Holding Ltda.及びその子会社は除外され、子会社となった（注記2.4.1及び6を参照）。

ラテンアメリカにおける事業の売却の結果として、付表Ⅳに列挙されている会社は連結から除外された。

この事業の2014年12月31日現在の連結財務書類に与えた影響は、注記5に記載されている。

2013年

増加及び除外

連結の範囲に追加された又は連結の範囲から除外された会社はなかった。

変更

2013年には、次の会社で支配権及び経済的所有の比率に変更があった。

持分割合（％）の変動	持分割合（％） 2013年12月31日			持分割合（％） 2012年12月31日現在		
	支配権	所有持分	連結の方法(*)	支配権	所有持分	連結の方法
Termoeléctrica José de San Martín, S.A.	25.60	6.29	EM	25.60	6.40	EM
Termoeléctrica Manuel Belgrano, S.A.	25.60	6.29	EM	25.60	6.40	EM

EM：持分法

(*) IFRS11号に従って修正再表示されている。

2.7. その他投資

子会社、共同支配事業、ジョイント・ベンチャー又は関連会社とみなされないエンデサの被投資会社の財務指標が、連結財務書類に要求される適正開示に及ぼす影響は、軽微である。

2.8. 連結及び企業結合の基準

子会社は、取得日、すなわちエンデサが支配権を獲得した日から完全連結され、そのすべての資産、負債、収益、費用及びキャッシュ・フローは、グループ内取引の調整及び消去を行った後、連結財務書類に算入される。

期中に取得又は処分された子会社の経営成績は、必要に応じて取得の効力発生日から、あるいは処分の効力発生日まで、連結損益計算書に算入される。

共同支配事業は比例連結される。エンデサは、連結財務書類において、グループ内取引の調整及び消去を行った後、資産、負債、収益、費用及びキャッシュ・フローのそれぞれの比例持分を結合する。

親会社及び子会社の事業は、以下の基本原則に従って連結されている。

1. IFRSで規定されている原則に従って測定される特定の資産及び負債を除き、子会社の資産、負債及び偶発債務は、取得日に公正価値で測定される。公正価値が暫定的なベースで算定された場合、企業結合の価額は、暫定的な価額を用いて測定される。評価プロセスの完了に伴い発生した修正は、企業結合から12ヵ月以内に行われ、その結果、比較対象数値は修正再表示される。子会社の取得原価が資産及び負債（偶発債務を含む）に関する親会社持分の公正価値を上回る場合、差額がのれんとして認識される。取得原価が下回る場合、差額は連結損益計算書で認識される。取得に帰属する費用は、発生時に費用として認識される。

企業結合から発生する偶発対価は、取得日における公正価値で認識される。偶発対価から発生する支払債務は、連結財政状態計算書上で、IAS第32号「金融商品：表示」における負債及び株主持分の定義に従って、負債又は株主持分として認識される。以前に移転された対価の返還から発生する偶発対価に関連した回収権は、連結財政状態計算書上で資産として認識される。

2. 取得した純資産の公正価値及び完全連結子会社の損益に対する非支配持分は、それぞれ連結財政状態計算書の「株主持分－非支配持分」及び連結包括利益計算書の「非支配持分」で認識される。

3. 機能通貨がユーロ以外の外国会社の財務書類は、以下のようにユーロに換算される。
 - a. 資産及び負債は、報告日現在の実勢為替レートで換算される。
 - b. 収益及び費用は、期中平均為替レートで換算される。
 - c. 必要に応じて、株主持分は取得日の為替レートで、留保利益及び拠出金は期中平均為替レートで換算される。

財務書類の再換算で生じた為替換算差額は、それに基づく関連する税効果を考慮後の値で、連結包括利益計算書のその他の包括利益に表示される（注記15.1.6を参照）。

当社が、スペインGAAPからIFRSに準拠した財務書類の作成への移行に関して規定された例外規定をIFRSの初度適用の際に適用したため、2004年1月1日より前に発生した為替換算差額は剰余金に振替えられた。

4. 完全連結会社間のすべての残高及び取引、又は比例連結会社の場合の関連分は、連結時に消去された。
5. 取引の結果支配を喪失した場合は、保持する当該会社への投資は支配を喪失した日現在の公正価値により測定される。受領した対価の公正価値に、保持した投資の公正価値及び当該前子会社に対する非支配持分の帳簿価額を加えた金額と、それまで支配していた当該子会社に対する支配の喪失後に連結財政状態計算書での認識が中止される資産及び負債との差額は、連結損益計算書の資産処分益（損）で認識される。連結包括利益計算書において認識される金額は、関連する資産及び負債が処分されたかのように記録される。
6. 親会社による子会社支配権の獲得又は喪失をもたらさない子会社に対する投資の変動は、資本取引として会計処理される。当該子会社持分の変動を反映するため、支配持分及び非支配持分の帳簿価額に調整が加えられる。非支配持分を調整した金額と支払対価又は受取対価の公正価値との差額は、「株主持分－親会社持分」で直接認識される。

注記3. 測定基準

添付の連結財務書類の作成に使用される主な測定基準は、以下のとおりである。

a) 有形固定資産

a.1. 取得原価

有形固定資産は、減価償却累計額控除後、若しくは減損損失累計額がある場合には、双方の累計額を控除後の取得原価で表示される。各項目の取得のために支払った価額に加えて、必要に応じ、取得原価には以下の項目も含まれている。

- － 適格資産の取得、建設又は製造に直接帰属する建設期間中に発生した借入費用。適格資産とは、例えば発電及び配電設備のように、意図された使用目的の準備が整うまでに必然的に長期間を要する資産である。使用される金利は、その特定目的の資金調達に対応する金利である。又は、このような金利が存在しない場合、当社が投資を行う平均資金調達金利である。平均資金調達金利は主に地域によって異なり、2014年度のその範囲は3.0%から8.5%（2013年：3.2%から8.1%）である。2014年度には、これに関連して55百万ユーロが資産計上され、このうち3百万ドルが継続事業によるものであり、52百万ユーロが非継続事業によるものであった（2013年度には、48百万ユーロが資産計上され、このうち1百万ドルが継続事業によるものであり、47百万ユーロが非継続事業によるものであった）（注記30を参照）。
- － 建設仮勘定に直接関連する人件費。資産計上額は、連結損益計算書上は人件費として、また連結財政状態計算書上は自家建設資産として認識される。2014年度には、これに関連して142百万ユーロが資産計上され、このうち91百万ドルが継続事業によるものであり、51百万ユーロが非継続事業によるものであった（2013年度には、169百万ユーロが資産計上され、このうち96百万ドルが継続事業によるものであり、73百万ユーロが非継続事業によるものであった）。
- － エンデサは、設備を閉鎖するために将来当該資産の取得原価の金額で発生すると見込まれる費用を現在価値で認識し、関連する引当金も認識する。エンデサは、毎年これらの将来費用の見積りを検討し、その結果に基づき、対象資産の価値を増額又は減額する。原子力発電所に関しては、かかる引当金には、2003年10月31日付の政令第1349/2003号、2005年11月18日付の法律第24/2005号及び2012年12月27日付の法律第15/2012号に従って、公共の放射性廃棄物の管理事業体である国営企業のEmpresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. が発電所解体の責任を引き受けるまで、当グループが負担しなければならない見積額が含まれている（注記17.3を参照）。

2003年12月31日より前に取得した資産の取得原価には、同日までのインフレの影響について有形固定資産の価値を修正するため各国で認められている資産の再評価が算入されている。

建設中の有形固定資産は試運転期間が終了し、使用目的のための準備が整った時点で、操業中の有形固定資産に振替えられ、減価償却が開始される。

生産性、生産能力又は効率性の向上、あるいは資産の耐用年数の延長をもたらす拡張、近代化又は改良の費用は、当該資産の原価の増加として資産計上される。

資産の耐用年数の延長又は経済的便益の増加をもたらす品目一式の取替及び更新は、有形固定資産の価値の増加として認識され、取替又は更新された品目は認識を中止する。

定期的な整備、維持及び修繕の費用は、連結損益計算書で認識され、発生時に費用計上される。

エンデサが他の所有者と共有する不可分の資産は、これらの資産におけるエンデサの所有持分に比例して認識される（注記7を参照）。

注記3eに記載された減損テストの結果に基づき、親会社取締役は、資産の帳簿価額が回収可能価額を超過していないと考えている。

a.2. 減価償却費

有形固定資産（適切な場合は、残存価額控除後の値）は、使用可能な状態になると、見積耐用年数（使用すると見込まれる期間）にわたり定額法で減価償却される。耐用年数は変化の兆候があった場合は常に定期的に検討され、必要に応じて、将来期間にわたっての修正が行われる。減価償却費計算上の資産の耐用年数は、以下のとおりである。

	見積耐用年数(年)		
	2014年		2013年
	継続事業	非継続事業	
発電設備：			
水力発電所			
土木工事	65	35-65	35-65
電気機器	35	10-40	10-40
石炭火力発電所	25-59	25-40	25-40
原子力発電所	50 ^(*)	-	40
複合サイクル発電所	40 ^(*)	10-25	10-25
再生可能エネルギー発電所	20	35	20-35
送電及び配電設備			
高電圧網	-	10-60	10-60
低中電圧網	40	10-60	10-60
測定及び遠隔操作機器	6-15	3-50	3-50
その他の設備	25	4-25	4-25

(*) 2014年10月1日より。

土地は耐用年数が確定していないため、減価償却を行っていない。

2014年に原子力発電所の耐用年数に対する追加技術調査が、類似した性格を持つ発電所に関する最近のデータに基づいて実施された。この調査では、適切な操業条件で、適切な運転及び保守プログラム並びに十分な投資がある場合には、これらの設備では当初に見積もられた耐用年数を延長することが可能で、同時に法的要件を遵守した安全操業を保証できることを実証した。

当初、稼働の許可は設備の耐用年数よりも短い30年間にわたり付与されるため、当連結財務書類の日付現在、これらの発電所に付与された稼働の許可は、見積耐用年数全体をカバーしておらず、期限が近づくと連続した10年間の稼働許可の延長が可能である。当社の取締役は、40年以上経過している原子力発電所の操業が含まれている産業・エネルギー・観光省の「送電ネットワークの形成のための2015年－2020年エネルギー計画」に示されているスペイン政府のエネルギー計画に従って、かかる発電所について、安全に運転されるために技術的に十分な状態にあることを条件に、稼働許可が少なくとも50年まで延長される可能性があるとのみとしている。これにより、原子力発電所は少なくとも50年間稼働することが可能となる。

したがって、2014年10月1日付で、エンデサは原子力発電所の耐用年数の見積りを、追加の10年間の稼働許可を考慮に入れて、40年から50年に将来期間にわたって変更した。この耐用年数の変更の2014年度連結損益計算書への影響は、28百万ユーロの利益増加であった。

エンデサの経営者は、複合サイクル発電所についても見積耐用年数を変更した。エンデサは、2001年に最初の複合サイクル発電所の稼働を開始したが、この時点はこの技術が発電のために世界的に導入されている時期であった。当初の耐用年数の見積りは25年であったが、発電所の主要部分の技術的減価償却に関連して長年かけて収集した経験は、これが石炭火力発電所の主要部分に類似していることを示していた。このため技術調査を根拠として、2014年10月1日に、複合サイクル発電所の耐用年数は、将来期間について40年に延長された。2014年の連結損益計算書に対する影響は、15百万ユーロの減価償却費の減少であった。

最後に、2014年にいくつかの石炭火力発電所で耐用年数を延長させるための投資を実施し、これが2014年の連結損益計算書において18百万ユーロ利益を増加させる影響を及ぼした。

a.3. その他の事項

1985年8月2日付の法律第29/1985号（1999年12月13日付の法律第46/1999号により一部改訂）に従い、スペインのすべての水力発電所は、暫定的なサービス委譲契約に基づいて運用されている。2014年12月31日現在のこれらの契約条件により、2015年から2065年にかけて委譲契約が満了する時に、これらの発電所は正常に運転できる状態で国有に戻されることが定められている。これらの設備は、委譲契約期間又は経済耐用年数のいずれか短い期間にわたって、減価償却される。

エンデサは、これらの委譲契約の具体的な状況を評価し、IFRIC第12号「サービス委譲契約」（注記3d.1を参照）の適用の決め手となる要因は、これらの場合のいずれにおいても発現していないと結論した。

有形固定資産の下での項目は、売却若しくはその他の処分が行われた場合、又は使用、売却若しくはその他の処分による経済的利益を得ることが見込まれなくなった場合に、認識が中止される。

有形固定資産の処分又は除却により生じた利益又は損失は、損益で認識され、当該資産の処分による純収入と帳簿価額の差額として算定される。

b) 投資不動産

投資不動産は、エンデサの法定活動の通常の過程で回収されると見込まれない土地と建物で構成される。

投資不動産は、減価償却累計額及び減損損失累計額控除後の取得原価で測定される。

投資不動産の市場価値は注記8に詳述されており、2014年度の最終四半期に実施された外部による査定に基づいて算出されている（注記8及び19.6.2を参照）。

投資不動産（土地を除く）は、有形固定資産と同様の基準を用いて見積られる当該資産の耐用年数にわたり、定額法で減価償却される。

投資不動産は、売却若しくはその他の処分が行われた場合、又は使用、売却若しくはその他の処分による経済的利益を得ることが見込まれなくなった場合に、認識が中止される。

投資不動産の処分又は除却により生じた利益又は損失は、損益で認識され、当該資産の処分による純収入と帳簿価額の差額として算定される。

c) のれん

連結において発生するのれんは、取得した識別可能な子会社又は共同支配事業の資産及び引き受けた識別可能な子会社又は共同支配事業の負債（偶発債務を含む）に対するエンデサの持分の取得原価が、取得日現在の公正価値を上回る（又は下回る）額を表わす。

取得した資産及び負債は、当社が支配権を獲得した日に暫定的に測定され、取得日から最長で1年以内に再検討される。資産及び負債の実際の公正価値が決定されるまで、被取得会社の取得原価と帳簿価額の差額は、暫定的にのれんとして認識されている。

持分取得の次年度の連結財務書類においてのれんの実値が決定される場合、比較のために表示される過年度の財務書類は、持分取得日から、取得した資産及び負債の価値並びに確定したのれんの価値を算入するよう修正される。

ユーロ以外を機能通貨とする会社の取得で発生したのれんは、被取得会社の機能通貨で測定され、報告日現在の実勢為替レートでユーロに換算される。

2004年1月1日以降に取得したのれんは取得原価で測定され、それより前に取得したのれんは、2003年12月31日の時点で適用され、スペインで一般に公正妥当と認められていた会計原則（以下本第6において「GAAP」という。）に準拠して、同日現在の帳簿価額で認識されている。のれんは償却されず、各資金生成単位（以下本第6において「CGU」という。）又は各CGU群に分配される。各報告期間末にCGUには減損テストが実施され、回収可能価額が帳簿価額を下回る場合は、評価額が引き下げられる（注記3eを参照）。

2014年12月31日現在、エンデサは連結財政状態計算書上でのれんを計上していない。2013年12月31日現在でのれんへの配分が行われていたすべてのエンデサの子会社は、2014年に売却された（注記5を参照）。

d) 無形資産

無形資産は、当初は取得原価又は製造原価で認識され、その後、償却累計額及び減損損失累計額控除後の原価で評価される。無形資産はその耐用年数にわたって償却されるが、耐用年数を確定できない無形資産は償却されない。

2014年及び2013年12月31日現在、二酸化炭素（CO₂）排出枠、「認証排出削減量（CERs）」、「排出削減ユニット（ERUs）」を除き、耐用年数を確定できない重要な無形資産はない。

これらの資産に係る減損損失、及び該当する場合、過年度に認識した減損損失の回復を認識するために使用される基準については、注記e)を参照。

無形資産は、売却若しくはその他の処分が行われた場合、又は使用、売却若しくはその他の処分による経済的利益を得ることが見込まれなくなった場合に、認識が中止される。

無形資産の処分又は除却により生じた利益又は損失は、損益で認識され、当該資産の処分による純収入と帳簿価額の差額として算定される。

d.1. 委譲契約

IFRIC第12号「サービス委譲契約」は、公的機関から民間へのサービス委譲契約に関し、営業者の会計処理に関するガイダンスを提供するものである。当解釈指針は以下のものに適用される。

- a) 営業者がインフラを提供しなければならないサービスの内容、提供先及び価格を、委譲者が支配又は規制している委譲契約。
- b) 契約期間終了時において、委譲者が所有権、受益権又はその他の権利を通じて、インフラに対する重要な残余持分を支配している委譲契約。

上記の2つの条件が同時に満たされる場合、インフラ建設と引き換えにエンデサが受け取った対価が公正価値で認識されるが、社会の当該サービス利用を条件に、営業者が公共サービス料を利用者に請求できる権利を獲得している場合は、無形資産として認識され、営業者が委譲者又は第三者から現金又は他の金融資産を受け取ることができる無条件の契約上の権利を有する場合は、金融資産として認識される。エンデサが運用中にインフラを整備する契約上の義務、又は委譲契約満了時に契約で規定されている状態で委譲者に返還する契約上の義務は、これらの活動が収益を生み出さない限り、引当金の会計方針を適用して認識される（注記31を参照）。

2014年12月31日現在、エンデサはIFRIC第12号「サービス委譲契約」を適用した結果としての、委譲契約に関する無形資産を計上していない。2013年12月31日現在で、IFRIC第12号「サービス委譲契約」を適用した結果としての、委譲契約に関する無形資産を認識していた子会社は、2014年に売却された（注記5を参照）。

委譲契約当事者の営業者が無形資産を受け取る契約上の権利を有する限り、注記a)に記載する基準に基づき、借入費用は資産計上される。2014年度及び2013年度とも、資産計上された借入費用はなかった。

2013年度において、非継続事業に関連して、建設中の建物に直接関連する人件費20百万ユーロが資産計上された。2014年度に資産計上された人件費はなかった。

委譲契約は、同契約期間にわたって償却される。

IFRIC第12号「サービス委譲契約」が適用されない委譲契約は、一般的な基準を用いて認識される。エンデサは、有形固定資産（注記3aを参照）として認識された資産を、同資産の経済的耐用年数又は委譲契約期間のどちらか短い方の期間にわたって定額法で減価償却している。資産の減損の計算時には、契約で定められた資産への投資、改良、又は取替えに関するエンデサの義務は、キャッシュ・インフローを生成するために必要な将来のキャッシュ・アウトフローを生み出すとみなされる。エンデサが対価と引き換えに使用権を譲渡した資産は、注記3fに記載する基準を用いて会計処理される。

d.2. 研究開発費

エンデサが、プロジェクト完了の技術的実現可能性、及びプロジェクトが将来の経済的便益を生み出すことを合理的に確信している場合、プロジェクトの開発費が無形資産として認識される。

開発費は、ほとんどの場合、5年と見積られる耐用年数にわたって体系的な計画に従って、償却される。

研究費は連結損益計算書に費用として認識される。2014年の連結損益計算書におけるこれらの費用の金額は35百万ユーロであり、このうち18百万ドルが継続事業によるものであり、17百万ユーロが非継続事業によるものであった（2013年の費用の金額は40百万ユーロであり、このうち23百万ドルが継続事業によるものであり、17百万ユーロが非継続事業によるものであった）。

d.3. 二酸化炭素（CO₂）排出権、認証排出削減量（CERs）及び排出削減単位（ERUs）

発電事業で二酸化炭素（CO₂）を排出するエンデサの欧州各社は、翌年度初めの数ヶ月内に当期排出量相当の二酸化炭素（CO₂）排出権（枠）、認証排出削減量（CERs）又は排出削減ユニット（ERUs）を引き渡さなければならない。エンデサは、二酸化炭素（CO₂）排出枠、CERs、ERUsのいずれも償却されない無形資産として認識する。

二酸化炭素（CO₂）排出枠、CERs及びERUsは当初は取得原価で認識され、これらの償却は行われず、その後市場価値が取得原価を下回った場合には引当金が認識される。

d.4. その他の無形資産

その他の無形資産は主にソフトウェアで、当初は取得原価又は製造原価で認識され、その後、償却累計額及び減損損失累計額控除後の原価で計上される。ソフトウェアは、ほとんどの場合、5年と見積られる耐用年数にわたって償却される。

e) 非金融資産の減損

エンデサは年間を通じてのほか、必ず各報告日に、資産に減損が生じている可能性を示す兆候の有無を評価している。いかなる兆候でも存在する場合には、当社は減損損失の程度を判断するため、資産の回収可能価額を見積る。他の資産又は資産群のキャッシュ・インフローから概ね独立したキャッシュ・インフローを生成していない資産に関しては、当グループは当該資産が帰属するCGU、すなわち独立したキャッシュ・インフローを生成する最少単位の識別可能資産群の回収可能価額を見積る。

ただし、耐用年数を確定できないのれん又は無形資産が各報告日において自動的に配分された先のCGUについても、当グループは回収可能価額を見積る。

e.1. 資金生成単位（CGUs）

エンデサは、発電事業の資産は単一の相互に関連したシステムに所属し、各国における共同報酬を受ける配電の資産がCGUを表すとみなしている。2014年12月31日現在の主要なCGUは、以下のとおりである。

1. 発電：イベリア半島における発電についてCGUがあり、本土外のそれぞれのシステム（バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャ）CGUがある。各CGUにおけるすべての資産は、使用される技術（水力、石炭、重油、原子力及び複合サイクル）とは無関係に、特に施設の利用可能性、天候及び需要の状況に従って、共同で管理される。発電ポートフォリオの共同管理及び分散により、エンデサは需要に対して柔軟に対応した生産及び安全な供給の保証が可能となる。このことは、上記の各地域における総発電が、一つのCGUを構成することを意味する。
2. スペインにおける配電：配電網の資産は、個別には独立したキャッシュ・フローを生み出さないため、配電網の資産全体が単一のCGUを構成する。配電網は、相互に関連した相互に依存する資産で構成され、これらの資産に関連して、業務、運用及び保守は共同で管理される。

e.2. 回収可能価額の算出

回収可能価額は、売却費用控除後の市場価値と使用価値のどちらか高い方とされる。使用価値は見積将来キャッシュ・フローの現在価値である。エンデサは、使用価値に基づいて、有形固定資産、のれん及び無形資産のほぼすべての項目の回収可能価額を見積っている。

使用価値を評価する際には、直近の入手可能な予算に基づき税引前キャッシュ・フロー予測を作成する。これらの予算には、産業予測、過去の経験及び将来の予想に準拠したCGUの収益及び費用についてのエンデサの経営者による最善の見積りが含まれている。

これらの予測は、通常型5年間を対象期間としている。キャッシュ・フローは、関連する産業又は国の平均長期成長率及びインフレ予測に関する仮定に基づいた合理的な成長率を適用して、必要に応じて当該資産の耐用年数の終了又は委譲契約の終了まで見積られる。

見積られた将来キャッシュ・フローは、該当する事業及び地域の資本コストを反映した税引前割引率を用いて、現在価値まで割引かれる。その際には、同事業及び地域について一般にアナリストが使用する現在の貨幣の時間価値及びリスク・プレミアムが考慮される。

2014年度及び2013年度に適用された割引率は、以下の範囲内であった。

	通貨	2014年		2013年	
		最低(%)	最高(%)	最低(%)	最高(%)
継続事業					
発電	ユーロ	6.2	8.8	6.2	8.5
配電	ユーロ	6.0	6.1	5.9	8.0
非継続事業(*)					
アルゼンチン	アルゼンチン・ペソ	該当なし	該当なし	17.8	28.3
ブラジル	ブラジル・レアル	該当なし	該当なし	8.9	18.2
チリ	チリ・ペソ	該当なし	該当なし	7.8	15.8
コロンビア	コロンビア・ペソ	該当なし	該当なし	7.9	13.3
ペルー	ペルー・ヌエボ・ソル	該当なし	該当なし	7.2	13.4

(*) ラテンアメリカ事業は、2014年に売却された（注記5を参照）。

2014年度に使用された割引率を構成する変数を見てみると、無リスク金利は僅かに低下し、また、資産固有のリスクを表し、類似の事業を行う企業を考慮したレバレッジされていないベータ値に基づく事業リスク・プレミアムは、規制対象事業では僅かに上昇したが、自由化された事業では極僅か低下した。

次の成長率が、キャッシュ・フロー予測の推算に用いられた。

	通貨	2014年	2013年
		成長率「g」 (%)	成長率「g」 (%)
継続事業	ユーロ	2.0	2.0
非継続事業 (*)			
アルゼンチン	アルゼンチン・ペソ	該当なし	3.5 - 6.0
ブラジル	ブラジル・レアル	該当なし	5.1 - 6.1
チリ	チリ・ペソ	該当なし	2.2 - 5.3
コロンビア	コロンビア・ペソ	該当なし	4.3 - 5.3
ペルー	ペルー・ヌエボ・ソル	該当なし	3.6 - 4.6

(*) 2013年のラテンアメリカの事業に関する成長率は、ユーロに対する各国通貨のインフレを組み込んでいる。インフレ要素を取り除くと、使用された割引率は多くの場合2.3%以下となる。ラテンアメリカ事業は、2014年に売却された（注記5を参照）。

主要な仮定に対して価値を分配するために使用された方法では、以下が考慮されている。

- 電力及びガスに対する需要の動向：見積成長率は、国内総生産（GDP）の予想成長率及び、エンデサがこれらの市場における電力とガスの消費のトレンドに関連して使用したその他の予想に基づいて算出されている。
- 規制措置:エンデサの事業の重要な部分は規制対象であり、広範な複雑な規制の適用を受けるが、これらの規制は新たな法律の導入、予測が現行規制の適切な適用を予期できるような方法での既存の法律の改正、及び現在手続中で、予測対象期間中に実施される可能性のあるその他の法律によって改正される場合がある。
- 平均降雨量：予測は過去の降雨量の一連のデータを考慮した平均降雨量年に基づいて作成される。しかし、初年度の予測については、平均年に従い調整された前年の実際の降雨量が使用されている。
- 設備発電能力：エンデサの設備発電能力の見積りには、現存する設備並びに発電能力の増強及び閉鎖の計画が考慮される。投資計画は、事業の軌道及び経営者が取り組んでいる開発戦略の変更に基づいて、継続的に更新される。発電業務は、設備能力を適切な運転状況に維持するために必要な投資を考慮に入れ、配電業務は配電網の保守、改善及び強化への投資並びに遠隔検針計画の実施のために必要な投資を考慮に入れ、そして販売業務は、付加価値商品及びサービスを提供するために必要な投資を考慮に入れる。
- 生産構成は、価格及びコモディティ（例えば、ブレント原油、天然ガス、石炭）の入手可能性、需要予測、各種の技術における新規発電能力の建設又は稼働等の要因を考慮に入れた、複雑で特別に内部で開発された予測モデルを使用して決定される。かかるモデルは常に変更され、生産基盤の入手可能性、燃料の入手可能性、新しい発電所の操業開始などの変数の変化を織り込んでいる。かかるモデルはシステムにおける価格に対する兆候及び生産費用の見積りを示し、それは発電施設の生産予測に基づいている。

- － エネルギーの販売及び購入価格に関する仮定は、複雑で特別に社内で開発された予測モデルに基づく。計画上のプール価格は、特に発電技術のコスト及び発電量並びに電力需要等のいくつかの決め手となる要因に基づいて見積もられる。
- － 電力及びガスの販売価格は、販売契約で定められた価格及び先物エネルギー価格に基づいて算定される。
- － 燃料費：現行の供給契約が考慮に入れられ、先渡市場及び入手可能なアナリストの予測に基づき、石油、ガス、石炭価格に関する長期予測が行われる。
- － 外貨：第三者の予測（アナリスト、各国公的機関及び国際機関）を考慮に入れて、為替レートの傾向が予測される。
- － 固定費：これらは、人員の趨勢に関して予想される各社の事業水準、並びにその他の事業費・維持費、インフレ予測、長期保守契約又はその他の種類の契約を考慮して予測される。

特に価格趨勢、GDP成長率、需要、インフレ、為替レートなどのマクロ経済の仮定を比較するために、常に外部の情報源が使用される。

過去の経験によれば、当社の予測は信頼性が高く、また品質も高いため、当社は過去の情報を基準として主要な仮定に用いることができる。2013年12月31日現在の減損テストの実施のために使用された予測上の見込に関連して2014年に観察された差異は、全体として上方への乖離であったが、例外的に、主に販売量に関連して、見込を下回る需要により、一部の下方への乖離があり、その結果、2014年の利益とキャッシュ・フローの両方で、2013年度の連結財務書類の作成において適用された減損テストでの見込を下回った。

e.3. 減損の認識

CGUの回収可能価額が帳簿価額を下回る場合、その差額に関して、減損損失が連結損益計算書の「減価償却費、償却費及び減損損失」で認識される。減損損失はまずCGUに配分されたのれんを減額するよう配分され、次いで売却費用控除後の公正価値を限度に、使用価値に応じてCGUの残りの資産の帳簿価額を減額する。ただし、減額後の値が負の値になることはできない。

当該資産の回収可能価額の見積りが変更された場合には、認識済みの減損が戻し入れられる。減損損失の戻入は、収益計上により資産の帳簿価額を増額することで認識される。ただし、戻入は、減損損失が一切認識されなかった場合の資産の帳簿価額を限度とする。のれんに係る減損損失の戻入はできない。

f) リース

リース項目の所有に付随するリスク及び便益をほぼすべて譲渡するリースは、ファイナンス・リースとして分類される。その他のすべてのリースは、オペレーティング・リースとして分類される。

エンデサは、黙示的リースの有無を判断するため、特定の資産の使用権を付与するリースの内容を評価している。黙示的リースが存在する場合、リース開始時に、契約の他の要素から当該リース関連のリース支払額と対価を分離する。

エンデサが借手となるファイナンス・リースは、リース期間の開始時に認識される。エンデサはリース資産の公正価値と最低リース支払額の現在価値のどちらか低い方の金額で、その性質に基づき資産を認識し、同額の負債を認識する。その後、最低リース支払額は金融費用と負債残高減額に分けられる。金融費用は費用として認識され、負債残高に適用される金利が毎年一定になるように、リース期間にわたり損益に配分される。資産は、リース期間終了時に借手が資産の所有権を取得する合理的な確証がある場合、その他の類似する減価償却可能資産と同じ方法で減価償却される。そのような確証がない場合、資産は見積耐用年数とリース期間のどちらか短い期間にわたり減価償却される。

オペレーティング・リースの支払額は、その他の体系的な配分基準の方が典型的でない限り、リース期間にわたり定額法に基づき費用として認識される。

条件付賃借料が発生する可能性が高い場合、同賃借料は費用として認識される。

g) 金融商品

金融商品とは、一方の会社では金融資産を、他方の会社では金融負債又は持分商品を生じさせる契約である。

g.1. 非デリバティブ金融資産

エンデサは、永続的か暫定的かを問わず、長期及び短期金融資産（持分法適用投資（注記3h及び11.1を参照）及び売却目的で保有する資産（注記3jを参照）を除く。）を4つのカテゴリーに分類している。

a) 貸付金及び債権：

貸付金及び債権は償却原価で測定される。償却原価とは、当初の公正価値から元本の返済額を差引き、実効金利法を使用して算定された未収利息を加えた値である。実効金利法は、金融資産又は金融負債（又は金融資産群若しくは金融負債群）の償却原価を算定する方法、及び受取利息又は支払利息を当該期間にわたり配分する方法である。実効金利とは、必要に応じて金融商品の予想残存期間又はそれよりも短い期間を通して見積られた将来の現金支払額又は受取額を、金融資産又は金融負債の正味帳簿価額まで正確に割り引く割引率にあたる。

b) 満期保有目的投資：

エンデサに満期日まで保有する積極的な意思と能力があり、かつ上記のように償却原価で測定される投資を指す。2014年及び2013年12月31日現在、エンデサはこの類の重要な投資を行っていなかった。

c) 損益計算書を通じて公正価値で測定される金融資産：

これには、トレーディング目的で保有する金融資産、及び当初認識時に損益計算書を通じて公正価値で測定に指定された金融資産が含まれ、公正価値に基づき管理、測定される。損益計算書を通じて公正価値で測定される金融資産は、連結財政状態計算書に公正価値で計上され、公正価値の正味変動は連結損益計算書において認識される。

d) 売却可能金融資産：

売却可能として明確に指定された金融資産、又は上記3つのカテゴリーのいずれにも該当しない金融資産を指す（注記19.1.2を参照）。公正価値を、信頼性をもって決定することができる場合、これらの資産は連結財政状態計算書に公正価値で認識される。非上場会社に対する投資の公正価値は、通常信頼性をもって決定することができないため、かかる投資は識別された減損損失を控除後の取得原価で測定される。税効果考慮後の公正価値の変動は、連結包括利益計算書の「その他の包括利益」（注記15.1.7を参照）の借方又は貸方に適宜計上して認識され、当該資産が売却された時点で、かかる投資に関連する同勘定の累積残高が連結損益計算書において全額認識される。公正価値が取得原価より低く、かつ、資産に回復不能な減損が生じている客観的証拠がある場合、差額が連結損益計算書において直接認識される。金融資産の購入及び売却は、取引日に認識される。

金融資産の減損の認識基準については、注記3g.3を参照。

g.2. 現金及び現金同等物

連結財政状態計算書の「現金及び現金同等物」には、手許現金、要求払預金、及び容易に換金でき、かつ重大な価値変動リスクにさらされていないその他の流動性が高い短期投資が含まれている。

g.3. 金融資産の減損

金融資産について減損損失を認識すべきか否かを決定するため、以下の手続が適用される。

- 金融資産の性質がトレーディング目的で貸付金及び債権として分類されている場合、エンデサが当初の契約条件に基づいて当該金額の全額は回収できないことを示す客観的証拠が存在する金額について引当金が認識される。エンデサ各社は、公的機関に対する延滞債権など、特定の回収可能性分析が望ましい場合を除き、延滞残高の経過日数に基づき減損引当金を認識することを一般的な方針としている。
- 金融資産の性質が金融目的で貸付金及び債権並びに満期保有目的投資として分類されている場合、減損損失を認識する必要性は、それぞれの具体的なケースの分析によって判定され、損失額は、資産の帳簿価額と、実効金利で割り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。
- 売却目的で保有される金融資産の場合、減損の認識基準については、注記3g.1に詳述されている。

エンデサは、金融資産に係る減損損失を引当金勘定を用いて認識している。減損が戻入不能とみなされた場合、帳簿価額は引当金勘定と相殺して消去される。営業債権の減損損失は連結損益計算書の「減価償却費、償却費及び減損損失」で費用として認識される。将来の減損損失の戻入は、減損損失が一切認識されなかった場合の資産の償却原価を限度とする。減損が戻入不能な場合、金融資産の帳簿価額は引当金勘定により消去される。

連結財務書類の公表承認日現在、重要な金額の延滞金融資産はすべてトレーディング目的である（注記20.5を参照）。

g.4. 非デリバティブ金融負債

金融負債（有利子ローン及び借入金、営業債務及びその他の債務を含む）は通常、取引費用控除後の受取額で認識される。その後これらの負債は、実効金利法を用いて償却原価で測定される（注記3g.1を参照）。

負債が公正価値ヘッジの原資産にあたる特定の場合、例外として、ヘッジ対象リスク部分は公正価値で測定される。

連結財政状態計算書における認識、及び注記18.1に記載する公正価値の開示を目的に、かかる負債の公正価値を算定するため、負債は固定金利の利息を伴う負債（固定利付債務）と変動金利の利息を伴う負債（変動利付債務）に分けられた。固定利付債務は、固定金利の表面利率が取引開始時に設定され、残存期間にわたり明示的又は黙示的に支払われる。変動利付債務は、変動金利（すなわち、基準金利に基づき各表面利率が各期首に定められる）で発行された債務である。これらのすべての負債は、支払通貨に関連する市場の金利カーブを用いて見積将来キャッシュ・フローを割引いて測定される。

g.5. デリバティブ及びヘッジ会計

エンデサが保有するデリバティブは、主に金利リスク、為替リスク又は商品価格リスク（電力、燃料、二酸化炭素（CO₂）排出権、CERs及びERUs）をヘッジするための取引に関するもので、その目的は、原資産であるヘッジ対象取引におけるこれらのリスクを消去又は著しく減少させることである。

デリバティブは、報告期間末現在の公正価値で測定される。公正価値が正の値の場合、金融デリバティブは満期までの期間及び当該デリバティブを満期まで保有する意図の有無に従って短期又は長期の金融資産として計上され、コモディティ・デリバティブは営業債権及びその他の債権に計上される。公正価値が負の値の場合、金融デリバティブは満期までの期間及び当該デリバティブを満期まで保有する意図の有無に従って短期又は長期の有利子ローン及び借入金として計上され、コモディティ・デリバティブは営業債務及びその他の債務に計上される。

デリバティブの公正価値変動から生じた損益は、連結損益計算書で認識されるが、デリバティブがヘッジ手段として指定され、IFRSに基づくヘッジ会計適用要件（ヘッジの有効性が高くなければならない等）が満たされている場合は、この限りではない。その場合の認識は、次のヘッジ種類によって異なる。

a) 公正価値ヘッジ：

リスクがヘッジされている原資産部分及びヘッジ手段は公正価値で測定され、両項目の公正価値変動から生じた損益は、連結損益計算書で認識され、連結損益計算書の同じ科目に計上されている影響額と相殺される。

b) キャッシュ・フロー・ヘッジ：

デリバティブに係る損益のうち、（ヘッジ）有効部分は、連結包括利益計算書の「その他の包括利益」で認識される（注記15.1.7を参照）。原資産であるヘッジ対象項目が損益に影響を及ぼすと、この勘定で認識されていた累積損益は連結損益計算書に振替えられる。ヘッジの影響は、連結損益計算書の同一科目内で相殺される。ヘッジに係る損益のうち、（ヘッジ）非有効部分は、直接連結損益計算書で認識される。

c) 外国事業への純投資のヘッジ：

有効なヘッジとみなされたヘッジ手段に係る損益部分は、関連する税効果を考慮後の値で連結包括利益計算書の「その他の包括利益」の「為替換算差額」（注記15.1.6を参照）で認識され、ヘッジ対象投資の売却時に連結損益計算書に振替えられる。

ヘッジ対象リスクに直接起因する原資産の公正価値又はキャッシュ・フローの変動が、ヘッジ手段の公正価値又はキャッシュ・フローの変動により、80%から125%までの有効性で相殺される場合、ヘッジは非常に有効であるとみなされる。ヘッジ手段が期日を迎えた場合、売却された場合、解約された場合、若しくは執行された場合、又はヘッジがヘッジ会計適用基準を満たさなくなった場合、若しくは指定を取り消された場合、ヘッジ会計の適用は将来に向けて中止される。

エンデサは、主に電力及び燃料に関して、商品先渡取引の売買契約を締結している。通常、これらの契約は、報告日現在の市場価値で連結財政状態計算書に計上される。また、価値の変動は、以下に示すすべての条件が満たされた場合を除き、連結損益計算書において認識される。

- － 契約の唯一の目的が、自社利用、すなわち燃料供給契約における発電のため及び電力・ガス売買契約における小売用に使用されること。
- － エンデサの予測が、自社利用としてのこれらの契約目的を裏付けていること。
- － 例外的な状況の結果、又は、物流管理にエンデサの支配若しくは予測が及ばないことが原因で、別の使用が必要になった稀な場合を除き、契約の過去の実績が、当該契約が自社利用のためであると示していること。
- － 契約が差金決済を規定しておらず、類似契約を差金決済した過去の慣行もないこと。

エンデサは、デリバティブ契約全体が公正価値で認識されていない限り、その特性及びリスクが主契約のそれと密接に関連するか否かを判断するため、デリバティブが契約や金融商品に組み込まれているものかを評価している。特性及びリスクが密接に関連していない場合には、デリバティブは個別に取扱われ、価値の変動が連結損益計算書で認識される。

各種デリバティブ金融商品の公正価値は、以下のように算定される。

- － 組織化された市場に上場しているデリバティブについては、年度末の相場価格。

- ー 組織化された市場に上場していないデリバティブの場合、エンデサは観察可能な市場変数を十分に考慮に入れ、各通貨に関して毎月最終営業日現在のゼロ・クーポン債のイールドカーブを用いて割引将来キャッシュ・フローを見積り、さらに同日の実勢為替レートでユーロ建に換算することによって金融デリバティブの公正価値を計算する。これらの測定は、内部ツールを用いて行われる。市場価値総額が算出された時点で、信用リスクに関連して「債務評価調整（DVA）」、又はカウンターパーティー・リスクに関連して「信用評価調整（CVA）」が行われる。CVA とDVA の測定は商品の潜在的な将来のエクスポージャー（債権者又は債務者のポジション）、カウンターパーティーのリスク特性及びエンデサのリスク特性に基づく。

上記の手続に従い、エンデサは金融商品を注記3uに規定したレベルに従って分類している（注記19.6を参照）。

g.6. 金融保証契約

金融保証契約とは、エンデサが第三者に提供する保証金を指し、当初は公正価値で認識される。反対の証拠がある場合を除き、公正価値とは受け取ったプレミアムと将来受け取るキャッシュ・フローの現在価値の合計である。

それ以降、金融保証契約は次の差額として測定される。

- ー 注記3lに記載されている引当金に関する会計方針に準拠して算定される負債の金額。
- ー 当初認識された資産の値から、発生主義で連結損益計算書に計上された部分を差し引いた金額。

g.7. 金融資産及び金融負債の認識の中止

金融資産の認識は以下の場合に中止される。

- ー 金融資産のキャッシュ・フローに対する契約上の権利が失効した、若しくは譲渡された場合、又は、エンデサが受け取ったキャッシュ・フローを1名以上の第三者に支払う契約上の義務を引き受けた場合
- ー エンデサが資産のほぼすべてのリスクと経済価値を譲渡した場合、あるいはそれらを譲渡も留保もしていないものの、資産に対する支配権を譲渡した場合

エンデサは、譲渡対象金融資産の所有に伴うリスクと経済価値を譲渡したことから、償還請求権のないファクタリングとみなされる債権譲渡契約を、2014年度及び2013年度に締結した（注記13を参照）。

エンデサが譲渡対象金融資産の所有に伴うほぼすべてのリスクと経済価値を留保する取引に関しては、受取対価が負債で認識される。取引費用は実効金利法を用いて損益に認識される。

金融負債は、消滅した場合（すなわち、負債から派生した債務が決済された場合、取り消された場合、又は失効した場合）に認識が中止される。

g.8. 金融資産と金融負債の相殺

金融資産と金融負債は、当社が認識されている金額を相殺する法的に強制可能な権利を有し、かつ資産の現金化と負債の決済を同時に純額ベースで行う意図を有している場合に、相殺される（注記19.5を参照）。

これらの権利は、当社の通常営業過程又はカウンターパーティーの債務不履行、破綻若しくは破産が発生した場合にのみ、法的に強制が可能となる。

h) 持分法適用投資

関連会社及びジョイント・ベンチャーへの投資は持分法を用いて会計処理される。

持分法では、関連会社への投資は、関連会社の純資産に対するエンデサの持分に必要に応じてグループ内取引を消去するための調整を加え、同社取得時に支払われたのれんに関連する未実現利益を加算した額で、連結財政状態計算書に計上される。

その値が負の値の場合、エンデサが同社の株主持分への補填を求められていない限り（その場合は、対応する負債及び費用に関する引当金が認識される）、投資は連結財政状態計算書に評価額ゼロとして計上される（注記11.1を参照）。

これらの会社から受け取った配当金は投資の価値から控除されるが、所有持分に基づくこれらの会社の損益に対するエンデサの持分は、連結損益計算書の「持分法適用会社の損益」で認識される。

評価額に、当該会社の買収の際に支払ったのれんに関連する未実現利益が含まれる投資、又は減損の兆候を示している投資については、持分法適用後に、当該投資の回収可能価額が計算され、回収可能価額が帳簿価額を下回る場合には、当該関連会社又はジョイント・ベンチャーの回収可能価額と帳簿価額との差額について、減損が認識される（注記3g.3を参照）。

回収可能価額を計算するために、被投資会社に対するエンデサの持分の公正価値は、被投資会社が創出することが見込まれる将来キャッシュ・フローを割り引いた後、財務書類報告日の負債に対するエンデサの比例配分持分及び売却費用を控除して算出される。

ENEL Green Power, S.L.について、注記3e.2に記述された仮定に基づいて、減損テストが実施された。

被投資会社の価額が減額された際に、法的又は潜在的な債務の結果として追加で損失が発生する場合、これらの損失は負債を認識することによって計上される。

当連結財務書類の付表IIでは、エンデサの関連会社及びジョイント・ベンチャーを列挙している。

i) 棚卸資産

棚卸資産は、加重平均取得原価と正味実現可能価額のどちらか低い方の値で測定される。

核燃料の取得原価には、進行中の資金調達に係る借入費用も算入されている。これに関連して、2014年度には3百万ユーロ（2013年度：2百万ユーロ）の金融費用が資産計上され、その全額は継続事業によるものであった（注記30を参照）。仕掛品の核燃料は、原子炉に入れた時点で営業費用に振り替えられ、期中に消費された電力容量に応じて損益で認識される。

j) 売却目的で保有する固定資産及び非継続事業

エンデサは、報告日現在、買い手を探すための積極的計画が既に着手され、即時売却が可能で、かつ報告日から1年以内に売却が完了する可能性が非常に高い有形固定資産、無形資産、金融資産、持分法適用投資、及び処分グループ（直接関連する負債と一緒に売却される予定の資産群）を「売却目的で保有する固定資産」として分類している。

これらの資産又は処分グループは、帳簿価額と公正価値（売却費用控除後）のいずれか低い方で測定され、「売却目的で保有する固定資産」として分類された時点から、減価償却は中止される。

エンデサは、売却目的保有への分類又は処分グループへの算入を中止した「売却目的で保有する固定資産」を、売却目的保有に分類される前の帳簿価額に、仮に当該資産が売却目的保有に分類されていなかったのであれば認識されていたはずの減価償却費、償却費、又は再評価について調整を加えた値と、同資産が固定資産に組み替えられた日時点の回収可能価額のどちらか低い方の値で測定している。

売却目的で保有する固定資産及び売却目的保有に分類された処分グループの構成要素は、連結財務書類では、「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」という個別科目の資産として、並びに「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業に関連する負債」という個別科目の負債として、開示されている。

非継続事業は、売却若しくはその他の方法で処分された、又は売却目的として分類された構成要素であり、

- 重要かつ他の部分からは独立しているとみなされる可能性のある事業種目又は地域を表す。
- 重要かつ他の部分からは独立しているとみなされる可能性のある事業種目又は地域を、売却又はその他の方法で処分する個別に調整された計画の一部を構成する。
- 転売のみを目的として取得された従属事業体である。

非継続事業の税引後損益は、処分事業から発生した税引後未実現損益の実現部分を含め、連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」に個別表示されている。

k) 繰延収益

エンデサは、一定の設備の建設又は取得のために支払った金額に関して、法律上定められた補償金を受け取る。また、現行の法律に準拠して、設備がエンデサに直接割当てられる場合もある。

政府助成金は、パートナーシップ契約条件又は当局の裁定に基づいて関連する投資が行われ次第、認識される。

これらの金額は、繰延収益として連結財政状態計算書上の「繰延収益」で認識され、連結損益計算書では資産の耐用年数にわたり「その他の営業利益」に計上され、その結果、関連する減価償却費と相殺される。

顧客によって設備が割当てられた場合、資産と繰延収益の両方が、当該資産譲渡日現在の同資産の公正価値で認識され、連結損益計算書では資産の耐用年数にわたり「その他の営業利益」（注記25.2を参照）に損益計上され、その結果、関連する減価償却費と相殺される。

l) 引当金

過去の事象から生じエンデサの株主持分に負の影響をもたらす可能性があり、実現する可能性が高いとみなされ、かつ金額及び弁済日が不確定な連結財政状態計算書日現在に存在している債務は、エンデサが同債務を弁済するために支出する必要がある可能性が最も高い金額の現在価値で、連結財政状態計算書に引当金として認識される。

また、エンデサは、係争中の訴訟、退職給付、保証金及び類似する保証から生じる負債、並びにリスクヘッジをするための負債に関しても、引当金を認識している。

引当金の金額は、引当金を要する事象が招く可能性が最も高い結果に関して、連結財務書類作成日現在入手可能な最善の情報に基づく値で、報告期間末ごとに再度見積りを行う。

連結財政状態計算書に計上される年金及び類似債務引当金並びにリストラクチャリング計画に関する引当金は、定年退職、恒久的な障害、死亡、退職又は当事者間の合意による雇用関係の終了の場合に公的社会保障制度の給付の補完を当社が引き受けるというエンデサの従業員との団体契約又は個別契約の結果、発生する。

1.1. 年金及び類似債務引当金

エンデサ各社の大部分は、各々の従業員に対する年金債務を有しており、その金額は会社ごとに異なる。これらの債務（確定給付及び確定拠出を含む）は、基本的に年金制度又は保険契約により手当てされている。ただし、一定の現物給付（主に電力供給債務）は、その性質上、外部資金で手当てされずに、関連する内部引当金によってカバーされている。

確定給付年金制度に関して、各社は、報告日に予測単位積増方式を使用してこれらの債務に関連する費用を従業員の勤務期間にわたり発生主義で認識する。確定給付年金制度の債務は、適格制度資産の公正価値控除後、未払給付の現在価値を表している。制度負債及び制度資産の双方の測定から生じた数理計算上の損益は、関連する税効果考慮後の値で、連結包括利益計算書の「その他の包括利益」で直接認識される（注記15.1.8を参照）。

各制度について、過去勤務に対する数理負債が制度資産を上回る正の値の差異は、連結財政状態計算書の負債側の「長期引当金」の「年金及び類似債務引当金」として認識され、負の値の差異は、通常、将来の拠出金の減額を通じてエンデサが回収できることを条件に、IAS第19号「従業員給付」第57(b)項及びIFRIC第14号「IAS第19号－確定給付資産の上限、最低積立要件及びそれらの相互関係」で定められている制限を考慮して、連結財政状態計算書の「固定資産」の「固定金融資産」で「金融資産－貸付金及び債権」として認識される。この制限の適用の影響額は、連結包括利益計算書の「その他の包括利益」で認識される（注記15.1.8及び17.1を参照）。

確定拠出制度に対する拠出は、従業員の役務提供時に、連結損益計算書で費用として認識される。

完全に保証され、したがってエンデサがすべてのリスクを譲渡している退職後制度は、確定拠出制度とみなされる。その結果、確定拠出制度の場合と同様、数理計算上の債務又は制度資産は考慮されない。

1.2. リストラクチャリング引当金

一方的に又は会社との相互の同意によって、従業員が退職給付と引き換えに当グループを退職する、若しくは雇用契約を一時的に中断することができるような従業員との個別契約若しくは団体契約が存在する場合、又はかかる合意に達する明らかな見込みがある場合、エンデサは退職給付又は停職給付を認識する。相互の同意が必要な場合は、エンデサがかかる退職に同意し、その同意が当該従業員に個人的に又は従業員の代表に集合的に通知された場合に限り、引当金が計上される。これらの引当金が認識される場合はいずれも、従業員は、早期退職が実施されること及び会社から当該従業員又は従業員の代表に正式な通知があることを予期している。

エンデサでは、政府によって承認された関連する人員削減計画の一貫として発生した、又は従業員の代表と共同で作成した契約におけるリストラクチャリング計画が進められている。これらの計画では、補償金の支払い又は早期退職期間若しくは雇用契約の停止期間中の通常支払の維持を保証している。

エンデサは、これらの計画に係る支出の全額を、従業員又は従業員の代表との約定によって会社が支払を回避することが不可能となった時点と判断された、債務の発生時に認識している。これらの金額は、適宜、年度末時点の数理債務を算出するために実施された保険数理上の査定から算定された。各年度に開示される数理計算上の損益は、当該年度の連結損益計算書において認識されている。

1.3. 二酸化炭素（CO₂）排出枠費用引当金

発電事業で二酸化炭素（CO₂）を排出するエンデサの欧州各社は、翌年度初めの数ヵ月内に当期排出量相当の二酸化炭素（CO₂）排出権（枠）、認証排出削減量（CERs）又は排出削減ユニット（ERUs）を引き渡さなければならない。

当期に排出された二酸化炭素（CO₂）に関して排出枠を引渡す義務は、連結財政状態計算書の「その他の短期引当金」の「短期引当金」として認識されている。関連費用は、連結損益計算書の「その他の変動仕入及びサービス」で認識される。この義務は、それに充当するために引渡される二酸化炭素（CO₂）排出枠と同じ金額で、連結財政状態計算書の無形資産（注記3d.3を参照）で認識される。

連結財政状態計算書の報告日現在、エンデサが排出量に充当するために必要な二酸化炭素（CO₂）排出枠、CERs又はERUsの全量を保有していない場合、エンデサが排出枠取得のために支払わなければならない価格の最善の見積りに基づき、費用及び対応する引当金が認識される。より適切な見積りが存在しない場合、エンデサは、報告日現在の市場価格として、保有していない排出枠の取得価格を見積る。

1.4. 設備閉鎖費用引当金

エンデサは、一部の発電所及び特定の配電設備を廃棄するための予想費用に対する引当金を認識している（注記3a、3b及び3dを参照）。引当金の調整は、連結損益計算書の金融費用に費用計上して認識される（注記30を参照）。

1.5. 不利な契約

契約債務を履行するための不可避的な費用が、契約に基づいて獲得できる見込み経済的便益を超過している契約（不利な契約）の場合、エンデサは契約の費用と予想される便益の差額の現在価値に関する引当金を認識する。

m) 外貨残高の換算

各社の機能通貨以外の通貨による取引は、取引日現在の為替レートの適用により、機能通貨で認識される。取引日現在の為替レートで換算された残高と回収又は支払日現在の為替レートで換算された残高との間で年度中に発生する差額は、連結損益計算書において金融収益又は金融費用（注記30を参照）として計上される。

また、各年度末現在の、連結会社の財務書類を表示する機能通貨以外の通貨建ての債権又は債務の残高は、年度末現在の為替レートでユーロに換算されている。その結果生じた換算差額は、連結損益計算書において金融損益として認識されている（注記30を参照）。

n) 流動／固定の分類

連結財政状態計算書において、12ヵ月以内に決済される予定の残高は流動項目として分類され、12ヵ月を超えて決済される予定の残高は固定項目として分類される。

満期は12ヵ月以内であるが、エンデサの判断での長期的な借換えが既存の無条件の長期信用枠を通じて保証されている借入金は、固定負債に分類されている。2014年及び2013年12月31日現在、これらの残高はそれぞれ469百万ユーロ及び1,126百万ユーロであった。

o) 法人所得税

2014年度及び2013年度には、ENEL Iberoamérica, S.L.U. が少なくとも70%の持分を保有し、企業グループの連結利益の課税についてスペインの法令に規定された要件を充足するエンデサ各社は、すべて1つの納税グループに統合され、ENEL Iberoamérica, S.L.U. がその親会社となった。

2014年12月31日現在、連結納税グループは31社（2013年：34社）で構成されていた。最も重要な企業は、ENEL Iberoamérica, S.L.U.、エンデサ・エセ・アー、ENDESA Generación, S.A.U.、Gas y Electricidad Generación, S.A.U.、Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.、ENDESA Red, S.A.U.、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.、ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U.、ENDESA Energía, S.A.U.、ENDESA Energía XXI, S.L.U.、ENDESA Latinoamérica, S.A.U.（旧ENDESA Latinoamérica, S.A.U.）、及びENDESA Financiación Filiales, S.A.U.である。

エンデサの他の子会社は、各国で施行されている税法に準拠して各々の申告書を提出している。

当期の法人所得税費用は、税務目的上認められている税額控除を考慮した後の当年度の課税所得（欠損金）に対して税率を適用することで生じる各会社の当期税金に、繰延税金資産及び負債の変動並びに税務上の繰越欠損金の繰越及び税額控除を加算した合計額として算出されている。資産及び負債の帳簿価額とそれら課税所得上の金額との間の差異により、繰延税金資産又は負債が発生する。これは、資産を実現し又は負債を弁済する期間において適用されると予想される税率で測定されている。

法人所得税並びに企業結合以外から生じた繰延税金資産及び負債の変動は、それらが発生させる利益又は損失が認識された勘定科目に応じ、連結損益計算書又は連結財政状態計算書の株主持分勘定において認識される。

繰延税金資産及び税額控除は、連結会社が、関連する一時差異を解消し又は関連する税金資産を利用するのに十分な将来の課税対象利益を獲得する可能性が高いと判断される場合に限り、認識されている。

繰延税金負債は、のれんの当初認識から繰延税金負債が生じる場合、又は、子会社、関連会社及び共同支配事業への持分に対する投資に伴う将来加算一時差異であって、エンデサが解消時期をコントロール可能であり当面の間当該一時差異が解消されない可能性が高いものに関して生じる場合を除き、すべての一時差異に関して認識されている。当年度に生じた経済事象から発生した税額控除は、それが実現するか否かに関する疑念がない限り（疑念がある場合、税額控除は有効に実現するまで認識されない。）、法人所得税費用から控除されている。

認識された繰延税金資産及び負債は、各報告期間末に依然として存在するかを否か確認するための見直しを受け、適切な調整が行われる。

2014年11月28日、スペイン官報（以下本第6において「BOE」という。）で2014年11月27日付の法人所得税に係る法律第27/2014号が公表され、従来の適用されていた税率30%から、2015年度についての移行時税率28%及び2016年度についての一般税率25%が定められた。この税率引下げの繰延税金資産及び繰延税金負債に対する影響は、2014年度の連結損益計算書に費用として認識された39百万ユーロ、及びその他の包括利益における株主持分控除としての28百万ユーロの増加であった（注記31を参照）。

スペインのエンデサ各社は、法人所得税を除く2011年以降のすべての主要な適用税金について税務当局による調査の対象であり、法人所得税は、2006年以降（2007年、2008及び2009年を除く。）について調査の対象となる。ポルトガルでは、税務調査の対象期間は2010年から2014年である。

特定の取引についての財政関連法令に潜在的に異なった解釈があることから、税務調査が入った場合に追加納税義務が生じることもあり得るが、現時点でこれを客観的に定量化することは不可能である。しかし、親会社取締役は、税務調査による追加納税義務が生じた場合にもエンデサの将来の業績に重大な影響が及ぶことはないと思している。

[次へ](#)

p) 収益及び費用の認識

収益及び費用は、以下の基準を用いて発生主義で認識されている。

- 電力及びガスの販売による収益は、未請求であっても期間中に提供された量に左右され、顧客にこれらの商品が提供された時に認識される。そのため、売上高には、顧客のメーターが検針される前に供給したエネルギーの見積りが含まれる（注記2.3を参照）。
- 配電事業からの収益に関連して、スペインの電力業界の規制上の枠組みは、省令を通じて年間報酬を定めている。スペイン市場競争委員会（以下本第6において「CNMC」という。）は、このマージン又は承認された報酬の配電企業への支払の手配を行う。
- ホールセール市場の電力収入は、配電量及び提供された付帯的サービスの最良見積に基づいて収益として認識される。
- 本土外のシステムにおける発電事業の報酬は規制されている。設定された報酬の水準を達成するため、本土の平均価格で販売されたエネルギーの評価額に加えて、規制上の報酬に達するための補償額が収益として認識される。この報酬計算のための一般的な概念は、2012年3月30日付法律第13/2012号及び2012年7月13日付法律第20/2012号で規制されているが、2012年1月1日より後の最終計算は施行する政令の導入を待っている状態である。この事業活動の2012年1月1日より後の収益を見積もるためにエンデサが採用している基準は、財務書類が作成される日付時点で利用可能な政令の最新版に従って報酬額を算出する方法である（注記2.3を参照）。

収益は、事業の実体に従って計算され、次の条件がすべて充足された際に認識される。

- 資産の所有によるすべてのリスクと報酬が、法的所有権が移転されたか否かとは無関係に、顧客に移転されている。
- 当該資産は管理下になく、実質的支配が維持されていない。
- 取引に係る経済的利益を受け取る可能性が高く、当該利益は、持分所有者からの拠出とは関連していない株主持分の増加をもたらす可能性が高い。
- 見込まれる利益と発生費用の信頼性の高い測定が可能である。

収益は、受領したか又は受領すべき対価の公正価値で測定される。

複数の構成部分から成る契約においては、認識の基準は、当該取引の商業上の実体を反映するために、各個別の識別可能な構成部分に適用される。だが、認識のための基準は、二つ以上の取引が、一連の取引のすべてを参照しなければその商業的影響を理解できないような形で関連している場合は、共同で適用される。

役務の提供による収益は、報告日現在の取引の進捗度に照らして信頼性をもって見積可能な場合にのみ認識されている。サービスの提供が伴う取引の結果の信頼性の高い見積りが不可能な場合、収益は、認識された費用が回収可能とみなされる額に関連した金額について認識される。

エンデサは、第三者を代理して代理店又は委託売買人としての役割を果たす場合、受け取った経済的便益の総流入を収益に含めるのではなく、自己の活動からの収益のみを認識する。

物品又はサービスが、類似の性質の物品又はサービスと交換される場合、その交換は収益を発生させる取引とはみなされない。

エンデサは、現金又はその他の金融資産により正味金額が決済される非金融資産の購入又は売却を、その正味金額により認識する。これらの非金融資産を受領し又は引渡す目的で締結され維持される契約は、購入、販売の契約条件又は事業体が予想する使用要件に基づいて認識されている。

受取利息は、未決済の元本に適用される実効金利を参照して、関連する返済期間にわたり認識されている。

費用は発生主義に基づいて認識される。将来の経済的便益を発生させないか又は資産としての認識適格を満たさない支出は、即時に費用認識される。

q) 1株当たり利益（損失）

基本的1株当たり純利益は、親会社に帰属する当期純利益を当年度中の加重平均発行済普通株式数（エンデサが保有する親会社の平均株式数を除く）で割ることによって算定されている。

継続事業及び非継続事業の基本的1株当たり利益は、非支配持分に対応する部分を控除した継続事業及び非継続事業の各税引後利益を当年度中の加重平均発行済親会社普通株式数（エンデサが保有する親会社の平均株式数を除く）で割ることによって算定されている。

エンデサは、基本的1株当たり利益と異なる希薄化後1株当たり利益を生じさせる、潜在的に希薄化効果のある取引を2014年度及び2013年度中に一切行わなかった。

r) 株式報酬

エンデサの従業員がENEL株価に連動する報酬スキームに参加し、ENELがスキームの費用を負担する場合、エンデサは、従業員に対するENELの債務の公正価値を連結損益計算書の人件費において費用として認識し、株主持分における同額の増加を持分所有者による拠出として計上する（注記15.1.14を参照）。

s) 配当金

配当金は、当該配当金を回収する権利が発生した際に認識される。

配当金は、権限を有する機関（通常は、中間配当の場合は取締役会、最終配当金又は準備金を取り崩しての配当金の場合は株主総会）によって承認された際に、株主持分の減少として認識される（注記15.1.10を参照）。

t) キャッシュ・フロー計算書

キャッシュ・フロー計算書は、間接法を使用して算定され、継続事業及び非継続事業の両方に関連して当年度に発生した現金の変動を反映している。キャッシュ・フロー計算書上、以下の用語が指定された意味で使用されている。

a) キャッシュ・フロー：

現金及び現金同等物（満期までの期間が3ヵ月以内で、価値変動の重要なリスクにさらされない流動性の高い投資）の流入及び流出。

b) 営業活動：

エンデサの主要な収益生成活動並びに投資活動及び財務活動以外のその他の活動。

c) 投資活動：

固定資産並びに現金及び現金同等物に含まれないその他の投資の取得及び処分。

d) 財務活動：

資本及び金融負債の額及び構成の変化を生じさせる活動。

u) 公正価値測定

公正価値は、評価日時点の市場参加者間の秩序だった取引で資産の売却で受け取る、又は負債の移転に対して支払う価格と定義される。

評価額は、当該取引が主たる市場、すなわち当該資産又は負債の取引量が最大又は最も活発な市場で行われるという前提に立って算出される。主たる市場が存在しない場合、取引は最も有利な市場、すなわち資産の売却から受け取る金額を最大化する、又は負債を移転するための支払額を最小化する市場で行われると仮定される。

資産又は負債の公正価値は、当該資産又は負債の価格が設定される際に、市場参加者は自らの最良の経済的利益のために行動しているという理解の下で、市場参加者によって行われる仮定を適用して算定される。市場参加者は相互に独立しており、十分に情報を得ており、当該資産又は負債の取引を遂行することが可能で、取引を遂行する動機を有しているが、いかなる形でも取引を遂行する義務はなく強制もされない。

公正価値で測定される資産及び負債は、次のレベルに分類される（注記19.6を参照）。

a) レベル1：

公正価値は、活発な市場における同一の資産又は負債の相場価格に基づいて算定される。

b) レベル2：

公正価値は、レベル1に含まれる相場価格以外で、当該する資産又は負債について直接的又は間接的に観察可能なインプットに基づいて算定される。資産又は負債の種類別にレベル2に含まれる公正価値を決定するために用いられる方法及び仮定では、毎月最終営業日現在の各通貨に関してゼロ・クーポン債のイールドカーブを用いて将来キャッシュ・フローの見積りを現在価値に割り引き、さらに同日の実勢為替レートでユーロ建に換算した値を考慮する。これらの測定は、すべて内部ツールを用いて行われる。

c) レベル3：

公正価値は、観察可能な市場データに基づかない資産又は負債に関するインプットに基づいて算出される。

エンデサは、資産及び負債の公正価値を測定するために、環境に適し、公正価値評価のために十分なデータが利用可能であり、主要な観察可能変数の利用を最大化し、観察不能変数の使用を最小化する評価ツールを使用する。

注記4. セクター別規制

電力セクターに係る2013年12月26日付法律第24/2013号が2013年12月27日に制定されるまで、スペインの電力システムは、1997年11月27日付法律第54/1997号電力事業法により規制されていたが、同法は、2007年7月4日付法律第17/2007号並びに2012年3月30日付政令第13/2012号により改正され、国内の電力及びガス市場に関する指令を国内法化した。

同法及びその後の施行規則の主な特徴は、以下のとおりである。

- － 発電は自由競争原理に基づいて行われる。
- － エネルギーは、購入及び販売の入札を一致させる24件の日次競売により構成される日次市場において、発電所から給電される。一致価格は、個々の競売の限界価格に対応する。入札には、再生可能エネルギー発電所又は熱電併給（CHP）発電所により生産される電力が含まれ、この電力の価格は固定価格買取制度によって補完される。
- － 送電、配電及びシステムの経済的・技術的管理は規制対象業務である。
- － 電力供給は完全に自由化されており、消費者は供給者からの供給に関する契約を締結しなければならない。2009年7月1日以降、一定の条件を満たす消費者は最終供給保証者（以下本第6において「LRS」という。）からの電力供給契約を選択し、それによって、政府が認可する料金（以下本第6において「LRT」という。）を享受することができることになっている。この料金は、先渡し市場価格を基にした発電コストを考慮して政府が全国水準で統一的に設定する累進料金である。
- － ロード・マネージャー、エネルギーの充填・保存サービス提供企業などの事業者が導入された。加えて、一部の消費者については、同一の場所における消費の個人発電を増加させるための特別な供給スキームを定めることもできる。
- － アクセス料金はスペイン全体を通じて同一料金であり、電力システムにおける集金代行業者を務める配電企業及び送電企業が集金する。
- － 本土外電力及びスペインの石炭を使用して発電された電力に対する支払は規制されている。

しかし、エネルギー改革の結果、2013年12月27日に電力セクターに係る2013年12月26日付法律第24/2013号が官報（BOE）で発表され、前述の1997年11月27日付法律第54/1997号を廃止して置き換えられ、電力セクター並びにその活動及び代理人のシステムに関する新しい一般的な運用の枠組みが設定された。

従来の制度に対する主な変化は以下の通りである。

- － 新しい法律は、収益でシステムの全費用が十分に賄えるような方法で、電気システムの経済的、金融的な持続可能性に関する基本原則を導入した。システム費用は、送電及び配電網のアクセス料金（両事業の報酬をカバーするため）、その他の費用の支払いのために設定される費用、一般国家予算からのパッケージ、その他の収益又は設立される金融メカニズムによって資金供給されることになる。また、
 - － 費用が増加又は収益が低下した場合は、その他の費用を同額だけ削減するか、収益を増加させなければならない。同時に、過年度からの債務の支払いに用いられている費用項目がある限り、料金の引下げはできない。

- － 2014年以降、生じる可能性がある一時的な収支の不均衡は、見積りシステム収益に対し年間で最大2%（累積年度では5%）に制限される。一時的な収支の不均衡が生じた場合は、決済システムに参加する全事業者が、それぞれの報酬の比率に応じて資金を供給することになる。かかる制限を超過した場合、アクセス手数料又はアクセス料金は同じ金額分見直される。かかる制限内において収支の不均衡が生じた場合、資金を提供する事業者は、市場金利相当でその後5年間でかかる資金を回収する権限を有する。
 - － 2013年に関しては、生じる可能性のあるタイミングの不一致に影響を与えることなく、3,600百万ユーロの最大債務が認識されている。この欠損により、その後15年間にわたる回収権が市場金利相当で発生する。こうした権利は、規則の中で定められている手続きに従って譲渡が可能である。
 - － 毎年、一般国家予算で、その年度の本土外の電力システムに関する報酬の50%を賄うことになる。
 - － 業務に関する報酬を考慮して、法律では本土外の配電、送電及び発電、並びに再生可能エネルギー源、高効率のコジェネレーション及び廃棄物による発電に関する報酬は、効率的で経営のしっかりした会社の費用を考慮すると規定している。報酬のパラメータは、経済の循環状況、電力需要、6年間の規制期間にわたるかかる業務の適正な採算を十分に考慮して設定される。法律では、最初の規制期間（2019年12月31日に終了）に関する資産の報酬を、2013年7月12日付政令第9/2013号が施行される3ヵ月前の流通市場での10年物財務省証券の平均利回りに、本土外システムの送配電及び発電については200ベース・ポイントを加えた利率、また再生可能エネルギー源、高効率のコジェネレーション、廃棄物による発電については300ベース・ポイントを加えた利率として設定している。
 - － 一部の技術についての特別な考慮に影響を与えることなく、通常制度と特別制度の間での発電の区別は撤廃された。
 - － ほとんどの国内消費者に適用される政府が認可する料金（LRT）は少額消費者任意価格に名称が変更され、政府が認可する料金は脆弱な消費者及び少額消費者任意価格料金（SCVP）として適格な要件を満たさず、自由競争提供者との現在の契約を一時的に持っていない人々のために維持されることになる。
- エネルギー改革プロセスに関連して、規制対象業務の欠損を減少させ、システムの財務的安定を保証するために、2012年以降いくつかの規定が承認された。これらの施策には、電力システムの財政的安定を保証するための緊急対策を採用し、とりわけ再生可能エネルギー、コジェネレーション及び廃棄物を使用する発電設備、並びに送電及び配電業務に対する報酬システムを修正した2013年7月12日付法律第9/2013号が含まれている。
- 加えて、エネルギーの持続性についての財政措置に係る2012年12月27日付の法律第15/2012号は、2013年1月1日より発効し、発電設備に影響を及ぼす新税（又は既存の税金の改訂）を導入した。以下の税金が導入された。
- － 総収益の7%に相当する通常制度及び特別制度への一般課税
 - － 使用済み核燃料及び放射性廃棄物の排出、及び集中化された施設における保存に対する税

- ー 収益の22%に相当する水力発電量への課税。この課税は、発電量が50メガワットかそれ以下の発電所、及び50メガワット以上の揚水式水力発電所については90%減額される。これは、一般エネルギー政策を実行するために支持されなければならない規則で定義された生産量又は施設に対しても適用される。
- ー 天然ガス、石炭、重油又は軽油を用いて発電された電力の消費に対する「グリーン・セント」税。

この法律の条項は、徴収された税金が温暖化ガス排出枠の競売からの収入と共に、電力システムのコストの資金補填に使用されることを規定している。

さらに、2013年7月に政府は、本土外システムでの送電、配電及び発電、再生可能エネルギー、自家消費、生産能力支払並びに販売と供給の面に関係してその他の規制の策定に着手し、その一部は後述のように、依然として進行中である。

配電業務の報酬

2008年2月15日付政令第222/2008号は、配電に対する新たな報酬システムを導入した。2012年3月30日付法律第13/2012号が、国内の電力・ガス市場及び電気通信に関連する指令を置き換え、電力・ガス業界の費用と収益のミスマッチによる乖離を是正するための手段を採用し、規制対象業務の負債を削減するために特定の措置を導入した。これは、とりわけ配電業務の報酬に影響した。2013年7月12日付法律第9/2013号及び2013年12月26日付法律第24/2013号によって、電力セクターに係る新たな措置が導入された。

特に、2013年7月12日付法律第9/2013号は、送配電網についての体系を定め、10年物スペイン財務省証券に200ベース・ポイントを加算した利率に基づいて標準報酬を設定している。しかし、2013年について法律が発効するまでの一過性の体系が定められている。

2013年12月27日付政令第1048/2013号が2013年12月30日に公表され、配電業務の報酬の算出方法を設定している。この規則の目的は、全国的な均等の要件に基づき、システムに対して可能な最低の費用で適切なリターンを保証するための安定した予測可能な方法を提供することである。新しい点は以下の通りである。

- ー 使用中の非償却資産への投資は、当該資産の運用維持に加え、資産の正味価値を十分に考慮して、10年物財務省証券に基づく金融報酬率に200ベース・ポイントを加算して、報酬が支払われる。
- ー 配電業務を実施するために必要な費用に関する報酬がある。それには、検針、供給契約のプロセス、請求書アクセス料金、滞納者の管理、顧客への電話サービス、公共の場所を占有するための料金、構造的な費用が含まれる。
- ー 供給の品質の改善、配電網の損失の削減、新しい詐欺減少インセンティブに関してインセンティブと罰金がある。
- ー 地域又は地方当局が導入した特別規則による超過費用は電力料金によって負担されない。
- ー n 年に運転開始された施設に関する報酬の支払は、 $n+2$ 年の1月1日から開始され、金融費用が認識される。

- － 投資を管理するための仕組みが設立されている。セクター全体について、承認された投資の最大額は合計して国民総生産（GDP）の0.13%に制限されている。配電業者は、年間計画及び複数年度の計画を産業・エネルギー・観光省に提出して承認を受け、また関連地域当局から満足のいく報告書を要求される。標準からの乖離に対して制限が設定されており、回収できなかったコストの一部のみが認識されるが、それは正式に正当化され監査されなければならない。設定された計画に従わない場合には、投資額は減額される。またすでに設備計画が出来上がっており、システムがその費用を負担しないことを条件に、設備の建設が延期される可能性もある。

政令によって定められた様式は、最初の規制対象期間が開始される際に適用され、その時点までは、2013年7月12日付の法律第9/2013号で定められた一過性のシステムが適用される。

本土外の電力システム

本土外の地域における給電業務は、その具体的な地理的特性に合わせた特別な規制の対象となる。この特別規制は、2003年12月19日付政令第1747/2003号及び同政令を施行する2006年3月30日付省令により制定された。

本土外の規制システムの主な特徴は、固定価格買取制度に基づいて発電の報酬が支払われることであり、これらのシステムの具体的特徴により、スペイン本土と異なる。

2012年に採用された調整措置のうち、政府はとりわけ本土外の配電業務の報酬に影響する一連の措置を導入した。特に、2012年3月30日付法律第13/2012号は、本土外発電に関する報酬システムをレビューする提案を規定している。その後、安定した予算を保証し競争を促進するための措置である2012年7月13日付法律第20/2012号が、本土外電力システムについて通常制度で認識された費用の具体的側面を修正し、2012年3月30日付法律第13/2012号に規定された見直しがいずれも2012年1月1日から適用されることを定めている。

2013年10月30日、2013年10月29日付法律第17/2013号が官報で発表された。当法は、本土外システムにおける供給のより良い保証を提供し、競争を促進することを目的としており、その主要な特徴は以下のとおりである。

- － 安全性又は技術的、経済的効率性のために、たとえ需要を満たすために必要な発電量を超過したとしても、本土の直物相場価格に対する追加報酬が、本土外の電力システムの次世代設備に与えられるかもしれない。
- － 新制度は、システムにおける発電量の40%以上を保有する会社又は事業グループが保有する島嶼部及び本土外の電力システム（通常制度又はCHP／再生可能制度のいずれかに基づく）の新設備には適用されない。設備が行政の許可を得た再生可能エネルギー源の配備に関する生産量の提供を通じて付与したか、又は設備がCHP／再生可能制度に関する事前割当登録簿に登録されている場合は例外となる。もう一つの例外は、すでに稼働中の発電所の効率の向上又は改善への投資（増産につながらないか、施設の開発に興味を示す他の代理人がいない場合）である。
- － システム・オペレーターは、電力供給の安全性を保証するための揚水式水力発電所又は再生可能エネルギー源の統合プラントの所有者である。他のすべての場合、裁定手続きが実施される。上記に関わらず、2013年3月1日より前に付与された水力発電委譲契約を保有する会社、又は行政の許可を付与されたが発電所を稼働させる承認を得ていない会社は、所有権を留保するが総投資額の10%を保証する義務があり、またスケジュール通りの実施を守らなければならない。

- － 再ガス化プラントはテクニカル・システム・オペレーター認定事業者のみが所有し、関連する設備は6ヵ月以内に市場価値で譲渡されなければならない。設備が行政の許可を得ていない場合、価格は2013年3月1日までににかかった実際の費用の合計に制限される（注記5及び37を参照）。
- － 燃料費に伴う報酬は、競争、透明性、客観性、無差別原則を考慮した仕組みによって設定される。
- － 施設がシステム・オペレーターが規定する技術要件及び経済的コスト削減要件に対応していることを確認するために、エネルギー政策及び鉱山局による適合性判断が新しいグループの承認に必要である。
- － 発電施設の利用可能性、電力供給の保証、供給の品質指数が大幅に低下した場合、島嶼部及び本土外電力システムの設備で報酬を削減する可能性がある。政府が、リスク状況下で電力供給を保証するために電力セクターに対して行動を取る可能性もある。

さらに、2013年7月12日に内閣によって承認されたエネルギー・セクターの改革措置の枠の中で、政府は、とりわけ本土外システムにおける発電に関連したいくつかの規制の策定プロセスを開始し、これに関連して、政令案が現在進行中である。

政令案では、現在の制度と類似して、固定資産投資を含めた固定費並びに燃料、運転及び保守費用を含む変動費についての報酬で構成される制度を定めている。方法論における一定の面は、システムの効率を改善するために変更されている。提案された方法論は、発効時から適用され、2012年1月1日から移行期としている。

2013年12月26日付電力セクター法第24/2013号に従い、認識された純投資の財務報酬率は、流通市場における10年物財務省証券のリターンに適当なスプレッドを上乗せした率に連動する。最初の規制対象期間は2019年12月31日までであるが、この期間にはこの率は、10年物財務省証券の2013年4月、5月及び6月における流通市場での価格の平均リターンに200ベースポイントを上乗せした率に対応する。

2014年7月4日、新たな政令案が発行され、前述の電力セクターに係る2013年10月29日付法律第17/2013号及び2013年12月26日付法律第24/2013号の公表に新たな特性を導入した。

2015年1月、産業・エネルギー・観光省は、本土外のシステムにおける発電に係る政令の新たな草案を提示したが、この草案は、これらのシステムのコストの一環として、エネルギーの持続性のための財政措置のための2012年12月27日付の法律第15/2012号から発生する税金を検討するものである。2008年12月31日まで発生した固定価格買取補償金は電力システム回収によって賄われる。2009年4月30日付法律第6/2009号に基づき、2013年から発生する固定価格買取補償金はスペインの一般国家予算により賄われるが、2009年から2012年までの移行期間について、回収できなかった本土外発電のコストのうち電力システムの利益で賄われる割合が低下していき一般国家予算による補填比率が上昇していくものとする、混合的システムを制定している。しかし、過去3年間に一般国家予算負担となった資金拠出比率の一部は、特定の法令の規定によって修正されたが、この負担は、「CNMC」が管理する決済システムが補助を受ける元となるものである。しかし、2013年7月の改革は一般国家予算で賄われる資金拠出スキームを修正し、2013年固定価格買取補償金は当年度のアクセス料金で全額賄われ、2014年1月1日から発生する補償金の50%は当該年度の一般国家予算でカバーされることになった。一般国家予算が負担する本土外のシステムの電力生産で回収できなかったコストの予算計上、認識、決済及び統制に関する手続きを規制する2014年8月1日付政令第680/2014号が、2014年8月23日に公表された。

前述の法律の適用により、エンデサは2014年12月31日現在、2001年から2014年までの期間中の本土外発電に係る固定価格買取補償金を反映した707百万ユーロの債権残高（2013年12月31日現在は1,161百万ユーロ）を有しており、連結財政状態計算書の流動金融資産にて認識している（注記19.1.1を参照）。

スペインの石炭を使用する発電

2010年2月12日付政令第134/2010号（2010年10月1日付政令第1221/2010号によって改正された。）は、供給保証を理由に、報酬に関する規制価格の設定によって、スペインの石炭を使用する特定の発電所からの発電量を保証する仕組みを定めている。この政令は2011年2月末に最初に適用され、この適用は2014年12月31日に終了した。

供給保証の制約の決定プロセスに適用される2014年の石炭の量、最大発電量及びエネルギー報酬価格は、2014年1月30日の決定によって定められた。

社会的補助

社会的要件、消費要件及び規則で定められている購買力に関しての要件を充足する顧客は、「社会的補助」を受ける資格を有することになる。1人当たり世帯収入の指標を参照して基準値が設定され、いずれの場合においても、これが定住地において個人に適用される。

社会的補助は、少額消費者任意価格料金（SCVP）及び政府が認可する料金（LRT）として知られる基準額の間の差異を埋めることになる。

最高裁判所は、2012年2月7日、「社会的補助」に関連する一部の規定及びその適用を無効とする判断を下し、同補助の資金が（2009年4月30日付法律第6/2009号により定められたように）通常の体制の下で発電会社により提供されることが差別的であるという判決を下した。

この判決を受け、2012年4月25日付省令第IET/843/2012号は、2012年2月7日以降電力システムから支払われるべきコストについて考慮し、これがアクセス料金によって賄われるべきであると決定した上で「社会的補助」に係る決済制度を変更した。

2013年7月12日付政令第9/2013号には社会的補助に関する新しい規則が含まれ、公的サービスの義務として、発電、配電、電力供給業務を行い、垂直的に統合された親会社又は会社グループに、配電網及び供給顧客数に関連した供給数に基づいてそれぞれに帰属する比率に応じて、生じた費用を肩代わりすることを要求している。産業・エネルギー・観光省の命令による承認に影響を及ぼすことなく、「CNMC」はこの比率を毎年計算する。2013年12月3日、2013年7月12日付法律第9/2013号の第8.2条で設定された指令に従い、「CNMC」は社会的補助の分配に関する要求された開示を承認した。

電力セクターに係る2013年12月26日付法律第24/2013号第45条は、2013年7月12日付法律第9/2013号に従い、この制度及び10回目の移行規定、移行制度を維持している。したがって、抛出比率に関する同法の第45.4条で想定された指令が通過するまで、社会的補助の費用は2012年4月25日付省令第IET/843/2012号に従い分配される。さらに、第45.3条で規定されるLRTが設定されるまで、当省令の規定が適用されることになる。

2014年3月7日付省令IET/350/2014に従い、エンデサ・エセ・アーが資金を抛出する2014年の社会的補助の比率は41.61%であり、これは2014年12月31日に終了した事業年度には102百万ユーロに上った。

2014年11月21日付政令第968/2014号は社会的補助に関連して資金拠出する金額の割合の分布を設定する方法論を示しており、2013年12月26日付法律第24/2013号の規定の実施において、社会的補助の分布の割合を算定するために用いられる基準を承認した。これらの基準は、2014年3月7日付省令IET/350/2014によって適用された基準と類似している。

上で言及された2014年3月28日付政令第216/2014号は、社会的補助がSCVP価格について25%の割引に相当する旨を定めている。

規制対象業務からの収益の不足額

2009年4月30日付法律第6/2009号及び2010年4月9日付法律第6/2010号は、2013年以降について設定される送電網アクセス料金が、すべての電力システム経費を補填するのに十分な、事前から見て赤字が出ないものでなければならないと規定している。2009年から2012年の期間については、2009年4月30日付法律第6/2009号は、各年度における最大の欠損を定め、各年度について設定されるアクセス料金はそれらの上限を超過することを防止するのに十分でなければならないと規定している。2010年12月23日付法律第14/2010号は、2010年、2011年及び2012年におけるこれらの限度をそれぞれ5,500百万ユーロ、3,000百万ユーロ及び1,500百万ユーロに改訂した。これらの限度額は、2012年12月28日付政令第29/2012号の4番目の最後の規定によって修正された。具体的には、同規定により、2012年については最終的決済額に等しい金額まで上限額が引き上げられ、スペインの電力システムの欠損に係る証券化基金（以下本第6において「FADE」という。）に振り替えることができるものとされるとともに、2013年1月1日以降については、アクセス料金が電力システムのコストを賄うのに十分であることを要するという明示的な言及が削除された。

さらに、この法律は、規制対象業務の決済のタイミングに差異が生じる場合に、上記の法律に規定された電力会社が一定の割合の資金を手当しなければならないこと（44.16%がエンデサに対応する。）、及び、これらの会社が、規制対象業務の決済に当たって支払った額をそれらが認識された年度について回収する権利を有することも命じている。

次に、上記の法律は、2001年から2008年までの期間の本土外発電において回収できなかったコストの未回収部分に対する補償金を含め、欠損の資金手当てに基づいて電力会社が累積した回収権の証券化を規制している。

2010年4月9日付政令第437/2010号は、電力システムの欠損の証券化に関する規定を定めている。これに従って、エンデサは、2013年12月31日に終了した年度に、合計3,541百万ユーロの料金不足補償金回収権をFADE基金に譲渡した（注記19.1.1を参照）。最後に2013年10月29日に合意されたこれらの譲渡により、2012年までの料金不足補償金に関して認識されたすべての権利が譲渡された。

2013年については、電力セクターに係る2013年12月26日付法律第24/2013号は、生じる可能性のあるタイミングの不一致に影響を与えることなく、最大3,600百万ユーロの欠損を認識した。当該法律に従い、この欠損は今後規則によって定められる手続きを通じてFADE 基金に譲渡が可能である。2014年12月12日付政令第1054/2014号は、2014年12月13日に公表され、2013年の電力システムの料金不足回収権の譲渡手続きを規定し、回収権に対して発生する利率並びに、2013年における料金不足回収権の譲渡のための手続き並びに2013年の料金不足及びその後の年に発生するタイミングの不一致によって発生する利率を算定する方法を定めている、電力セクターに係る2013年12月26日付法律第24/2013号が施行されたことを理由に、該当する場合に、その後の不利なタイミングの不一致に対して発生する利率の計算の方法を施行している。この政令により、エンデサは2014年12月15日に、2013年の料金不足回収権を銀行で構成されるグループに1,469百万ユーロで譲渡した（注記19.1.1を参照）。

2014年度については、電力セクターに係る2013年12月26日付法律第24/2013号は、発生するあらゆるタイミングの不一致は、決済システムのすべての当事者が、それぞれに割り当てられた報酬の比率に従って、見積システム収益の2%を年間金額の上限（又は累積で5%）として資金提供する旨を定めている。かかる制限を超過した場合、アクセス手数料又はアクセス料金は同じ金額分見直される。かかる制限内において収支の不一致が生じた場合、資金を提供する事業者は、市場金利相当でその後5年間でかかる資金を回収する権限を有する。

2014年12月31日より前の最後の電力システム決済に従い、エンデサは連結財政状態計算書の流動金融資産にて認識している445百万ユーロの調達を行わなければならなかった（注記19.1.1を参照）。

2014年11月20日付省令 IET/2176/2014は11月22日に公表され、計算方法を施行し、2013年より前の料金不足回収権及び電力システムにおけるタイミングの不一致から発生する最終利率を設定した。この省令は、2010年、2011年及び2012年の料金不足、並びに2009年と2012年の間のタイミングの不一致によって発生する最終利率を、年間アクセス補償金によって規定された暫定的な2%に代わって定めた。この省令から発生する利率の見直しは、エンデサに対して13百万ユーロ有利な影響があった。

さらに、2013年の収益不足に関連して、譲渡の日まで発生し、スペイン市場競争委員会（CNMC）による決済を待っている状態の回収権は、21百万ユーロに上り、連結財政状態計算書の流動金融資産にて認識している（注19.1.1を参照）。

少額消費者任意価格料金（SCVP）の電力料金を計算するための方法論及び契約体系を定めている2014年3月28日付政令第216/2014号

この政令は、2014年3月29日に公表され、2014年4月1日時点で少額消費者任意価格料金（SCVP）を算出するための方法論を定めている。この政令の主要な特徴は以下のとおりである。

- SCVPの計算に使用されるエネルギーのコストは、請求対象期間における日次及び日中の1時間当たりのエネルギー価格に、修正サービス、容量に対する支払並びにシステム運営者及び市場運営者の資金提供支払を上乗せしたものである。

- システムに統合されている遠隔検針メーターを据え付けている消費者については、1時間当たりの価格が実際の1時間当たりの消費量に適用され、その他の場合は、システム運営者によって公表されているデータが使用される。
- この新たなメカニズムは、2014年4月1日付で適用される。2014年7月1日より前までは、参照サプライヤーはこの新たな制度の下で消費者に請求書を作成するためにITシステムを順応させなければならない。一方、SCVPに適用されるエネルギーのコストは、2014年第1四半期向けに設定された暫定価格となる。その後に、サプライヤーITシステムがこの新SCVPに正式に適応された後の最初の請求期間において、このコストは2014年4月1日付で消費部分について請求書上で修正される。
- 加えて、2013年12月27日付法律第17/2013号に従って、2014年第1四半期に消費された電力は、ITシステムの適合後の最初の請求書上で、当該期間の市場価格と少額消費者任意価格料金（SCVP）に含められているエネルギー購入コスト・スプレッドを考慮して修正されなければならない。
- この政令はまた、公表から2ヵ月以内にスペイン市場競争委員会がエネルギー大臣に、時間単位の計測のために遠隔検針システムに接続されている検針機器から取得したデータの検証、有効化及び確定のための具体的な手続きを提案する旨を定めている。これらの提案された手続きには、すべての設置された遠隔検針メーターの遠隔検針を完了するための最長期間が含まれている。
- 代替措置として、参照サプライヤーは、SCVP適格の顧客に固定価格の形態での割引価格を1年間供与することが義務付けられ、この価格は、修正可能なアクセス料金及び残りの項目についての1年間の固定価格（ユーロ／KWについて）で構成される。この割引価格は1ヵ月間有効で、スペイン全土で共通である。各参照サプライヤーは、当該期間中ただ1つの有効な割引価格を提供することができる。
- この政令はまた、社会的補助がSCVPについて25%の割引に相当する旨を定めている。

再生可能エネルギー源、コジェネレーション及び廃棄物からの電力生産を規制する2014年6月6日付政令第413/2014号

この政令は、電力システムの財政的安定を保証するための緊急対策を採用した2013年7月12日付法律第9/2013号及び2013年12月26日付電力セクター法第24/2013号を受けて、再生可能エネルギー源、コジェネレーション及び廃棄物から電力を生産する設備についての新たな報酬の枠組みを承認した。

この新たな方法は、従来の規制上の料金体系を、10年物財務省証券の平均利回りに300ベースポイントを上乗せした率に基づいた税引前利益を生み出す、合理的なリターンの概念を適用する新たな枠組みに置き換えるものである。この新たな枠組みの下で、市場価格で評価された電力販売の報酬に加えて、設備も、市場における電力販売を通じて回収することができない標準的な設備のための投資コストを適宜賄う、設備発電能力の単位ごとの、投資利益と言われる条項、及び運転コストとこの標準設備についての発電市場に係る投資からの利益の差額を適宜賄う、運転利益と言われる運転上の条項で構成される特定の報酬を受けるために適格となる。

この新報酬システムは、すでに稼働している設備と新たに設置される設備とで、同一に適用される。新規設備については、特定の報酬制度の遵守が、一連の競争上の手続きを通じて定められる。

本土外のシステムにおいては、投資について、発電コストが削減された際のインセンティブが定められている。

規制ではまた、報酬パラメータの見直しが行われる条件が定められている。これらは、6年ごと、3年ごと又は毎年、適宜修正される。当初投資の標準的価額及び当該資産の規制上の耐用年数は、各標準設備について認識された後は、変更されない。

2014年6月16日付省令 IET/1045/2014号は、再生可能エネルギー源、コジェネレーション及び廃棄物からの発電を行う特定の設備に適用される標準設備についての報酬パラメータを承認し、所定の各標準設備についての標準コストに対して具体的な額を定め、2014年6月20日の官報で公表された。

最後に、2014年8月1日付省令 IET/1459/2014号は、報酬パラメータを承認し、本土外電力システムにおける新規の風力及び太陽光発電設備についての報酬を配分するメカニズムを定め、8月5日の官報で公表された。

成長、競争力及び効率を促進するための緊急対策を承認した2014年7月4日付法律第8/2014号

2014年7月4日、内閣はこの法律を承認し、7月5日に公表したが、この法律は、とりわけ、消費者にとってのコストを最小化する経済的に持続可能なシステムを設計することを目的として、ガス・システムに関する改革を含み、エネルギー効率に関連して、エネルギーを節減するための国家エネルギー効率基金を設立した。

ガス市場においては、この改革の目的はガス・セクターの料金収入不足を解消し、将来的のために経済的に持続可能なシステムを確実にすることであり、その主要な原則は以下のとおりである。

- 2014年12月31日までに発生した収入不足の認識と15年間での支払。
- 構造的収入不足の解消及び規制対象業務の報酬の調整。
- 新規の収入不足の発生を回避するための、ガス・システムにおける財務的持続可能性の規則。
- 業務の報酬と需要の変化の調整。

エネルギー効率に関しては、発効時にこの法律はガス及び電力を販売する会社、石油製品のホールセール・オペレーター並びに液化石油ガスのホールセール・オペレーターにとっての義務の体系を設定する。産業・エネルギー・観光省は、各年、年間節減目標、及び義務を負うそれぞれの当事者に関連して、当該当事者の2年前の最終エネルギー売上高に従ったその割合、並びに国家エネルギー効率基金への拠出を通じてこれらの義務を満たすために必要な投資に相当する金額を計算するための財務的同等物を決定する省令を発行する。代替的に及び、政府規制に従って、システム上の義務の遵守に匹敵する、達成されたエネルギー節減の金額を確認するためのメカニズムが設定される。このメカニズムは、カタログで定義されているエネルギー効率措置を遂行することによって取得される譲渡可能なエネルギー節減証書の表示に基づくことになり、このことはこのカタログで定められた要件及び条件を遵守し、これらはスペイン・エネルギー多様化及び節減機関（IDAE）によって管理される。

スペインのエネルギー効率義務制度は、この法律の発効時、すなわち2014年7月5日より2020年12月31日まで実質的に有効である。

この法律は、義務を負う当事者が2014年度の国家エネルギー効率基金への拠出を2014年7月5日に行わなければならない旨を規定している。エンデサの拠出額は14百万ユーロに上る。

ガス・システム及び原子力発電所の所有権についての緊急措置を採択した2014年10月3日付の法律第13/2014号

この法律は10月4日に公表され、ガス・セクター及び原子力発電所の所有権に影響する一定の側面を導入している。

ガス・セクターに関連して、この法律は、カストル地下天然ガス貯蔵設備及びEscal UGS, S.L.による営業認可の放棄を巡る現存する複雑な技術上の状況を解決し、一般の利益を保全することを目指している。同法律は、この施設の操業の停止を承認し、それにより、産業・エネルギー・観光省によって承認された貯蔵業務の停止を確固たるものとしている。内閣の決定に従い、この施設はスペイン政府がかかる施設の操業についての技術的報告書に納得するまで、操業は停止される。代替的に、この施設は安全な状況下で取り壊される可能性もある。同時に、この法律は当該施設の継続的な監督及び保守を依頼したEnagás, S.A.の営業認可の停止を承認した。これらの職務に伴うコストは、ガス・システムによって負担される。最後に、この施設の管理者として、Enagás, S.A.はEscal UGS, S.L.にその投資額（1,351百万ユーロ）を支払わなければならない。Enagásは、この金額の支払が30年間にわたって回収されることを確実にするスペインのガス・システムからの回収権を取得する。これらの権利は、第三者に譲渡することができる。

原子力発電所の所有権は、原子力エネルギー規制に合わせて順応される。具体的には、原子力損害又は放射性物質による損害に対する民事責任に関する2011年5月27日付法律第12/2011号、原子力発電所の公認免許所有者は、原子力発電所の管理を唯一の企業目的とした単一の法人でなければならない旨を規定した原子力発電に係る改正後の1964年4月29日付法律第25/1964号である。これを適合させるための時間枠も示されている。だが、2014年10月3日付法律第13/2014号に従って、法律が採択された日現在で原子力設備の公認免許所有者が原子力発電法に適合していない場合、所有権はその日現在で公認免許所有者の代理として当該原子力発電所の運転を委託されている事業体に移転され、それによって進行中の適合計画を無効の状態にすると理解される。この法律はまた、決議案の可決に係る新たな所有者の規則とは無関係に、原子力の安全性に係る決定事項は単純過半数によって採択される旨を規定している。また、原子力発電所の所有者の責任に影響を及ぼすことなく、運転から生じる損害に対する責任は、共同所有者でも、該当する場合の所有者の統治機関における共同所有者の代議員でもない事業体には帰属されない。

2014年電気料金

25回目のCESUR（最終的エネルギー供給保証契約）入札が2013年12月19日に行われ、政府が認可する料金に代わる少額消費者任意価格の算出に統合されるエネルギー・コストが決定された。入札の後、2013年12月20日に国家市場競争委員会（CNMC）は、特殊な状況を考慮して入札結果の正当性が確認できず、また入札がエネルギーに基づき行われたため2014年第1四半期には推算することができないという決定を発表した。その結果、施行中の規則に従い、入札はすべての効果を取り消された。

従って、エネルギー大臣による2013年12月20日付の決定では、入札はすべての効果を取り消されたため、第25回CESUR入札による価格は卸売契約の見積費用の決定とはみなされないと発表された。

2013年12月28日、官報は2013年12月27日付法律第17/2013号を発表し、2014年第1四半期のSCVPの対象となる契約の電力価格を決定した。法律は、2013年12月27日付法律第17/2013号の承認日に入手可能な過去6ヵ月間の取引の2014年第1四半期の契約についてのイベリア・エネルギー・デリバティブ取引所（OMIP）の公表価格の基準価格及びピーク価格を参照して、SCVPに含まれるエネルギー・コストを算出するための基準価格とピーク価格を設定している。これにより2014年1月1日現在、SCVPはアクセス料金を1.4%で一定とみなして修正され、2013年12月30日付決議で承認された。2013年12月27日付法律第17/2013号は、法律で規定された価格と市場価格との差を主要供給業者が確認したことを規定し、これは翌四半期のSCVPに組み込まれることになる。

2014年1月31日付省令第IET/107/2014号が2月1日に発表され、2014年のアクセス料金が見直された。現在アクセス料金は、2月1日から平均2%引き上げられている。省令は2013年に予想されている不足額を回収するために年間支払を想定し、電力セクターに係る2013年12月26日付法律第24/2013号に従い、一般国家予算で賄われない当該年度の本土外の電力システムの補償を2013年アクセス料金に含めた。SCVPも見直され、2013年12月27日付法律第17/2013号及び2014年1月31日付省令第IET/107/2014号に従い、2013年12月31日の価格に関して、平均して約2%に引き上げられた。

2015年電気料金

2014年12月19日付省令第IET/2444/2014号は、2015年のアクセス料金を承認し、現行料金を変更せず、上記の2014年12月12日付政令第1054/2014号で導入された新たな電圧区分である1kVから36kVについて新たにアクセス料金を追加した。

2014年の天然ガス料金

2013年12月27日付省令第IET/2446/2013号は1月1日からのアクセス料金を見直し、全般的に2%の引き上げを導入し、政府が認可する料金は変更されなかった。

2015年の天然ガス料金

概して、2014年12月19日付省令第IET/2445/2014号は、2014年のアクセス料金を維持し、原材料コストの低下について変動部分を3-4%引き下げて政府が認可する料金を更新した。

注記5. 売却目的で保有する固定資産及び非継続事業

非継続事業

2014年7月30日、エンデサ・エセ・アーの取締役会は、ENEL Iberoamérica, S.L.U.を通じてENEL, S.p.A.から受けた、ENEL, S.p.A.による Enersis, S.A.の資本金の40.32%を所有するENEL Latinoamérica, S.A.U.の株式、及びエンデサ・エセ・アーが直接的に所有するEnersis, S.A.の資本金の20.3%の買収、並びに最低限出上記取引の結果エンデサがENEL Iberoamérica, S.A.U. から受領する金額に相当する金額の臨時現金配当の支払の提案に留意した。

この取引の目的は、ENELグループを構成する会社の再編成し、事業を営んでいる市場の変化する要求事項に効率的に対応するために、組織及び企業の構造を変えることであった。

2014年9月11日、ENEL Iberoamérica, S.L.U.は、上記の株式を総額8,253百万ユーロで買収する拘束力のある提案及び同額の配当金支払いの提案をエンデサ・エセ・アーに提起した。

2014年10月21日に開催された臨時株主総会で、エンデサ・エセ・アーの株主は、ENEL Iberoamérica, S.L.U.が提起した、エンデサのラテンアメリカ事業を総額8,253百万ユーロで買収する提案、及び同額の準備金を取り崩して特別配当金を支払う提案を受け入れることに同意した（注記15.1.10を参照）。

ラテンアメリカ事業の売却において、エンデサ・エセ・アーは、以下の持分をENEL Iberoamérica, S.L.U.に売却した。

- ENEL Latinoamérica, S.A.U.の資本金の100%である796,683,058株。
- Enersis, S.A.の資本金の20.3%である9,967,630,058株。

ENEL Latinoamérica, S.A.U. は、エンデサのラテンアメリカ市場におけるプレゼンスを管理するために、1998年1月26日に設立された。ENEL Latinoamérica, S.A.U.の主要な投資先は、同社が40.32%持分を保有するEnersis, S.A.である。

Enersis, S.A.は、チリに本社を置く持株会社で、ラテンアメリカの5ヵ国で発電及び配電企業の支配持分を保有している。同社の株式は、サンチアゴ証券取引所、ニューヨーク証券取引所及びLatibexで取引されている。

ENEL Latinoamérica, S.A.U.の100%及びEnersis, S.A. の20.3%の同時売却は、これらの取引が完了した日時点で、エンデサ・エセ・アーはENEL Latinoamérica, S.A.U.、Enersis, S.A. 及びEnersis, S.A. によって支配されているすべての会社の支配権を失うことを意味している。そのため、これらの会社はエンデサの連結の範囲から除外されている。

当連結財務書類の付表IVに、2014年10月23日に完了したラテンアメリカ事業の売却を受けて、同日時点で連結除外された会社がのリストが示されている。

2014年7月31日に、これらの資産及び負債の残高は、それぞれ「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」、及び「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業に関連する負債」に振り替えられた。振り替えられた資産の減価償却は、その日時点で停止された。

2014年及び2013年に売却された会社の売却日までの実際の営業活動に関連するすべての収益及び費用は、非継続事業とみなされ、2013年及び2014年12月31日に終了した事業年度の連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」に計上されている。

比較目的のために連結財務書類に表示されている2013年度の連結損益計算書に関連した情報は、IFRS第5号「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」に従って修正再表示され、売却された会社によって当該期間に生み出された収益及び発生した費用を「非継続事業の税引後利益」に組み替えている（注記2.2を参照）。

2014年10月23日、エンデサは8,253百万ユーロでのラテンアメリカ事業の売却を完了した。非支配株主が保有する持分の額控除後の売却された資産及び負債の帳簿価額は、売却が行われた日時点で5,933百万ユーロであり、これに4百万ユーロの取引コスト加味した結果、当該売却によるキャピタル・ゲインは2,316百万ユーロとなった。当該取引に係る法人所得税費用279百万ユーロがこの金額から控除され（注記31を参照）、税引後キャピタル・ゲインは2,037百万ユーロとなった。

当該日現在で、換算差額及び親会社の株主資本で認識されていたキャッシュ・フロー・ヘッジ商品に係る損益は、それぞれマイナス239百万ユーロ（注記15.1.6参照）及び34百万ユーロであり、これらは2014年度の連結損益計算書上で、「非継続事業の税引後利益」に計上された。したがって、当該取引が2014年度の連結損益計算書に及ぼしたプラスの影響は1,764百万ユーロとなり、この金額は「非継続事業の税引後利益」に計上された。

下の表は、2013年度及び2014年1月1日から売却日までの期間のラテンアメリカ事業及び売却によるキャピタル・ゲインに関連する連結損益計算書の「非継続事業の税引後利益」を示している。

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 (修正再表示後)
収益	7,536	9,532
売上高	7,145	9,029
その他の営業収益	391	503
仕入及びサービス	(4,161)	(4,764)
電力購入	(2,774)	(2,782)
消費燃料原価	(502)	(610)
送電費用	(463)	(609)
その他の仕入及びサービス	(422)	(763)
貢献利益	3,375	4,768
自家建設資産	81	95
人件費	(559)	(716)
その他の固定営業費用	(605)	(754)
営業総利益/(損失)	2,292	3,393
減価償却費、償却費及び減損損失(注記7、9及び13)	(388)	(778)
営業利益/(損失)	1,904	2,615
純金融利益/(損失)	(394)	(247)
金融収益	215	409
金融費用	(572)	(623)
為替換算差額(純額)	(37)	(33)
持分法適用会社の損益(注記11.1)	13	38
その他の投資利益/(損失)	4	2
資産処分利益/(損失)	43	28
税引前利益/(損失)	1,570	2,436
法人所得税	(289)	(669)
税引後利益/(損失)	1,281	1,767
非継続事業の純キャピタル・ゲイン	1,764	-
非継続事業の税引後キャピタル・ゲイン	2,037	-
非継続事業の税引前キャピタル・ゲイン	2,316	-
法人所得税 (注記31)	(279)	-
為替換算差額(注記15.1.6)	(239)	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ商品に係る損益	(34)	-
株主持分に帰属—法人所得税		
非継続事業の税引後利益	3,045	1,767

次の表は、2013年及び2014年1月1日から売却日までの期間の非継続事業に帰属する、営業活動、投資活動及び財務活動からの正味キャッシュ・フローを表示している。

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 (修正再表示後)
営業活動による正味キャッシュ・フロー	845	2,258
投資活動による正味キャッシュ・フロー(*)	6,241	(2,094)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(901)	1,338

(*) 2014年のこの金額には、ラテンアメリカ事業の売却総額の8,253百万ユーロの回収が含まれている。

ラテンアメリカ事業の売却による正味キャッシュ・インフローは、以下のとおりに計算された。

(単位：百万ユーロ)

現金対価	8,253
ラテンアメリカ事業の現金及び現金同等物の期首残高	(1,840)
売却費用の支払	(55)
合計	6,358

売却目的で保有する固定資産

2014年及び2013年12月31日現在の、「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」、並びに「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業に関連する負債」の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
資産		
固定資産	8	4
有形固定資産	2	-
投資不動産	-	-
無形資産	2	-
のれん	-	-
持分法適用投資	-	-
固定金融資産	4	4
繰延税金資産	-	-
流動資産	-	-
棚卸資産	-	-
営業債権及びその他の債権	-	-
流動金融資産	-	-
現金及び現金同等物	-	-
資産合計	8	4
固定負債	-	-
繰延収益	-	-
長期引当金	-	-
長期有利子ローン及び借入金	-	-
その他の固定負債	-	-
繰延税金負債	-	-
流動負債	-	-
短期有利子ローン及び借入金	-	-
短期引当金	-	-
営業債務及びその他の流動負債	-	-
負債合計	-	-

[前へ](#)

[次へ](#)

2014年

2014年及び2013年12月31日現在、「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」には、Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A.の47.18%持分及び同社へのエンデサの貸付金が合計で4百万ユーロ含まれていた（注記37を参照）。

2014年12月31日現在、この科目にはまた、グラン・カナリアのチラーソリア水力発電所に係る資産4百万ユーロが含まれており、これに関連して2014年12月11日に、当該資産をRed Eléctrica de España, S.A.U.に譲渡する予備的契約が作成され、2014年度末現在では、この契約は公式化及び両社の取締役会における承認を待っている状態であった（注記37を参照）。

2013年

2013年6月28日、エンデサはMedgaz, S.A.の12%の持分のCompañía Española de Petróleos, S.A.（CEPSA）（現在47%を保有する）及びSonatrach S.P.A（現在53%持分を保有する）への売却を、両社による優先買取権の行使により開始した。売却価格は84百万ユーロで、それにはエンデサが保有していたMedgaz, S.A.に対する貸付債権8百万ユーロを買い手に譲渡した金額も算入されている。買い手はまた、欧州投資銀行に供与していた保証からもエンデサを解放した。この保証は、EIBがMedgaz, S.A.に行った貸付金に関して、エンデサが計94百万ユーロの担保を差し入れていたことによる。売却の結果、64百万ユーロが、連結財政状態計算書の株主持分の「評価差額金」（注記15.1.7を参照）から2013年度連結損益計算書の「資産処分利益/(損失)」に組み替えられた。

注記6. 企業結合

2014年4月22日、Empresa Nacional de Electricidad, S.A.とSouthern Cross Latin American Private Equity Fund III, L.P.は、後者が自ら又は関連会社を通じて保有するInversiones GasAtacama Holding Ltdaの50%に相当するすべての株式持分を、Pacific Energy Sub Co.が保有する貸付金の譲渡を含め、前者が直接的に取得する関連書類と契約書に署名した。

この取引価額の総額は309百万米ドル（約227百万ユーロで、うち206百万ユーロが買収価格に関連し、21百万ユーロが貸付金の譲渡に関連する）であり、全額が同日に決済された。両当事者は、2007年8月1日に締結した株主間契約を解約した。

この取引の結果、Empresa Nacional de Electricidad, S.A.はInversiones GasAtacama Holding Ltda.における100%所有を確保し、従来は他の当事者との共同支配であった同社の完全支配を担った。

2014年4月22日時点の当該企業結合のコストの詳細、取得した純資産の公正価値及びのれんは以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

企業結合のコスト	206
結合前公正価値	206
取得した純資産の公正価値	(411)
のれん(注記10)	1

Inversiones GasAtacama Holding Ltda. より取得した資産及び引き受けた負債の公正価値は、以下の評価の視点で測定された。

- － 類似項目の市場相場価格との比較による市場の視点。
- － 資産の物理的劣化、並びに機能的及び経済的な陳腐化に関連した調整を反映したコストの視点。
- － 企業結合が行われた時点での市場の期待に基づいて、予想将来キャッシュ・フロー（収益及び費用）を現在価値に更新するツールを用いた、収益の視点。

2014年4月22日現在の、Inversiones GasAtacama Holding Ltda. の資産及び負債の公正価値及び帳簿価額の詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	帳簿価額	公正価値
固定資産	235	294
有形固定資産	232	266
無形資産	-	-
固定金融資産	-	-
繰延税金資産	3	28
流動資産	257	257
棚卸資産	-	-
営業債権及びその他の債権	61	61
流動金融資産	37	37
現金及び現金同等物	159	159
資産合計	492	551
固定負債	49	48
長期引当金	2	2
長期有利子ローン及び借入金	-	-
その他の固定負債	6	6
繰延税金負債	41	40
流動負債	91	91
短期有利子ローン及び借入金	43	43
短期引当金	-	-
営業債務及びその他の流動負債	48	48
負債合計	140	139
純資産		412
非支配持分		(1)
取得した純資産の公正価値		411

本注記の上記の資産は、注記5で説明されたラテンアメリカ事業の売却の一部を構成する。

エンデサが追加の50%の支配を取得した時点からラテンアメリカ事業の売却（注記5を参照）まで、Inversiones GasAtacama Holding Ltda.及びその子会社は11百万ユーロの非継続事業の税引後利益を生み出し、このうち5百万ユーロは非支配持分として会計処理された。この買収が2014年1月1日に行われていたと仮定すると、この会社はラテンアメリカ事業の売却（注記5を参照）までに19百万ユーロの税引後利益を生み出し、このうち12百万ユーロは非支配持分として会計処理されていた。

以前より保有していたInversiones GasAtacama Holding Ltda. の50%の取得日時点の公正価値による測定からの利益は28百万ユーロであり、連結損益計算書上で「非継続事業の税引後利益」として認識された。

Inversiones GasAtacama Holding Ltda. の取得による正味キャッシュ・アウトフローの計算は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

被買収会社の現金及び現金同等物	159
現金支払額	(227)
連結損益計算書に費用として認識された取得費用	-
合計	(68)

注記7. 有形固定資産

2014年及び2013年12月31日現在の有形固定資産並びにそれぞれの日に終了した各年度中の変動の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

使用中及び建設中の有形固定資産	2014年12月31日			
	取得原価	減価償却累計額	減損損失	有形固定資産 合計
土地及び建物	728	(367)	(88)	273
発電設備	24,580	(15,967)	(11)	8,602
水力発電所	3,171	(2,318)	(10)	843
石炭火力／燃料油発電所	8,126	(5,971)	(1)	2,154
原子力発電所	9,510	(6,647)	-	2,863
コンバインドサイクル発電所	3,756	(1,026)	-	2,730
再生可能エネルギー発電所	17	(5)	-	12
送電及び配電設備	19,460	(8,230)	-	11,230
高電圧	-	-	-	-
低・中電圧、計測・遠隔制御機器及びその他の設備	19,460	(8,230)	-	11,230
その他の有形固定資産	698	(478)	(65)	155
建設中の有形固定資産	868	-	(24)	844
合計	46,334	(25,042)	(188)	21,104

(単位：百万ユーロ)

使用中及び建設中の有形固定資産	2013年12月31日(修正再表示後)			
	取得原価	減価償却累計額	減損損失	有形固定資産 合計
土地及び建物	1,126	(526)	(57)	543
発電設備	34,322	(20,067)	(97)	14,158
水力発電所	10,088	(5,714)	(10)	4,364
石炭火力／燃料油発電所	9,360	(6,297)	(23)	3,040
原子力発電所	9,395	(6,440)	-	2,955
コンバインドサイクル発電所	5,304	(1,577)	(64)	3,663
再生可能エネルギー発電所	175	(39)	-	136
送電及び配電設備	24,618	(10,415)	(101)	14,102
高電圧	1,141	(596)	-	545
低・中電圧、計測・遠隔制御機器及 びその他の設備	23,477	(9,819)	(101)	13,557
その他の有形固定資産	954	(733)	-	221
建設中の有形固定資産	2,567	-	-	2,567
合計	63,587	(31,741)	(255)	31,591

(単位：百万ユーロ)

使用中及び建設中の 有形固定資産	2013年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)	会社の 取得／除 外	投資 (注記7.1)	処分	振替及び その他(*)	為替換算 差額	売却目的 で保有す る固定資 産への振 替(注記5)	2014年 12月31日 現在残高
土地及び建物	1,126	4	1	(67)	49	3	(388)	728
発電設備	34,322	291	51	(44)	446	(131)	(10,355)	24,580
水力発電所	10,088	-	-	(2)	57	(24)	(6,948)	3,171
石炭火力／燃料油発 電所	9,360	-	20	(22)	243	(50)	(1,425)	8,126
原子力発電所	9,395	-	31	(17)	101	-	-	9,510
コンバインドサイク ル発電所	5,304	291	-	(3)	45	(51)	(1,830)	3,756
再生可能エネルギー 発電所	175	-	-	-	-	(6)	(152)	17
送電及び配電設備	24,618	6	1	(186)	637	(32)	(5,584)	19,460
高電圧	1,141	6	-	-	20	33	(1,200)	-
低・中電圧、計測・ 遠隔制御機器及びそ の他の設備	23,477	-	1	(186)	617	(65)	(4,384)	19,460
その他の有形固定資産	954	152	143	(74)	18	1	(496)	698
建設中の有形固定資産	2,567	14	1,251	(5)	(909)	(25)	(2,025)	868
合計	63,587	467	1,447	(376)	241	(184)	(18,848)	46,334

(*) 設備の解体コストの見積りの変更の有形固定資産への適用を含む（注記17.3を参照）。

(単位：百万ユーロ)

減価償却累計額及び 減損損失	2013年12 月31日 現在残高 (修正再表 示後)	会社の 取得／除 外	損失計上 (*)	処分	振替及び その他	為替換算 差額	売却目的 で保有す る固定資 産への振 替(注記5)	2014年 12月31日 現在残高
土地及び建物	(583)	-	(48)	64	1	(4)	115	(455)
発電設備	(20,164)	(107)	(809)	44	1	112	4,945	(15,978)
水力発電所	(5,724)	-	(131)	2	-	47	3,478	(2,328)
石炭火力／燃料油発 電所	(6,320)	-	(264)	22	-	27	563	(5,972)
原子力発電所	(6,440)	-	(224)	17	-	-	-	(6,647)
コンバインドサイク ル発電所	(1,641)	(107)	(185)	3	1	37	866	(1,026)
再生可能エネルギー 発電所	(39)	-	(5)	-	-	1	38	(5)
送電及び配電設備	(10,516)	(6)	(673)	186	(3)	37	2,745	(8,230)
高電圧	(596)	(6)	(20)	-	(1)	(13)	636	-
低・中電圧、計測・ 遠隔制御機器及びそ の他の設備	(9,920)	-	(653)	186	(2)	50	2,109	(8,230)
その他の有形固定資産 及び建設中の有形固定 資産	(733)	(88)	(125)	74	1	2	302	(567)
合計	(31,996)	(201)	(1,655)	368	-	147	8,107	(25,230)

(*) 減損損失122百万ユーロが含まれ、全額が継続事業によるものであった（注記29を参照）。継続事業及び非継続事業に関連した2014年の減価償却計上額は、それぞれ1,261百万ユーロ（注記29を参照）及び272百万ユーロ（注記5を参照）であった。

(単位：百万ユーロ)

使用中及び建設中の 有形固定資産	2012年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)	会社の 取得／除 外	投資 (注記7.1)	処分	振替及び その他 (*)	為替換算 差額	売却目的 で保有す る固定資 産への振 替 (注記5)	2013年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)
土地及び建物	1,202	-	2	(10)	(6)	(62)	-	1,126
発電設備	35,769	-	60	(107)	203	(1,603)	-	34,322
水力発電所	11,077	-	1	(11)	68	(1,047)	-	10,088
石炭火力／燃料油発 電所	9,433	-	22	(64)	212	(243)	-	9,360
原子力発電所	9,655	-	35	(31)	(264)	-	-	9,395
コンバインドサイク ル発電所	5,422	-	2	(1)	170	(289)	-	5,304
再生可能エネルギー 発電所	182	-	-	-	17	(24)	-	175
送電及び配電設備	25,256	-	-	(734)	1,018	(922)	-	24,618
高電圧	1,340	-	-	(14)	5	(190)	-	1,141
低・中電圧、計測・ 遠隔制御機器及びそ の他の設備	23,916	-	-	(720)	1,013	(732)	-	23,477
その他の有形固定資産	1,024	-	21	(32)	-	(59)	-	954
建設中の有形固定資産	2,665	-	1,765	(1)	(1,607)	(255)	-	2,567
合計	65,916	-	1,848	(884)	(392)	(2,901)	-	63,587

(*) 設備の解体コストの見積りの変更の有形固定資産への適用を含む（注記17.3を参照）。

(単位：百万ユーロ)

減価償却累計額及び 減損損失	2012年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)	会社の 取得／除 外	損失計上 (*)	処分	振替及び その他	為替換算 差額	売却目的 で保有す る固定資 産への振 替 (注記5)	2013年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)
土地及び建物	(610)	-	3	8	(2)	18	-	(583)
発電設備	(19,999)	-	(1,039)	106	6	762	-	(20,164)
水力発電所	(6,063)	-	(194)	11	1	521	-	(5,724)
石炭火力／燃料油発 電所	(6,161)	-	(324)	64	(2)	103	-	(6,320)
原子力発電所	(6,214)	-	(267)	31	10	-	-	(6,440)
コンバインドサイク ル発電所	(1,530)	-	(244)	-	-	133	-	(1,641)
再生可能エネルギー 発電所	(31)	-	(10)	-	(3)	5	-	(39)
送電及び配電設備	(10,945)	-	(756)	728	(1)	458	-	(10,516)
高電圧	(659)	-	(42)	8	-	97	-	(596)
低・中電圧、計測・ 遠隔制御機器及びそ の他の設備	(10,286)	-	(714)	720	(1)	361	-	(9,920)
その他の有形固定資産 及び建設中の有形固定 資産	(760)	-	(42)	30	3	36	-	(733)
合計	(32,314)	-	(1,834)	872	6	1,274	-	(31,996)

(*) 2百万ユーロの減損損失の戻しを含み、うち21百万ユーロの戻しは継続事業によるものであり（注記29を参照）、19百万ユーロの損失は非継続事業によるものであった（注記5を参照）。継続事業及び非継続事業に関連した2013年の減価償却計上額は、それぞれ1,318百万ユーロ（注記29を参照）及び518百万ユーロ（注記5を参照）であった。

有形固定資産には、以下の共有資産が含まれる。

(単位：百万ユーロ)			
	持分割合 (%)	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
Central Nuclear Vandellós II, C.B.	72%	897	925
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85%	685	695
Central Nuclear de Almaraz I, C.B.	36%	183	175
Central Nuclear de Almaraz II, C.B.	36%	185	201
Central Térmica de Anllares, C.B.	33%	-	-
Salto del Navia, C.B.	50%	17	18

7.1. 有形固定資産に関する追加情報

主要な投資

2014年度及び2013年度における投資不動産の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)								
	2014年				2013年(修正再表示後)			
	発電	配電及び送電	その他	合計	発電	配電及び送電	その他	合計
スペイン及びポルトガル	307	619	2	928	263	509	3	775
ラテンアメリカ ⁽¹⁾	317	202	-	519	644	427	2	1,073
合計	624	821	2	1,447	907	936	5	1,848

- (1) 2014年のラテンアメリカへの投資は2014年7月31日まで会計処理され、その時点で売却された会社（注記5を参照）は財政状態計算書上で「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」に組み替えられた。2014年7月31日からラテンアメリカ事業の売却までの間に行われた投資は240百万ユーロに上った。

スペイン及びポルトガル事業への投資は、継続事業に関連した資産を参照している。2014年の発電設備投資は、主に2013年12月31日時点ですでに稼働していた発電所、並びに産業排出指令（IED）に関連し、耐用年数を延長したリトラル石炭発電所への投資52百万ユーロに関連している。配電における投資は、より高い効率性とサービスの質に向けたネットワークの最適化を目指すネットワークの拡張及び支出に係るものであった。また、遠隔管理スマート・メーター及びそのオペレーティング・システムの設置の拡大に伴う投資も含まれていた。

ラテンアメリカ事業における発電設備投資は、主にコロンビアにおけるエル・キンボ水力発電所（400MW）に関連している。

ファイナンス・リース

2014年及び2013年12月31日現在、有形固定資産には、ファイナンス・リースに基づいて保有する資産の帳簿価額を反映したそれぞれ518百万ユーロ及び698百万ユーロが含まれていた。（注記18.1を参照）。将来のリース料支払額見積り及びリース料支払額の現在価値は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

年度	将来の支払予測額		将来の支払予測額の現在価値	
	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
1年以下	58	79	27	45
1年超5年以下	195	281	84	158
5年超	641	738	428	492
合計	894	1,098	539	695
金利	(355)	(403)	N/A	N/A
将来の支払予測額の現在価値	539	695	N/A	N/A

原則として、購入オプションを伴うリースの価額は、最終分割払額に一致している。

ファイナンス・リースに基づく資産は、主に ENDESA Generación, S.A.U. の Elecgas, S.A. (ENDESA Generación, S.A.U. が50%の持分を有する) との間の、21年間を残す25年間のトーリング契約から発生し、Elecgas, S.A.はこの契約により、その発電所の能力全部を ENDESA Generación, S.A.U. に提供すること、及び、9.62%の利息を発生する権利と引換えに、供給されるガスを電力に変換することを約束している。

オペレーティング・リース

リース賃借人

2014年の連結損益計算書には有形固定資産のオペレーティング・リースに関連して発生した52百万ユーロが含まれており、このうち33百万ドルが継続事業によるものであり（注記28を参照）、19百万ユーロが非継続事業によるものであった（2013年はそれぞれ34百万ユーロ及び25百万ドル）。

エンデサは、本社をリースしている。2013年2月14日、2012年に再交渉された、現行リースを10年間延長する新たなリースの条件及び期間が発効した（2013年－2023年）。加えて、エンデサは、事務所を置いている一部の建物をリースしており、その残存リース期間は1年から13年である。

エンデサは、（電線及び発電機等の）特定の技術的設備もリースしている。これらのリースの期間は約2年であり、リースの満了時に更新の交渉が行われる。

これらのリース契約に基づく将来支払額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
1年以下	34	51
1年超5年以下	74	146
5年超	55	173
合計	163	370

環境

エンデサの環境保護活動への投資は2014年には113百万ユーロ（2013年は86百万ユーロ）に上り、このうち60百万ドルが継続事業によるものであり、53百万ユーロが非継続事業によるものであった。この結果2014年12月31日現在の累積投資は1,369百万ユーロ（2013年12月31日現在は1,380百万ユーロ）となった。

2014年度中の環境費用は118百万ユーロ（2013年度は130百万ユーロ）となり、うち116百万ユーロが継続事業によるものであり、2百万ユーロが非継続事業によるものであった。この費用合計のうち、50百万ユーロは上記投資の減価償却費の計上に対応し、その全額が継続事業によるものであった（2013年は53百万ユーロで全額が継続事業によるものであった）。

減損テスト

2014年に実施された減損テストの結果、土地における悪化に対して96百万ユーロの引当金が計上されたが、このうち65百万ユーロはエンデサが受け取るべき土地について、最高裁判所が下した Josel, S.L. に有利な裁定（注記17.3を参照）に従ったことによるものであり、残りの資産は、発電所を建設する計画であったが、最新の産業計画に従って発電所の建設には使用されなくなった土地に関連したものであった。

その他の情報

エンデサが事業を行っている主要な地理的地域別の有形固定資産の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
スペイン	20,621	20,839
ポルトガル	483	503
その他 (*)	-	10,249
合計	21,104	31,591

(*) 売却事業に含まれていた会社に対応している（注記5を参照）。

2014年12月31日現在、エンデサ各社は787百万ユーロ（2013年12月31日現在は1,117百万で、このうち638百万ユーロが継続事業で、479百万ユーロは非継続事業によるものであった。）に上る有形固定資産を購入する契約債務を有しており、これは主に、その大部分が2015年と2016年に実行される発電並びにエンデサの生産基盤における配電設備及びネットワークの拡張又は改善、並びに2024年まで計画されている遠隔スマート・メーターへの投資に関連している。

2014年及び2013年12月31日現在、ジョイント・ベンチャーから有形固定資産を購入する契約債務はなかった。

2014年及び2013年12月31日現在の完全に償却済みだが引き続き使用中の有形固定資産の金額は、重要ではなかった。

2014年12月31日現在、第三者への資金供与のために保証として差し入れている有形固定資産はない。2013年12月31日現在、102百万ユーロの有形固定資産が債務履行の担保として差し入れられていた（注記34.1を参照）。

エンデサ及び子会社は、各々の有形固定資産の毀損及び事業活動に当たって提起される可能性のある請求のリスクをカバーするために付保を行ってきている。当社は、これらの保険による補償が十分であると考えている。発電所の停止の結果発生する可能性がある利益の喪失も付保されている。2014年度中の主要な損害に対して認識された保険による補償は59百万ユーロ（2013年度は72百万ユーロ）となり、うち9百万ユーロが継続事業によるものであり、50百万ユーロが非継続事業によるものであった。

注記8. 投資不動産

2014年度及び2013年度における投資不動産及びその変動の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2013年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)	連結範囲 への会社 組入／ 除外(*)	投資	不動産の 振替	売却によ る処分	為替換算 差額	その他 (**)	売却目的 で保有す る固定資 産への振 替(注記5)	2014年12 月31日現 在残高
スペイン、ポルト ガルにおける投資 不動産	15	11	-	-	-	-	(4)	-	22
ラテンアメリカに おける投資不動産	62	-	1	-	(2)	(3)	-	(58)	-
合計	77	11	1	-	(2)	(3)	(4)	(58)	22

(*) Nueva Marina Real Estate, S.L. の連結範囲からの除外に関連するものである（注記2.4.1を参照）。

(**) 減損損失2百万ユーロが含まれ、全額が継続事業によるものであった（注記29を参照）。

(単位：百万ユーロ)

	2012年12月31日現在残高 (修正再表示後)	連結範囲への会社 組入／除外	投資	不動産の振替	売却による処分	為替換算差額	その他 ^(*)	売却目的で保有する固定資産への振替 (注記5)	2013年12月31日現在残高 (修正再表示後)
スペイン、ポルトガルにおける投資不動産	14	-	3	-	-	-	(2)	-	15
ラテンアメリカにおける投資不動産	74	-	4	-	(7)	(9)	-	-	62
合計	88	-	7	-	(7)	(9)	(2)	-	77

(*) 減損損失1百万ユーロが含まれ、全額が継続事業によるものであった（注記29を参照）。

エンデサが事業を行っている主要な地理的地域別の投資不動産の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
スペイン	22	15
その他 ^(*)	-	62
合計	22	77

(*) 売却事業に含まれていた会社に対応している（注記5を参照）。

2014年12月31日現在の投資不動産の市場価値は、61百万ユーロ（2013年12月31日現在は111百万ユーロ）であった（注記3b及び19.6.2を参照）。

2014年及び2013年12月31日現在、全額減価償却済みの投資不動産はなく、売却に関する制限を伴うものもなかった。

2014年度及び2013年度の連結損益計算書において認識された投資不動産に関連する直接費用は、重要ではなかった。

2014年及び2013年12月31日現在、New Marina Real Estate, S.L.のマラガ市議会と合意した市街地開発に係る契約債務を除き、エンデサには投資不動産を購入、建設又は開発する契約債務も、修理、保守及び改良に関する債務もなかった。

エンデサは、投資不動産の毀損及び事業活動に当たって提起される可能性のある請求のリスクをカバーするために付保を行っている。当グループは、これらの保険が提供する補償が十分であると考えている。

注記9. 無形資産

2014年及び2013年12月31日現在における無形資産の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日			
	取得原価	償却累計額	減損損失	純額
二酸化炭素（CO ₂ ）排出枠、CERs及びERUs	247	-	(8)	239
コンピュータ・ソフトウェア	1,209	(853)	-	356
委譲契約	101	(21)	(67)	13
その他	66	(47)	-	19
合計	1,623	(921)	(75)	627

(単位：百万ユーロ)				
	2013年12月31日(修正再表示後)			
	取得原価	償却累計額	減損損失	純額
二酸化炭素（CO ₂ ）排出枠、CERs及びERUs	431	-	(238)	193
コンピュータ・ソフトウェア	1,304	(902)	-	402
委譲契約	2,879	(1,338)	(39)	1,502
その他	223	(97)	2	128
合計	4,837	(2,337)	(275)	2,225

2014年度及び2013年度における無形資産の変動の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)									
	2013年12月31日現在残高 (修正再表示後)	会社の取得／除外	投資 (注記9.2)	償却費及び減損損失(*)	処分	振替及びその他	為替換算差額	売却目的で保有する固定資産への振替(注記5)	2014年12月31日現在残高
二酸化炭素（CO ₂ ）排出枠、CERs及びERUs	193	-	258	49	(261)	-	-	-	239
コンピュータ・ソフトウェア	402	-	92	(82)	-	3	-	(59)	356
委譲契約	1,502	-	138	(154)	-	32	141	(1,646)	13
その他	128	-	15	(11)	-	(15)	2	(100)	19
合計	2,225	-	503	(198)	(261)	20	143	(1,805)	627

(*) 32百万ユーロの減損損失を含み、うち17百万ユーロは継続事業によるものであり（注記29を参照）、15百万ユーロは非継続事業によるものであった（注記5を参照）。継続事業及び非継続事業に関連した2014年の償却費計上額は、それぞれ89百万ユーロ（注記29を参照）及び77百万ユーロ（注記5を参照）であった。

(単位：百万ユーロ)

	2012年12月31日現在残高 (修正再表示後)	会社の取得／除外	投資 (注記9.2)	償却費及び減損損失(*)	処分	振替及びその他	為替換算差額	売却目的で保有する固定資産への振替(注記5)	2013年12月31日現在残高 (修正再表示後)
二酸化炭素(CO ₂)排出枠、CERs及びERUs	385	-	186	(89)	(289)	-	-	-	193
コンピュータ・ソフトウェア	409	-	112	(87)	-	(22)	(10)	-	402
委譲契約	1,772	-	242	(178)	-	(37)	(297)	-	1,502
その他	133	-	23	(14)	-	-	(14)	-	128
合計	2,699	-	563	(368)	(289)	(59)	(321)	-	2,225

(*) 131百万ユーロの減損損失を含み、うち87百万ユーロは継続事業によるものであり（注記29を参照）、44百万ユーロは非継続事業によるものであった（注記5を参照）。継続事業及び非継続事業に関連した2013年の償却費計上額は、それぞれ90百万ユーロ（注記29を参照）及び147百万ユーロ（注記5を参照）であった。

親会社の取締役が入手可能な見積り及び予測に基づくと、無形資産に起因する予測キャッシュ・フローは、2014年及び2013年12月31日現在認識されているこれら資産の帳簿価額の回収を可能とするものである。

9.1. 二酸化炭素(CO₂)排出権、認証排出削減量(CERs)及び排出削減単位(ERUs)

2013年度及び2012年度の二酸化炭素(CO₂)排出枠が2014年度及び2013年度に取り消された結果、それぞれ149百万ユーロ及び92百万ユーロ（それぞれ28.4百万トン及び37.1百万トン）の無形資産の認識が中止された。

2014年12月31日現在、これらの二酸化炭素(CO₂)の排出を賄うために引き渡される枠に係る連結財政状態計算書の負債上の引当金は、197百万ユーロとなった（2013年12月31日現在は137百万ユーロ）（注記24を参照）。

2014年12月31日時点で、二酸化炭素(CO₂)排出枠に係る減損損失の戻し49百万ユーロが認識された（注記9.2及び29を参照）。

2014年12月31日現在の、将来の二酸化炭素(CO₂)排出権、CERs及びERUsに関する購入契約債務は、すべてのプロジェクトが順調に完成した場合の合意価格によると、92百万ユーロ（2013年12月31日現在は59百万ユーロで、すべて継続事業に関連していた）となった。

9.2. 無形資産に関する追加情報

主要な投資

2014年度及び2013年度における無形資産に対する投資の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)								
	2014年				2013年(修正再表示後)			
	発電	配電及び送電	その他	合計	発電	配電及び送電	その他	合計
スペイン及びポルトガル ⁽¹⁾	297	27	33	357	224	28	29	281
ラテンアメリカ ⁽²⁾	5	141	-	146	25	253	4	282
合計	302	168	33	503	249	281	33	563

(1) 2014年には258百万ユーロ、2013年には186百万ユーロの二酸化炭素（CO₂）排出枠、CERs及びERUsが含まれる。

(2) 2014年のラテンアメリカへの投資は2014年7月31日まで会計処理され、その時点で売却された会社（注記5を参照）は財政状態計算書上で「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」に組み替えられた。2014年7月31日からラテンアメリカ事業の売却までの間に行われた投資は51百万ユーロに上った。

スペイン及びポルトガル事業への投資は、主に二酸化炭素（CO₂）排出枠及びコンピューター・ソフトウェアに関連している。ラテンアメリカ事業における投資には、委譲契約の性質を考慮し、関連する資産の一部を無形資産として及び一部をIFRIC第12号サービス委譲契約に基づく金融資産として認識しているため、ブラジル国内の配電事業における投資が含まれている。

減損テスト

2014年に実施された減損テストの結果、ジラボーリョス水力発電所の委譲契約の減損（35百万ユーロ）及びDistribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.の委譲契約の減損（31百万ユーロ）について引当金が計上された。二酸化炭素（CO₂）排出枠の評価額に係る引当金の戻入49百万ユーロが実施された（注記9.1及び29を参照）。

2013年には、二酸化炭素（CO₂）排出枠の減損に対して89百万ユーロの引当金が計上された（注記29を参照）。

その他の情報

エンデサが事業を行っている主要な地理的地域別の無形資産の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
スペイン	627	569
ポルトガル	-	37
その他 ^(*)	-	1,619
合計	627	2,225

(*) 売却事業に含まれていた会社に対応している（注記5を参照）。

2014年12月31日現在、二酸化炭素（CO₂）排出枠、CERs及びERUs以外に、無形資産を購入する将来の契約債務が3百万ユーロ（2013年12月31日現在は15百万ユーロ）あり、全額が継続事業によるものであった。

2014年及び2013年12月31日現在、ジョイント・ベンチャーには無形資産に関連して購入契約債務はなかった。

2014年及び2013年12月31日現在の、全額償却済みで依然として使用中の無形資産の金額は、重要なものではなかった。

[前へ](#)

[次へ](#)

注記10. のれん

2014年度及び2013年度における、のれんが配分された資金生成単位（CGU）又はCGUのグループ別ののれん及び変動の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2013年12月31日現在残高 (修正再表示後)	企業結合 (注記6)	処分	減損損失 (注記29)	振替及び その他	為替換算 差額	売却目的 で保有する固定資産 への振替(注記5)	2014年12月31日現在残高
チリの子会社(チリ)	1,905	-	-	-	-	(86)	(1,819)	-
Companhia Energética do Ceará, S.A. (ブラジル)	131	-	-	-	-	11	(142)	-
Ampla Energia e Serviços, S.A. (ブラジル)	92	-	-	-	-	7	(99)	-
Edegel, S.A.A. (ペルー)	100	-	-	-	-	3	(103)	-
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. (ペルー)	49	-	-	-	-	2	(51)	-
Hidroeléctrica El Chocón, S.A. (アルゼンチン)	9	-	-	-	-	(2)	(7)	-
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (チリ)	-	1	-	-	-	1	(2)	-
その他	16	-	-	-	-	1	(17)	-
合計(*)	2,302	1	-	-	-	(63)	(2,240)	-

(単位：百万ユーロ)

	2012年12月31日現在残高 (修正再表示後)	企業結合 (注記6)	処分	減損損失 (注記29)	振替及び その他	為替換算 差額	売却目的 で保有する固定資産 への振替(注記5)	2013年12月31日現在残高 (修正再表示後)
チリの子会社(チリ)	2,192	-	-	-	-	(287)	-	1,905
Companhia Energética do Ceará, S.A. (ブラジル)	158	-	-	-	-	(27)	-	131
Ampla Energia e Serviços, S.A. (ブラジル)	111	-	-	-	-	(19)	-	92
Edegel, S.A.A. (ペルー)	114	-	-	-	-	(14)	-	100
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. (ペルー)	56	-	-	-	-	(7)	-	49
Hidroeléctrica El Chocón, S.A. (アルゼンチン)	13	-	-	-	-	(4)	-	9
その他	19	-	-	-	-	(3)	-	16
合計(*)	2,663	-	-	-	-	(361)	-	2,302

(*) 減損損失累計額79百万ユーロが含まれる。

2014年度に、エンデサはInversiones GasAtacama Holding Ltda.の50%部分の支配を追加で確保した。この取得の結果、1百万ユーロに上るのれんが発生した（注記6を参照）。

また、2,240百万ユーロののれん全額が、注記5に記載されている売却に含まれる会社に対応するため、2014年7月31日に「売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」に振り替えられた。

注記11. 持分法適用投資及び共同支配事業

11.1. 持分法適用投資

持分法適用投資の詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
関連会社	888	880
ジョイント・ベンチャー	216	528
合計	1,104	1,408

次の表は、以下の明細である。

- － 2014年度及び2013年度中のエンデサの主な持分法適用投資対象の関連会社又はジョイント・ベンチャー及びその変動
- － 当連結財務書類の作成に使用された、これらの関連会社又はジョイント・ベンチャーの財務書類から引用された2014年及び2013年12月31日現在の情報。

(単位：百万ユーロ)

	2013年 12月31 日現在 残高(修 正再表 示後)	連結範 囲への 会社組 入／除 外(注記 6)	投資又 は増加	処分又 は減少	持分法 適用投 資対象 の利益/ (損失) の持分 (*)	配当金	為替換 算差額	振替及 びその 他	売却目 的で保 有する 固定資 産への 振替(注 記5)	2014年 12月31 日現在 残高
関連会社	880	-	-	-	(11)	(12)	-	47	(16)	888
ENEL Green Power España, S.L.	825	-	-	-	30	-	-	(3)	-	852
Tecnatom, S.A.	30	-	-	-	1	-	-	-	-	31
Elcogas, S.A.	-	-	-	-	(51)	-	-	51	-	-
その他	25	-	-	-	9	(12)	-	(1)	(16)	5
ジョイント・ベンチャー	528	(179)	38	-	(20)	(16)	1	17	(153)	216
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (注記5及び 6)	171	(179)	-	-	4	-	4	-	-	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (注記5)	96	-	4	-	(1)	-	(5)	-	(94)	-
ENEL Insurance, N.V.	90	-	-	-	9	-	-	-	-	99
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	58	-	-	-	6	(4)	-	-	-	60
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P. (注記5)	45	-	-	-	2	-	3	-	(50)	-
Nuclenor, S.A.	12	-	34	-	(56)	-	-	10	-	-
その他	56	-	-	-	16	(12)	(1)	7	(9)	57
合計	1,408	(179)	38	-	(31)	(28)	1	64	(169)	1,104

(*) 持分法適用投資対象の利益/(損失)の持分のうち、44百万ユーロの利益は継続事業に対応し、13百万ユーロの利益は非継続事業（注記5を参照）に対応する。

(単位：百万ユーロ)

	2012年 12月31 日現在 残高(修 正再表 示後)	連結範 囲への 会社組 入／除 外	投資又 は増加	処分又 は減少	持分法 適用投 資対象 の利益/ (損失) の持分 (*)	配当金	為替換 算差額	振替及 びその 他	売却目 的で保 有する 固定資 産への 振替(注 記5)	2013年 12月31 日現在 残高(修 正再表 示後)
関連会社	876	(28)	-	-	23	(14)	-	23	-	880
ENEL Green Power España, S.L.	793	-	-	-	29	-	-	3	-	825
ENDESA Gas T&D, S.L.	33	(28)	-	-	(6)	-	-	1	-	-
Tecnatom, S.A.	29	-	-	-	1	-	-	-	-	30
Elcogas, S.A.	3	-	-	-	(7)	-	-	4	-	-
その他	18	-	-	-	6	(14)	-	15	-	25
ジョイント・ベンチャー	478	-	8	-	72	(19)	(34)	23	-	528
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (注記5及び 6)	156	-	-	-	26	-	(11)	-	-	171
Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (注記5)	106	-	8	-	(3)	-	(15)	-	-	96
ENEL Insurance, N.V.	83	-	-	-	7	-	-	-	-	90
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	51	-	-	-	11	(4)	-	-	-	58
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P. (注記5)	53	-	-	-	1	(2)	(8)	1	-	45
Nuclenor, S.A.	2	-	-	-	10	-	-	-	-	12
その他	27	-	-	-	20	(13)	-	22	-	56
合計	1,354	(28)	8	-	95	(33)	(34)	46	-	1,408

(*) 持分法適用投資対象の利益/(損失)の持分のうち、57百万ユーロの利益は継続事業に対応し、38百万ユーロの利益は非継続事業（注記5を参照）に対応する。

(単位：百万ユーロ)						
	関連会社					
	ENEL Green Power España, S.L.		Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.	
	2014年 12月31日	2013年 12月31日	2014年 12月31日	2013年 12月31日	2014年 12月31日	2013年 12月31日
固定資産	3,087	3,168	72	69	9	54
流動資産	215	259	63	69	101	78
現金及び現金同等物	74	121	2	15	21	3
その他の流動資産	141	138	61	54	80	75
資産合計	3,302	3,427	135	138	110	132
株主持分	1,662	1,592	67	66	(34)	(10)
固定負債	1,373	1,486	26	33	2	7
長期借入債務	1,028	1,075	23	28	-	-
その他の固定負債	345	411	3	5	2	7
流動負債	267	349	42	39	142	135
短期借入債務	63	137	8	7	129	116
その他の流動負債	204	212	34	32	13	19
株主持分及び負債合計	3,302	3,427	135	138	110	132

(単位：百万ユーロ)						
	関連会社					
	ENEL Green Power España, S.L.		Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.	
	2014年	2013年	2014年	2013年	2014年	2013年
収益	335	463	97	100	124	113
減価償却費、償却費及 び減損損失	(160)	(171)	(7)	(8)	(42)	(41)
金融収益	23	19	-	-	-	-
金融費用	(65)	(67)	(1)	(1)	(2)	(5)
税引前利益/(損失)	43	113	2	2	(24)	(16)
法人所得税	44	(18)	-	-	-	-
継続事業の利益/(損失)	87	95	2	2	(24)	(16)
非継続事業の税引後利 益/(損失)	-	-	-	-	-	-
その他の包括利益	(7)	9	-	-	-	-
包括利益合計	80	104	2	2	(24)	(16)

エンデサは、スペイン及びポルトガルにおける再生可能エネルギー源による発電会社であるENEL Green Power España, S.L. (EGPE)の40%持分を保有している。この持分により同社は関連会社となり、2014年及び2013年12月31日現在のエンデサの連結財務書類上、持分法を用いて会計処理されている。

2014年及び2013年12月31日現在の、ENEL Green Power España, S.L.(EGPE)の持分の帳簿価額の調整計算及び同社に関する財務情報は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日
会社の株主持分	1,540	1,472
所有比率による持分(40%)	616	589
のれん	236	236
持分の帳簿価額	852	825

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年
会社の利益/(損失)	75	73
持分法適用対象の利益/(損失)の持分(40%)	30	29

エンデサの取締役が入手可能な見積り及び予測に基づくと、ENEL Green Power España, S.L.(EGPE)の予測キャッシュ・フローは、この持分に関して認識されたのれんが回収されることを示している。ENEL Green Power España, S.L.(EGPE)の回収可能価値の計算に使用された仮定は、注記3e.2に記載された仮定と同様である。

(単位：百万ユーロ)				
	ジョイント・ベンチャー			
	ENEL Insurance, N.V.		Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	
	2014年12月31日	2013年12月31日	2014年12月31日	2013年12月31日
固定資産	199	173	378	445
流動資産	364	333	140	136
現金及び現金同等物	155	103	96	90
その他の流動資産	209	230	44	46
資産合計	563	506	518	581
株主持分	197	179	156	150
固定負債	243	193	261	337
長期借入債務	-	-	242	293
その他の固定負債	243	193	19	44
流動負債	123	134	101	94
短期借入債務	-	-	51	47
その他の流動負債	123	134	50	47
株主持分及び負債合計	563	506	518	581

	ジョイント・ベンチャー				
	Nuclenor, S.A.		Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (*)	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.SP. (*)
	2014年12月31日	2013年12月31日	2013年12月31日	2013年12月31日	2013年12月31日
固定資産	74	57	408	181	195
流動資産	99	88	243	13	22
現金及び現金同等物	1	2	150	2	7
その他の流動資産	98	86	93	11	15
資産合計	173	145	651	194	217
株主持分	(21)	24	502	189	108
固定負債	108	49	61	-	53
長期借入債務	-	-	-	-	-
その他の固定負債	108	49	61	-	53
流動負債	86	72	88	5	56
短期借入債務	-	-	41	-	30
その他の流動負債	86	72	47	5	26
株主持分及び負債合計	173	145	651	194	217

(*) ラテンアメリカの事業の売却の影響を受けた会社（注記5を参照）。

(単位：百万ユーロ)				
	ジョイント・ベンチャー			
	ENEL Insurance, N.V.		Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	
	2014年	2013年	2014年	2013年
収益	131	133	195	202
減価償却費、償却費及び減損損失	-	-	(53)	(50)
金融収益	24	14	-	-
金融費用	-	(3)	(3)	(3)
税引前利益/(損失)	24	18	22	35
法人所得税	(6)	(5)	(6)	(8)
継続事業の利益/(損失)	18	13	16	27
非継続事業の税引後利益/(損失)	-	-	-	-
その他の包括利益	-	-	-	-
包括利益合計	18	13	16	27

	ジョイント・ベンチャー				
	Nucenor, S.A.		Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (*)	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P. (*)
	2014年	2013年	2013年	2013年	2013年
収益	25	7	268	-	118
減価償却費、償却費及び減損損失	(3)	(3)	(17)	-	(11)
金融収益	5	1	2	-	1
金融費用	(2)	(1)	(4)	-	(4)
税引前利益/(損失)	(112)	1	67	(9)	8
法人所得税	-	21	(15)	2	(4)
継続事業の利益/(損失)	(112)	22	52	(7)	4
非継続事業の税引後利益/(損失)	-	-	-	-	-
その他の包括利益	-	-	-	-	-
包括利益合計	(112)	22	52	(7)	4

(*) ラテンアメリカの事業の売却の影響を受けた会社（注記5を参照）。

2014年度及び2013年度の関連会社及びジョイント・ベンチャーの株主持分の詳細は、ENEL Green Power España, S.L.(EGPE)、Tecnatom, S.A.、Inversiones GasAtacama Holding Ltda.、ENEL Insurance, N.V.、Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.及びDistribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A.E.S.P.を除き、個別会社の情報に対応しているが、これらの会社については、これらの会社の連結財務書類に対応している。

エンデサが重要な影響力を有する重要性が低い又は比較的重要である企業の財務書類の合算ベースでの2014年及び2013年12月31日現在の情報は次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	関連会社		ジョイント・ベンチャー	
	2014年(*)	2013年	2014年	2013年
継続事業の利益/(損失)	-	49	40	51
非継続事業の税引前利益/(損失)	-	-	-	-
その他の包括利益	-	58	(53)	36
包括利益合計	-	107	(13)	87

(*) ラテンアメリカの事業の売却の影響を受けた会社（注記5を参照）。

エンデサが重要な影響力を有する投資対象の完全な一覧は、当連結財務書類の付表Ⅱに記載されている。これらの会社には、上場された株式の価格はない。

2014年又は2013年12月31日現在、関連会社又はジョイント・ベンチャーに関してエンデサが負う重要な偶発債務はなかった。

Elcogas, S.A.

供給保証上の制約を解決する手続きを定めた政令に示された施策の適用の終結を受けての経済的な存続不可能性を考慮し、石炭ガス化を通じて発電を行い、エンデサが40.99%を保有するElcogas, S.A.は、2014年12月31日時点で業務を停止することを決定した。このため、同社は2014年7月1日に産業・エネルギー・観光省に操業停止の認可申請を提出したが、同省は決定を下すまでに最長で1年間かけることができる（2015年7月1日より前になる可能性が高い）。だが、スペイン産石炭に関する具体的な計画の承認に近い旨の発表を考慮して、Elcogas, S.A.の取締役会は、この新計画の下での同社の存続可能性を評価することを可能にするために、上記の2015年7月1日を超えて延長されないことを条件に、2015年1月13日に操業停止申請の一時的な停止を申請した。この決定は、2015年2月4日の株主総会で承認された。

2014年度の連結損益計算書における「持分法適用会社の利益／(損失)」には、この会社の業務の停止に係るエンデサの見積コストを賄うために51百万ユーロの引当が含まれている。

Elcogas, S.A.の債務超過部分は、2014年12月31日現在の連結財政状態計算書の負債の部の長期引当金として認識されている55百万ユーロによってカバーされている（2013年12月31日現在は4百万ユーロ）（注記17.3を参照）。

Nuclenor, S.A.

Nuclenor, S.A.の主要な事業は、同社がサンタ・マリア・デ・ガローニャに所有する原子力発電所の運営であるが、運転認可は2013年7月6日に失効した。したがって、主要な資産であるサンタ・マリア・デ・ガローニャ原子力発電所は、2013年及び2014年には運転されておらず、会社は業務の停止手続き中で、解体前の段階に到達している。この作業は2018年までに完了する見込みである

使用済核燃料及び放射性廃棄物の安全管理責任についての2014年2月21日付政令第102/2014号により、Nuclenor, S.A.はサンタ・マリア・デ・ガローニャ原子力発電所の運転認可を無期限に延長する申請を2014年7月6日より前に提出する資格を得て、同社はこの政令に従って、新たな運転許可を取得するために必要な措置を取っている。

この目的を達成するために、Nuclenor, S.A.は2014年5月27日に、運転認可を2031年まで更新するために必要な資料を産業・エネルギー・観光省に提出し、産業・エネルギー・観光省は2014年6月2日に、原子力安全諮問委員会（CSN）に更新の承認のために必須の報告書の依頼を行い、同委員会は2014年7月30日に、追加資料及び要件を要求した捕捉技術指示書ITC/14/01号をNuclenor, S.A.に送付した。

原子力安全諮問委員会は2015年に提出された資料に関連して宣告を行う可能性があるともみなされたため、適宜付与される運転認可に関して課される条件を評価するために、Nuclenor, S.A.は2014年12月30日にこの資料のほとんどを原子力安全諮問委員会に提出した。

2014年度に、Nuclenor, S.A.の資金需要に応えるために、34百万ユーロの資金が拠出された。

2014年度の連結損益計算書における「持分法適用会社の利益／(損失)」には、Nuclenor, S.A.の損失の悪影響56百万ユーロが含まれている。この損失のうちの46百万ユーロは、保有投資の帳簿価格をゼロまで減少させ、残りの10百万ユーロは、Nuclenor, S.A.の債務超過部分のエンデサの持分を賄うために、2014年12月31日時点の連結財政状態計算書の負債の部の長期引当金が認識された（注記17.3を参照）。

ENDESA Gas T&D, S.L.

2013年12月9日、ENDESA Gas, S.A.U.はENDESA Gas T&D, S.L.の株主持分における20%の持分を、Goldman Sachsが運用するインフラ・ファンドである Augusta Global Coöperative U.A. 及び Zaragoza International Coöperative U.A.に売却した。この売却には、ENDESA Gas T&D, S.L. が融資している総額90百万ユーロ（元本72百万ユーロ及び未収経過利息18百万ユーロ）の参加型貸付金の譲渡も含まれている。この売却価格は130百万ユーロであり、エンデサの連結損益計算書にキャピタル・ゲイン総額12百万ユーロが計上された（注記2.5を参照）。

11.2. 共同支配事業

下の表は、当連結財務書類の作成に使用された、主要な共同支配事業の財務書類から引用された2014年及び2013年12月31日現在の情報を示している。

(単位：百万ユーロ)

	共同支配事業	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	
	2014年12月31日	2013年12月31日
固定資産	75	46
流動資産	203	159
現金及び現金同等物	-	-
その他の流動資産	203	159
資産合計	278	205
株主持分	10	11
固定負債	143	100
長期有利子ローン及び借入金	-	-
その他の固定負債	143	100
流動負債	125	94
短期有利子ローン及び借入金	-	1
その他の流動負債	125	93
株主持分及び負債合計	278	205

(単位：百万ユーロ)

	共同支配事業	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	
	2014年	2013年
収益	305	299
減価償却費、償却費及び減損損失	-	-
金融収益	-	-
金融費用	(2)	(3)
税引前利益/(損失)	48	44
法人所得税	-	-
継続事業の利益/(損失)	48	44
非継続事業の税引後利益/(損失)	-	-
その他の包括利益	-	-
包括利益合計	48	44

2014年及び2013年12月31日に終了した事業年度において共同支配事業により生成されたキャッシュ・フローの詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年(修正再表示後)
営業活動による正味キャッシュ・フロー	14	21
投資活動による正味キャッシュ・フロー	(9)	(21)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(5)	-

2014年及び2013年12月31日現在、エンデサが負う重要な偶発債務はなかった。

注記12. 棚卸資産

2014年及び2013年12月31日現在のこの項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
燃料在庫	876	928
石炭	340	371
核燃料	334	339
燃料	92	129
ガス	110	89
その他の棚卸資産	139	183
評価差額	(7)	(8)
合計	1,008	1,103

2014年及び2013年12月31日現在、エンデサが債務返済の担保として差し入れた重要な金額の棚卸資産はなかった。

2014年12月31日現在の燃料在庫購入の契約債務は27,870百万ユーロ（2013年12月31日現在は25,513百万であり、うち20,621百万ユーロが継続事業によるものであり、4,892百万ユーロが非継続事業によるものであった。）であり、ジョイント・ベンチャーに関連した当該契約債務はなかった（注記34.2を参照）。これらの契約債務の一部は、「テイク・オア・ペイ」条項がある契約に関連している。

2014年4月1日及び4月7日にエンデサはCorpus Christi Liquefaction, LLCとの間で、一定の前提条件の遵守を条件に、液化天然ガス（LNG）を2019年度より年間総量30億立方メートル購入する2件の契約を締結した。エンデサは、ENEL Trade, S.p.A. との間で、上記契約を通じて取得するガスのうち年間10億立方メートルを、Corpus Christi Liquefaction, LLCとの間で合意した条件と同一の条件でENEL Trade, S.p.A. に譲渡する契約を締結し、ENEL Trade, S.p.A. は、エンデサに対して遵守の保証として、137百万米ドル（約113百万ユーロ）を差し入れた（注記33.1.2を参照）。2014年12月31日現在の棚卸資産を取得する契約債務として表示されている金額には、これらの契約に関連してガスを購入する契約債務が含まれている。

当社の取締役は、エンデサがこれらの義務を履行できると考えているため、本件に関連する偶発債務の発生を見込んでいない。

エンデサは、棚卸資産の毀損のリスクを補償する保険を付保してある。エンデサは、これらの保険が提供する補償が十分であると考えている。

注記13. 営業債権及びその他の債権

2014年及び2013年12月31日現在のこの項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
金融商品(注記19)	2,726	4,308
営業債権	2,574	4,091
非金融デリバティブ(注記19.3)	292	116
その他の債権	203	661
評価差額金	(343)	(560)
営業債権	(338)	(551)
その他の債権	(5)	(9)
税金資産	345	624
未収法人所得税	291	420
未収還付付加価値税 (VAT)	39	153
その他の税金	15	51
合計	3,071	4,932

本項に含まれる残高からは、利息は通常発生しない。

売掛金の平均回収期間は、2014年度が29日、2013年度が37日（継続事業が30日、非継続事業が50日）であったため、公正価値が帳簿価額と大幅に異なることはない。

2014年度及び2013年度においては、ファクタリング取引が行われた。2014年及び2013年12月31日現在の期限未到来残高は、それぞれ648百万ユーロ及び668百万ユーロであり、すべて継続事業に対応している。ファクタリング取引に伴う2014年度及び2013年度の費用は、それぞれ31百万ユーロ及び38百万ユーロであった。これらの金額は、連結損益計算書に資産処分利益/(損失)として認識される。

この性質の回収権の購入可能性については、重大な制約はない。

エンデサの収益合計又は売掛金に対比して重要なエンデサに対する未払残高のある顧客はない。

2014年度及び2013年度の評価差額の変動は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 (修正再表示後)
期首残高	560	550
損失計上(*)	151	176
償却充当額	(137)	(125)
売却目的で保有する固定資産及び非継続事業への振替(注記5)	(240)	-
振替及びその他	9	(41)
期末残高	343	560

(*) 2014年度の損失計上合計のうち、127百万ユーロは継続事業によるものであり（注記29を参照）、24百万ユーロは非継続事業によるものであった（注記5を参照）（2013年度は、それぞれ126百万ユーロ（注記29を参照）及び50百万ユーロ（注記5を参照））。

評価差額は、実質的にすべて電力販売に係る営業債権に関連している。

注記14. 現金及び現金同等物

2014年及び2013年12月31日現在のこの項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
手許現金及び銀行預金	390	1,058
現金同等物	258	3,087
合計(注記19)	648	4,145

2014年及び2013年12月31日現在の通貨別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

通貨	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
ユーロ	613	1,928
米ドル ^(*)	34	326
チリ・ペソ ^(*)	-	946
コロンビア・ペソ ^(*)	-	476
ブラジル・レアル ^(*)	-	346
ペルー・ヌエボ・ソル ^(*)	-	94
その他の通貨 ^(*)	1	29
合計	648	4,145

(*) 2013年12月31日現在、これらは売却事業に含まれる会社に関連している（注記5を参照）。

短期現金投資は取得日から3ヵ月以内に満期を迎えるものであり、この種の預金に関する市場利子率の利息を発生する。手許現金の利用に対する制限で重要な金額に係るものはない。

2013年12月31日現在、現金同等物にはENEL Energy Europe, S.L.U. に対する融資契約1,000百万ユーロが含まれていた。2014年1月2日、エンデサの2013年度の中間配当の支払時に同契約は解約された（注記15.1.10を参照）。

2014年及び2013年12月31日現在の現金同等物に含まれた資金のうちソブリン債務に投資されていたものの詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

国	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
スペイン	135	-
ブラジル ^(*)	-	314
合計	135	314

(*) 売却事業に含まれていた会社に対応している（注記5を参照）。

[前へ](#) [次へ](#)

注記15. 株主持分

2014年及び2013年12月31日現在のエンデサの株主持分の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
親会社株主持分合計 (注記15.1)	8,576	20,521
資本金 (注記15.1.1)	1,271	1,271
資本剰余金 (注記15.1.2)	89	1,376
法定準備金 (注記15.1.3)	254	285
再評価剰余金 (注記15.1.4)	404	1,714
その他の準備金 (注記15.1.5)	106	106
評価差額金	(74)	(294)
為替換算差額(注記15.1.6)	-	(210)
未実現の評価差額(注記15.1.7)	(74)	(84)
数理計算差異準備金(注記15.1.8)	(830)	(507)
利益剰余金(注記15.1.9)	14,111	18,158
中間配当(注記15.1.10)	(6,755)	(1,588)
非支配持分(注記15.2)	(1)	6,241
株主持分合計	8,575	26,762

15.1. 株主持分：親会社

15.1.1. 資本金

2014年12月31日現在、エンデサの資本金は1,270,502,540.40ユーロであり、各額面1.2ユーロの全額引受・払込済みの無記名株式1,058,752,117株で表され、その全株式がスペインの証券取引所に上場されている。2014年度及び2013年度中の資本金の変動はなかった。

2014年12月15日のエンデサ・エセ・アーの取締役会において、エンデサ・エセ・アーの株式のチリの証券取引所における上場を廃止する決定が行われ、2014年12月24日に、エンデサ・エセ・アーの株式のチリのサンチアゴの「オフショア」証券取引所における取引は停止された。

ENEL Iberoamérica, S.L.U.はエンデサ・エセ・アーの株式の公募を開始し、この公募は2014年11月6日にスペイン証券市場委員会（CNMV）の登記所に登記され、2014年11月25日まで実施された。売り出された株数は232,070,000株で、エンデサ・エセ・アーの資本金の21.92%に相当し、売出価格は1株当たり13.50ユーロであった。

2014年12月31日現在、この公募の結果、ENELグループの、ENEL Iberoamérica, S.L.U.を通じたエンデサ・エセ・アーの資本金に対する持分は、70.144%となった。同日時点で、エンデサ・エセ・アーの資本金の10%超を保有する株主は他にはない。

2013年12月31日現在、ENELグループは、ENEL Iberoamérica, S.L.U.を通じてエンデサの資本金の92.063%を保有していた。

15.1.2. 資本剰余金

資本剰余金は、スペインにおいて会社の再編から発生する。スペインの改正法人企業法の第303条は、資本の増加のために資本剰余金を使用することを明示的に認めており、その使用について具体的な制限を規定していない。

だが、2014年12月31日現在、60百万ユーロの資本剰余金は、過年度に資産計上された税務上の資産の対象である範囲で制約を受ける。

2014年に、エンデサ・エセ・アーの資本剰余金の分配によって、1,287.3百万ユーロの特別配当金が支払われた（注記15.1.10を参照）。

15.1.3. 法定準備金

スペインの改正法人企業法の第274条に従い、法定準備金が少なくとも資本金の20%になるまで、事業年度の利益の10%に相当する金額を法定準備金に積み立てなければならない。

法定準備金は、資本金を増加させるために使用することができるが、資本金繰入後の法定準備金残高は、増加後の資本金総額の名目額の10%を下回ってはならない。前記の目的を除き、法定準備金が資本金の20%を超過しており、かつそのために利用できる十分な準備金が他にない場合に限り、欠損の相殺のために法定準備金を使用することができる。

2014年10月21日、エンデサ・エセ・アーの株主総会で、30.9百万ユーロを利益剰余金に振り替えることが承認された（注記15.1.9を参照）。

2014年12月31日現在、親会社は法定準備金について法で規定されている最小額を保有している。

15.1.4. 再評価剰余金

再評価剰余金は、1996年6月7日付法律第7/1996号に準拠して行われた資産の再評価の結果である。

2000年1月1日、エンデサによって実施された企業再編を受けて、対応する企業に再評価後の資産が拠出された。

この残高は、免税ベースで、当年度の会計上の損失、過年度からの累積損失又は将来に発生するおそれがある損失と相殺するため、及び資本金又制約のない準備金を増加させるために使用することができるが、制約のない準備金を増加させるためには、金銭的利益が実現済であることを条件とする。利益は、再評価された関連する資産が減価償却済みとなり、譲渡され又はその認識が中止された場合に実現したものとみなされる。

この残高は、1996年6月7日付法律第7/1996号に規定されている目的以外に使用された場合は、課税される。

2014年10月21日、エンデサ・エセ・アーの株主総会で、1,310百万ユーロを利益剰余金に振り替えることが承認された（注記15.1.9を参照）。

15.1.5. その他の準備金

これらの金額には、スペイン法人企業法第335条に従って買い戻された資本準備金102百万ユーロが含まれ、同条は、会社が無償で取得した株式を買い戻すことによってこの額面金額の減額が制約を受けない利益又は準備金の減少として会計処理された際に、会社に、買い戻された株式の額面金額と同額又は額面金額の減少額と同額を計上することを義務付けている。この準備金の減少は、減資についての規定と同一の要件の適用を受ける。

15.1.6. 為替換算差額

エンデサのラテンアメリカにおける事業の売却により、売却日における239百万ユーロの為替換算差額の認識が停止された（注記5を参照）。2013年12月31日現在の連結財政状態計算書における、換算差額の会社別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2013年12月31日 (修正再表示後)
Codensa, S.A. E.S.P.	111
Emgesa, S.A. E.S.P.	105
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, S.A.	14
Central Geradora Termelétrica Fortaleza, S.A.	13
Companhia Energética do Ceará, S.A.	5
Compañía de Interconexión Energética, S.A.	2
Empresa Eléctrica Pehuenche, S.A.	(3)
Chilectra, S.A.	(17)
Empresa Distribuidora Sur, S.A.	(43)
Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	(63)
Ampla Energia e Serviços, S.A.	(67)
Enersis, S.A.	(308)
チリのその他の子会社	55
その他	(14)
合計	(210)

15.1.7. 未実現の評価差額

売却可能資産並びにキャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されたデリバティブ及び金融取引により生じたこの評価差額の変動及び利益に配分された金額の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)					
	2013年12月31 日現在残高 (修正再表示 後)	公正価値の 変動	利益に計上 された金額	株主及び所有 者とのその他 の取引	2014年12月31 日現在残高
金融商品の測定	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ(注 記19.3)	(34)	46	9	-	21
持分法適用投資	(34)	(27)	(6)	-	(67)
その他の評価差額金	-	-	-	1	1
税効果	(16)	(12)	(1)	-	(29)
合計	(84)	7	2	1	(74)

(単位：百万ユーロ)					
	2012年12月31 日現在残高 (修正再表示 後)	公正価値の 変動	利益に計上 された金額	株主及び所有 者とのその他 の取引	2013年12月31 日現在残高 (修正再表示 後)
金融商品の測定(注記5及び 19.4.1)	67	(3)	(64)	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ(注 記19.3)	(32)	(189)	187	-	(34)
持分法適用投資	(63)	22	7	-	(34)
その他の評価差額金	-	-	-	-	-
税効果	(19)	50	(47)	-	(16)
合計	(47)	(120)	83	-	(84)

15.1.8. 数理計算差異準備金

この準備金は、株主持分で認識された数理計算損益から発生する（注記17.1を参照）。

15.1.9. 利益剰余金

2014年及び2013年12月31日現在のエンデサの準備金の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日
任意積立金	703	5,980
利益剰余金	-	2,806
合併に係る準備金	667	2,050
その他の使途無制限準備金	36	1,124
その他の利益剰余金	13,408	12,178
合計	14,111	18,158

合併に係る準備金は会社の再編から発生し、2014年12月31日現在の残高は667百万ユーロであり、このうち125百万ユーロは特定の税務上の恩典の対象であるため、制限付準備金である。

2014年10月21日、エンデサ・エセ・アーの株主総会で、30.9百万ユーロを法定準備金から（注記15.1.3を参照）、そして1,310百万ユーロを再評価剰余金から（注記15.1.4を参照）、それぞれ利益剰余金に振り替えることが承認された。

2014年に、エンデサ・エセ・アーの資本剰余金の分配によって、6,965.6百万ユーロの特別配当金が支払われた（注記15.1.10を参照）。

15.1.10. 配当金

2014年

2014年10月21日に開催されたエンデサ・エセ・アーの臨時株主総会で、ラテンアメリカ事業の売却について承認された価格と同額の準備金を取り崩しての特別配当金の支払が承認された。1株当たりの税込配当金7.795ユーロ、総額8,252.9百万ユーロが2014年10月29日に支払われ、エンデサ・エセ・アーの以下の準備金を取り崩された。

(単位：百万ユーロ)

資本剰余金（注記15.1.2）	1,287.3
資本金及び資本剰余金より	612.3
使途無制限準備金より	675.0
任意積立金	6,965.6
利益剰余金	3,154.3
合併に係る準備金	1,383.4
資本金及び資本剰余金より	516.1
使途無制限準備金より	867.3
その他の使途無制限準備金	2,427.9
任意準備金	2,227.0
2007年11月16日付政令第1514/2007号に規定された準備金	200.9
合計	8,252.9

加えて、2014年10月7日にエンデサ・エセ・アーの取締役会は、株主に2014年の利益から1株当たり税込6ユーロ、総額6,352.5百万ユーロの中間配当金を支払い、2014年12月31日現在の親会社の株主持分から控除することを決議した。この中間配当金は2014年10月29日に支払われた。

また、2014年12月15日にエンデサ・エセ・アーの取締役会は、前パラグラフ詳述された中間配当金に加えて、株主に2014年の利益から1株当たり税込0.38ユーロ、総額402.3百万ユーロの中間配当金を支払い、2014年12月31日現在の親会社の株主持分から控除することを決議した。この中間配当金は、2015年1月2日に支払われた。

したがって、2014年の利益からの中間配当金の支払は1株当たり税込6.38ユーロ、総額6,754.8百万ユーロとなり、2014年12月31日現在の親会社の株主持分から控除された。

2013年

2013年12月17日にエンデサ・エセ・アーの取締役会によって承認された2013年度の中間配当は、1株当たり税込1.5ユーロ、支払総額1,588百万ユーロであり、2013年12月31日現在の親会社の株主資本から控除されている。この中間配当金は2014年1月2日に支払われた。

2014年5月19日に開催されたエンデサ・エセ・アーの株主総会で、2013年の利益から、2014年1月に支払われた中間配当金と同額の、1株当たり税込1.5ユーロに相当する配当金を支払うことが承認された。

15.1.11. 連結包括利益計算書において認識される損益

2014年及び2013年12月31日現在の構成並びに2014年度及び2013年度の連結包括利益計算書において認識される損益に関連する変動は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2013年12月31日現在残高(修正再表示後)			2014年の変動				2014年12月31日現在残高		
	合計	親会社持分	非支配持分	株主持分に直接認識される収益及び費用	損益計算書又は投資への振替額	税効果	株主及び所有者とのその他の取引	合計	親会社持分	非支配持分
b										
損益に振り替えられる項目	(651)	(294)	(357)	64	232	9	271	(75)	(75)	-
金融商品の測定：	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
売却可能金融資産(注記15.1.7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の収益/(費用)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ(注記15.1.7)	263	(50)	313	(44)	(1)	9	(235)	(8)	(8)	-
為替換算差額(注記15.1.6)	(880)	(210)	(670)	121	239	-	520	-	-	-
持分法適用投資(注記15.1.7)	(34)	(34)	-	(13)	(6)	-	(14)	(67)	(67)	-
株主持分に直接認識されるその他の収益及び費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
損益に振り替えられない項目：	(554)	(507)	(47)	(409)	-	78	55	(830)	(830)	-
年金制度に係る数理計算上の差異(注記17.1)	(554)	(507)	(47)	(409)	-	78	55	(830)	(830)	-
合計	(1,205)	(801)	(404)	(345)	232	87	326	(905)	(905)	-

(単位：百万ユーロ)

	2012年12月31日現在残高 (修正再表示後)			2013年の変動			2013年12月31日現在残高 (修正再表示後)		
	合計	親会社 持分	非支配 持分	株主持分 に直接認 識される 収益及び 費用	損益計算 書又は投 資への振 替額	税効果	合計	親会社 持分	非支配 持分
損益に振り替えられる項目	1,376	629	747	(2,169)	126	16	(651)	(294)	(357)
金融商品の測定：	56	56	-	(3)	(64)	11	-	-	-
売却可能金融資産(注記15.1.7)	56	56	-	(3)	(64)	11	-	-	-
その他の収益/費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ(注記15.1.7)	337	(40)	377	(262)	183	5	263	(50)	313
為替換算差額(注記15.1.6)	1,054	676	378	(1,934)	-	-	(880)	(210)	(670)
持分法適用投資(注記15.1.7)	(71)	(63)	(8)	30	7	-	(34)	(34)	-
株主持分に直接認識されるその他の収益及び費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-
損益に振り替えられない項目	(515)	(469)	(46)	(32)	-	(7)	(554)	(507)	(47)
年金制度に係る数理計算上の差異(注記17.1)	(515)	(469)	(46)	(32)	-	(7)	(554)	(507)	(47)
合計	861	160	701	(2,201)	126	9	(1,205)	(801)	(404)

15.1.12. 資本管理

エンデサの資本管理は、事業の継続性を長期にわたって保証するために、資本コスト及び金融資源の利用可能性を最適化する確固とした財務構造を維持することを中心としている。この慎重な財務方針は、エンデサの流動性及び支払能力を保証する一方で十分な水準の株主価値創造を維持することを可能にするものである。

親会社取締役は、その持続的な財政状態の指標を、連結レバレッジ・レシオとみなしている。2014年及び2013年12月31日現在のこの比率の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	レバレッジ・レシオ	
	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
金融債務純額	5,420	4,337
長期有利子ローン及び借入金(注記18.1)	6,083	7,437
短期有利子ローン及び借入金(注記18.1)	1	1,127
現金及び現金同等物(注記14)	(648)	(4,145)
金融資産として認識されたデリバティブ(注記19.3)	(16)	(82)
株主持分(注記15)：	8,575	26,762
親会社持分	8,576	20,521
非支配持分	(1)	6,241
レバレッジ・レシオ(%)^(*)	63.21	16.21

(*) 金融債務純額／株主持分

近年の例外的な経済状況及びスペインの電力市場の複雑な規制の状況を考慮して、エンデサは過去数年にわたって、金融債務純額を減少させる方向に合わせた非常に慎重な財務政策を運営してきており、このことが債務純額・株主資本比率の徐々の低下をもたらしてきた。

最近の経済環境の改善並びに電力セクターの規制における可視性及び安定性の改善により、ラテンアメリカ事業の売却に関連した、準備金を取り崩しての8,253百万ユーロの特別配当金の支払い、2014年の業績に関連した総額6,755百万ユーロに上る2回の中間配当（うち、402百万ユーロは2014年12月31日現在で未払）（注記15.1.10を参照）を通じてレバレッジが高められた。

ラテンアメリカ事業の売却に関連した特別配当金の支払いには、追加での資金調達が必要ななかったが、2014年の業績に関連した臨時中間配当金の支払いに対応するために、ENEL Finance International, N.V. との間で5,500百万ユーロの資金調達手配が行われ(注記18.2を参照)、また当社の流動性資金が使用された。

当社の取締役は、上記の措置を実行した後のレバレッジ・レシオは、資本コストを最適化し、高水準の支払能力を維持していると考えている。したがって、損益予測及び投資計画を十分に考慮し、将来の配当方針では上記の資本管理目標を達成するためのレバレッジ・レシオを維持する。

2014年及び2013年12月31日に終了した年度の連結財務書類の公表日現在の信用格付機関によるエンデサの長期信用格付けは、次のとおり投資適格の水準を反映するものとなっている。

	2014年12月31日			2013年12月31日		
	短期格付け	長期格付け	見通し	短期格付け	長期格付け	見通し
スタンダード&プアーズ	BBB	A-2	安定的	BBB	A-2	安定的
ムーディーズ	Baa2	P-2	ネガティブ	Baa2	P-2	ネガティブ
フィッチ・レーティングス	BBB+	F2	安定的	BBB+	F2	見直しネガティブ

親会社取締役は、格付機関によって付与された格付けは、親会社が必要に応じて合理的な条件で金融市場にアクセスすることを可能にするものであると考えている。

15.1.13. 資金の利用可能性に対する制限及び子会社株式に対する担保権

2014年12月31日現在、エンデサの資金調達契約には、株主に利益を分配する前に準拠しなければならない条項は定められていない。2013年12月31日現在、これらの制限の対象となる借入金残高は、141百万ユーロであった。

2014年12月31日現在、債務履行の保証として担保権が設定されていたエンデサの子会社の株式はなかった。2013年12月31日現在では、141百万ユーロの担保権が子会社の株式に対して設定されていた。

15.1.14. その他の情報

ENEL出身のエンデサ上級経営者の特定メンバーは、2014年12月31日現在、ENELの株価に基づくいくつかのENELの報酬制度の恩恵を受けている。これらの制度の費用はENELが負担しており、エンデサに転嫁される金額はない。

ENELの株価に基づく報酬制度に関連して株主持分で認識された2014年度の費用は、53,942ユーロ（2013年度の費用は7,475ユーロ）であった。

15.2. 株主持分：非支配持分

注記5に記載されたラテンアメリカ事業の売却の結果、株主持分の部の非支配持分の実務的にすべての残高は、解消された。当該売却までの2014年度及び2013年度の非支配持分の関連する主要な事業は以下のとおりである。

— Companhia Energética do Ceará, S.A.への任意の株式公開買付け

2014年5月16日、Enersis, S.A. は 242百万米ドル（約181百万ユーロ）でのCompanhia Energética do Ceará, S.A.の15.18%の取得を完了し、ラテンアメリカ事業の売却日現在の同社における直接及び間接持分の合計を74.05%とした。この結果、親会社の持分が62百万ユーロ減少し、非支配持分が118百万ユーロ減少した。

— Generandes Perúの39%追加持分の取得

2014年9月3日、Enersis, S.A.はInkia Americas Holding LimitedのGenerandes Perú, S.A.における39.001%間接保有持分を421百万米ドル（約333百万ユーロ）で取得した。この取得により、Enersis, S.A. は、Edegel, S.A.A.の54.2%持分を所有しているGenerandes Perú, S.A.の100%持分を確保した。これは、Enersis, S.A.がすでにEdegel, S.A.A.において間接保有していた17.6%持分に追加する取得であった。この取引により、エンデサのEdegel, S.A.A.における実質的な所有持分は増加し、22.7%からラテンアメリカ事業の売却日時点では35.5%へと増加した。この結果、親会社の持分が112百万ユーロ減少し、非支配持分が221百万ユーロ減少した。

— ラテンアメリカ事業の売却

2014年10月23日に実施されたエンデサのラテンアメリカにおける事業の8,253百万ユーロでの売却（注記5を参照）の結果、非支配持分は6,134百万ユーロ減少した。

－ Enersis, S.A.の増資

2012年12月20日開催のEnersis, S.A. の臨時株主総会において、同社株主は1株当たり173コロンビア・ペソの価格による 16,441,606,297株の発行を通じての増資を承認した。これに対しては2013年3月28日に全額に対する申込みが行われ、増資総額は4,562百万ユーロとなったが、このうち1,796百万ユーロ（関連する取引コスト控除後では1,724百万ユーロ）が非支配株主から現金で拠出された。エンデサは、Enersis, S.A.及びEmpresa Propietaria de la Red, S.A.に対する株式保有を除き、この地域における直接的な持分を保有する企業であるCono Sur Participaciones, S.L.U.の持分の100%を拠出することでこの増資の割当部分に対する申し込みを行った。この増資の結果、2013年12月31日現在の連結財政状態計算書の株主資本は1,724百万ユーロ増加し、このうち545百万ユーロは親会社に帰属し、1,179百万ユーロは非支配持分に帰属した。この配分は、この増資においてエンデサが拠出したCono Sur Participaciones, S.L.U.に対する投資に割り当てられた価値と、エンデサの連結財務書類上の帳簿価額との間の差異によるものであった。2013年7月1日、Inversiones Sudamérica Ltda. はCono Sur Participaciones, S.L.U.を買収し、Cono Sur Participaciones, S.L.U.は清算された。Inversiones Sudamérica Ltda. はその後2013年10月11日に解散され、Cono Sur Participaciones, S.L.U.を通じてエンデサによって拠出された全ての株式はEnersis, S.A.に譲渡された。これらの取引は、エンデサの連結財務書類に影響を与えなかった。

－ ENDESA Costanera, S.A.の増資

2013年4月5日、Costanera S.A.の株主総会は最大555百万アルゼンチン・ペソ（76百万ユーロに相当）の増資を行い、その結果最大555百万株までの1株当たり額面1アルゼンチン・ペソ、1議決権付きの保管振替普通株式の新株を発行することを決議した。この増資は2013年11月21日に実施され、同社におけるエンデサの持分割合は69.76%から75.68%に増加した。この増資において、非支配持分からの現金拠出により、非支配持分は17百万ユーロ増加した。

注記16. 繰延収益

2014年度及び2013年度の連結財政状態計算書におけるこの項目の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)			
	資産に関連する 助成金	譲渡された顧客の 施設	合計
2012年12月31日現在残高 (修正再表示後)	371	4,063	4,434
増加	16	277	293
利益に計上された金額	(19)	(133)	(152)
その他	(5)	3	(2)
2013年12月31日現在残高 (修正再表示後)	363	4,210	4,573
増加	11	230	241
利益に計上された金額	(19)	(150)	(169)
売却目的保有資産に関連する負債への振替(注記5)	(2)	(27)	(29)
その他	-	(4)	(4)
2014年12月31日現在残高	353	4,259	4,612

資産に関連する助成金には、主に配電網における供給品質を改善するために締結されたパートナーシップ協定の下で受領した助成金が含まれ、このようなパートナーシップ協定は、とりわけ、産業・エネルギー・観光省及び地域政府との間で配電設備の建設に関連して締結された。

顧客より譲渡された施設には、主に顧客によって譲渡された配電施設の評価額、並びに新規供給及び既存の送電網の拡張を可能にするために必要な施設への中継及び拡張権に関して公的機関以外の第三者から受領した収益が含まれている。この収益は2000年までは送電網接続に関する規則を定め関連する規則を承認した1982年10月15日付政令第2949/1982号、そして2001年以降は、送電、配電、供給及び承認手続きを規制する2000年12月1日付政令第1955/2000号による規定に従ったものであり、要求される電圧及び容量に従って、法的限度内で配電企業に義務付けられる拡張及び接続権からの収益、並びに開発企業からの拠出に帰せられた拡張及び接続権からの収益から構成される。

注記17. 長期引当金

2014年及び2013年12月31日現在の連結財政状態計算書に計上されている長期引当金の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
年金及び類似債務引当金(注記17.1)	1,140	1,120
リストラクチャリング引当金	720	578
人員削減計画(注記17.2.1)	386	578
契約の停止(注記17.2.2)	334	-
その他の長期引当金(注記17.3)	1,731	1,798
合計	3,591	3,496

17.1. 年金及び類似債務引当金

2000年10月25日付の包括協定に基づき含められたエンデサ各社のスペイン国内の従業員は、エンデサ従業員年金制度の加入者である。ほとんどの従業員は、退職に関する確定拠出制度、並びに勤続中の恒久的障害及び死亡に関する確定給付制度に加入している。

しかし、上記の一般的な制度に含まれていない、人数が制限された（すなわち、新入社員を含めることができない）2つの大きな従業員グループがある。これらのグループは、以下のとおりである。

—旧エンデサの電力部門従業員

旧従業員向けの定年退職、永久障害及び死亡に関する確定給付年金制度。退職給付の確実性及びその全額の付保により、関連するリスクは解消されている。その他の給付も、保険契約により保証されている。したがって、退職した従業員の死亡に関する場合を除き、この制度に必要なモニタリングは上記の混合的制度に必要なものと実質的に異なるものではない。

—Fecsa/Enher/HidroEmpordáの従業員

消費者物価指数（CPI）に連動する各年度の昇給を織り込んだ確定給付年金制度。この制度は、確定給付制度と全く同様に扱われている。支払義務のある給付全額を保証する保険金1回払いの保険の付保が2011年に行われ、それによってこのグループに対する将来のあらゆる義務が解消された。

また、定年退職した従業員に対する、主に電力供給に関連した一定の給付債務がある。これらの債務は外部に手当てされておらず、関連する内部引当金により賄われる。

2013年12月31日現在及びラテンアメリカ事業売却（注記5を参照）の日まで、スペイン国外では、アルゼンチン、ブラジル、チリ及びコロンビアで別々の確定給付債務を有しており、これらも関連する内部引当金で賄われる。ブラジルでは、エンデサの従業員は子会社が推進する特定の年金制度の加入者であった。

スペインでは、エンデサの年金制度は、年金制度及び基金を統制する2004年2月20日付の政令第304/2004号の第69.3条の下で適用される、それぞれの法律における管理及びリスクに関する仮定に対する一般的な制約に従って管理されている。これらの法律の規定に従って、各基金の統治機関は遂行されるリスク管理を定義した具体的な文書を承認している。現在、エンデサ・グループ会社が運営している基金は、投資に固有なリスク以外には具体的なリスクを引き受けていない。

- － 株式投資のリスクは、関連資産の価格のボラティリティ（変動）の潜在的な影響から発生し、これは固定利付債券のリスクよりも大きい。
- － デリバティブ金融商品への投資のリスクは、関連するレバレッジの程度に従って発生し、これによりデリバティブ金融商品は原資産（基準資産）の価格の変動の影響を特に受けやすくなる。
- － スペインにおけるユーロ以外の通貨建ての資産に対する投資は、為替レートの変動に関連した追加的なリスクを負担する。このリスクは、ミューチュアル・ファンド又はオープンエンド型集団投資スキーム（以下本第6において「SICAV」という。）の場合には投資をOECD加盟国であるEU加盟国の通貨に投資を限定し、通貨ヘッジが行われるユーロ以外の通貨を基金の純資産の20%に限定することによって、かついずれの場合においても管理会社によって通貨エクスポージャーを管理することによって、可能な限り最小化される。一部の場合には、フルヘッジが採用される。
- － 効率が低く流動性が乏しい市場で行われた、売買が可能ではない資産は、使用されたアプローチ及び比較する市場価格の欠如から発生する測定リスクをもたらす。

2014年及び2013年12月31日現在の無保険の確定給付債務に関する数理計算上の負債を算定する際に使用された仮定は、以下のとおりである。

	スペイン		チリ		ブラジル		コロンビア		アルゼンチン(2)		ペルー	
	2014	2013	2014 (1)	2013	2014 (1)	2013	2014 (1)	2013	2014 (1)	2013	2014 (1)	2013
金利	2.06%	3.61%	5.00%	5.40%	11.83%	12.19%	7.13%	7.25%	5.50%	5.50%	6.55%	6.80%
死亡生存表	PERM/F 2000	PERM/F 2000	RV- 2004	RV- 2004	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2004	RV 2004
制度資産の期待運用収益率	2.06%	3.61%	N/A	N/A	11.83%	12.19%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
昇給率	2.30%	2.30%	3.0%	3.0%	7.61%	5.50%	4.0%	3.0%	-	-	3.0%	3.0%

- (1) ラテンアメリカ子会社に係る情報は、売却（注記5を参照）前の最後の財務書類の日付時点のこれらの契約債務の評価額に従って提供されている。
- (2) データは実質価格による。

スペイン国内の債務の割引に適用した金利は、「AA」の信用格付けを有する会社が発行した社債の利回りを用いて構成されたカーブから導いたものであり、それぞれの債務から発生する義務が決済される期間の見積りに基づいている。ラテンアメリカ諸国については、主にソブリン債の銘柄の利回りを使用して作成したカーブが使用され、それぞれの約定から発生する債務が決済される見積期間に基づいていた。

確定給付債務に関連する数理計算上の負債と制度資産の市場価値との差額の結果、連結財政状態計算書に含まれた残高の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
数理計算上の負債	1,875	2,217
制度資産	(735)	(1,171)
差額	1,140	1,046
IFRIC第14号及びIAS第19号57 (b) 項の 採用による積立超過の制限	-	58
数理計算上の負債に関連して認識された不足 額	1,140	1,104

2014年及び2013年12月31日現在の連結財政状態計算書において認識された金額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
年金及び類似債務に関する長期引当金	1,140	1,120
貸付金及び債権	-	(16)
数理計算上の負債に関連して認識された不足 額	1,140	1,104

2014年及び2013年12月31日現在の地域別の確定給付債務に関連する数理計算上の純負債及びこの2年間における変動の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)						
	2014年					
	スペイン	チリ	ブラジル	コロンビア	アルゼンチン	合計
期首数理計算上の純負債	780	59	150	105	10	1,104
正味利息(注記30)	28	2	4	4	1	39
当期勤務費用	16	1	-	-	-	17
当期支払給付	-	-	-	-	-	-
当期の拠出	(38)	(4)	(9)	(7)	(1)	(59)
その他の変動	(27)	1	1	4	(2)	(23)
人口統計上の仮定の変更から発生した数理計算上の損失（利益）	-	-	-	-	-	-
財務上の仮定の変更から発生した数理計算上の損失（利益）	402	-	-	-	-	402
実績を反映した調整から発生した数理計算上の(利益)損失	(9)	-	-	-	-	(9)
利息費用を除外した、制度資産に係る実際運用益	(9)	-	-	-	-	(9)
資産上限額の変動	-	-	2	-	-	2
為替換算差額	-	(4)	14	3	(2)	11
売却目的保有固定資産に関連する負債への振替(注記5)	(3)	(55)	(162)	(109)	(6)	(335)
期末数理計算上の純負債	1,140	-	-	-	-	1,140

(単位：百万ユーロ)						
	2013年(修正再表示後)					
	スペイン	チリ	ブラジル	コロンビア	アルゼンチン	合計
期首数理計算上の純負債	723	63	209	122	8	1,125
正味利息(注記30)	28	3	18	9	-	58
当期勤務費用	16	2	2	-	-	20
当期の拠出	(41)	(6)	(23)	(15)	(1)	(86)
その他の変動	19	1	1	-	-	21
人口統計上の仮定の変更から発生した数理計算上の損失(利益)	-	-	-	-	-	-
財務上の仮定の変更から発生した数理計算上の損失(利益)	31	9	(158)	2	-	(116)
実績を反映した調整から発生した数理計算上の(利益)損失	35	2	1	1	6	45
利息費用を除外した、制度資産に係る実際運用益	(31)	-	116	-	-	85
資産上限額の変動	-	-	7	-	-	7
為替換算差額	-	(15)	(23)	(14)	(3)	(55)
連結の範囲の変更。	-	-	-	-	-	-
期末数理計算上の純負債	780	59	150	105	10	1,104

2014年及び2013年12月31日現在の地域別の確定給付債務に関連する数理計算上の負債及びこの2年間における変動の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)						
	2014年					
	スペイン	チリ	ブラジル	コロンビア	アルゼンチン	合計
期首数理計算上の負債	1,506	59	537	105	10	2,217
金融費用	54	2	31	4	1	92
当期勤務費用	16	1	-	-	-	17
当期支払給付	(63)	(4)	(24)	(7)	(1)	(99)
その他の変動	(27)	1	1	4	(2)	(23)
人口統計上の仮定の変更から発生した数理計算上の損失（利益）	-	-	-	-	-	-
財務上の仮定の変更から発生した数理計算上の損失（利益）	402	-	-	-	-	402
実績を反映した調整から発生した数理計算上の(利益)損失	(9)	-	-	-	-	(9)
為替換算差額	-	(4)	81	3	(2)	78
売却目的保有固定資産に関連する負債への振替(注記5)	(4)	(55)	(626)	(109)	(6)	(800)
期末数理計算上の負債	1,875	-	-	-	-	1,875

(単位：百万ユーロ)						
	2013 (修正再表示後)					
	スペイン	チリ	ブラジル	コロンビア	アルゼンチン	合計
期首数理計算上の負債	1,403	63	790	122	8	2,386
金融費用	54	3	70	9	-	136
当期勤務費用	16	2	2	-	-	20
当期支払給付	(51)	(6)	(50)	(15)	(1)	(123)
その他の変動	18	1	1	-	-	20
人口統計上の仮定の変更から発生した数理計算上の損失（利益）	-	-	-	-	-	-
財務上の仮定の変更から発生した数理計算上の損失（利益）	31	9	(158)	2	-	(116)
実績を反映した調整から発生した数理計算上の(利益)損失	35	2	1	1	6	45
為替換算差額	-	(15)	(119)	(14)	(3)	(151)
連結の範囲の変更。	-	-	-	-	-	-
期末数理計算上の負債	1,506	59	537	105	10	2,217

2014年度及び2013年度における、地域別の各制度グループの確定給付制度資産の市場価値の変動は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)						
	2014年					
	スペイン	チリ	ブラジル	コロンビア	アルゼンチン	合計
期首の市場価値	726	-	445	-	-	1,171
期待運用収益	26	-	27	-	-	53
当期の拠出	38	4	9	7	1	59
当期支払給付	(63)	(4)	(24)	(7)	(1)	(99)
数理計算上の(損失)利益	9	-	-	-	-	9
為替換算差額	-	-	67	-	-	67
売却目的保有固定資産に関連する負債への振替(注記5)	(1)	-	(524)	-	-	(525)
期末の市場価値	735	-	-	-	-	735

(単位：百万ユーロ)						
	2013 (修正再表示後)					
	スペイン	チリ	ブラジル	コロンビア	アルゼンチン	合計
期首の市場価値	680	-	627	-	-	1,307
期待運用収益	25	-	57	-	-	82
当期の拠出	41	6	23	15	1	86
当期支払給付	(51)	(6)	(50)	(15)	(1)	(123)
数理計算上の(損失)	31	-	(116)	-	-	(85)
為替換算差額	-	-	(96)	-	-	(96)
期末の市場価値	726	-	445	-	-	1,171

2013年及び2014年12月31日現在の確定給付型制度資産の主なクラスの資産合計に対する割合は、以下のとおりであった。

	割合 (%)	
	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
株式	29	22
固定利付資産	63	66
投資不動産及びその他	8	12
合計	100	100

固定利付商品の公正価値の地域別の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

国	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
スペイン	230	300
イタリア	77	65
フランス	23	23
英国	17	13
米国	17	11
ドイツ	14	9
オランダ	9	16
ブラジル	5	308
ルクセンブルグ	5	6
ベルギー	3	6
その他	63	16
合計	463	773

2014年及び2013年12月31日現在、ソブリン債務商品に投資されていた確定給付制度資産の価値は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

国	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
スペイン	158	204
イタリア	43	35
ドイツ	7	7
ベルギー	2	4
フランス	3	6
オランダ	1	4
ブラジル	-	308
その他	22	14
合計	236	582

2014年12月31日現在の確定給付年金制度資産に含まれるENELグループの株式と債券は22百万ユーロ（2013年12月31日現在では6百万ユーロ）である。2013年12月31日現在の確定給付制度には、再調整制度から生じたエンデサからの譲渡可能な売掛金が5百万ユーロ及びエンデサのブラジル国内の子会社が使用している不動産が46百万ユーロが含まれていた。

株式及び債券には活発な市場における相場価格が存在する。制度資産の期待収益率は、主要な債券及び株式市場に関する予測を考慮に入れ、様々な資産クラスが前年のものと同様なウェイトを有することを仮定して見積もられた。2014年度の実際の運用収益率はスペインがプラス7.1%で、他の国は、事業売却（注記5を参照）の前の最後の財務書類までを反映してプラス7.8%であった（2013年度はスペインがプラス9.26%で、他の国はマイナス5.59%）。

現時点では、制度では資産・負債のマッチング戦略は使用されていない。投資戦略及びリスク管理は、厳格にすべての制度加入者の利益のためにある。

2014年12月31日現在、予測債務フローに基づいて計算された加重平均デュレーションは17.6年（2013年12月31日現在は15.3年）であり、確定給付債務の支払予定は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

国	2014年12月31日	2013年12月31日 (修正再表示後)
1年目	50	111
2年目	57	110
3年目	64	115
4年目	68	120
5年目	66	126
合計	305	582

確定給付年金債務に関連する連結損益計算書における金額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年(修正再表示後)
当期費用(注記27)(*)	(18)	(20)
純金融費用(注記30)(**)	(45)	(58)
合計	(63)	(78)

(*) 2014年度の当期費用には継続事業についての16百万ユーロ（注記27を参照）及び非継続事業についての2百万ユーロ（2013年度は、それぞれ16百万ユーロ（注記27を参照）及び4百万ユーロ）が含まれる。

(**) 2014年度の純金融費用には継続事業についての28百万ユーロ（注記30を参照）及び非継続事業についての17百万ユーロ（2013年度は、それぞれ28百万ユーロ（注記30を参照）及び30百万ユーロ）が含まれる。

連結損益計算書に配分された当期費用には、早期退職を選択した従業員に関連した当期費用が、2014年度には7百万ユーロ（全額が継続事業によるものであった）、2013年度には9百万ユーロ（注記27を参照）含まれており、これらは、以前にリストラクチャリング引当金繰入に認識されたが、当年度中に年金債務に振り替えられている。

確定給付年金債務に関連する添付の連結損益計算書における金額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年(修正再表示後)
制度資産の期待運用収益率	(45)	85
数理計算上の(損失)利益	448	(71)
IFRIC第14号及びIAS第19号57 (b) 項の採用による積立超過の制限の変動	6	18
合計	409	32

(*) 継続事業に関連する確定給付債務の金額は、2014年は384百万ユーロであった（2013年はこの金額の全額が継続事業に関連していた）。

入手可能な最善の見積りに基づく2015年度の確定給付制度へ拠出金の予測は、約45百万ユーロとなっている。

2014年及び2013年12月31日現在、主な数理計算上の仮定を50ベース・ポイント変動させ、他の変数を一定に据え置いた場合の年金数理計算上の債務の価額の感応度は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

仮定	2014年12月31日		2013年12月31日(修正再表示後)	
	50 b.p.の上昇	50 b.p.の低下	50 b.p.の上昇	50 b.p.の低下
金利	(137)	142	(142)	160
消費者物価指数(CPI)(*)	71	(71)	71	(71)

(*) 見積昇給率に係る指標の変化率

確定拠出制度に対する拠出は、連結損益計算書の従業員給付費用において認識されている。これに関連して、2014年度及び2013年度にそれぞれ52百万ユーロ及び47百万ユーロが認識され、その全額が継続事業によるものであった（注記27を参照）。加えて、2014年度及び2013年度にそれぞれ33百万ユーロ及び42百万ユーロが拠出されたが、これは以前は、リストラクチャリング費用に関する引当金に含まれていたものであり、全額が継続事業によるものであった。

17.2. リストラクチャリング引当金

連結財政状態計算書に含まれる、リストラクチャリング計画に関する引当金は、エンデサの従業員との団体協約又は個別契約の結果であり、当社はこれにより、両当事者間の合意によって雇用が終了する又は雇用の取決めが中断する場合に、将来の対価を給付することを約束している。

17.2.1. 職員リストラクチャリング計画

2014年12月31日現在、基本的に3種類の計画が実施中であった。

- 1999年の会社再構築以前に旧会社により承認された職員リストラクチャリング計画
これらのリストラクチャリング計画に従業員が利用するための期限は経過しており、したがって、この義務のほぼ全部が当社を退職した従業員に係るものである。この制度の評価に当たっては、合計888人の従業員が考慮に入れられた（2013年12月31日現在は1,281人）。
- 2000年に承認された希望退職制度
当制度は、2005年12月31日現在で関係するグループ会社に最低10年間勤続していた従業員に適用される。2005年12月31日現在で50歳以上の従業員には、60歳で早期退職する権利が付与された。かかる従業員は、会社との間に合意があることを条件に、50歳から60歳までに制度に申込することができる。当制度の評価に当たっては合計1,714人の従業員が考慮され、うち1,582人が早期退職を選択した（2013年12月31日現在はそれぞれ2,261人及び1,978人）。当制度が2005年12月31日現在で50歳未満の従業員に適用されるためには、従業員からの書面による申込及びそれに対する会社の承諾が必要となる。人員削減制度に申込をした50歳未満の従業員は、勤続1年当たり給料45日分の雇用終了給付に加えて、2005年12月31日現在の当該従業員の年齢に応じて1年又は2年分の年間給与支払額の加算金を受け取る。
- 2006年から2012年の鉱山労働者の制度
従業員は、2006年から2012年の間に52歳（物理的に又は同等な年齢）に達した時に、同日現在で最低3年間勤続しており、かつ、減少係数が適用される職務に8年間就いていたことを条件に、当制度に申込をする権利が付与される。従業員及び会社の相互の合意によって、従業員は当制度に申込できる。当制度の評価に当たっては合計895人の従業員が考慮され、うち866人が早期退職を選択した（2013年12月31日現在はそれぞれ897人及び868人）。これらの早期退職制度に申し込んだ従業員に適用される経済的条件は、基本的に以下のとおりである。
- 当社は、雇用契約終了日から失業給付のための拋出が終了した後の退職が可能となる最初の日まで、かつ最大で定年到達に基づく従業員の権利が確定するまで、最終年度の給与に基づきかつ消費者物価指数（CPI）に合わせて見直される雇用終了給付を従業員に支給する。
- 退職前に受領した失業給付金及びその他の公的早期退職給付は、上記の結果生じた金額から控除される。

2014年度及び2013年度の人員削減計画引当金の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 (修正再表示後)
期首残高	578	854
損益計算書に費用計上された金額	7	(62)
人件費(注記27)	(46)	(64)
純金融利益/(損失)	53	2
短期への振替及びその他	(198)	(214)
売却目的保有固定資産に関連する負債への振替 (注記5)	(1)	-
期末残高	386	578

2014年12月31日現在の連結財政状態計算書における短期引当金には、2015年に支払われると予想される人員削減に関する引当金253百万ユーロ（2013年12月31日現在は323百万ユーロ）も含まれている（注記24を参照）。

これらの負債は、すべてスペイン国内のエンデサ各社が署名した人員削減計画によるものである。

これらの集团的雇用人員削減手続に基づき発生する債務の数理計算に使用された仮定は、以下のとおりである。

	2014年12月31日	2013年12月31日
金利	0.87%	1.72%
消費者物価指数(CPI)	2.3%	2.3%
死亡生存表	PERM/F 2000	PERM/F 2000

2014年及び2013年12月31日現在、主な数理計算上の仮定を50ベース・ポイント変動させ、他の変数を一定に据え置いた場合のリストラクチャリング計画に係る数理計算上の債務の価額の感応度は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日		2013年12月31日	
	50 b.p.の上昇	50 b.p.の低下	50 b.p.の上昇	50 b.p.の低下
金利	(18)	20	(23)	25
消費者物価指数(CPI)(*)	6	(6)	8	(8)

(*) 見積昇給率に係る指標の変化率

17.2.2. 2013年－2018年希望停職又は希望退職契約

12月3日、エンデサ及び従業員の代表は「エンデサ・エセ・アー及びその電力子会社のための保証の包括協定に基づく2013年－2018年における希望停職又は希望退職契約」を締結し、同契約は2013年12月29日の雇用省による決定事項の中で登録され、2014年1月24日付の官報（BOE）で公表された。この契約はこの期間に実施される組織再編成プロセスによって影響を受ける従業員に適用される。

この契約は2つのグループに焦点を当てたものであり、それぞれについて次の施策を想定しており、適用には会社と従業員の相互合意が必要不可欠となる。

- － 50歳未満の従業員に対しては、この契約は従業員が雇用契約を解消し、退職金の支払いを会社が認める可能性を想定している。
- － 50歳以上の従業員に対しては、この契約は従業員が1年間雇用契約を停止し、この停止期間に通常の賃金を支払うことを会社が認める可能性を想定している。この停止は、従業員と会社のいずれも当該従業員の復帰を要求しないことを条件に、従業員の通常の退職の日まで、1年ごとに更新することができる。

エンデサが着手したリストラクチャリング及び事業再編計画の結果、2014年12月30日、当社は従業員労働組合代表との間で、2014年に関して締結した222名の雇用を停止する契約及び計画に規定されている250名の追加契約について、当該契約の今後の年次更新において会社への復帰を要求する権利を行使しないことを保証する契約を締結した。

2014年12月31日現在、この契約に従って雇用契約を停止している222名の従業員がいるが、当社はさらに250名の従業員に雇用契約の停止を申し出ることを確約しており、このうち63名がすでに当連結財務書類の日現在で停止契約に署名していた。この項目の債務を賄うために2014年12月31日現在で計上されている引当金は345百万ユーロであり、このうち334百万ユーロは職員リストラクチャリング計画に係る長期引当金、11百万ユーロは職員リストラクチャリング計画に係る短期引当金として認識されており（注記24を参照）、これらの引当金は2014年12月31日より前に従業員との間で締結した、又は従業員代表に保証したすべての雇用契約停止契約を対象としている。これらの引当金は、2014年12月31日まで保証した約定に従って雇用契約が停止されることを会社が阻むことができない期間中に、会社が保証する総コストを賄う。

2013年12月31日現在では、この契約に従って雇用契約の停止も雇用契約の停止の保証もなかった。

2014年度のこれらの長期引当金の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年
期首残高	-
損益計算書に費用計上された金額	349
人件費(注記27)	349
使用額	(15)
振替及びその他	(15)
期末残高	334

雇用契約停止契約に基づき発生する債務の数理計算に使用された仮定は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年
保証の将来の増加	1.8%
医療費の増加	3.5%
その他の項目の増加	2.3%
割引率	1.01%
死亡生存表	PERM/F 2000

17.3. その他の引当金

2014年度及び2013年度の連結財政状態計算書におけるこの項目の変動及び構成は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	訴訟、雇用終了給付 及び法律上又は契約 上のその他の義務に 関する引当金	設備閉鎖費用 引当金	小計
2013年12月31日現在残高 (修正再表示後)	1,056	742	1,798
当年度に費用計上された引当金の純額	(52)	37	(15)
有形固定資産に損失計上された引当金純額 (注記7)	9	250	259
支払	(82)	(7)	(89)
為替換算差額	13	(1)	12
振替及びその他	52	8	60
売却目的保有固定資産に関連する負債への 振替(注記5)	(261)	(33)	(294)
2014年12月31日現在残高	735	996	1,731

(単位：百万ユーロ)

	訴訟、雇用終了給付 及び法律上又は契約 上のその他の義務に 関する引当金	設備閉鎖費用 引当金	小計
2012年12月31日現在残高(修正再表示後)	987	1,231	2,218
当年度に費用計上された引当金の純額	191	(3)	188
有形固定資産に損失計上された引当金純額 (注記7)	-	(373)	(373)
支払	(83)	(16)	(99)
為替換算差額	(50)	(5)	(55)
振替及びその他	11	(92)	(81)
売却目的保有固定資産に関連する負債への 振替(注記5)	-	-	-
2013年12月31日現在の残高(修正再表示後)	1,056	742	1,798

発電所の種類別の廃止費用に関する引当金の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
原子力発電所(注記3a及び7)	561	469
その他の発電所	266	100
計器の廃棄	77	85
鉱山の廃棄	92	88
合計	996	742

従来の産業計画では新規発電所の建設のために用地を使用することが想定されていたのに対して、現在の産業計画にはこの可能性が含まれていないために解体費用が大幅に増加したことから、2014年度には多数の発電所の解体引当金が増額された。

2013年には、原子力発電から発生した使用済核燃料及び放射性廃棄物に係る税金に関して、最終的な閉鎖の環境を修正した2013年10月29日付の法第16/2013号で導入された修正に従って、原子力発電所の閉鎖に関する引当金の金額は、使用済核燃料部分について再評価され、有形固定資産に利益計上された（注記7を参照）。

訴訟及び仲裁

当連結財務書類の公表承認日現在、エンデサ各社が関与していた主な訴訟及び仲裁手続は、以下のとおりである。

- － カタルーニャにおける森林火災に関連して、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.を被告とする3件の訴訟が進行中である。これらの訴訟により、合算して34百万ユーロを超える様々な損害賠償請求に対する支払義務が発生する可能性がある。カタルーニャの自治州政府は、2007年7月23日のバルセロナ市内の停電に関連してEDEを被告として提起された違反手続の結果、10百万ユーロの罰金を課した。この罰金は、カタルーニャ上級司法裁判所の判決により2012年9月3日に確認された。最高裁判所による司法上の審査を求める上告が、2012年11月16日に申し立てられた。
- － 2008年5月8日、スペインの最高裁判所は、Iberdrola, S.A.が提出した司法審査の申立て第825/2002号に対して下した、2001年中の競争移行費用（CTC）を規制した2002年10月29日付命令を無効としたスペインの高等裁判所の判決を無効とするエンデサの申立てについて裁定を下した。最高裁判所は、高等裁判所の判決の取消しを求めるエンデサ・エセ・アーの申立てを棄却した。この決定の実施がエンデサ・エセ・アーに重大な経済的影響を及ぼすことは予想されていない。他の理由もある中でも特に、この決定は可能性のある競争移行費用の金額に言及しておらず、エンデサ・エセ・アーがElectra de Viesgo, S.L.の売却によって得た帳簿上のキャピタル・ゲインの総額に照らして、競争移行費用に関連する一定のキャピタル・ゲインが存在すると認められる旨を明記するのに止まっており、この決定及び最高裁判所への上告に関する決定はいずれも、エンデサ・エセ・アーに対する潜在的影響の計算の基礎とすることが可能な金額を明記していないからである。
- － Josel, S.L.社は、2009年1月に、計画状況が変更された特定の不動産の、売却の破棄を求めてENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.を訴えた。原告は、85百万ユーロに利息を加えた補償を求めた。2011年5月9日には、第一審裁判所が売買契約を破棄し、支払われた代金の補償を付随的に認めた。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、売却代金に利息、費用及び税を加えた返金を命じられた。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.は、2011年5月20日にパルマ・デ・マリオルカ地方控訴裁判所への控訴を行い、同裁判所は、2012年に下した判決において控訴の主張を容認した。しかし、原告は最高裁判所に司法上の審査を求める上告を申し立てた。この上告は2014年6月13日の決定において容認され、2014年7月16日に通知された。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、決定の発令を受け、決定の経済的影響の予備的評価を行うための当該土地の鑑定を独立の第三者に委託した。しかし、計画の実施後に原不動産の所有権が地方政府に移転しているため、決定の影響の評価が現在も続けられている。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、憲法裁判所への上訴申立て前に、請求棄却の申立てを提出した（注記7.1を参照）。

- － スペインの市場及び競争委員会（CNMC）は、2009年4月2日付の命令により、給電ポイント情報システム（以下スペイン語の略称に従い「SIPS」という。）への配電業者Céntrica Energía, S.L.のアクセスに条件を課すことによってその優越的地位を濫用し、また、自社グループ内の給電会社である ENDESA Energía, S.A.U. にCéntricaの企業顧客情報を開示したことを理由として、競争法第6条及び欧州共同体設立条約第82条の違反に対する15百万ユーロの罰金を ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. に課した。2011年5月26日、スペイン高等裁判所はCNMCの決定を支持する判決を下した。この判決に対する最高裁判所への上告が、2011年6月17日に行われた。手続は決定を待っている段階にあり、罰金の執行は一時的に停止された。2014年12月2日、最高裁判所は、 ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. が申し立てた上告を棄却した。
- － 2010年1月20日には、2009年4月のCNMCの決定に関連してCéntrica Energía, S.L. が ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. を提訴した。Céntricaは、2006年10月9日に大量アクセスを請求した時点で情報にアクセスしていた場合に得ていたであろうと同社が考える評価額を訴状に記載した。請求の評価額は5百万ユーロである。バルセロナ商事裁判所第2法廷は、2011年1月20日に、3百万ユーロに減額した損害賠償をCéntrica Energía, S.L. に認めた。 ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、この判決に対して控訴した。2012年5月3日、バルセロナ地方控訴裁判所はこの控訴を棄却した。この決定に対する上告が行われたが、最高裁判所の2014年6月4日の決定によって棄却され、2014年7月18日に通知された。
- － 2009年5月11日に、産業・エネルギー・観光省は2007年12月の放射性粒子の漏出に関連して、アスコーI原子力発電所の運営者としての ENDESA Generación, S.A.U. が1964年4月29日付1964年原子力エネルギー法（法律第25/1964号）に対する4件の重大な違反を犯したことに基づき、合算して15百万ユーロの4件別々の罰金を同社に課す命令を下した。司法審査を求めるスペインの高等裁判所への申立てが行われた。加えて、エネルギー政策及び鉱山局長は、同一の事故に関連する軽微な違反に対し合算して合計90千ユーロの2件の罰金を課した。これらの罰金については、行政手続において及びその後司法審査において争われた。スペインの高等裁判所は、2009年12月1日に ENDESA Generación, S.A.U.の申立てを容認し、争われた決定の執行を停止した。 ENDESA Generación, S.A.U.は、罰金の価額15百万ユーロを賄う銀行保証の裁判所への差入れを行った。抗告の対象となった主な争点に関する決定は、まだ下されていない。裁判所は、2010年9月14日以降、判決を言い渡す手続を進めている。2011年4月6日、スペインの高等裁判所は、同一の刑事手続（111/2011号）がガンデーザの裁判所に係属している間、抗告手続を停止することを決定した。前記の手続は現在もガンデーザの裁判所で続けられている。2014年9月、高等裁判所は刑事手続の状況に関する情報をガンデーザの裁判所に求め、ガンデーザの裁判所は、依然として準備手続を続行している旨を回答した。このため、行政事件訴訟手続も停止されたままとなっている。

- ー 2009年6月24日、CNMCの調査部門は、2007年7月3日付独占禁止法15/2007第1条及び欧州連合の機能に関する条約 第101条違反を理由に、エンデサ・エセ・アーを含む配電会社数社に対する告訴の手続きを行った。この違反は、スペインの電力供給市場における競争を妨害、制限又は歪曲するために手配されるおそれがあったと競争法当局が申立てた談合から成っていた。CNMCが開始した違反手続は、利用者が供給者を変更できる手続を遅くするための違法な取決めが配電会社の間で行われたかどうかを確認することに向けられていた。この手続の範囲はその後、当事者（電力業界の団体である Asociación Española de Industria Eléctrica - UNESAを含む。）及び告発（大手顧客を引き付けるための謀議の可能性が含まれた。）の点で拡大した。エンデサ・エセ・アーは、2011年5月13日付のCNMC理事会の決定により、27百万ユーロの罰金を課された。司法審査の申立てがスペインの高等裁判所に提出され、同裁判所は、仮処分を求めるエンデサの申立てを認めて、2011年9月15日付命令において罰金の執行を停止した。2013年12月、高等裁判所は、「一事不再理」の原則に基づいて起草された申立てに照らして、最高裁判所に係属中の給電ポイント情報システム（SIPS）に関する事件（上告229/2009号）における同裁判所の決定までの間、手続を停止することを決定した。最高裁判所は2014年12月2日に判決を下し、給電ポイント情報システム（SIPS）に関するエンデサの上告（上告229/2009号）を棄却した。最高裁判所は、電力業界団体UNESAの調査に関する命令を斥け、ひいては、検査の過程で収集され、主張される違反行為の立証に使用されたすべての証拠を斥ける決定も2014年12月10日に下した。エンデサは、上告の対象となった罰金の決定を覆すよう高等裁判所に申し立てた。手続は現在、決定及び判決の期日を待っている段階である。
- ー 2009年6月24日、ENDESA Generación, S.A.U.は、Lafortunada-Cinquetaの水力発電所コンセッションを50百万ユーロでCorporación Acciona Hidráulica, S.L. に売却した。コンセッションの当初の期間はその前に満了していたが、延長を付与する旨の現在の農業・食糧・環境省によるコミットメントが存在した。2013年5月16日、ENDESA Generación, S.A.U. は、コンセッションの満了を宣言するための手続きを命じる水担当局長の決定の通知を受けた。2013年6月14日、本件コンセッションが2061年に満了する別の水力発電所運営コンセッション（Cinca水力発電所コンセッション）とともに運営されなければならないものであることを説明する技術的報告書を添えた抗告が、産業・エネルギー・観光省に提出された。Corporación Acciona Hidráulica, S.L.は、コンセッションの延長又は新たなコンセッションの付与に関する正式決定の期限が到来したため、契約を取り消す同社の権利を行使するとともに、支払った対価の返還に必要な文書への署名を約束する旨、並びにそれに応じて、支払った価格に利息を加えた金額から当該期間中に得た営業利益を控除した金額の払戻しを求める旨の、正式な通知をENDESA Generación, S.A.U. に送付した。2014年12月19日、ENDESA Generación, S.A.U. と Corporación Acciona Hidráulica, S.L. は、Lafortunada-Cinqueta水力発電所コンセッションの売買を解除する証書に署名した。この証書には、エンデサがCorporación Acciona Hidráulica, S.L. に（2014年9月30日に合意された算式を適用することによって決定された）37百万ユーロを払い戻す一方、Corporación Acciona Hidráulica, S.L. がエンデサに発電所の所有権を返還すること、及び、金銭に関連する目的上は2014年10月1日を発効日とすることが定められた。

- CNMCは、2010年5月に、競争法違反の可能性を根拠としてスペイン電力施設事業者連盟（以下「FENIE」という。）が提出した申立てに対応して、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. 及びその他の電力公益事業者に対する違反手続を開始した。2011年11月には、マヨルカの地理的地域に関する類似した理由に基づく別の手続もENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. に対して提起された。CNMCは、2012年2月22日に、入札者にその申込の技術的及び経済的条件を知らせる一方で予約されていない施設に関する入札を行うという、電力施設市場での違法な行動の主張を理由とする、23百万ユーロの罰金を課す決定をENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. に通知した。2012年4月26日、CNMCはマヨルカに関する事件について1百万ユーロの罰金を科した。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、両方の罰金に対する抗告をスペインの高等裁判所に申し立て、同裁判所は、それぞれ2012年5月21日及び7月3日に言い渡された決定においてこの罰金の支払を停止した。高等裁判所は、2013年12月23日、マヨルカの事件（以下「ASINEM」という。）に関する抗告を一部支持するとともにCNMCに罰金の減額を命じる決定を下した。同当局はこの決定に対する上訴を申し立てた。電力施設管理事業者全国連盟（FENIE）が関係する手続に関する23百万ユーロの罰金に対して申し立てられた行政事件訴訟は、2013年12月2日の決定によって退けられた。この判決に対する司法審査の申立てが、最高裁判所に提出された。最高裁判所はこの申立てを受理し、事件は判決を待っている段階である。
- 2010年7月1日、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、その送電網（主に本土外の系統）をRed Eléctrica de España, S.A.U. に売却することを法的に強制された。価格は1,412百万ユーロであったが、CNMCが2013年12月31日より前に報酬を減少させる決定を行った場合における価格調整が含まれていた。Red Eléctrica de España, S.A.U. は、（2013年12月28日に政府官報で公告された）命令ITC/2443/2013号が、契約で想定されたものよりも少ない最終的な報酬を島嶼部の送電網について定めており、したがって調整が正当化されると考えたため、2014年7月21日に、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. を被申立人とする仲裁を民事・商事仲裁裁判所（CIMA）に申し立てた。Red Eléctrica de España, S.A.U. は、仲裁裁判所が構成された後の2015年1月29日に、94百万ユーロを請求するその主張を提出した。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、この手続きにおいてRed Eléctrica de España, S.A.U. の請求に対する異議を申し立て、その利益を防御する意向である。異議申立書提出の期限は2015年3月16日となっている。
- CNMCは、2010年11月4日に、競争法第3条違反、すなわち、政府が認可する最終供給保障の料金の適用を受ける権利を有しない顧客に、2009年4月3日付政令第485/2009号に基づき要求されるもの以外の契約条件を適用したことに関して、配電会社であるENDESA Energía XXIに対する違反手続を開始した。2012年6月12日、CNMCは競争法第3条の違反の主張を理由とする5百万ユーロの罰金をENDESA Energía XXI, S.L.U. に課す決定を発行した。2012年7月、ENDESA Energía XXI, S.L.U. はこの決定に対する抗告をスペインの高等裁判所に申し立てるとともに罰金の執行の一時停止を求め、当該執行は実際に停止された。この抗告は、2013年11月21日に高等裁判所の判決によって却下された。この判決に対する司法審査の申立てが、最高裁判所に提出された。この件については、判決がまだ下されていない。

- ー 2011年5月27日付法律第12/2011号の附則第3条に原子力発電所の運営を適応化させる義務の遵守については、ENDESA Generación, S.A.U. は規定された期限内に適切な適応化計画書を提出した。しかし、エネルギー政策及び鉱山局は、発電所の許可保有者が全員一致していることを要求する要件を充足しなかったと判断した。ENDESA Generación, S.A.U.は抗告を申し立て、この抗告を拒否する産業・エネルギー・観光省次官の決定の通知を2012年6月13日に受けたが、この決定についても、マドリッド地方控訴裁判所における訴訟を通じて争った。産業・エネルギー・観光省は、2012年6月27日に違反手続を開始し、2012年9月24日には、ENDESA Generación, S.A.U. が持分を有するそれぞれの発電所につき0.9百万ユーロの罰金を科した。2013年7月13日の判決において、高等裁判所はENDESA Generación, S.A.U. が求めた差止めを認め、抗告の審理の進行中、異議申立てのあった決定の執行を差し止めた。ENDESA Generación, S.A.U. は、3.6百万ユーロの罰金を賄う銀行保証の裁判所への差入れを行った。2014年6月25日にENDESA Generación, S.A.U. を敗訴とする判決が下され、これに対する上告が2014年に行われた。
- ー 2013年5月23日、エネルギー政策及び鉱山局局長は、アスコー I及びアスコー II原子力発電所の運営企業としてのENDESA Generación, S.A.U.及びIberdrola Generación, S.A.U.に対し、発電所からの未使用放射性源の管理における履歴管理の紛失に関して、関連情報の紛失における怠慢により、原子力エネルギーに関する1964年4月29日付の法第25/1964号第86条b).3の重大な違反、放射性廃棄物及び使用済燃料管理計画（スペイン語で「PGRR」）の「発電所管理のアプローチ」に係る第3.1.2項の不遵守、並びに放射能源に関する放射能安全管理マニュアル（MPR）第10.5項違反として違反手続を開始することに同意した。この件は原子力発電所が関与しているため、原子力エネルギーに関する1964年4月29日付の法律第25/1964号第89.1条に従って、重大とされる違反は300,001ユーロ以上9百万ユーロ以下の罰金に至る可能性がある。2013年6月10日、ENDESA Generación, S.A.U.は答弁書を提出し、この件を放射能源の履歴管理の回復を理由に棄却すること、又はこれが却下される場合は代替的に、放射能源の履歴管理の回復が認定された後に違反のカテゴリーを原子力エネルギーに関する1964年4月29日付の法第25/1964号（LEN）第86.c).3条に従った軽度引き下げることを求めた。この場合には、罰金は15,000以上300,000ユーロ以下となる。2013年10月17日、違反手続の開始に至ることとなった具体的事象部分に変更されず、ENDESA Generación, S.A.U.及びIberdrola Generación, S.A.U.の行為を重大の内の最も低い程度と分類し、罰金を1百万ユーロとした決定事項案を受領した。これは、2009年9月13日付のスペイン原子力安全諮問委員会（CSN）報告書に基づくものであった。この案に対して、2013年10月30日に書面での異議申立てが行われた。2014年1月29日の産業・エネルギー・観光省の決定によって、放射性源の管理における履歴管理の紛失に関する1百万ユーロの連帯の罰金がENDESA Generación, S.A.U. 及びIberdrola Generación, S.A.U. に課された。この決定に対する抗告（行政事件訴訟130/2014号）が2014年4月4日に高等裁判所に申し立てられた。2014年9月18日、ENDESA Generación, S.A.U. は、手続に従う旨を高等裁判所の行政事件部に提出した。ENDESA Generación, S.A.U. は1百万ユーロの罰金を支払った。

- － エストレマドゥーラ州エコ税に関し、エストレマドゥーラ州内の環境に影響を及ぼす施設への課税に関するエストレマドゥーラ州法8/2005号に基づいて請求された、2006～2012年度の決済に対する抗告が申立てられた。抗告は、同税が違憲であること、及び、税に要求される基本的要素の1つが欠けているものであることを主張している。前者の点である合憲性に関しては、最高裁判所は、Gas Natural Fenosaが憲法裁判所に申し立てた類似する合憲性の争点を提起する決定を、2013年6月4日に下した。エストレマドゥーラ州最高裁判所は、提起された合憲性の問題に関する憲法裁判所の決定まで訴訟を停止することに同意した。
- － 2013年、アルヘシラス（カディス県）の第4第一審裁判所は、Obras y Construcciones Alcalá Sur, S.L. が、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. との間で2006年1月16日に締結した契約の違反に関する61百万ユーロの補償金のObras y Construcciones Alcalá Sur, S.L. への支払いを求めて申し立てたENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. を被告とする訴訟を受理した。具体的には、この訴訟は、原告が所有する450戸超の住宅ユニット向け電力供給のための変電所の建設のENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. による不履行を巡るものであり、そのために、完成した開発の使用許可を得ることが妨げられたとしている。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、契約違反がなく、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. の作為若しくは不作為と変電所の建設に使用することが可能な土地がないこととの間、又は、建設の遅延と住民のための使用許可の取得遅延との間の因果関係もないことから、請求には根拠がないと考えている。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は2014年2月26日に請求に対する異議を申し立てた。裁判所による準備手続が明確となり、審理は2015年6月22日に予定されている。
- － 2014年1月22日、エプロ水路連盟（以下本第6において「CHE」という。）会長は、ノゲラ・リバゴルサナ盆地の水力発電所並びにエプロ川沿いのメキネンサ発電所及びリバロハ発電所で産出される電力の25%を引き渡すことをENDESA Generación, S.A.U. に要求するとともに、2012年1月1日から2013年9月30日までの間の現物による義務の強制が不可能であることに基づく同等な賠償金としての28百万ユーロの決済を承認する旨の、2012年1月1日を発効日とする決定を発行した。2014年6月6日、CHEは、2013年10月1日から2013年12月17日までの期間に係る代替的賠償として追加の2百万ユーロの支払も要求した。CHEの決定は、リバゴルサナ保護地を国立産業研究所に付与した1946年布告第10条と、後に同布告を支持した上でEscatrón発電所とFlix発電所の間のエプロ中流域の保護地をEmpresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana S.A. に付与した布告に基づいている。ENDESA Generación, S.A.U. は、通常手続131/2014-B及び311/2014-Bに基づく司法審査を求める申立てをアラゴン控訴裁判所第2部に提出した。

- － 2014年4月15日及び16日、エネルギー政策及び鉱山局長によるいずれも2014年4月10日付の4件の決定を受領した。これらの決定によって、アルマラスI及びアルマラスII、アスコーI及びアスコーII、並びにバンデリョス原子力発電所の所有者又は共有者としてのENDESA Generación, S.A.U. に対し、原子力に関する1964年4月29日付法律第25/1964号の唯一の経過規定の継続的違反の主張、具体的には、提出された適応化計画書が1964年4月29日付法律第25/1964号の唯一の経過規定に定められた「適切な適応化計画」ではなく、かつ、同規定に定められた期限までに提出されなかったとみなす主張に基づく違反手続が発動された。7月10日に提案された決定は、それぞれの事例について重大な違反に基づく3百万ユーロの罰金に結び付くものであった。答弁書は2014年7月25日に提出された。産業・エネルギー・観光省は、2014年9月26日、アルマラスI及びアルマラスII、アスコーI及びアスコーII、並びにバンデリョス原子力発電所の所有者又は共有者としてのENDESA Generación, S.A.U. に対する違反手続に関し、3百万ユーロの罰金を4件科す決定を発行した。ENDESA Generación, S.A.U. は2014年11月に高等裁判所に抗告を申し立てた。申立ては2014年12月29日に受理され、保証の下での執行停止の申請も行われた。当方はこの上訴の容認を待っている段階である。
- － 2014年7月17日、送電網の拡張施設の施工に関して当該送電網拡張に対する規制外の価格を受領するという違法行為をもたらした優越的地位の濫用が、CNMCの解釈によれば等級に従って告発されるべきものであるという主張に関して、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. に対する1百万ユーロの罰金を提案する旨のCNMCの決定が受領された。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、これとは逆に、同社が手続の過程で存在した従来の多数の判例に従って業界規制を正確に適用したと考えている。ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. は、同決定が違法であることを根拠とする抗告を高等裁判所に申し立て、罰金の執行の一時停止を求めた。高等裁判所は罰金の執行を一時停止し、手続は現在も高等裁判所で続けられている。

2014年度及び2013年度中の訴訟に関連する支払いは、それぞれ合計91百万ユーロ（うち継続事業による計上分は57百万ユーロ、非継続事業による計上分は34百万ユーロ）並びに78百万ユーロ（うち継続事業による計上分が43百万ユーロ、非継続事業による計上分が35百万ユーロ）となった。

当社取締役は、連結財務書類に認識されている引当金が、本注記において言及した訴訟、仲裁及びその他の事項を十分に賄うものであると考えており、既に引き当てられたものでない債務がこれらの問題によって生じることは予想していない。

これらの引当金が対象とするリスクの性質を前提とすると、支払が発生するとしてもその合理的な時期を決定することは實際上不可能である。

[前へ](#)

[次へ](#)

注記18. 有利子ローン及び借入金

18.1. 短期及び長期有利子ローン及び借入金

2014年及び2013年12月31日現在の短期及び長期の有利子のローン及び借入金の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)					
	2014年12月31日現在				
	額面金額	帳簿価額		小計	公正価値
		長期	短期		
債券及びその他の市場性有価証券	333	347	-	347	347
銀行借入金	505	506	-	506	532
その他の借入金(*)	5,230	5,230	-	5,230	6,675
デリバティブを除く有利子ローン及び借入金合計	6,068	6,083	-	6,083	7,554
デリバティブ(注記19.3)	21	-	1	1	1
合計(注記19)	6,089	6,083	1	6,084	7,555

(*) 固定負債に分類される539百万ユーロのファイナンス・リースを含む。

(単位：百万ユーロ)					
	2013年12月31日(修正再表示後)				
	額面金額	帳簿価額		小計	公正価値
		長期	短期		
債券及びその他の市場性有価証券	4,952	4,469	491	4,960	5,576
銀行借入金	1,924	1,683	213	1,896	1,922
その他の借入金(*)	1,354	1,131	253	1,384	1,498
デリバティブを除く有利子ローン及び借入金合計	8,230	7,283	957	8,240	8,996
デリバティブ(注記19.3)	828	154	170	324	324
合計(注記19)	9,058	7,437	1,127	8,564	9,320

(*) 695百万ユーロのファイナンス・リースを含む（うち676百万ユーロが固定負債に、及び19百万ユーロが短期に分類される。）。

デリバティブを除く有利子ローン及び借入金の満期別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)									
	満期	帳簿価額 2014年 12月31日 現在	短期	長期	満期				
					2016年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020年度 以降
債券及びその他の市場性有価証券									
固定利率	2031	43	-	43	-	-	-	-	43
変動利率	2019	304	-	304	250	36	-	18	-
小計		347	-	347	250	36	-	18	43
銀行借入金									
固定利率	2046	22	-	22	-	-	-	-	22
変動利率	2028	484	-	484	329	13	16	13	113
小計		506	-	506	329	13	16	13	135
その他の借入金									
固定利率	2036	5,032	-	5,032	30	23	22	22	4,935
変動利率	2017	198	-	198	197	1	-	-	-
小計		5,230	-	5,230	227	24	22	22	4,935
合計		6,083	-	6,083	806	73	38	53	5,113

(単位：百万ユーロ)									
	満期	2013年12月31日現在の帳簿価額 (修正再表示後)	短期	長期	満期				
					2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度以降
債券及びその他の市場性有価証券									
固定利率	2097	1,901	341	1,560	222	325	6	7	1,000
変動利率	2029	3,059	150	2,909	138	1,094	346	281	1,050
小計		4,960	491	4,469	360	1,419	352	288	2,050
銀行借入金									
固定利率	2046	80	7	73	5	6	9	30	23
変動利率	2035	1,816	206	1,610	181	499	656	59	215
小計		1,896	213	1,683	186	505	665	89	238
その他の借入金									
固定利率	2035	876	141	735	56	47	48	48	536
変動利率	2024	508	112	396	53	228	51	28	36
小計		1,384	253	1,131	109	275	99	76	572
合計		8,240	957	7,283	655	2,199	1,116	453	2,860

デリバティブを除く長期有利子ローン及び借入金の通貨別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)					
	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在 (修正再表示後)
	償却原価	額面金額	平均金利	実効金利	償却原価
ユーロ	6,062	6,047	3.0%	3.0%	3,280
コロンビア・ペソ(*)	-	-	-	-	1,514
米ドル(*)	-	-	-	-	1,082
ブラジル・レアル(*)	-	-	-	-	677
チリ・ペソ(*)	-	-	-	-	447
ペルー・ヌエボ・ソル(*)	-	-	-	-	238
その他(*)	21	21	1.5%	1.5%	45
合計	6,083	6,068			7,283

(*) 2013年12月31日現在の売却対象に含まれる会社に関連するもの（注記5を参照）。

この分類に係るデリバティブの影響を考慮した、これらの金銭債務の通貨別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
ユーロ	6,084	3,641
コロンビア・ペソ(*)	-	1,662
米ドル(*)	-	1,414
ブラジル・レアル(*)	-	751
チリ・ペソ(*)	-	746
ペルー・ヌエボ・ソル(*)	-	290
その他(*)	-	60
合計	6,084	8,564

(*) 2013年12月31日現在の売却対象に含まれる会社に関連するもの（注記5を参照）。

デリバティブを除く長期有利子ローン及び借入金の額面金額の2014年及び2013年中の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2013年12月31日現在の額面金額 (修正再表示後)	返済及び償還	範囲の変更	新規借入	振替	換算差額及び為替差損益	売却目的保有固定資産に関連する負債への振替(注記5)	2014年12月31日現在の額面金額
債券及びその他の市場性有価証券	4,461	(243)	-	576	(990)	245	(3,716)	333
銀行借入金	1,711	(734)	-	65	(177)	25	(385)	505
その他の借入金	1,101	(8)	20	4,551	(37)	39	(436)	5,230
合計	7,273	(985)	20	5,192	(1,204)	309	(4,537)	6,068

(単位：百万ユーロ)

	2012年12月31日現在の額面金額 (修正再表示後)	返済及び償還	範囲の変更	新規借入	振替	換算差額及び為替差損益	売却目的保有固定資産に関連する負債への振替(注記5)	2013年12月31日現在の額面金額 (修正再表示後)
債券及びその他の市場性有価証券	5,229	(15)	-	461	(840)	(374)	-	4,461
銀行借入金	2,208	(523)	-	417	(350)	(41)	-	1,711
優先株式	181	(181)	-	-	-	-	-	-
その他の借入金	2,215	(500)	-	208	(756)	(66)	-	1,101
合計	9,833	(1,219)	-	1,086	(1,946)	(481)	-	7,273

継続事業全体に対応する2014年の有利子ローン及び借入金総額の平均金利は、3.0%であった（2013年は5.8%、うち継続事業が3.2%、及び非継続事業が8.1%）。

18.2. その他の事項

流動性

2014年及び2013年12月31日現在、エンデサ各社は合計それぞれ3,519百万ユーロ及び7,232百万ユーロの信用枠を有しており、このうちそれぞれ1,000百万ユーロ及び3,500百万ユーロはENEL Finance International, N.V. と締結した信用枠に対応しているが、当該各日におけるこの枠の利用残高はゼロであった。これらの信用枠は、連結財政状態計算書の期有利子ローン及び借入金に表示された短期借入債務の借換えを担保している（注記3n及び20.4を参照）。これらの信用枠の金額は、流動資産とともにエンデサの短期支払債務を十分にカバーしている。

主な取引

2014年度における主な取引は、以下のとおりであった。

継続事業：

- － エンデサ・エセ・アーとENEL Finance International, N.V. との間の内部融資枠が2014年6月6日に3,500百万ユーロから1,000百万ユーロに減額された。
- － 融資枠の利用及び内部借入金は次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	設定者	日付	金額	2014年12月31日現在の帳簿価額		金利	満期
				長期	短期		
内部借入金(ユーロ)	ENEL Finance International, N.V.	2014年10月23日	4,500	4,500	-	固定	2024年10月29日
融資枠(ユーロ) (**)	ENEL Finance International, N.V.	2014年10月23日	1,000	- (**)	- (**)	変動(*)	2015年10月21日
融資枠の更改 (ユーロ)	銀行	2014年12月22日及び2014年12月23日	1,900	4	-	変動(*)	2018年
合計				4,504	-		

(*) 参照金利はEuribor

(**) 2014年12月上旬に解約された。

- 600百万ユーロの新規資金調達が2014年9月26日に欧州投資銀行との間で調印されたが、現時点では未実行である。

— 返済

- ²²₁₈ International ENDESA B.V. が、2039年2月満期の245百万ユーロのユーロ・ミディアムタームノート(EMTN)の繰上返済を2014年2月に行った。
- ²²₁₈ エンデサ・エセ・アーが、Banco Popularからの400百万ユーロのローンの繰上返済を2014年3月に行った。
- ²²₁₈ エンデサ・エセ・アーが、Banco Sabadell及びシティバンクとの間で取り決められていたそれぞれ150百万ユーロ及び135百万ユーロの銀行ローンの繰上返済を2014年8月に行った。
- ²²₁₈ ENDESA B.V. が、それぞれ2016年9月及び2019年9月満期の2件の158百万ユーロの米国私募発行(USPP)分の繰上返済を2014年9月9日に行った。

非継続事業：

- Ampla Energia e Serviços, S.A. とCompanhia Energetica do Ceará S.A. との間の、ブラジルにおける150百万ブラジル・レアル(50百万ユーロ相当)の融資枠のコミットメントの乗換え、及び120百万ブラジル・レアル(40百万ユーロ相当)の新たな融資枠のコミットメントを取決めた。Companhia Energetica do Ceará S.A. は、5年間の150百万ブラジル・レアル(50百万ユーロ相当)の銀行ローンの借入れも行った。
- チリでは、Empresa Nacional de Electricidad, S.A. が400百万米ドル(293百万ユーロ相当)の10年物国際社債を発行した。
- コロンビアでは、Emgesa S.A.E.S.P. が590,000百万コロンビア・ペソ(221百万ユーロ相当)の6年物、10年物及び16年物の現地社債を発行した。加えて、9月には、Codensa, S.A. が185,000百万コロンビア・ペソ(69百万ユーロ相当)の7年物現地社債を発行した。
- ペルーでは、Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. が3年から10年までの間の満期の合計389百万ペルー・ヌエボ・ソル(139百万ユーロ相当)の様々な社債を発行した。

2013年度における主な取引は、以下のとおりであった。

継続事業：

- － ENDESA Capital Finance, L.L.C. による優先株式の早期償還（181百万ユーロ）の結果、発行済残高全額が取り消された。
- － 期間15年、150百万ユーロの欧州投資銀行との間の財務活動に係る支払。

非継続事業：

- － アルゼンチンにおいては、Hidroeléctrica El Chocón, S.A. が複数の現地金融機関との間で期間3年、総額149百万アルゼンチン・ペソ（17百万ユーロ相当）のシンジケート・ローン締結した。
- － ブラジルでは、Ampla Energia e Serviços, S.A. がBanco do Brasilから期間6年、130百万ブラジル・レアル（40百万ユーロ相当）の融資を受けた。設備投資資金としてBanco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) から期間7年、250百万ブラジル・レアル（77百万ユーロ相当）の資金調達を行った。Companhia Energética do Ceará, S.A. もまた、設備投資資金としてBanco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) から期間7年、150百万ブラジル・レアル（46百万ユーロ相当）の資金調達を行った。
- － チリにおいては、Enersis, S.A.及びEmpresa Nacional de Electricidad, S.A.は、複数の金融機関との間の総額2百万UF（89百万ユーロ相当）のコミットメント付信用枠を3年間の期限で更改した。
- － コロンビアでは、Emgesa S.A. E.S.P. が現地債券市場で7年満期及び12年満期の総額565,000百万コロンビア・ペソ（212百万ユーロ相当）の社債発行を行った。305,000百万コロンビア・ペソ（114百万ユーロ相当）の融資（クラブ方式）も再交渉が行われ、期間が10年間延長された。Codensa S.A. E.S.P. も、現地債券市場で5年満期及び12年満期の総額375,000百万コロンビア・ペソ（141百万ユーロ相当）の社債発行を行った。
- － ペルーにおいては、Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. が償還期限20年、50百万ペルー・ヌエボ・ソル（13百万ユーロ相当）の国内社債を発行した。同社はまた、Banco Bilbao Vizcaya Argentariaとの間で2件の期間5年の総額89百万ペルー・ヌエボ・ソル（23百万ユーロ相当）の融資を受け、また、償還期限7年及び25年の総額195百万ペルー・ヌエボ・ソル（50百万ユーロ相当）の社債を発行した。

財務制限条項等

エンデサの特定会社の金融負債の契約には、この種の契約における通常の制限条項が定められている。

スペインにおけるエンデサの大半の資金調達活動を行っているエンデサ・エセ・アー、International ENDESA B.V. 及びENDESA Capital, S.A.U. の資金調達契約には、特定の財務比率の維持不履行が契約違反及び期限前終了を生じさせるものとする義務は定められていない。

ENDESA, B.V. 及びENDESA Capital, S.A.U. がそれぞれのグローバル・ミディウムタームノート・プログラムに基づいて発行した社債、並びにエンデサ・エセ・アーが取り決めた銀行借入れについては、次のとおりである。

- － （貸付人もしくは保証人としての）エンデサ・エセ・アーの又は発行者の、特定の義務の決済に関する債務不履行（特定額を超えるもの）が発生した場合に債務を繰上返済しなければならないことを定める、クロス・デフォルト条項。
- － 条項の対象となっている社債に同様な保証が供与される場合でない限り、発行者及びエンデサ・エセ・アーのいずれも特定の種類の債券を担保するために各々の資産に対する抵当権、先取特権又はその他の制限を設定することができないことを定める、ネガティブプレッジ条項。
- － 社債と保証が、発行者若しくは保証人としてのエンデサ・エセ・アーが発行する現在あるいは将来の無担保若しくは非劣後の債券のいずれとも少なくとも同順位であることを定める、パリパス条項。

信用格付に関連する条項については、2014年及び2013年12月31日現在、エンデサ・エセ・アーは、その信用格付が特定の水準未満に引き下げられた場合に追加保証又は再交渉が要求され得るそれぞれ107百万ユーロ及び172百万ユーロの金融取引を締結してあった。

2014年12月31日現在、エンデサ及びその子会社には、エンデサに対する支配の変更が生じた場合に返済しなければならない可能性のある銀行及びENEL Finance International, N.V. からのローン及び借入金が4,650百万ユーロ（2013年12月31日現在663百万ユーロ）ある。エンデサには、支配の変更の結果として早期返済を行わなければならない可能性のあるデリバティブが、市場価値純額で1百万ユーロ（想定元本は15百万ユーロ）ある（2013年12月31日現在ではそれぞれ2百万ユーロ及び30百万ユーロ）。

ENDESA Generación, S.A.U.の子会社の一部の負債に適用される第三者との間の契約は、この種の契約では国際的水準で標準的なプロジェクト・ファイナンス条項を含んでいる。2014年12月31日現在、プロジェクトに割り当てられた資産を債権者に担保として差し入れる義務は存在しなかった。2013年12月31日現在、この種の条項が伴う第三者との間の負債の合計額は102百万ユーロであった（注記34.1を参照）。

資産の譲渡に係る条項については、エンデサ・エセ・アー及びInternational ENDESA B.V. の負債の一部に、エンデサの連結資産の一定割合を超えるものに関する制限が含まれており、この割合は、関連する取引に応じて7%から10%までとなっている。この閾値を超える場合でも、原則として、同等な対価を受領しない場合又はエンデサ・エセ・アーの支払能力に重大な悪影響が及ぶ場合にのみ、当該制限が適用される。こうした条項の影響を受ける負債の額は、2014年12月31日現在464百万ユーロである（2013年12月31日現在では1,536百万ユーロ）。

エンデサの取締役は、これらの条項の存在が2014年及び2013年12月31日現在の連結財政状態計算書上の流動／固定の分類に変更を引き起こすことはないと考えている。

その他の事項

2014年12月31日時点における借入金残高にかかる予想金利は、同日現在適用されている利率がそれぞれの取引の期間にわたって維持されると仮定すると、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)							
手段	小計	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度以降
債券及びその他の市場性有価証券	25	5	3	3	3	3	8
銀行借入金	368	30	28	26	25	25	234
その他の借入金	1,387	141	139	139	139	138	691
合計	1,780	176	170	168	167	166	933

2013年12月31日時点における借入金残高に係る予想金利は、同日現在適用されている利率がそれぞれの取引の期間にわたって維持されると仮定すると、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)							
手段	金利合計 (修正再 表示後)	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度以降
債券及びその他の市場性有価証券	2,526	269	243	216	168	145	1,485
銀行借入金	462	68	63	58	49	27	197
その他の借入金	151	38	29	23	18	13	30
合計	3,139	375	335	297	235	185	1,712

2014年及び2013年12月31日現在、当社株式に転換できる、若しくは一定の場合に所有者に株式に転換できる特権あるいは権利を与える債券はなかった。

2014年12月31日現在、エンデサ・エセ・アー及びその主な子会社のいずれも、債務の繰上返済を要求できる各々の金銭債務又は義務の違反状態にはなかった。

注記19. 金融商品

2014年及び2013年12月31日現在の、連結財政状態計算書における固定及び流動金融資産／負債商品の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在 (修正再表示後)	
	固定	短期	固定	短期
金融資産商品				
固定金融資産	619	-	3,224	-
流動金融資産	-	1,210	-	3,078
営業債権及びその他の債権(注記13)	-	2,726	-	4,308
現金及び現金同等物(注記14)	-	648	-	4,145
合計(注記19.1)	619	4,584	3,224	11,531
金融負債商品				
長期有利子ローン及び借入金(注記18)				
その他の固定負債(注記21)	6,083	-	7,437	-
短期有利子ローン及び借入金(注記18)	556	-	597	-
営業債務及びその他の流動負債(注記23)	-	1	-	1,127
合計(注記19.2)	-	4,759	-	8,003
合計	6,639	4,760	8,034	9,130

19.1. 固定及び流動金融資産の分類

2014年及び2013年12月31日現在の、連結財政状態計算書における固定及び流動金融資産商品の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在 (修正再表示後)	
	固定	短期	固定	短期
貸付金及び債権(注記19.1.1)	591	4,583	2,531	11,267
売却可能金融資産(注記19.1.2)	13	-	650	-
満期保有目的投資	-	-	-	-
トレーディング目的で保有する金融資産(注記19.3)	-	1	2	-
損益計算書を通じて公正価値で測定されるその他の金融資産(注記19.1.3)	-	-	-	225
ヘッジ・デリバティブ(注記19.3)	15	-	41	39
合計	619	4,584	3,224	11,531

2014年度及び2013年度における固定金融資産商品の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2013年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)	増加又は 損失計上	処分又は 減少	株主持分 において 認識され た評価差 額金 ⁽¹⁾	為替換算 差額	振替及び その他	売却目的 で保有す る固定資 産への振 替 ^(注記5)	2014年 12月31日 現在残高
貸付金及び債権	2,534	210	(1,348)	(4)	(13)	(295)	(490)	594
売却可能金融資産	673	58	(130)	-	50	9	(624)	36
デリバティブ	43	-	(5)	(2)	-	(16)	(5)	15
減損損失	(26)	-	-	-	-	(1)	1	(26)
合計	3,224	268	(1,483)	(6)	37	(303)	(1,118)	619

(1) 必要に応じて株主持分のその他の包括利益又は非支配持分において認識されている。

(単位：百万ユーロ)

	2012年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)	増加又は 損失計上	処分又は 減少	株主持分 において 認識され た評価差 額金 ⁽¹⁾	為替換算 差額	振替及び その他	売却目的 で保有す る固定資 産への振 替	2013年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)
貸付金及び債権	1,170	1,689	(264)	24	(101)	16	-	2,534
売却可能金融資産	651	83	-	-	(119)	58	-	673
デリバティブ	96	20	(21)	7	(3)	(56)	-	43
減損損失	(26)	-	3	-	-	(3)	-	(26)
合計	1,891	1,792	(282)	31	(223)	15	-	3,224

(1) 必要に応じて株主持分のその他の包括利益又は非支配持分において認識されている。

固定金融資産の満期別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
1年から3年	77	429
3年から5年	15	366
5年超	527	2,429
合計	619	3,224

19.1.1. 貸付金及び債権

2014年及び2013年12月31日現在の貸付金及び債権の種類別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在 (修正再表示後)	
	固定(注記19.1)	短期(注記19.1)	固定(注記19.1)	短期(注記19.1)
現金及び現金同等物(注記14)	-	648	-	4,145
営業債権(注記13)	-	2,434	-	4,192
非金融デリバティブ(注記13及び19.3)	19	292	8	116
金融資産	572	1,209	2,523	2,814
スペインの規制対象業務から収益の不足額の資金調達(注記4)	-	466	1,498	487
本土外発電の回収できなかったコストに関する補償金(注記4)	-	707	-	1,161
短期金融投資	-	-	-	1,029
保証金	421	-	578	-
アルゼンチンの卸電力市場に対する貸付金	-	-	215	-
従業員貸付金	22	10	36	35
関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する貸付金(注記33.2)	86	4	36	21
その他の金融資産	43	22	160	81
合計	591	4,583	2,531	11,267

販売およびサービスの提供に係る営業債権の支払期日別内訳及び減損額は注記20.5に記載のとおりである。

これらの資産の公正価値は、実質的にそれぞれの帳簿価額と異なっていない。スペインの規制対象業務からの収益の不足額の資金調達は、2014年度には0.6%から2.2%までの範囲の利息を発生した（2013年度は2.0%）。

スペインの規制対象業務から収益の不足額の資金調達

2014年12月13日、スペインの政府官報（BOE）で、2013年度の電力システムの損失を回収する権利の譲渡手続に適用されるとともに、この損失の回収権および該当するものがあれば従前の負の時点不一致から発生する利息の利率計算方法を施行する、2014年12月12日付勅令第1054/2014号が公告された。この勅令は、譲渡が完全、取消不能かつ無条件であることを条件として、2013年度の損失に係る回収権の譲渡を許容している。2014年12月15日、エンデサ・エセ・アーは、CNMCにより承認された2013年度の1,469百万ユーロ（同日現在未回収であった回収権の98.6%）に係る回収権のリスクおよび経済価値を銀行の集団（Bankia, S.A.、Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.、CaixaBank, S.A.、Banco Popular, S.A. 及び Banco Santander, S.A.）に譲渡したので、1,237百万ユーロの固定金融資産および232百万ユーロの流動金融資産の連結財政状態計算書における認識を中止した。2014年12月31日現在のスペインの規制対象業務から収益の不足額の資金調達には、2014年度に発生した445百万ユーロの損失、及び、2013年度の損失に対応して譲渡日までに発生した回収権のうちCNMCによる決定を待っている21百万ユーロが含まれていた。

2013年度には、エンデサの合計3,541百万ユーロの料金不足回収権がFADE ファンドに譲渡された（注記4を参照）。

本土外発電の回収できなかったコストに関する補償金

2014年12月31日現在のこの項目には、2001～2014年度の本土外発電の回収できなかったコストに関する補償金受領権（注記4を参照）が707百万ユーロ含まれていた（2013年12月31日現在は1,161百万ユーロ）。

短期金融投資

2013年12月31日現在のこの項目には、エンデサのラテンアメリカ子会社が3か月を超える期間後に満期を迎える金融商品に投資した現金が含まれていたが、この部分の認識はエンデサのラテンアメリカの事業の売却後に中止された（注記5を参照）。

保証金

2014年12月31日現在の保証金には、主に、契約署名時にスペイン国内の顧客から電力供給の保証として受領し、スペイン国内で施行されている基準に従って関連行政機関に預託済みであるため連結財政状態計算書のその他の固定金融資産としても認識されている、保証及び預託金が含まれている（注記21を参照）。

アルゼンチンの卸電力市場に対する貸付金

2013年12月31日現在のアルゼンチンの卸電力市場に対する貸付金には、アルゼンチンの卸電力市場（以下本第6において「MEM」という。）に関して発電会社が有し、国家卸電力市場投資基金（以下本第6において「FONINVENEM」という。）に預託されて3つのコンバインドサイクル発電所の建設に使用された金額が含まれていたが、その認識はエンデサのラテンアメリカの事業の売却後に中止された（注記5を参照）。

関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する貸付金

2014年及び2013年12月31日現在の、関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する固定及び流動貸付金の満期別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)								
	2014年 12月31日 現在残高 (注記33.2)	2015年の 1年以内満期 到来分	固定満期					小計
			2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020年度 以降	
ユーロ	90	4	15	-	-	8	63	86
外貨	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	90	4	15	-	-	8	63	86

(単位：百万ユーロ)								
	2013年 12月31日 現在残高 (修正再表示 後)(注記33.2)	2014年1年以 内満期 到来分	固定満期					小計
			2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019年度 以降	
ユーロ	36	-	8	-	22	1	5	36
外貨	21	21	-	-	-	-	-	-
合計	57	21	8	-	22	1	5	36

これらの貸付金には、2014年及び2013年度にそれぞれ3.89%及び6.39%の平均年率の利息が発生している。

その他の金融資産

エンデサ及びすべてのその他のすべての通常の体制下の電力会社を社会的補助コストの資金負担から免除した2012年2月7日付の最高裁判所裁定が、2013年11月13日の最高裁判所裁定によって延長されたことを受けて、2013年12月31日現在のその他の流動貸付金残高には、2009年から2011年の間に不当に発生した社会的補助に関連するコストに係る債権102百万ユーロ、並びにCNMCによる支払遅延に基づく帳簿上の経過利息13百万ユーロが含まれていたが、その全額が2014年度に回収された（注記4を参照）。

19.1.2. 売却可能金融資産

2014年及び2013年12月31日現在の売却可能金融資産の種類別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
IFRIC第12号（サービス委譲契約）に基づく 金融資産(注記3d.1)	-	618
その他	13	32
合計	13	650

2013年12月31日現在のIFRIC第12号に基づく金融資産には、Ampla Energia e Serviços S.A. 及びCompanhia Energética do Ceará, S.A. が連邦法第12.783/13号に基づいて委譲期間末に受領することが予想される金額の新たな見積りが含まれていた。これらの金融資産はすべて、注記5に記載する売却作業の影響を受ける会社に関連するものであるため、2014年7月31日に売却目的で保有する固定資産に振り替えられた。

2014年及び2013年12月31日現在の売却可能金融投資の評価差額は、23百万ユーロであった。この項目において認識されたその他投資の個々の金額は重要性のあるものではない。

19.1.3. 損益計算書を通じて公正価値で測定されるその他の金融資産

2013年12月31日現在のこの分類において認識された流動金融資産は、ブラジルの子会社による一時的預金に計上されたものである。

19.1.4. 金融投資の契約債務

2014年及び2013年12月31日現在、当社には重要な金額の金融投資を行う旨の契約債務が含まれる契約はなかった。

19.2. 固定及び流動金融負債の分類

2014年及び2013年12月31日現在の連結財政状態計算書における固定及び流動金融負債商品の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在 (修正再表示後)	
	固定	流動	固定	流動
債務及び未払金(注記19.2.1)	6,520	4,759	7,517	8,954
売買目的保有金融負債	-	-	-	-
損益を通じて公正価値で評価されるその他の金融負債(*)	119	-	363	6
ヘッジ・デリバティブ(注記19.3)	-	1	154	170
合計	6,639	4,760	8,034	9,130

(*) 契約日より公正価値ヘッジに組み込まれている金融負債にすべて関連する。

19.2.1. 債務及び未払金

2014年及び2013年12月31日現在の債務及び未払金の種類別詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在 (修正再表示後)	
	固定	流動	固定	流動
債券及びその他の市場性有価証券(注記18)	250	-	4,136	491
銀行借入金(注記18)	484	-	1,653	207
その他の借入金(注記18)	5,230	-	1,131	253
営業債務及びその他の流動負債(注記23)	-	4,424	-	7,899
その他の負債(注記21)	524	-	591	-
非金融デリバティブ(注記19.3、21及び23)	32	335	6	104
合計	6,520	4,759	7,517	8,954

19.3. 金融デリバティブ

エンデサは注記20のリスク管理方針を採用して、主に金利、外貨、及び現物のヘッジを行うデリバティブを利用している。

組込デリバティブの経済的性質及びリスクは主契約と密接に関連しているため、エンデサは組込デリバティブの情報を個別に提示していない。

2014年及び2013年12月31日現在、デリバティブ金融商品の評価の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日現在			
	資産(注記19.1)		負債(注記19.2)	
	流動	固定	流動	固定
借入債務デリバティブ	1	15	1	-
金利ヘッジ：	-	15	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	15	-	-
外貨ヘッジ：	-	-	1	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	1	-
公正価値ヘッジ	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	1	-	-	-
現物デリバティブ	288	19	330	32
外貨ヘッジ：	34	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	34	-	-	-
価格ヘッジ	47	-	9	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	47	-	9	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	207	19	321	32
その他デリバティブ	4	-	5	-
合計	293	34	336	32

(単位：百万ユーロ)				
	2013年12月31日(修正再表示後)			
	資産(注記19.1)		負債(注記19.2)	
	流動	固定	流動	固定
借入債務デリバティブ	39	43	170	154
金利ヘッジ：	10	41	2	2
キャッシュ・フロー・ヘッジ	5	6	2	2
公正価値ヘッジ	5	35	-	-
外貨ヘッジ：	29	-	168	152
キャッシュ・フロー・ヘッジ	29	-	168	150
公正価値ヘッジ	-	-	-	2
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	-	2	-	-
現物デリバティブ	108	8	102	6
外貨ヘッジ：	-	-	12	(1)
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	12	(1)
価格ヘッジ	3	4	9	1
キャッシュ・フロー・ヘッジ	3	4	9	1
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	105	4	81	6
その他デリバティブ	8	-	2	-
合計	155	51	274	160

[前へ](#)

[次へ](#)

2014年及び2013年12月31日現在、エンデサのデリバティブに関する想定元本又は契約金額の満期別の詳細、及び公正価値の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在							
	公正価値	想定元本						
		2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度以降	合計
金融デリバティブ	15	36	36	20	-	15	12	119
金利ヘッジ	15	-	36	20	-	15	12	83
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	15	-	36	20	-	15	12	83
スワップ	15	-	36	20	-	15	12	83
外貨ヘッジ	(1)	21	-	-	-	-	-	21
キャッシュ・フロー・ヘッジ	(1)	-	-	-	-	-	-	-
スワップ	(1)	-	-	-	-	-	-	-
先物	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	21	-	-	-	-	-	21
スワップ	-	21	-	-	-	-	-	21
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	1	15	-	-	-	-	-	15
スワップ	1	15	-	-	-	-	-	15
現物デリバティブ	(56)	5,476	395	70	-	-	-	5,941
外貨	31	898	-	-	-	-	-	898
ヘッジとして指定されている	34	536	-	-	-	-	-	536
先物	34	536	-	-	-	-	-	536
ヘッジとして指定されていない	(3)	362	-	-	-	-	-	362
先物	(3)	362	-	-	-	-	-	362
商品価格	(87)	4,578	395	70	-	-	-	5,043
ヘッジとして指定されている	38	751	-	-	-	-	-	751
スワップ	39	748	-	-	-	-	-	748
その他	(1)	3	-	-	-	-	-	3
燃料ヘッジとして指定されていない	(123)	2,438	317	70	-	-	-	2,825
スワップ	(117)	2,186	310	63	-	-	-	2,559
その他	(6)	252	7	7	-	-	-	266
電力ヘッジとして指定されていない	(2)	1,389	78	-	-	-	-	1,467
スワップ	(4)	1,199	78	-	-	-	-	1,277
その他	2	190	-	-	-	-	-	190
合計	(41)	5,512	431	90	-	15	12	6,060

(単位：百万ユーロ)

デリバティブ	2013年12月31日(修正再表示後)							
	公正価値	想定元本						合計
		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度 以降	
金融デリバティブ	(242)	851	61	383	90	-	71	1,456
金利ヘッジ	47	167	4	104	90	-	27	392
キャッシュ・フロー・ヘッジ	7	167	4	68	70	-	-	309
スワップ	7	167	4	68	70	-	-	309
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	40	-	-	36	20	-	27	83
スワップ	40	-	-	36	20	-	27	83
外貨ヘッジ	(291)	684	27	279	-	-	44	1,034
キャッシュ・フロー・ヘッジ	(289)	608	1	181	-	-	-	790
スワップ	(289)	582	-	181	-	-	-	763
先物	-	26	1	-	-	-	-	27
公正価値ヘッジ	(2)	76	26	98	-	-	44	244
スワップ	(2)	76	26	98	-	-	44	244
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	2	-	30	-	-	-	-	30
スワップ	2	-	30	-	-	-	-	30
現物デリバティブ	14	4,341	447	1	-	-	-	4,789
外貨	(1)	1,093	61	-	-	-	-	1,154
ヘッジとして指定されている	(11)	499	61	-	-	-	-	560
先物	(11)	499	61	-	-	-	-	560
ヘッジとして指定されていない	10	594	-	-	-	-	-	594
先物	10	594	-	-	-	-	-	594
商品価格	15	3,248	386	1	-	-	-	3,635
ヘッジとして指定されている	(3)	221	160	-	-	-	-	381
スワップ	(3)	221	160	-	-	-	-	381
その他	-	-	-	-	-	-	-	-
燃料ヘッジとして指定されていない	(1)	1,142	102	1	-	-	-	1,245
スワップ	(5)	1,077	102	1	-	-	-	1,180
その他	4	65	-	-	-	-	-	65
電力ヘッジとして指定されていない	19	1,885	124	-	-	-	-	2,009
スワップ	17	1,781	124	-	-	-	-	1,905
その他	2	104	-	-	-	-	-	104
合計	(228)	5,192	508	384	90	-	71	6,245

締結された契約の想定元本又は契約金額あるいはその両方は、デリバティブの決済の計算を行う基礎にすぎないため、エンデサの実際の負担リスクを反映していない。

連結損益計算書において認識された2014年度のキャッシュ・フロー・ヘッジの非有効部分はない（2013年度は9百万ユーロの損失）。

公正価値ヘッジのデリバティブ及びヘッジ対象項目に関連して、連結損益計算書に計上された金額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年		2013年 (修正再表示後)	
	利益	損失	利益	損失
ヘッジ対象項目	1	3	9	5
デリバティブ(*)	3	1	6	7
合計	4	4	15	12

(*) 決済なし

2014年度に当初キャッシュ・フローとして指定されたデリバティブのヘッジ会計適用の中止があり、連結損益計算書の費用に1百万ユーロの影響があった。2013年度には、当初キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されていたデリバティブのヘッジ会計適用を中止したものはなかった。

19.4. 固定及び流動金融資産と同金融負債の区分別の正味利益及び損失

19.4.1. 金融資産の区分別正味差益及び損失

金融資産の区分別正味差益及び損失は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年						合計
	トレーディング目的で保有する金融資産	損益計算書を通じて公正価値で測定されるその他の金融資産	売却可能金融資産	貸付金及び債権	満期保有目的投資	ヘッジ手段のデリバティブ	
連結損益計算書に計上された(損失)/利益	12	-	-	(107)	-	31	(64)
その他の包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	-	-	-	48	48
合計	12	-	-	(107)	-	79	(16)

(単位：百万ユーロ)

	2013年(修正再表示後)						合計
	トレーディング目的で保有する金融資産	損益計算書を通じて公正価値で測定されるその他の金融資産	売却可能金融資産 ⁽¹⁾	貸付金及び債権	満期保有目的投資	ヘッジ手段のデリバティブ	
連結損益計算書に計上された(損失)/利益	-	6	64	(68)	-	40	42
その他の包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	(3)	-	-	6	3
合計	-	6	61	(68)	-	46	45

(1) Medgaz, S.A. の売却による利益に対応する（注記5及び15.1.7を参照）。

19.4.2. 金融負債の区分別正味利益及び損失

金融負債の区分別正味利益及び損失は、以下のとおりである

(単位：百万ユーロ)

	2014年				
	トレーディング目的で保有する金融負債	損益を通じて公正価値で評価されるその他の金融負債	債務及び未払金(注記30)	ヘッジ手段のデリバティブ	合計
連結損益計算書に計上された(損失)/利益	(5)	(3)	(136)	(12)	(156)
その他の包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	-	-	-
合計	(5)	(3)	(136)	(12)	(156)

(単位：百万ユーロ)

	2013年(修正再表示後)				
	トレーディング目的で保有する金融負債	損益を通じて公正価値で評価されるその他の金融負債	債務及び未払金(注記30.2)	ヘッジ手段のデリバティブ	合計
連結損益計算書に計上された(損失)/利益	(21)	-	(160)	(35)	(216)
その他の包括利益に計上された(損失)/利益	-	-	-	-	-
合計	(21)	-	(160)	(35)	(216)

19.5. 固定及び流動金融資産と同金融負債の相殺

2014年及び2013年12月31日現在、相殺された固定及び流動金融資産と同金融負債の詳細は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在					純額
	金融資産 総額	相殺額	財務書類に 計上されて いる金融資 産純額	まだ相殺されていない相 殺契約対象額		
				金融商品	金融担保	
固定金融資産(注記19.1)	619	-	619	(19)	-	600
デリバティブ(注記19.3)	19	-	19	(19)	-	-
固定資産合計	619	-	619	(19)	-	600
営業債権及びその他の債権 (注記13)	3,071	-	3,071	(325)	-	2,746
営業債権	2,574	-	2,574	(105)	-	2,469
デリバティブ(注記19.3)	292	-	292	(220)	-	72
流動資産合計	3,071	-	3,071	(325)	-	2,746

(単位：百万ユーロ)

	2013年12月31日(修正再表示後)					純額
	金融資産総額	相殺額	財務書類に計上されている金融資産純額	まだ相殺されていない相殺契約対象額		
				金融商品	金融担保	
固定金融資産(注記19.1)	3,224	-	3,224	(6)	-	3,218
デリバティブ(注記19.3)	8	-	8	(6)	-	2
固定資産合計	3,224	-	3,224	(6)	-	3,218
営業債権及びその他の債権(注記13)	4,932	(48)	4,884	(187)	-	4,697
営業債権	4,091	(48)	4,043	(104)	-	3,939
デリバティブ(注記19.3)	116	-	116	(83)	-	33
流動資産合計	4,932	(48)	4,884	(187)	-	4,697

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在					
	金融負債 総額	相殺額	財務書類に 計上されて いる金融 負債純額	まだ相殺されていない 相殺契約対象額		純額
				金融商品	金融担保	
長期有利子ローン及び借入金(注記18.1)	6,083	-	6,083	-	(14)	6,069
その他の借入金	5,230	-	5,230	-	(14)	5,216
その他の固定負債(注記21)	556	-	556	(19)	-	537
デリバティブ(注記19.3)	32	-	32	(19)	-	13
固定負債合計	6,639	-	6,639	(19)	(14)	6,606
営業債務及びその他の流動負債(注記23)	5,861	-	5,861	(312)	-	5,549
営業債務	3,613	-	3,613	(105)	-	3,508
デリバティブ(注記19.3)	335	-	335	(207)	-	128
流動負債合計	5,861	-	5,861	(312)	-	5,549

(単位：百万ユーロ)

	2013年12月31日(修正再表示後)					
	金融負債 総額	相殺額	財務書類に 計上されて いる金融 負債純額	まだ相殺されていない 相殺契約対象額		純額
				金融商品	金融担保	
その他の固定負債(注記21)	597	-	597	(5)	-	592
デリバティブ(注記19.3)	6	-	6	(5)	-	1
固定負債合計	597	-	597	(5)	-	592
営業債務及びその他の流動負債(注記23)	9,226	(62)	9,164	(184)	(4)	8,976
営業債務	5,045	(62)	4,983	(104)	-	4,879
その他の未払金	409	-	409	-	(4)	405
デリバティブ(注記19.3)	104	-	104	(80)	-	24
流動負債合計	9,226	(62)	9,164	(184)	(4)	8,976

19.6. 公正価値測定

19.6.1. 金融資産の区分の公正価値測定

2014年及び2013年12月31日現在、公正価値で連結財政状態計算書に計上されている固定及び流動資産を公正価値ヒエラルキーのレベル別に分類した内訳は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日現在			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
債務証券	-			
債務デリバティブ	15	-	15	-
金利ヘッジ：	15	-	15	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	15	-	15	-
現物デリバティブ	19	-	19	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	19	-	19	-
その他デリバティブ	-	-	-	-
IFRIC第12号に基づく金融資産	-	-	-	-
その他の金融資産	-	-	-	-
固定資産合計	34	-	34	-
債務証券	-	-	-	-
債務デリバティブ	1	-	1	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	1	-	1	-
現物デリバティブ	288	31	257	-
外貨ヘッジ：	34	-	34	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	34	-	34	-
価格ヘッジ：	47	18	29	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	47	18	29	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	207	13	194	-
その他デリバティブ	4	-	4	-
その他の金融資産	-	-	-	-
売却目的で保有する固定資産及び非継続事業(注記37)	12	-	12	-
流動資産合計	305	31	274	-

(単位：百万ユーロ)				
	2013年12月31日(修正再表示後)			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
債務証券	-	-	-	-
債務デリバティブ	43	-	43	-
金利ヘッジ：	41	-	41	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	6	-	6	-
公正価値ヘッジ	35	-	35	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	2	-	2	-
現物デリバティブ	8	2	6	-
価格ヘッジ	4	1	3	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	4	1	3	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	4	1	3	-
その他デリバティブ	-	-	-	-
IFRIC第12号に基づく金融資産	618	-	618	-
その他の金融資産	-	-	-	-
固定資産合計	669	2	667	-
債務証券	-	-	-	-
債務デリバティブ	39	-	39	-
金利ヘッジ：	10	-	10	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	5	-	5	-
公正価値ヘッジ	5	-	5	-
外貨ヘッジ：	29	-	29	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	29	-	29	-
現物デリバティブ	108	18	90	-
価格ヘッジ：	3	-	3	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	3	-	3	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	105	18	87	-
その他デリバティブ	8	-	8	-
その他の金融資産(注記19.1.3)	225	225	-	-
売却目的で保有する固定資産及び非継続事業(注記37)	3	-	3	-
流動資産合計	383	243	140	-

2014年度及び2013年度におけるこれらの金融資産のレベル間の振替はなかった。

レベル2の公正価値は、レベル1に含まれる相場価格以外で、当該する資産もしくは負債について直接的もしくは間接的に観察可能なインプットに基づいて算定される。金融資産の種類別にレベル2に含まれる公正価値を決定するために用いられる方法及び仮定では、毎月最終営業日現在の各通貨に関してゼロ・クーポン債のイールドカーブを用いて将来キャッシュ・フローの見積りを現在価値に割り引き、さらに同日の実勢為替レートでユーロ建に換算した値を考慮する。これらの測定は、すべて内部ツールを用いて行われる。

公正価値がレベル2のインプットを用いて計算される「IFRIC第12号に基づく金融資産」の2013年12月31日現在の認識額は、2013年1月13日に最終的に法制度化（ブラジル連邦法第12,783/13号）された9月11日付のブラジル政府暫定措置法第579号に従い、ブラジル企業のAmpla Energia e Serviços S.A. 及びCompanhia Energética do Ceará, S.A. が委譲契約期間終了時に受け取る補償に関する値である（注記19.1.2を参照）。この新連邦法に従うと、補償は、委譲契約期間終了時点の減価償却前委譲資産の再調達原価に基づいて算定される。かかる再調達原価は、観察可能な評価額、具体的にはエネルギー規制当局が直近の料金見直し時に算出した正味再調達原価、及びブラジルの一般市場価格指数（以下本第6において「IGPM」という。）を用いて、当該金融資産を認識するために見積られる。これらの金融資産はすべて、注記5に記載する売却作業の影響を受ける会社に関連するものであるため、2014年7月31日に売却目的で保有する固定資産及び非継続事業に振り替えられた。

19.6.2. 公正価値で測定されない資産の区分の公正価値測定

2014年及び2013年12月31日現在、公正価値で連結財政状態計算書に計上されず、本連結財政状態計算書の注記において公正価値ヒエラルキーのレベル別に開示される固定資産の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日現在			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
投資不動産(注記3bおよび8)	61	-	-	61

(単位：百万ユーロ)				
	2013年12月31日(修正再表示後)			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
投資不動産(注記3bおよび8)	111	-	-	111

投資不動産の公正価値は、2014年第4四半期に実行された外部の鑑定に基づいて計算されており、当該鑑定では、不動産所在地の区域に係る土地使用計画が考慮されている。

[前へ](#)

[次へ](#)

19.6.3. 金融負債の区分の公正価値測定

2014年及び2013年12月31日現在、公正価値で連結財政状態計算書に計上されている固定及び流動金融負債を公正価値ヒエラルキーのレベル別に分類した内訳は、次のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日現在			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	22	-	22	-
債券及びその他の市場性有価証券	97	-	97	-
債務デリバティブ	-	-	-	-
金利ヘッジ：	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
外貨ヘッジ：	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
公正価値ヘッジ	-	-	-	-
現物デリバティブ	32	-	32	-
外貨ヘッジ：	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
価格ヘッジ：	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	32	-	32	-
その他のヘッジ	-	-	-	-
その他の金融負債	-	-	-	-
固定負債合計	151	-	151	-
銀行借入金	-	-	-	-
債券及びその他の市場性有価証券	-	-	-	-
債務デリバティブ	1	-	1	-
金利ヘッジ：	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
外貨ヘッジ：	1	-	1	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	1	-	1	-
公正価値ヘッジ	-	-	-	-
現物デリバティブ	330	16	314	-
外貨ヘッジ：	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	-	-	-	-
価格ヘッジ：	9	1	8	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	9	1	8	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	321	15	306	-
その他のヘッジ	5	-	5	-
その他の金融負債	-	-	-	-
流動負債合計	336	16	320	-

(単位：百万ユーロ)				
	2013年12月31日(修正再表示後)			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	30	-	30	-
債券及びその他の市場性有価証券	333	-	333	-
債務デリバティブ	154	-	154	-
金利ヘッジ：	2	-	2	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	2	-	2	-
外貨ヘッジ：	152	-	152	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	150	-	150	-
公正価値ヘッジ	2	-	2	-
現物デリバティブ	6	1	5	-
外貨ヘッジ：	(1)	-	(1)	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	(1)	-	(1)	-
価格ヘッジ：	1	-	1	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	1	-	1	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	6	1	5	-
その他のヘッジ	-	-	-	-
その他の金融負債	-	-	-	-
固定負債合計	523	1	522	-
銀行借入金	6	-	6	-
債券及びその他の市場性有価証券	-	-	-	-
債務デリバティブ	170	-	170	-
金利ヘッジ：	2	-	2	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	2	-	2	-
外貨ヘッジ：	168	-	168	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	168	-	168	-
公正価値ヘッジ	-	-	-	-
現物デリバティブ	102	12	90	-
外貨ヘッジ：	12	-	12	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	12	-	12	-
価格ヘッジ：	9	-	9	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ	9	-	9	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	81	12	69	-
その他のヘッジ	2	-	2	-
その他の金融負債	-	-	-	-
流動負債合計	280	12	268	-

2014年度及び2013年度におけるこれらの金融負債のレベル間の振替はなかった。

レベル2の公正価値は、レベル1に含まれる相場価格以外で、当該する資産もしくは負債について直接的もしくは間接的に観察可能なインプットに基づいて算定される。金融負債の種類別にレベル2に含まれる公正価値を決定するために用いられる方法及び仮定では、毎月最終営業日現在の各通貨に関してゼロ・クーポン債のイールドカーブを用いて将来キャッシュ・フローの見積りを現在価値に割り引き、さらに同日の実勢為替レートでユーロ建に換算した値を考慮する。これらの測定は、内部ツールを用いて行われる。市場価値総額が算出された時点で、信用リスクに関連して「債務評価調整（DVA）」、又はカウンターパーティー・リスクに関連して「信用評価調整（CVA）」が行われる。CVAとDVAの測定は商品の潜在的な将来のエクスポージャー（債権者又は債務者のポジション）、カウンターパーティーのリスク特性及びエンデサのリスク特性に基づく。

19.6.4. 公正価値で測定されない金融負債の区分の公正価値測定

2014年及び2013年12月31日現在、公正価値で連結財政状態計算書に計上されず、連結財政状態計算書の注記において公正価値ヒエラルキーのレベル別に開示される固定及び流動金融負債の分類は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日現在			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	510	-	510	-
債券及びその他の市場性有価証券	250	-	250	-
その他の金融負債	6,675	-	6,675	-
固定負債合計	7,435	-	7,435	-

(単位：百万ユーロ)				
	2013年12月31日現在			
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	1,682	-	1,682	-
債券及びその他の市場性有価証券	4,737	-	4,737	-
その他の金融負債	1,142	-	1,142	-
固定負債合計	7,561	-	7,561	-
銀行借入金	204	-	204	-
債券及びその他の市場性有価証券	506	-	506	-
その他の金融負債	356	-	356	-
流動負債合計	1,066	-	1,066	-

注記20. リスク管理方針

エンデサは、様々な種類のリスクにさらされており、リスクの識別、測定、集中度の制限及び監視システムの適用によりリスクを管理している。

エンデサによって定められたリスク管理方針の主な原則は、以下のとおりである。

- － 適切な企業統治の原則を遵守する。
- － エンデサの規則をすべて厳格に遵守する。
- － 監査及びコンプライアンス委員会はエンデサ・エセ・アーの取締役会の一部であり、法規制の遵守及び内部監査の領域におけるリスク統治の監督を委ねられている。
- － リスク委員会は、リスク関連戦略がその基礎を置く基本原則を定義づけ、承認しかつ更新する責任を負う。
- － リスク統治は、互いに独立しているリスクコントロール及びリスク管理機能を通じて実行される。
- － 各事業及び企業分野は以下を定める。
 - i. 効果的なリスク管理を保証する十分なノウハウ及び能力を有することを基礎として、事業を行うことが可能な市場及び製品ライン
 - ii. 契約相手先に関する基準
 - iii. 認可された運営者
- － 事業及び企業分野は、事業を行う各市場別に、定められた戦略に一致する基準で負担する用意のあるリスク水準を設定する。
- － 事業及び企業分野に関する制限は、リスク委員会によって承認される。
- － 事業及び企業分野は、いずれの場合にも承認された制限内で事業を営まなければならない。
- － 事業、企業分野、事業ライン及び各社は、エンデサの方針、原則及び手続に準拠して市場で取引が行われることを確保するために必要なリスク管理規制を設定する。

エンデサは、企業統治を改善するように会社法を改正した2014年12月3日付法律第31/2014号に従い、2015年1月1日に施行された第529条の3の目的上の当社のリスク方針を財務書類発行の承認日に見直している。この方針は、委任することができない取締役会の権限、中でも特に、同法に定められた資格に適応化した、税務リスクを含むリスクの統制および管理に関する方針の決定について定めている。

20.1. 金利リスク

金利変動は、固定金利の資産及び負債の公正価値、並びに変動金利に連動する資産及び負債からの将来のフローを変動させる。

金利リスク管理の目的は、金融資産及び負債の種類の多様化並びにデリバティブの配置によるリスク・エクスポージャーの修正によって、複数年にわたる負債コストの最小化を可能にする均衡が保たれた負債構成を達成し、損益計算書の変動性を低下させることである。

金利変動にさらされる借入れの額は、金利スワップ取引を用いることによって削減される。これらの取引の公正価値又はキャッシュ・フローの変動が原ポジションの公正価値又はキャッシュ・フローの変動によって相殺されるように、取引の期間が決して原金融商品の満期を超えることがないようにしている。

エンデサの見積り及び負債構成の目標に応じて、これらのリスクを軽減するためのヘッジ取引がデリバティブを締結することにより実行される。

締結したデリバティブを考慮した後の財務リスクの構成は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	正味ポジション	
	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
固定金利	5,073	2,730
変動金利	347	1,607
合計	5,420	4,337

エンデサ各社が借入金に関して締結した参照金利は、2014年12月31日現在は主にEuriborである（2013年12月31日現在はEuribor及び米ドルLibor）。ラテンアメリカの通貨の場合には、2013年12月31日現在、借入金は通常、銀行業界で慣習的に使用されている現地の指標と連動していた。

2014年及び2013年12月31日現在の金利デリバティブの想定元本及び公正価値の指定別内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)												
金利デリバティブ	想定元本		公正価値		金融資産の想定元本		資産の公正価値		金融負債の想定元本		負債の公正価値	
	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在(修正 再表示 後)	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在(修正 再表示 後)	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在(修正 再表示 後)	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在(修正 再表示 後)	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在(修正 再表示 後)	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在(修正 再表示 後)
キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブ												
金利スワップ	-	309	-	7	-	128	-	11	-	181	-	(4)
金利オプション	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ												
金利スワップ	83	83	15	40	83	83	15	40	-	-	-	-
金利オプション	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
トレーディング・デリバティブ												
金利スワップ	15	30	1	2	15	30	1	2	-	-	-	-
金利オプション	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
金利スワップ合計	98	422	16	49	98	241	16	53	-	181	-	(4)
金利オプション合計	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
金利デリバティブ総合計	98	422	16	49	98	241	16	53	-	181	-	(4)

これらのデリバティブに関する翌期以降のキャッシュ・フローの予測は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)							
現在価値(累積金利控除後)	予想されるキャッシュ・フローの階層化						
	2014年 12月31日 現在	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020年度 以降
キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブ							
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	15	3	3	3	3	3	26
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
金利トレーディング・デリバティブ							
正の公正価値	1	1	-	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-

(単位：百万ユーロ)							
	予想されるキャッシュ・フローの階層化						
現在価値(累積金利控除後)	2013年 12月31日 現在(修正 再表示後)	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019年度 以降
キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブ							
正の公正価値	11	7	3	2	-	-	-
負の公正価値	(4)	(3)	(1)	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	40	3	3	3	2	2	16
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
金利トレーディング・デリバティブ							
正の公正価値	2	2	1	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-

有効なキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮すると、2014年12月31日現在の債務の85%（2013年12月31日現在は37%）が金利リスクから保護されている。また、公正価値ヘッジを考慮に入れた場合、2014年12月31日現在の保護されている債務の比率は83%であった（2013年12月31日現在は33%）。前年と対比しての変化は、負債構成に関する方針の変更によるものであり、この方針に従って4,500百万ユーロの固定金利負債による調達が行われた。

感応度分析

他の変数が一定であるという仮定の下で、金利変動が連結損益計算書及び連結包括利益計算書に及ぼす影響は、2014年及び2013年12月31日現在、以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在 (修正再表示後)			
				連結損益計算書		連結包括利益計算書	
	変化幅 (ペーシ ス・ポイ ント)	連結損益 計算書	連結包括 利益計算 書	継続事業	非継続 事業	継続事業	非継続 事業
金利							
金利上昇	+25	116	-	152	403	-	-
予想	-	110	-	144	396	-	-
金利低下	-25	104	-	136	389	-	-
デリバティブヘッジ手段の公 正価値							
公正価値							
金利上昇	+25	13	-	11	-	-	-
予想	-	15	-	12	-	-	-
金利低下	-25	16	-	14	-	-	-
キャッシュ・フロー							
金利上昇	+25	-	-	-	-	-	8
予想	-	-	-	-	-	-	8
金利低下	-25	-	-	-	-	-	8
ヘッジ手段として指定されて いないデリバティブ商品の公 正価値							
金利上昇	+25	1	-	2	-	-	-
予想	-	1	-	2	-	-	-
金利低下	-25	1	-	2	-	-	-

20.2 為替リスク

為替リスクは主に、通常の場合は（通例「コモディティ」と呼ばれる）当該材料の価格が米ドル建てとなっている原エネルギー（特に天然ガスおよび世界中の石炭）の国際市場における購入と、エンデサ子会社が契約した外貨建債務に関係している。

エンデサは、通貨リスクを軽減するために、中でも特に通貨スワップおよびインシュランスを用いる。エンデサはまた、外貨建ての資産及び負債についての現金受取と支払のバランスを取るようにしている。

これらの取引の公正価値又はキャッシュ・フローの変動が原ポジションの公正価値又はキャッシュ・フローの変動によって相殺されるように、取引の期間が決して原金融商品の満期を超えることがないようにしている。

2014年及び2013年12月31日現在の為替レート・デリバティブの想定元本及び公正価値別の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

為替レート・ デリバティブ	想定元本		公正価値		金融資産の 想定元本		資産の公正価値		金融負債の 想定元本		負債の公正価値	
	2014年 12月31 日現在	2013年 12月31 日現在 (修正再 表示後)	2014年 12月31 日現在	2013年 12月31 日現在 (修正再 表示後)	2014年 12月31 日現在	2013年 12月31 日現在 (修正再 表示後)	2014年 12月31 日現在	2013年 12月31 日現在 (修正再 表示後)	2014年 12月31 日現在	2013年 12月31 日現在 (修正再 表示後)	2014年 12月31 日現在	2013年 12月31 日現在 (修正再 表示後)
キャッシュ・フ ロー・ヘッジデリバ ティブ												
先物	536	587	34	(12)	453	105	34	-	83	482	-	(12)
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
クロスカレンシー・ スワップ	-	763	(1)	(288)	-	328	-	29	-	435	(1)	(317)
公正価値ヘッジ・デ リバティブ												
先物	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
クロスカレンシー・ スワップ	21	244	-	(2)	-	44	-	-	21	200	-	(2)
トレーディング・デ リバティブ												
先物	362	594	(3)	10	180	476	9	12	182	118	(12)	(2)
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
クロスカレンシー・ スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
先物合計	898	1,181	31	(2)	633	581	43	12	265	600	(12)	(14)
オプション合計	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
クロスカレンシー・ スワップ合計	21	1,007	(1)	(290)	-	372	-	29	21	635	(1)	(319)
為替レート・デリバ ティブ総合計	919	2,188	30	(292)	633	953	43	41	286	1,235	(13)	(333)

これらのデリバティブに関する翌期以降のキャッシュ・フローの予測は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)							
現在価値(累積金利控除後)	予想されるキャッシュ・フローの階層化						
	2014年 12月31日現在	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 以降
為替レート・デリバティブ-キャッシュ・フロー・ヘッジ							
正の公正価値	34	34	-	-	-	-	-
負の公正価値	(1)	(1)	-	-	-	-	-
為替レート・デリバティブ-公正価値ヘッジ							
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
為替レート・デリバティブ-トレーディング							
正の公正価値	9	9	-	-	-	-	-
負の公正価値	(12)	(12)	-	-	-	-	-

(単位：百万ユーロ)

現在価値(累積金利控除後)	予想されるキャッシュ・フローの階層化						
	2013年 12月31日現在 (修正再表示後)	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度 以降
為替レート・デリバティブ-キャッシュ・フロー・ヘッジ							
正の公正価値	29	31	-	-	-	-	-
負の公正価値	(329)	(180)	(7)	(121)	-	-	-
為替レート・デリバティブ-公正価値ヘッジ							
正の公正価値	-	2	2	2	2	1	(4)
負の公正価値	(2)	(2)	3	(7)	-	-	-
為替レート・デリバティブ-トレーディング							
正の公正価値	12	7	-	-	-	-	-
負の公正価値	(2)	(3)	-	-	-	-	-

為替レートヘッジを行っていること、及び負債の一部はエンデサ各社が営業している国の事業からの経済的流入と同一通貨建てであることを考慮すると、2014年12月31日現在、負債の想定元本の100%（2013年12月31日現在で97%）は為替リスクから保護されている。2014年12月31日現在の固定負債のうち、外貨建てのものは0.4%であった（2013年12月31日現在は61%）。

感応度分析

他の変数が一定であるという仮定の下で、ユーロの対ドル及び対円為替レートの変動が連結損益計算書及び連結包括利益計算書に及ぼす影響は、2014年及び2013年12月31日現在、以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在 (修正再表示後)			
				連結損益計算書		連結包括利益計算書	
	変化率(%)	連結損益計算書	連結包括利益計算書	継続事業	非継続事業	継続事業	非継続事業
デリバティブを反映した後の外貨建借入金の支払利息							
ユーロの下落	10%	110	-	144	943	-	-
予想	-	110	-	144	396	-	-
ユーロの上昇	10%	110	-	144	(51)	-	-
デリバティブヘッジ手段の公正価値							
キャッシュ・フロー							
ユーロの下落	10%	-	84	-	-	40	(257)
予想	-	-	33	-	-	(12)	(257)
ユーロの上昇	10%	-	(8)	-	-	(55)	(257)
公正価値							
ユーロの下落	10%	2	-	23	(2)	-	-
予想	-	(1)	-	(7)	(2)	-	-
ユーロの上昇	10%	(3)	-	(31)	(2)	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ商品の公正価値							
ユーロの下落	10%	(6)	-	(7)	4	-	-
予想	-	(3)	-	6	4	-	-
ユーロの上昇	10%	(2)	-	16	4	-	-

20.3. 商品価格リスク

エンデサは、主に以下の要因によってエネルギー商品価格（二酸化炭素（CO₂）排出権、CER及びERUを含む。）の変動リスクにさらされている。

- － 発電プロセスにおける燃料在庫の購入
- － 国内及び国際市場における電力の売買取引

商品価格変動に対するエクスポージャーは、リスク委員会によって定義されたリスク許容度の範囲内に止まることを確保するようにリスクを監視することによって管理されている。これらの制限は、95%信頼区間で期待される結果に基づいている。事業ポートフォリオのポジションはプロフィット・アット・リスクに基づいて毎月見直され、トレーディングポートフォリオはバリュー・アット・リスクに基づいて毎日見直される。

特定の関連取引がエンデサのリスクプロファイル及び既定の制限の遵守状況に及ぼした影響についても、個々の分析が実施されている。

このリスクに対する長期的エクスポージャーは、契約を分散すること、電力（発電）の最終価格もしくは販売（小売）価格の傾向と類似した又は比較可能な傾向を有する指数の参照によって調達ポートフォリオを管理すること、及び調達の経済的均衡の維持を目的に契約条項を定期的に再交渉することにより、管理される。

短期から中期の商品価格の変動は、特定のヘッジ取引、通常はデリバティブ（スワップ、先物）を通じて管理される。

2014年及び2013年12月31日現在における商品デリバティブの想定元本別及び公正価値別の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在					
	想定元本	金融資産の 想定元本	金融負債の 想定元本	公正価値	資産の公正 価値	負債の公正 価値
キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブ	751	546	205	38	47	(9)
液体燃料及びガススワップ	3	-	3	(1)	-	(1)
石炭デリバティブ	-	-	-	-	-	-
電力スワップ	748	546	202	39	47	(8)
その他の現物デリバティブ	-	-	-	-	-	-
その他の電力デリバティブ	-	-	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	4,292	1,921	2,371	(125)	221	(346)
液体燃料及びガススワップ	1,494	614	880	(54)	105	(159)
液体燃料及びガスオプション	8	8	-	-	-	-
その他の液体燃料及びガスデリバティブ	74	24	50	(5)	6	(11)
電力スワップ	1,277	630	647	(4)	44	(48)
電力オプション	181	102	79	-	1	(1)
その他の電力デリバティブ	9	8	1	2	3	(1)
石炭スワップ	1,065	426	639	(63)	46	(109)
石炭オプション	-	-	-	-	-	-
その他の石炭デリバティブ	130	79	51	(3)	12	(15)
その他の現物デリバティブ	54	30	24	2	4	(2)
合計	5,043	2,467	2,576	(87)	268	(355)

(単位：百万ユーロ)

	2013年12月31日(修正再表示後)					
	想定元本	金融資産の 想定元本	金融負債の 想定元本	公正価値	資産の公正 価値	負債の公正 価値
キャッシュ・フロー・ヘッジデリ バティブ	381	186	195	(3)	7	(10)
液体燃料及びガススワップ	-	-	-	-	-	-
石炭デリバティブ	251	105	146	(5)	3	(8)
電力スワップ	130	81	49	2	4	(2)
その他の現物デリバティブ	-	-	-	-	-	-
その他の電力デリバティブ	-	-	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されてい ないデリバティブ	3,254	1,618	1,636	18	105	(87)
液体燃料及びガススワップ	1,006	429	577	(7)	11	(18)
液体燃料及びガスオプション	10	6	4	-	-	-
その他の液体燃料及びガスデリバ ティブ	1	-	1	-	-	-
電力スワップ	1,905	991	914	17	77	(60)
電力オプション	79	49	30	1	2	(1)
その他の電力デリバティブ	25	15	10	1	2	(1)
石炭スワップ	174	89	85	1	6	(5)
石炭オプション	-	-	-	-	-	-
その他の石炭デリバティブ	48	35	13	4	6	(2)
その他の現物デリバティブ	6	4	2	1	1	-
合計	3,635	1,804	1,831	15	112	(97)

これらのデリバティブに関連した翌期以降の公正価値の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

公正価値	公正価値の階層化						
	2014年 12月31日 現在	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020年度 以降
キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブ							
電力デリバティブ	39	39	-	-	-	-	-
石炭デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	(1)	(1)	-	-	-	-	-
その他の現物デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ							
電力デリバティブ	(2)	(1)	(1)	-	-	-	-
石炭デリバティブ	(66)	(61)	(3)	(2)	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	(59)	(53)	(5)	(1)	-	-	-
その他の現物デリバティブ	2	2	-	-	-	-	-

(単位：百万ユーロ)

公正価値	公正価値の階層化						
	2013年 12月31日 現在(修正 再表示後)	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019年度 以降
キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブ							
電力デリバティブ	2	(1)	3	-	-	-	-
石炭デリバティブ	(5)	(5)	-	-	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
その他の現物デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ							
電力デリバティブ	19	19	-	-	-	-	-
石炭デリバティブ	5	5	-	-	-	-	-
液体燃料及びガスデリバティブ	(7)	(5)	(2)	-	-	-	-
その他の現物デリバティブ	1	1	-	-	-	-	-

[前へ](#)

[次へ](#)

感応度分析

他の変数が一定だという仮定の下で、原材料の価格が10%変動した場合に2014年及び2013年12月31日現在存在する商品デリバティブの価値が受ける影響の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブ	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在 (修正再表示後)	
	商品価格の変動	連結損益 計算書	連結包括利益 計算書	連結損益 計算書	連結包括利益 計算書
電力デリバティブ	+10%	-	(8)	-	(5)
	予想	-	39	-	2
	-10%	-	86	-	10
石炭デリバティブ	+10%	-	-	-	20
	予想	-	-	-	(5)
	-10%	-	-	-	(30)
液体燃料及びガスデリバ ティブ	+10%	-	(1)	-	-
	予想	-	(1)	-	-
	-10%	-	(1)	-	-

(単位：百万ユーロ)

ヘッジ手段として指定されて いないデリバティブ	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在 (修正再表示後)	
	商品価格の変動	連結損益 計算書	連結包括利益 計算書	連結損益 計算書	連結包括利益 計算書
電力デリバティブ	+10%	3	-	(24)	-
	予想	(2)	.	19	-
	-10%	(7)	-	64	-
石炭デリバティブ	+10%	(49)	-	7	-
	予想	(66)	-	5	-
	-10%	(85)	-	3	-
液体燃料及びガスデリバ ティブ	+10%	(107)	-	17	-
	予想	(59)	-	(7)	-
	-10%	(138)	-	(24)	-
その他の現物デリバティブ	+10%	4	-	1	-
	予想	2	-	1	-
	-10%	2	-	-	-

20.4. 流動性リスク

流動性リスクは、現金その他の金融資産の引当てによって決済される金融負債に関連する義務の履行を困難にする可能性がある。流動性リスク管理の目的は、機会費用を最低限に止める流動性の水準を保証すること、並びに、返済期日及び資金源に基づいて金融負債の構成を維持することである。

エンデサは、短期的には、無条件で利用することができる十分な水準の財源（現金及び短期預金、利用可能な融資枠並びに流動性の高い資産のポートフォリオを含む。）の維持によって流動性リスクを軽減する。

エンデサの流動性管理方針は、債券及び資本市場の状況及び予想に基づき、一定期間の予想資金需要を賄うのに十分な金額の、金融機関及びENELグループ会社との確約済長期信用枠と金融投資を確保することである。

これらの資金需要には、金融負債純額の満了も含まれる。借入金や金融デリバティブの特徴や条件に関する詳しい情報は、注記18及び19.3に開示している。

現金管理機能はENDESA Financiación Filiales, S.A.U. に集約化されており、同社は、事業のニーズを満たすのに十分な現金を有する点を確保するために現金予測を策定するとともに、同社の未利用ローンの十分な水準の利用可能性を維持している。2014年及び2013年12月31日現在のエンデサの流動性は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在 (修正再表示後)		
	流動満期	固定満期	小計	流動満期	固定満期	小計
現金及び現金同等物(注記14)	648	-	648	4,145 ⁽²⁾	-	4,145
未利用の無条件融資枠(注記18.2)	-	3,519 ⁽¹⁾	3,519	-	7,232	7,232
流動性	648	3,519	4,167	4,145	7,232	11,377

- (1) 2014年及び2013年12月31日現在のENEL Finance International, N.V. との間の未利用の融資枠合計はそれぞれ1,000百万ユーロ及び3,500百万ユーロであり、両日時点の利用残高はゼロであった。
- (2) 2013年12月31日現在、ENEL Energy Europe, S.L.U. に対する融資契約1,000百万ユーロが含まれていた。2014年1月2日、エンデサの2013年度の中間配当の支払時に同契約は解約された（注記14および15.1.10を参照）。

2014年12月31日現在のエンデサの運転資本はマイナス461百万ユーロであった。これに関しては、当社の未利用の長期融資枠によって、エンデサが事業を継続するための十分な財源を得ることができる点、並びに、連結財政状態計算書に記載された金額の資産を現金化するとともに負債を決済することが可能である点の保証がもたらされている。

20.5. 信用リスク

信用リスクは、契約相手方が金融契約又は商業契約に定められた義務を履行しない場合に現実化し、金銭的損失を生じさせる。エンデサは、その事業及び財務活動（デリバティブ、銀行預金、外貨建取引及びその他の金融商品を含む。）に起因する信用リスクにさらされている。

契約相手方の信用格付けの予想外の変更は、支払能力（不履行リスク）及び市場価値の変化（スプレッド・リスク）に関連する債権者のポジションに影響を及ぼす。

エンデサは、きわめて緊密に信用リスクを監視している。

営業債権にかかる信用リスクは、適用される規則に従い巨額の延滞金が累積する前に供給を停止できるため、顧客からの回収期間が短くなることから、従前より、限定的なものにとどまっている（注記13参照）。

2014年12月31日現在の期限を過ぎた債務額は633百万ユーロであった。この金額は、請求日数に換算すると14.7日に過ぎない。2013年12月31日現在のこの金額は、スペイン及びポルトガルでの事業に関連する660百万ユーロ（14.2請求日数相当）及びラテンアメリカでの事業に関連する329百万ユーロ（18.6請求日数相当）であった。

金融資産の信用リスクに関するエンデサのリスク管理方針は、以下のとおりである。

- － エンデサ及びその子会社は、事業を展開する市場における主要企業を取引相手としなければならない旨を規定したエンデサのリスク管理方針に従い、余剰現金を預ける。さらに、ENELグループ外取引相手1社当たりには預け入れる現金ポジションに対する最大エクスポージャーは、信用リスク合計の40%にとどまっている（2013年度は11%）。
- － 金利デリバティブ及び為替デリバティブは支払能力の高い会社と契約しており、エクスポージャーの56%超（2013年度は59%超）は信用格付けがA-以上の企業との取引に関するものである。この種のデリバティブに関連する信用リスクの33%（2013年度は20%）超を占める単一の取引相手はいない。
- － 商品に関して取引される金融商品に伴う信用リスクも限定されている。2014年12月31日現在、市場価値を基礎として計算した商品デリバティブに対するエクスポージャーは、37百万ユーロ（2013年12月31日現在は26万ユーロ）に満たない。取引相手の信用格付けは、市場における最良慣行に従い、専門機関の格付けもしくは同等な社内格付けを用いて監視されている。
- － 金利デリバティブ、為替デリバティブ、及び商品デリバティブに関して、金融商品に関連する信用リスク全体の16%（2013年12月31日現在は15%）超を占める単一の取引相手はなかった。

エンデサは、中でも特に次の各項目が含まれる特定の追加的予防手段も講じている。

- － 取引相手先の信用力のリスク分析、評価及び監視
- － 必要に応じて担保の差入れを要求
- － 新規顧客と取引を行う場合における保証の要求
- － 営業債権の徹底的監視

金融資産の支払期日及び減損

支払期日別の営業債権及び減損の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
減損発生	338	551
期日前かつ減損非発生	1,941	2,763
期日経過後かつ減損非発生 ⁽¹⁾	295	777
3ヶ月未満	190	338
3ヶ月以上6ヶ月未満	50	97
6ヶ月以上1年未満	26	73
1年以上	29	269
合計(注記13)	2,574	4,091

(1) スペインの公的管理機関に対する債権155百万ユーロが含まれる（2013年12月31日現在は205百万ユーロ）。

20.6. 顧客集中リスク

エンデサは、商取引における顧客及び調達先の集中リスクにさらされている。

顧客集中リスクは、次のような様々な分散基準を定めた事業戦略によって管理され、最小限に抑えられている。

- － 顧客の類型：民間及び公共両方の大手産業顧客、中規模企業及び家庭
- － 顧客の経済活動：様々なセクターで事業を行う顧客との取引
- － 販売される製品の類型：電力、天然ガス及び様々な付加価値サービス。特定の顧客に対する売上がエンデサの業績の大きな部分を占めないことを確保する。

この戦略によって、特定の顧客に対する売上がエンデサの業績の大きな部分を占めないことが確保される。

このリスクは、個人および共通する支配の下にある企業グループに係る売掛金（支払期日を経過した債権）の定期的監視によって管理されている。

2014年12月31日現在、上位10の顧客（企業グループ）に対する売掛金は全体の14%未満となっていたが、同日現在単独で2%を超えている顧客はなかった（2013年12月31日現在はスペイン及びポルトガルでの事業の14%およびラテンアメリカでの事業の6%）。

エンデサがその事業を開発し及び成長させるために現在維持している主な企業サービス調達先及び提供者との関係、並びに、これらの関係に対するエンデサの依存は、有利な条件の下でこれらの者との契約を交渉するエンデサの能力に影響を及ぼす可能性がある。しかし、エンデサは、調達する商品又はサービスの品質及び調達先の財務的健全性を確保するための技術上及び財務上のプロセスを実施している。さらに、エンデサはすべての調達分野において分散化された調達先ポートフォリオを有するので、調達先の混乱が生じた場合には容易に調達先を切り替えることができる。これによって、調達先の集中リスクが解消されている。2014年12月31日現在、上位10の調達先の占有率は全体の32%未満であった。

20.7. リスクの測定

エンデサは、エンデサのリスク負担が経営陣が定めたリスク・エクスポージャーに沿っているよう確保することで、連結損益計算書の変動を軽減するため、借入債務及びデリバティブのポジションのバリュー・アット・リスクを測定している。

現在のバリュー・アット・リスク算定には、以下のポジションのポートフォリオが含まれる。

- － 借入債務及び金融デリバティブ
- － エネルギー・デリバティブ

算定されたバリュー・アット・リスクは、信頼区間を95%として、1日のうちに起こり得る上記ポートフォリオの価値の下落を表す。この目的のために、ポートフォリオの価値に影響を与える以下のリスク変数のボラティリティを考察した。

- － Euribor金利
- － 米ドルLibor金利
- － 計算に含まれる様々な通貨の為替レート
- － 商品価格（電力、燃料、二酸化炭素）

バリュー・アット・リスクの計算は、リスク変数の現物及び先渡価格に関して可能性のある将来（1日先）の予想に基づいて行い、モンテカルロ・シミュレーション及びブートストラップ法を用いる。生成した予想数により、シミュレーションの収束基準の達成が確保される。先物価格予想のシミュレーションについては、対数で表された過去の収益率に基づき算定された様々なリスク変数のボラティリティ及び変数間の相関行列を使用した。

価格予想が生成された後に、それぞれの予想におけるポートフォリオの公正価値を計算し、可能性のある1日先の分布を得る。信頼区間95%の1日のバリュー・アット・リスクは、ポートフォリオの公正価値が1日で増加しうる額について百分位数5%として算定される。この形式は、エネルギー取引ポートフォリオのバリュー・アット・リスクの報告形式と整合する。

以上の仮定を踏まえて、事業別及びポジション種類別に分類した上記ポジションのバリュー・アット・リスクは、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)				
	2014年12月31日 現在	2013年12月31日現在(修正再表示後)		
		スペイン 及び ポルトガル	ラテン アメリカ	小計
財務ポジション	0.6	7	42	48
金利	0.5	10	46	46
外貨	0.2	2	3	4
エネルギー・デリバティブ	7.7	6	-	6

2014年度及び2013年度におけるバリュー・アット・リスクのポジションは、年度中の時間の経過に対応する満期及び取引の配列に基づいて変化した。

バリュー・アット・リスクが前年と対比して減少した要因は、エクスポージャーの水準変化の影響を除くと主に金利の低下である。

注記21. その他の固定負債

2014年及び2013年12月31日現在のこの項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
保証金(注記19.1.1)	424	450
非金融デリバティブ(注記19.3)	32	6
その他の未払金	100	141
合計(注記19.2)	556	597

注記22. 繰延税金資産及び繰延税金負債

2014年及び2013年12月31日現在の繰延税金資産及び繰延税金負債は、以下の要因の結果発生した。

(単位：百万ユーロ)		
繰延税金資産	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
資産の減価償却費及び償却費	177	285
年金及びリストラクチャリング引当金	754	720
その他の引当金	163	369
欠損金の繰越	-	5
未使用の税額控除	141	59
その他	40	430
合計	1,275	1,868

(単位：百万ユーロ)		
繰延税金負債	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
税務上の資産の加速償却	628	1,233
その他	245	817
合計	873	2,050

2014年及び2013年12月31日現在、相殺消去の要件を満たす繰延税金はそれぞれ711百万ユーロ及び926百万ユーロであった。

2014年及び2013年12月31日現在の繰延税金資産及び繰延税金負債の合計のうち、相殺消去できないものは以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
相殺消去の要件を満たさない繰延税金資産	564	942
相殺消去の要件を満たさない繰延税金負債	162	1,124

両年度の連結財政状態計算書における繰延税金資産及び繰延税金負債の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)								
繰延税金資産	2013年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)	連結範囲 への会社 組入／(除 外) (1)	(借 方)／貸 方損益(2)	(借 方)／貸 方自己資 本(3)	為替換算 差額	振替及び その他	売却目的 で保有す る固定資 産への振 替(注記5)	2014年 12月31日 現在残高
資産の減価償却費及び償却費	285	47	75	-	7	(68)	(169)	177
年金及びリストラクチャリング引当金	720	-	23	69	4	-	(62)	754
その他の引当金	369	10	(26)	-	7	7	(204)	163
欠損金の繰越	5	1	3	-	-	-	(9)	-
未使用の税額控除	59	-	82	-	-	-	-	141
その他	430	(7)	54	3	1	(20)	(421)	40
合計	1,868	51	211	72	19	(81)	(865)	1,275

- (1) 主にNueva Marina Real Estate, S.L. 及びInversiones GasAtacama Holding Ltda. の連結に関連している（注記2.4.1を参照）。
- (2) 継続事業に対応する＋145百万ユーロが含まれる。2014年度におけるスペインの税率変更によって、連結損益計算書に147百万ユーロの影響が生じ、繰延資産の価額が減少した（注記3oを参照）。
- (3) 継続事業に対応する＋70百万ユーロが含まれる。2014年度におけるスペインの税率変更によって、連結包括利益計算書に31百万ユーロの影響が生じ、繰延資産の価額が減少した（注記3oを参照）。

(単位：百万ユーロ)								
繰延税金資産	2012年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)	連結範囲 への会社 組入／(除 外)	(借 方)／貸 方損益(1)	(借 方)／貸 方自己資 本(2)	為替換算 差額	振替及び その他	売却目的 で保有す る固定資 産への振 替(注記5)	2013年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)
資産の減価償却費及び償却費	197	-	115	-	(22)	(5)	-	285
年金及びリストラクチャリング引当金	870	-	(126)	(12)	(12)	-	-	720
その他の引当金	390	-	(17)	-	(31)	27	-	369
欠損金の繰越	21	-	(23)	8	(2)	1	-	5
未使用の税額控除	56	-	11	(9)	-	1	-	59
その他	408	-	65	7	(26)	(24)	-	430
合計	1,942	-	25	(6)	(93)	-	-	1,868

- (1) 継続事業に対応する－22百万ユーロが含まれる。
- (2) 継続事業に対応する－17百万ユーロが含まれる。

(単位：百万ユーロ)								
繰延税金負債	2013年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)	連結範囲 への会社 組入／(除 外) ⁽¹⁾	借方／ (貸方) 損益 ⁽²⁾	借方／ (貸方) 自己資本 (3)	為替換算 差額	振替及び その他	売却目的 保有固定 資産に関 連する負 債への振 替 ^(注記5)	2014年 12月31日 現在残高
税務上の資産の加速償却	1,233	38	1	-	(3)	(9)	(632)	628
その他	817	2	(100)	12	4	(64)	(426)	245
合計	2,050	40	(99)	12	1	(73)	(1,058)	873

- (1) 主にInversiones GasAtacama Holding Ltda. の連結に関連している（注記2.4.1を参照）。
- (2) 継続事業に対応する－59百万ユーロが含まれる。2014年度におけるスペインの税率変更によって、連結損益計算書に186百万ユーロの影響が生じ、繰延資産の価額が減少した（注記30を参照）。
- (3) 継続事業に対応する＋15百万ユーロが含まれる。2014年度におけるスペインの税率変更によって、連結包括利益計算書に3百万ユーロの影響が生じ、繰延資産の価額が減少した（注記30を参照）。

(単位：百万ユーロ)								
繰延税金負債	2012年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)	連結範囲 への会社 組入／(除 外)	借方／ (貸方) 損益 ⁽¹⁾	借方／ (貸方) 自己資本 (2)	為替換算 差額	振替及び その他	売却目的 で保有す る固定資 産に関連 する負債 への振替 (注記5)	2013年 12月31日 現在残高 (修正再表 示後)
税務上の資産の加速償却	1,371	-	(47)	-	(95)	4	-	1,233
その他	916	-	(54)	(16)	(31)	2	-	817
合計	2,287	-	(101)	(16)	(126)	6	-	2,050

- (1) 継続事業に対応する－35百万ユーロが含まれる。
- (2) 継続事業に対応する－13百万ユーロが含まれる。

当社は、注記5に記載するラテンアメリカの事業の処分のプロセスが開始した時点で、エンデサ・エセ・アーがチリで有するEnersis, S.A. の20.3%の直接持分の税務上の価額と、エンデサの連結財務書類上の当該株式保有に関連する純資産の帳簿価額との間の差異に関連して、繰延税金資産が発生する可能性が高いと判断した。このため、2014年7月31日、売却目的で保有する固定資産及び非継続事業において219百万ユーロの繰延税金資産を認識した。ラテンアメリカの事業の売却日となった2014年10月23日、この繰延税金資産は228百万ユーロの金額で非継続事業の税引後利益に組み替えられた。

繰延税金資産の回収は、将来十分な課税所得を獲得できるかという点に左右される。親会社取締役は、エンデサ・グループ各社について予想される課税所得は、これら資産の回収に要する金額に十分に達していると考えている。

2014年12月31日現在、認識前の繰越損失に係る繰延税金資産はなかった。2013年12月31日現在では、エンデサは、102百万ユーロの欠損金に関連する繰延税金資産を認識していなかった。

2014年12月31日現在、将来の利益と相殺されることとなる過年度からの繰越損失はない。

2013年12月31日現在、将来の利益と相殺可能な過年度からの繰越損失及び損金算入の最終年度は表のとおりであり、いずれも、処分されたラテンアメリカの事業（注記5を参照）によって計上されていたものである。

(単位：百万ユーロ)	
年度	2013年12月31日現在
2014	6
2015	1
2016	55
2017	130
2018	67
無期限	99

2014年及び2013年12月31日現在、将来の利益と相殺可能な未使用の税額控除及び使用可能な最終年度の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
年度	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
2018	-	2
2021	3	3
2022	3	3
2023	2	2
2024	2	-
2026	7	3
2027	21	10
2028	24	13
2029	21	3
2030	16	15
2031	7	5
無期限	35	-
合計	141	59

[前へ](#)

[次へ](#)

注記23. 営業債務及びその他の流動負債

2014年及び2013年12月31日現在のこの項目の詳細は、以下のとおりである

(単位：百万ユーロ)		
	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
金融負債(注記19.2)	4,759	8,003
仕入債務及びその他の債務	3,613	5,045
非金融デリバティブ(注記19.3)	335	104
未払配当金	402	1,825
その他の未払金	409	1,029
税金負債	1,102	1,223
法人所得税	639	622
未払付加価値税(VAT)	44	102
その他の税金	419	499
合計	5,861	9,226

2015年1月2日、エンデサ・エセ・アー取締役会が2014年12月15日に承認した総額402百万ユーロの2014年度中間配当金（1株当たり税込0.38ユーロ）が支払われた（注記15.1.10を参照）。

2014年1月2日、エンデサ・エセ・アー取締役会が2013年12月17日に承認した総額1,588百万ユーロの2013年度中間配当金（1株当たり税込1.5ユーロ）が支払われた（注記15.1.10を参照）。

2014年12月31日現在の平均買掛金支払期間は28日、2013年12月31日現在は62日（継続事業が30日、非継続事業が103日）であったので、公正価値が帳簿価額と大幅に異なることはない。

注記24. 短期引当金

2014年及び2013年12月31日現在の連結財政状態計算書に計上されている短期引当金の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 (修正再表示後)
リストラクチャリング引当金(注記17.2)	264	323
人員削減計画(注記17.2.1)	253	323
契約の停止(注記17.2.2)	11	-
二酸化炭素（CO ₂ ）排出枠(注記9.1)	197	137
その他の短期引当金	83	229
合計	544	689

注記25. 収益

2014年度及び2013年度の連結損益計算書に計上されている本項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	2014年度	2013年度(修正再表示後)
売上高	20,473	20,509
その他の営業収益	1,039	1,006
合計	21,512	21,515

25.1. 売上高

2014年度及び2013年度の連結損益計算書に計上されている本項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	2014年度	2013年度 (修正再表示後)
電力売上：	14,841	15,161
自由化された市場に対する売上	7,946	7,761
スペイン国外の自由化された市場の顧客への供給	926	895
最終保障サービス提供事業者に対する売上	3,264	3,993
卸売市場に対する電力売上	939	962
本土外発電の回収できなかったコストに関する補償金	1,754	1,537
電力取引	12	13
ガス売上高	2,862	2,751
配電にかかる規制された収入	2,038	2,002
その他の売上及びサービス売上	732	595
合計	20,473	20,509

エンデサが事業を行っている主要な地理的地域別の外部顧客に対する売上高の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	2014年度	2013年度(修正再表示後)
スペイン	18,419	18,800
ポルトガル	770	745
英国	447	254
フランス	250	255
オランダ	196	175
ドイツ	164	165
その他	227	115
合計	20,473	20,509

25.2. その他の営業収益

2014年度及び2013年度のその他の営業収益の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	2014年度	2013年度(修正再表示後)
燃料在庫デリバティブの変動	685	452
収益に振り替えられた補助金	173	160
施設におけるサービスの提供	24	150
その他	157	244
合計	1,039	1,006

注記26. その他の変動仕入及びサービス

2014年度及び2013年度の連結損益計算書に計上されている本項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	2014年度	2013年度 (修正再表示後)
燃料在庫デリバティブの変動	786	472
環境関連の費用及び税金	670	605
二酸化炭素排出枠(注記9.1)	209	88
街路照明/業務免許	191	202
放射性廃棄物処理	171	179
その他の変動費用	417	204
合計	2,444	1,750

2014年3月7日付産業・エネルギー・観光省令IET/350/2014に従い、エンデサ・エセ・アーが2014年度に引き受ける補助金対象固定価格買取りは41.61%である。その他の変動費用には、2014年度の社会的補助に関連する102百万ユーロの費用が含まれる（注記4を参照）。2013年度のこの項目は、エンデサおよび通常制度に服しているその他の発電会社が補助金対象固定価格買取り費用の資金拠出から免除される旨を認めた最高裁判所の決定を延長する最高裁判所の決定を受け、2009年度から2011年度までに認識された102百万ユーロの戻入が行われたため、より少ない費用として示されていた。

注記27. 人件費

2014年度及び2013年度の連結損益計算書に計上されている本項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	2014年度	2013年度(修正再表示後)
給料及び賃金	740	757
年金制度拠出金(注記17.1)	68	63
リストラクチャリング引当金	303	(64)
人員削減計画引当金(注記17.2.1)	(46)	(64)
契約停止合意に係る引当金(注記17.2.2)	349	-
その他の人件費/従業員給付費用	134	274
合計	1,245	1,030

注記28. その他の固定営業費用

2014年度及び2013年度の連結損益計算書に計上されている本項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)		
	2014年度	2013年度(修正再表示後)
修繕保守費用	438	400
保険料	55	63
独立した専門サービス及び外部サービス	50	59
リース料及び課徴金(注記7.1)	41	42
所得税以外の税金	73	62
旅費・交通費	20	22
その他の固定営業費用	639	708
合計	1,316	1,356

注記29. 減価償却費、償却費及び減損損失

2014年度及び2013年度の連結損益計算書に計上されている本項目の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年度	2013年度 (修正再表示後)
有形固定資産の減価償却費(注記7)	1,261	1,318
有形固定資産及び投資不動産の減損損失(注記7及び8)	124	(20)
無形資産の償却費(注記9)	89	90
無形資産の減損損失(注記9)	17	87
貸倒引当金及びその他の引当金(注記13)	127	126
合計	1,618	1,601

注記30. 純金融利益/(損失)

2014年度及び2013年度の連結損益計算書に計上されている純金融利益／（損失）の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年度	2013年度 (修正再表示後)
金融収益	56	98
現金及び現金同等物	5	3
その他の金融資産	30	62
その他の金融収益	21	33
金融費用	(249)	(224)
借入債務(注記19.4.2)	(136)	(160)
引当金	(85)	(34)
借入費用の資産計上額(注記3a及び3i)	6	3
その他の金融費用	(6)	(5)
退職給付債務(注記17.1)	(28)	(28)
デリバティブ金融商品の利益/(損失)	23	(10)
キャッシュ・フロー・ヘッジ	(11)	(28)
損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ	7	(21)
公正価値ヘッジ	30	33
公正価値で測定される金融商品	(3)	6
為替差益/(差損)	4	30
利益	91	96
損失	(87)	(66)
純金融利益/(損失)	(166)	(106)

注記31. 法人所得税

2014年度及び2013年度の連結損益計算書に計上されている継続事業に係る法人所得税の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年度	2013年度(修正再表示後)
当年度の法人所得税	558	413
当年度の繰延法人所得税(注記22)	(165)	(14)
過年度調整	(13)	(15)
法人所得税引当額	(45)	12
税率調整(2014年11月27日付法律第27/2014号)(注記3o)	(39)	-
合計	296	396

2014年度及び2013年度について、継続事業の税引前利益にスペインの標準税率を適用した法人所得税と、添付の連結損益計算書に計上した法人所得税との調整、並びに、当該費用と継続事業に係る未払法人所得税純額との調整は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年度	2013年度(修正再表示後)
継続事業の税引前利益/(損失)	1,239	1,572
永久差異	247	(87)
調整後利益	1,486	1,485
税率(%)	30.0	30.0
税率を乗じた調整後利益	446	446
調整及びその他	8	10
損益に計上された税額控除	(61)	(57)
税率調整(2014年11月27日付法律第27/2014号)(注記3o)	(39)	-
連結損益計算書の法人所得税費用	354	399
当年度に株主持分に直接認識される税金	(83)	5
税率調整(2014年11月27日付法律第27/2014号)(注記3o)	28	-
法人所得税費用合計	299	404
当年度の繰延税金の変動	260	8
継続事業の未払法人所得税純額	559	412

注記5に記載するラテンアメリカの事業の売却は、スペインの居住者でない会社及び有価証券保有会社の持分の譲渡によって得た所得を伴うので、スペインの所得税法第21条及び第118条に従ってスペインの税から免除される。ただし、この事業はチリで課税され、エンデサ・エセ・アーによる51百万ユーロの納税が行われる結果となった。この金額と、Enersis, S.A. に対するエンデサ・エセ・アーの直接持分に関連して認識された228百万ユーロの繰延税金資産（注記22を参照）の取崩しによって、279百万ユーロの費用が発生し、非継続事業の税引後利益において認識された（注記5を参照）。

注記32. セグメント情報

32.1. セグメント設定の基準

エンデサは、注記5に記載するラテンアメリカでの事業の2014年10月23日の売却時点まで、主に次の2つの事業分野で事業を行っており、それぞれが特定の地理的地域を中心としていた。

- (i) スペイン及びポルトガル並びにラテンアメリカの地理的地域に含まれないその他の国々でエンデサが行うすべての活動が含まれる、スペイン及びポルトガル部門
- (ii) ラテンアメリカ部門

このため、エンデサはこれら2つのセグメントを区別してセグメント情報を表示していた。

さらに、エンデサは、発電及び配電を二次的セグメントとして扱い、このそれぞれに関連する供給活動が含まれていた。

上記に従い、当社がその決定を行う目的で分析する異なった財務情報をしかるべく考慮して、連結財務書類におけるセグメント情報を継続事業に対応するものとし、次の項目を含めている。

- (i) 発電（供給を含む。）
- (ii) 配電
- (iii) ストラクチャー（持株会社及び金融会社の残高及び取引を含む。）
- (iv) 連結調整及び相殺消去（セグメント間の相殺消去及び調整を含む。）

2013年12月31日現在のセグメント財政状態計算書、並びに2014年度及び2013年度のセグメント損益計算書には、2013年の通年及び売却が行われた2014年10月23日までの期間に存在したラテンアメリカのセグメントに関する情報も含まれている。

エンデサの企業組織は基本的にこれらのセグメントに一致している。したがって、下記のセグメント報告において設定された配分は、各セグメントを構成する各社の財務情報に基づく。

セグメント間の取引はその目的及び条件によって、通常の事業活動の一部を形成する。

2014年及び2013年度において、エンデサのいずれのセグメントでも、その収益の10%以上を占めた外部顧客はいない。

32.2. セグメント情報

2014年度及び2013年度の連結損益計算書並びに2014年及び2013年12月31日現在の連結財政状態計算書に関連するセグメント情報は、以下に記載するとおりである。

セグメント別損益計算書（2014年度）

(単位：百万ユーロ)							
	2014年度						
	スペイン及びポルトガル					ラテン アメリカ (注記5)	合計
	発電	配電	ストラク チャー	連結調整 及び消去	合計 スペイン 及びポル トガル		
収益	19,149	2,531	491	(659)	21,512	-	21,512
売上高	18,352	2,252	383	(514)	20,473	-	20,473
その他の営業収益	797	279	108	(145)	1,039	-	1,039
仕入及びサービス	(15,904)	(141)	(206)	277	(15,974)	-	(15,974)
電力購入	(5,148)	-	-	22	(5,126)	-	(5,126)
消費燃料原価	(2,486)	-	-	-	(2,486)	-	(2,486)
送電費用	(5,915)	-	-	(3)	(5,918)	-	(5,918)
その他の変動仕入及びサービス	(2,355)	(141)	(206)	258	(2,444)	-	(2,444)
貢献利益	3,245	2,390	285	(382)	5,538	-	5,538
自家建設資産	13	100	-	-	113	-	113
人件費	(635)	(335)	(313)	38	(1,245)	-	(1,245)
その他の固定営業費用	(1,073)	(464)	(180)	401	(1,316)	-	(1,316)
営業総利益/(損失)	1,550	1,691	(208)	57	3,090	-	3,090
減価償却費、償却費及び減損損失 (*)	(858)	(724)	(45)	9	(1,618)	-	(1,618)
営業利益/(損失)	692	967	(253)	66	1,472	-	1,472
純金融利益/(損失)	(159)	(82)	76	(1)	(166)	-	(166)
金融収益	26	32	452	(400)	110	-	110
金融費用	(181)	(114)	(385)	400	(280)	-	(280)
為替換算差額(純額)	(4)	-	9	(1)	4	-	4
持分法適用会社の利益/(損失)	(55)	2	9	-	(44)	-	(44)
その他の投資利益/(損失)	(1)	2	8,067	(8,066)	2	-	2
資産処分利益/(損失)	(28)	-	3,934	(3,931)	(25)	-	(25)
税引前利益/(損失)	449	889	11,833	(11,932)	1,239	-	1,239
法人所得税	(86)	(208)	(40)	38	(296)	-	(296)
継続事業の税引後利益/(損失)	363	681	11,793	(11,894)	943	-	943
非継続事業の税引後利益	-	-	-	-	-	3,045	3,045
当期純利益	363	681	11,793	(11,894)	943	3,045	3,988
親会社持分	363	681	11,800	(11,894)	950	2,387	3,337
非支配持分	-	-	(7)	-	(7)	658	651

(*) スペイン及びポルトガルのセグメントには、純額268百万ユーロの減損損失が含まれており、うち発電、配電及びストラクチャーにより計上された金額はそれぞれ154百万ユーロ、111百万ユーロ及び3百万ユーロであった。ラテンアメリカのセグメントには、処分日までの純額39百万ユーロの減損損失が含まれており、非継続事業の税引後利益に反映されている。

セグメント別損益計算書（2013年度）

(単位：百万ユーロ)							
	2013年度(修正再表示後)						
	スペイン及びポルトガル					ラテン アメリカ (注記5)	合計
	発電	配電	ストラク チャー	連結調整 及び消去	合計 スペイン 及びポル トガル		
収益	19,214	2,500	435	(634)	21,515	-	21,515
売上高	18,446	2,221	380	(538)	20,509	-	20,509
その他の営業収益	768	279	55	(96)	1,006	-	1,006
仕入及びサービス	(16,050)	(134)	(51)	220	(16,015)	-	(16,015)
電力購入	(5,389)	-	-	10	(5,379)	-	(5,379)
消費燃料原価	(2,780)	-	-	-	(2,780)	-	(2,780)
送電費用	(6,101)	-	-	(5)	(6,106)	-	(6,106)
その他の変動仕入及びサービス	(1,780)	(134)	(51)	215	(1,750)	-	(1,750)
貢献利益	3,164	2,366	384	(414)	5,500	-	5,500
自家建設資産	3	99	-	-	102	-	102
人件費	(500)	(306)	(224)	-	(1,030)	-	(1,030)
その他の固定営業費用	(1,079)	(523)	(172)	418	(1,356)	-	(1,356)
営業総利益/(損失)	1,588	1,636	(12)	4	3,216	-	3,216
減価償却費、償却費及び減損損失 (*)	(981)	(617)	(59)	56	(1,601)	-	(1,601)
営業利益/(損失)	607	1,019	(71)	60	1,615	-	1,615
純金融利益/(損失)	(150)	29	16	(1)	(106)	-	(106)
金融収益	34	61	553	(506)	142	-	142
金融費用	(189)	(32)	(561)	504	(278)	-	(278)
為替換算差額(純額)	5	-	24	1	30	-	30
持分法適用会社の利益/(損失)	51	-	6	-	57	-	57
その他の投資利益/(損失)	8	1	2,303	(2,302)	10	-	10
資産処分利益/(損失)	(16)	12	-	-	(4)	-	(4)
税引前利益/(損失)	500	1,061	2,254	(2,243)	1,572	-	1,572
法人所得税	(83)	(309)	(25)	21	(396)	-	(396)
継続事業の税引後利益	417	752	2,229	(2,222)	1,176	-	1,176
非継続事業の税引後利益	-	-	-	-	-	1,767	1,767
当期純利益	417	752	2,229	(2,222)	1,176	1,767	2,943
親会社持分	417	752	2,229	(2,222)	1,176	703	1,879
非支配持分	-	-	-	-	-	1,064	1,064

(*) スペイン及びポルトガルのセグメントには、純額194百万ユーロの減損損失が含まれており、うち発電及び配電により計上された金額はそれぞれ208百万ユーロ及び5百万ユーロ、並びにストラクチャーによる戻入が19百万ユーロであった。ラテンアメリカのセグメントには純額113百万ユーロの減損損失が含まれており、非継続事業の税引後利益に反映されている。

セグメント別財政状態計算書（2014年12月31日現在）

(単位：百万ユーロ)							
	2014年12月31日現在						
	スペイン及びポルトガル					ラテン アメリカ (注記5)	合計
	発電	配電	ストラク チャー	連結調整 及び消去	合計		
資産							
固定資産	11,628	12,974	25,371	(25,222)	24,751	-	24,751
有形固定資産	9,315	11,782	11	(4)	21,104	-	21,104
投資不動産	-	3	57	(38)	22	-	22
無形資産	397	123	106	1	627	-	627
のれん	-	-	-	-	-	-	-
持分法適用投資	979	21	104	-	1,104	-	1,104
固定金融資産	337	567	24,938	(25,223)	619	-	619
繰延税金資産	600	478	155	42	1,275	-	1,275
流動資産	4,403	1,351	1,393	(1,202)	5,945	-	5,945
棚卸資産	953	55	-	-	1,008	-	1,008
営業債権及びその他の債権	2,509	866	422	(726)	3,071	-	3,071
流動金融資産	756	428	502	(476)	1,210	-	1,210
現金及び現金同等物	177	2	469	-	648	-	648
売却目的で保有する固定資産及 び非継続事業	8	-	-	-	8	-	8
資産合計	16,031	14,325	26,764	(26,424)	30,696	-	30,696
株主持分及び負債							
株主持分	4,539	1,367	17,441	(14,772)	8,575	-	8,575
親会社持分	4,539	1,367	17,442	(14,772)	8,576	-	8,576
非支配持分	-	-	(1)	-	(1)	-	(1)
固定負債	7,225	10,660	7,764	(9,934)	15,715	-	15,715
繰延収益	55	4,592	-	(35)	4,612	-	4,612
長期引当金	2,084	1,077	315	115	3,591	-	3,591
長期有利子ローン及び借入金	4,535	4,188	7,370	(10,010)	6,083	-	6,083
その他の固定負債	133	411	11	1	556	-	556
繰延税金負債	418	392	68	(5)	873	-	873
流動負債	4,267	2,298	1,559	(1,718)	6,406	-	6,406
短期有利子ローン及び借入金	247	4	664	(914)	1	-	1
短期引当金	392	97	55	-	544	-	544
営業債務及びその他の流動負債	3,628	2,197	840	(804)	5,861	-	5,861
売却目的保有に分類される固定 資産及び非継続事業に関連する 負債	-	-	-	-	-	-	-
株主持分及び負債合計	16,031	14,325	26,764	(26,424)	30,696	-	30,696

セグメント別財政状態計算書（2013年12月31日現在）

(単位：百万ユーロ)							
	2013年12月31日現在(修正再表示後)(*)						
	スペイン及びポルトガル					ラテン アメリカ (注記5)	合計
	発電	配電	ストラク チャー	連結調整 及び消去	合計		
資産							
固定資産	11,936	14,545	33,321	(33,559)	26,243	16,452	42,695
有形固定資産	9,522	11,823	11	(17)	21,339	10,252	31,591
投資不動産	-	3	19	(7)	15	62	77
無形資産	340	159	127	(21)	605	1,620	2,225
のれん	-	-	-	-	-	2,302	2,302
持分法適用投資	940	23	102	-	1,065	343	1,408
固定金融資産	648	2,139	32,891	(33,562)	2,116	1,108	3,224
繰延税金資産	486	398	171	48	1,103	765	1,868
流動資産	5,089	1,033	3,647	(1,918)	7,851	5,411	13,262
棚卸資産	954	42	-	-	996	107	1,103
営業債権及びその他の債権	2,622	975	488	(974)	3,111	1,821	4,932
流動金融資産	1,301	7	1,448	(944)	1,812	1,266	3,078
現金及び現金同等物	208	9	1,711	-	1,928	2,217	4,145
売却目的で保有する固定資産及 び非継続事業	4	-	-	-	4	-	4
資産合計	17,025	15,578	36,968	(35,477)	34,094	21,863	55,957
株主持分及び負債							
株主持分	7,952	4,690	21,255	(18,228)	15,669	11,093	26,762
親会社持分	7,952	4,690	21,255	(18,228)	15,669	4,852	20,521
非支配持分	-	-	-	-	-	6,241	6,241
固定負債	5,234	8,675	11,625	(13,228)	12,306	5,847	18,153
繰延収益	58	4,576	-	(86)	4,548	25	4,573
長期引当金	1,569	986	216	120	2,891	605	3,496
長期有利子ローン及び借入金	3,058	2,345	11,275	(13,287)	3,391	4,046	7,437
その他の固定負債	95	401	7	(2)	501	96	597
繰延税金負債	454	367	127	27	975	1,075	2,050
流動負債	3,839	2,213	4,088	(4,021)	6,119	4,923	11,042
短期有利子ローン及び借入金	23	4	2,026	(2,039)	14	1,113	1,127
短期引当金	381	123	58	-	562	127	689
営業債務及びその他の流動負債	3,435	2,086	2,004	(1,982)	5,543	3,683	9,226
売却目的保有に分類される固定 資産及び非継続事業に関連する 負債	-	-	-	-	-	-	-
株主持分及び負債合計	17,025	15,578	36,968	(35,477)	34,094	21,863	55,957

(*) 注記2.2の説明のとおり、修正再表示されている。

[前へ](#)[次へ](#)

注記33. 関連当事者との残高及び取引

関連当事者とは、エンデサが直接に又は1若しくは複数の媒体会社を通じて間接的に支配権若しくは共同支配権を行使する者又は重要な影響力を有する者、又は、エンデサの経営チームの主要なメンバーをいう。

エンデサの経営チームの主要なメンバーとは、直接又は間接的にエンデサの事業の計画、指揮及び管理を行う権限を有するとともに責任を負う者をいい、取締役が含まれる。

当社と関連当事者である子会社及び共同支配事業間の取引は、（それらの目的及び条件の観点から）当社の通常の事業活動の一部を形成し、連結上は消去されている。したがって、これらの情報は、この注記では開示されていない。

参考のため記載すると、ENELグループに属し、エンデサの連結財務書類に含まれない全企業が重要株主とみなされた。この区分の取引には、ラテンアメリカでの事業を行っている会社の注記5に記載する売却による非連結化の日となった2014年10月23日以降、2014年12月31日までの間に当該会社との間で行われた2014年度中の取引も含まれる。

関連当事者との取引はすべて、一般の取引条件と同様に行われている。

33.1. 費用、収益及びその他の取引

2014年度及び2013年度の特筆すべき関連当事者との残高及び取引は、以下のとおりであり、すべて一般の取引条件と同様に行われた。

33.1.1. 費用及び収益

(単位：百万ユーロ)					
	2014年度				
	重要な株主	取締役及び 執行役員 (注記33.4を 参照)	エンデサの 従業員、会 社又は事業 体	その他の関 連当事者	合計
継続事業					
金融費用	46	-	-	-	46
経営管理又は業務協力契約	29	-	-	-	29
研究開発譲渡及びライセンス契約	-	-	-	-	-
リース	-	-	-	-	-
サービスの受領	157	-	-	-	157
完成品及び仕掛品の購入	147	-	-	-	147
回収不能又は貸倒懸念債権の評価修正	-	-	-	-	-
資産の認識中止又は処分による損失	-	-	-	-	-
その他の費用(*)	533	-	-	-	533
継続事業の費用合計	912	-	-	-	912
非継続事業の費用合計	19	-	-	-	19
費用合計	931	-	-	-	931
継続事業					
金融収益	2	-	-	-	2
経営管理又は業務協力契約	12	-	-	-	12
研究開発譲渡及びライセンス契約	-	-	-	-	-
受取配当金	-	-	-	-	-
リース	8	-	-	-	8
サービスの提供	14	-	-	-	14
完成品及び仕掛品の売却	43	-	-	-	43
資産の認識中止又は処分による利益	-	-	-	-	-
その他の収益	374	-	-	-	374
継続事業の収益合計	453	-	-	-	453
非継続事業の収益合計(**)	1,766	-	-	-	1,766
収益合計	2,219	-	-	-	2,219

(*) その他の包括利益で認識された22百万ユーロが含まれている。

(**) ラテンアメリカの事業の売却による利益純額に対応する1,764百万ユーロが含まれている（注記5を参照）。

(単位：百万ユーロ)					
	2013 (修正再表示後)				
	重要な株主	取締役及び 執行役員 (注記33.4を 参照)	エンデサの 従業員、会 社又は事業 体	その他の関 連当事者	合計
継続事業					
金融費用	36	-	-	-	36
経営管理又は業務協力契約	27	-	-	-	27
研究開発譲渡及びライセンス契約	-	-	-	-	-
リース	-	-	-	-	-
サービスの受領	169	-	-	-	169
完成品及び仕掛品の購入	170	-	-	-	170
回収不能又は貸倒懸念債権の評価修正	-	-	-	-	-
資産の認識中止又は処分による損失	-	-	-	-	-
その他の費用(*)	185	-	-	-	185
継続事業の費用合計	587	-	-	-	587
非継続事業の費用合計	17	-	-	-	17
費用合計	604	-	-	-	604
継続事業					
金融収益	1	-	-	-	1
経営管理又は業務協力契約	14	-	-	-	14
研究開発譲渡及びライセンス契約	-	-	-	-	-
受取配当金	-	-	-	-	-
リース	8	-	-	-	8
サービスの提供	4	-	-	-	4
完成品及び仕掛品の売却	30	-	-	-	30
資産の認識中止又は処分による利益	-	-	-	-	-
その他の収益	146	-	-	-	146
継続事業の収益合計	203	-	-	-	203
非継続事業の収益合計	2	-	-	-	2
収益合計	205	-	-	-	205

(*) その他の包括利益で認識された5百万ユーロが含まれている。

2014年度の非継続事業の収入には、ラテンアメリカの事業の売却による1,764百万ユーロの利益純額が含まれていた（注記5を参照）。

2014年度の「その他の費用」に含まれている主な関連当事者取引は、エネルギー購入費用9百万ユーロ（2013年度は5百万ユーロ）、並びに電力及びその他のエネルギー製品に係るデリバティブ金融商品の公正価値減少524百万ユーロ（2013年度は180百万ユーロ）であった。

2014年度の「その他の収益」に含まれる主な関連当事者取引は、電力及びその他のエネルギー製品に係るデリバティブ金融商品の公正価値増加326百万ユーロ（2013年度は106百万ユーロ）、エネルギー販売によるその他の収益9百万ユーロ（2013年度は4百万ユーロ）、並びに、エンデサがそれぞれ40%、50%及び50%の持分を有するENEL Green Power España, S.L.、ENEL Insurance, N.V. およびCompostilla Re, S.A. からの収益への貢献として持分法によりエンデサの連結財務書類で認識された39百万ユーロ（2013年度は36百万ユーロ）であった。

33.1.2. その他の取引

(単位：百万ユーロ)					
	2014年度				
	重要な株主	取締役及び 執行役員 (注記33.4を 参照)	エンデサの従 業員、会社又 は事業体	その他の関 連当事者	合計
継続事業					
有形固定資産、無形資産、又はその 他の資産の購入	200	-	-	-	200
融資契約（貸手）	4	1	-	-	5
ファイナンス・リース契約（貸手）	-	-	-	-	-
融資及びリース契約の返済又は解約 （貸手）	-	-	-	-	-
有形固定資産、無形資産、又はその 他の資産の売却	-	-	-	-	-
融資契約（借手）	4,619	-	-	-	4,619
ファイナンス・リース契約（借手）	-	-	-	-	-
融資及びリース契約の返済又は解約 （借手）	-	-	-	-	-
保証の提供	-	7	-	-	7
保証の受入	113	-	-	-	113
コミットメントの取得	-	-	-	-	-
コミットメント又は保証の解消	-	-	-	-	-
配当金及びその他の分配利益	14,908	-	-	-	14,908
その他の取引	-	-	-	-	-
非継続事業 (*)	8,253	-	-	-	8,253

(*) ラテンアメリカの事業の売却に関連する回収分が含まれる（注記5を参照）。

(単位：百万ユーロ)					
	2013年度(修正再表示後)				
	重要な株主	取締役及び 執行役員 (注記33.4を 参照)	エンデサの従 業員、会社又 は事業体	その他の関 連当事者	合計
継続事業					
有形固定資産、無形資産、又はその 他の資産の購入	76	-	-	-	76
融資契約（貸手）	1,000	1	-	-	1,001
ファイナンス・リース契約（貸手）	-	-	-	-	-
融資及びリース契約の返済又は解約 （貸手）	-	-	-	-	-
有形固定資産、無形資産、又はその 他の資産の売却	-	-	-	-	-
融資契約（借手）	-	-	-	-	-
ファイナンス・リース（借手）	-	-	-	-	-
融資及びリース契約の返済又は解約 （借手）	-	-	-	-	-
保証の提供	-	7	-	-	7
保証の受入	-	-	-	-	-
コミットメントの取得	-	-	-	-	-
コミットメント又は保証の解消	-	-	-	-	-
配当及びその他の分配利益	-	-	-	-	-
その他の取引	-	-	-	-	-
非継続事業	9	-	-	-	9

2014年度に非継続事業に含まれた主な関連当事者取引は、ENEL Iberoamérica, S.L.U. へのラテンアメリカの事業の売却である（注記5を参照）。

2014年度の融資契約（借手）には、ENEL Finance International, N.V. との間の4,500百万ユーロの内部ローンも含まれていた（注記18.2を参照）。さらに、エンデサは、2014年12月31日現在、ENEL Finance International, N.V. との間の1,000百万ユーロの融資枠も有していたが、利用残高はなかった（注記18.2を参照）。

最後に、2014年度における配当金及びその他の分配利益には、ENEL Iberoamérica, S.L.U. に支払われた配当金が含まれていた（注記15.1.10を参照）。

2014年度の保証の提供には、エンデサが液化天然ガス（LNG）の購入のためにCorpus Christi Liquefaction, LLCとの間で調印した契約の遵守に関連してENEL, S.p.A. からエンデサが受領した、137百万米ドル（約113百万ユーロ）の保証が含まれる（注記12を参照）。

2013年12月31日現在、融資契約（貸手）には、ENEL Iberoamérica, S.L.U. に対する融資契約1,000百万ユーロが含まれていた。2014年1月2日の中間配当支払時に同契約は解約された（注記15.1.10を参照）。

2014年度及び2013年度中に取締役又はその代理の者が行った当社（又はその子会社）との取引には、通常業務の過程に対応しないもの又はその時点における市場の条件に従わずに実行されたものはない。

特定の取締役のその他の関連者との間で行われた取引の金額は、合算して1百万ユーロ以下であった。これらの取引は、当社の通常業務の過程に対応するとともに、正常な市場の条件に基づいて実行された。

33.1.3. その他の情報

重要な株主との取引の2014年及び2013年12月31日現在の残高は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31 日現在	連結財政状態 計算書に占め る割合(%)	2013年12月31 日現在 (修正再表示 後)	連結財政状態 計算書に占め る割合(%)
固定金融資産	24	3.9	3	0.1
営業債権	216	7.8	77	1.7
未収還付法人所得税	278	95.5	243	57.9
現金及び現金同等物	-	N/A	1,000	24.1
資産	518	1.7	1,323	2.4
長期有利子ローン及び借入金	4,619	75.9	118	1.6
その他の固定負債	28	5.0	3	0.5
短期有利子ローン及び借入金	-	N/A	2	0.2
仕入債務及びその他の債務	830	15.9	1,858	21.6
未払法人所得税	619	96.9	401	64.5
負債	6,096	19.9	2,382	4.3

33.2. 関連会社及びジョイント・ベンチャー

2014年及び2013年12月31日現在の関連会社及びジョイント・ベンチャーに対する債権及び保証提供の残高は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	関連会社		ジョイント・ベンチャー	
	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在
債権(注記19.1.1)	71	13	19	44
保証の残高	4	70	32	32

2014年度及び2013年度中の関連会社、ジョイント・ベンチャー及び共同支配事業との間の取引のうち、連結の過程で消去されなかったものは、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	関連会社		ジョイント・ベンチャー		共同支配事業	
	2014年度	2013年度(*)	2014年度	2013年度(*)	2014年度	2013年度
収益	5	8	1	-	-	-
費用	13	9	17	16	52	51

(*) すべて継続事業により計上された。非継続事業の下に関連会社に対応する金額は、収益が6百万ユーロ及び費用が5百万ユーロであった。ジョイント・ベンチャーにおけるこれらの金額は、それぞれ18百万ユーロ及び52百万ユーロであった。

33.3. 年金制度

2013年12月31日現在、保険年金機構によって承認されている再調整制度に関するエンデサ年金制度に対する債務額は、5百万ユーロであった。2014年12月31日現在、この項目に配分される金額はなかった。

これらの金額は、連結財政状態計算書で有利子ローン及び借入金として計上されている。

33.4. 取締役及び上級管理職

33.4.1. 取締役の報酬

定款第41条において、次のように定められている。「取締役の報酬は毎月の固定報酬及び利益割当から成る。当該項目に関する全取締役の年間報酬総額は、年次株主総会で承認されたとおり、連結グループ利益の1000分の1と規定されている。ただし、取締役会が妥当と判断した場合には、年度内の割合を引き下げることができる。かかる規程は、出席手当を定める下記の当第41条3項の規程を妨げるものではない。

取締役会は、上記項目間の金額の配分を決め、取締役間でその形態、時期、割合を自由に決定できる。

取締役会のメンバーは、当社の経営組織及びその委員会の各会議の出席に関して、報酬を受け取る。これらの出席手当の金額は、上記条項に従って毎月の固定報酬として決定された金額を超過してはならない。取締役会は、その制限内で、出席手当の金額を設定することができる。

前節の取締役会の一員としての報酬は、取締役として行う合議制による監督や意思決定機能を除き（これらは適用される法制度を条件とする）、場合により当社のために履行する他の執行義務や助言義務に関する取締役の他の専門報酬又は労働報酬と両立する。

スペイン会社法第218条に従って、取締役に対する利益分配報酬は、法律上・規程上の準備金が確保され、株主に対して配当金の額面金額の最低4%の配当が宣言された後ではじめて付与される。」

したがって、エンデサ・エセ・アーの取締役会のメンバーは当社の取締役として、及び場合によっては子会社の取締役会のメンバーとして報酬を受領した。また、執行役員も務める取締役は、執行に関する報酬も受領した。

2014年度において、各取締役の毎月の固定報酬総額は15,642.56ユーロであった。また、取締役会、執行委員会、指名及び報酬委員会、監査及びコンプライアンス委員会への出席手当総額は各会合で1,502.53ユーロであった（注記33.4.7を参照）。

取締役会のメンバー及び執行取締役は、エンデサ上級管理職の給与体系に従って、取締役としての立場以外の職務施行に関する報酬も受け取る。かかる報酬の主な構成要素は、次のとおりである。

- － 年間固定報酬：受託した職務の複雑度及び責任に応じて毎月支給される現金報酬。
- － 短期変動報酬：支給は保証されておらず、当社の考課制度により設定された年間目標の達成が条件とされる現金報酬。
- － 長期変動報酬：支給は保証されておらず、複数年の目標の達成が条件とされる現金報酬。
- － 福利厚生及びその他の給付：自発的、法律、契約、もしくは労使間交渉によって決められた特定の要件、特殊要件、及び固有の要件に従って受け取る報酬（通常は非現金報酬）。

取締役会のメンバーが2014年度及び2013年度に受領した報酬の詳細は、以下のとおりである。

(単位：ユーロ)									
	2014年度								
	給与	固定報酬	出席手当	短期変動報酬	長期変動報酬	補償	その他の構成要素	他社の報酬	2014年度合計
ボルハ・ブラド・ユウラテ	812,000	187,710	42,071	813,939	649,600	-	37,310	91,483	2,634,113
フランチェスコ・スタラーチェ ^{(1) (8)}	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ホセD. ボガス・ガルベス ⁽³⁾	191,946	-	-	125,436	100,772	-	10,867	-	429,021
アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト	-	187,710	57,097	-	-	-	-	-	244,807
リビオ・ガロ ^{(7) (8)}	-	-	-	-	-	-	-	-	-
アルベルト・デ・パオリ ^{(5) (8)}	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ヘレナ・レボレド・デルベッキオ ⁽⁵⁾	-	31,285	4,508	-	-	-	-	-	35,793
ミケル・ロカ・フンイェント	-	187,710	57,097	-	-	-	-	-	244,807
エンリコ・ピアレ ^{(7) (8)}	-	-	-	-	-	-	-	-	-
アンドレア・ブレンタン ⁽⁴⁾	546,364	-	-	-	-	11,003,000	768,715	-	12,318,079
サルバドル・モンテホ・ベリラ ⁽⁶⁾	438,299	-	-	302,161	278,918	-	25,103	-	1,044,481
フルビオ・コンティ ^{(2) (8)}	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ルイヒ・フェラリス ^{(6) (8)}	-	-	-	-	-	-	-	-	-
マッシモ・シオフィ ^{(2) (8)}	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ヒアナルカ・コミン ^{(2) (8)}	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	1,988,609	594,415	160,773	1,241,536	1,029,290	11,003,000	841,995	91,483	16,951,101

- (1) 2014年6月16日に取締役に就任。よって2014年の値は、2014年6月16日から12月31日までの期間に関するものである。
- (2) 2014年6月16日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から6月16日までの期間に関するものである。
- (3) 2014年10月7日に取締役に就任。よって2014年の値は、2014年10月7日から12月31日までの期間に関するものである。
- (4) 2014年10月7日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から10月7日までの期間に関するものである。
- (5) 2014年11月4日に取締役に就任。よって2014年の値は、2014年11月4日から12月31日までの期間に関するものである。
- (6) 2014年11月4日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から11月4日までの期間に関するものである。
- (7) 2014年10月21日に取締役に就任。よって2014年の値は、2014年10月21日から12月31日までの期間に関するものである。
- (8) ENELのプロプライエタリー・ディレクター（一定数の株式を所有する実質株主でもある取締役）は、その立場においてはエンデサ・エセ・アーの報酬を受領しない。

(単位：ユーロ)								
	2013年度							
	給与	固定報酬	出席手当	短期変動報酬	長期変動報酬	その他の構成要素	他社の報酬	2013年度合計
ボルハ・プラド・ユウラテ	812,000	250,281	44,074	495,872	649,600	37,894	79,835	2,369,556
アンドレア・ブレンタン	710,500	-	-	236,838	568,400	194,615	-	1,710,353
フルビオ・コンティ ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
ルイヒ・フェラリス ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
マッシモ・シオッフィ ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
ヒアナルカ・コミン ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
アレハンドロ・エチェバリア・ブスケト	-	250,281	62,104	-	-	-	-	312,385
ミケル・ロカ・フンイェント	-	250,281	62,104	-	-	-	-	312,385
サルバドル・モンテホ・ベリラ	557,836	-	-	290,074	334,701	32,798	-	1,215,409
合計	2,080,336	750,843	168,282	1,022,784	1,552,701	265,307	79,835	5,920,088

- (1) 2013年、ENELのプロプライエタリー・ディレクターは、エンデサ・エセ・アー取締役会のプロプライエタリー・ディレクターとしての報酬受給権を放棄した。

立替金及び貸付金

(単位：ユーロ)		
氏名	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
サルバドル・モンテホ・ベリラ ⁽¹⁾	-	168,283
ホセD. ボガス・ガルベス ⁽²⁾	407,572	-
合計	407,572	168,283

- (1) 2014年11月4日に取締役を退任。
(2) 2014年10月7日に取締役に就任。

年金基金及び制度：拠出

(単位：ユーロ)		
氏名	2014年度	2013年度
ボルハ・プラド・ユウラテ	208,044	208,434
アンドレア・ブレンタン ⁽¹⁾	185,659	190,437
サルバドル・モンテホ・ベリラ ⁽²⁾	161,916	195,412
ホセD. ボガス・ガルベス ⁽³⁾	61,584	-
合計	617,203	594,283

- (1) 2014年10月7日に取締役に退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から10月7日までの期間に関するものである。
(2) 2014年11月4日に取締役に退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から11月4日までの期間に関するものである。
(3) 2014年10月7日に取締役に就任。よって2014年の値は、2014年10月7日から12月31日までの期間に関するものである。

[前へ](#)

[次へ](#)

年金基金及び制度：退職給付債務

(単位：ユーロ)		
氏名	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
ボルハ・プラド・ユウラテ	1,249,480	987,784
アンドレア・ブレンタン ⁽¹⁾	-	867,137
サルバドル・モンテホ・ベリラ ⁽²⁾	-	2,559,520
ホセダミアン・ボガス・ガルベス ⁽³⁾	7,877,685	-
合計	9,127,165	4,414,441

- (1) 2014年10月7日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から10月7日までの期間に関するものである。
- (2) 2014年11月4日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から11月4日までの期間に関するものである。
- (3) 2014年10月7日に取締役に就任。よって2014年の値は、2014年10月7日から12月31日までの期間に関するものである。

生命保険料

(単位：ユーロ)		
氏名	2014年度	2013年度
ボルハ・プラド・ユウラテ	102,554	102,761
アンドレア・ブレンタン ⁽¹⁾	110,904	111,844
サルバドル・モンテホ・ベリラ ⁽²⁾	41,245	50,461
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス ⁽³⁾	9,892	-
合計	264,595	265,066

- (1) 2014年10月7日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から10月7日までの期間に関するものである。
- (2) 2014年11月4日に取締役を退任。よって2014年の値は、2014年1月1日から11月4日までの期間に関するものである。
- (3) 2014年10月7日に取締役に就任。よって2014年の値は、2014年10月7日から12月31日までの期間に関するものである。

当社から執行取締役への保証の提供

報酬に関連して、当社は、2014年12月31日現在、年齢及び勤務期間の等しい他の従業員と同様に、早期退職給付に備えるため、受給資格を有する執行取締役に代わって2014年度の7,159,131ユーロの保証を提供している。

33.4.2. 上級管理職の報酬

2014年度及び2013年度における上級管理職の報酬

執行取締役以外の上級管理職の一覧並びに当該管理職に当期中支払われた報酬の合計は、以下のとおりである。

2014年度における上級管理職 ⁽¹⁾	
氏名	役職
リカルド・ペレス・ブランコ ⁽²⁾	法務・総務部門ゼネラル・マネージャー
エンリケ・ドゥランド・バケリソ	監査部門ゼネラル・マネージャー
パオロ・ボンディ	管理・財務及び統制部門ゼネラル・マネージャー
アルベルト・フェルナンデス・トーレス	広報部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・ルイス・プチェ・カスチレホ	メディア部門ゼネラル・マネージャー
アンドレア・ロ・ファソ ⁽²⁾	組織及び人事部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・カサス・マリン ⁽²⁾	制度関係及び規制部門ゼネラル・マネージャー
フェルナンド・フェランド・ヴィタリス ⁽²⁾	持続可能性部門ゼネラル・マネージャー
パブロ・アスコイティア・ ⁽²⁾	購買部門ゼネラル・マネージャー
マヌエル・フェルナンド・マリン・グスマン ⁽²⁾	ICT部門ゼネラル・マネージャー
ハビエル・ウリアルテ・モネレオ ⁽²⁾	供給部門ゼネラル・マネージャー
マヌエル・モラン・カセロ ⁽²⁾	発電部門ゼネラル・マネージャー
アルバロ・ルイス・キラルテ・アベロ ⁽²⁾	エネルギーマネジメント部門ゼネラル・マネージャー
フランセスコ・アマデイ ⁽²⁾	インフラ及びネットワーク部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・マリア・グラバロス・ラスエン ⁽²⁾	原子力部門ゼネラル・マネージャー
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ ⁽³⁾	法務及び秘書部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス ⁽³⁾	スペイン及びポルトガル部門ゼネラル・マネージャー
フランセスコ・ブレスチ ⁽³⁾	購買部門ゼネラル・マネージャー
ラファエル・ロペス・ルエダ ⁽³⁾	システム及び電気通信部門ゼネラル・マネージャー
ヘクトル・ロペス・ビラセコ ⁽³⁾	戦略部門ゼネラル・マネージャー
フェデリコ・フェア ⁽³⁾	イノベーション部門ゼネラル・マネージャー
イグナシオ・アントニャンサス・アルベール ⁽⁴⁾	ラテンアメリカ部門及びチリ部門ゼネラル・マネージャー
サルバドル・モンテホ・ベリラ	取締役会秘書役

- (1) スペイン証券取引委員会（以下本第6において「CNMV」という。）の2013年6月12日付通達第5/2013号の上級管理職の定義に従って、上表に掲載した職員一覧。
- (2) 経営執行会議の構成変更後、2014年度に入社。
- (3) 経営執行会議の構成変更後、2014年度に退職。
- (4) ラテンアメリカの事業の売却（注記5を参照）の結果、2014年10月23日に退職。

2013年度における上級管理職 ⁽¹⁾	
氏名	役職
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	法務及び秘書部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	スペイン及びポルトガル部門ゼネラル・マネージャー
パオロ・ボンディ	経済・財務部門ゼネラル・マネージャー
フランセスコ・プレスチ	購買部門ゼネラル・マネージャー
エンリケ・ドゥランド・バケリソ	監査部門ゼネラル・マネージャー
ラファエル・ロペス・ルエダ	システム及び電気通信部門ゼネラル・マネージャー
アルフォンソ・ロペス・サンチェス ⁽²⁾	広報部門ゼネラル・マネージャー
ヘクトル・ロペス・ビラセコ	戦略部門ゼネラル・マネージャー
ホセ・ルイス・プチェ・カスチレホ	組織及び人事部門ゼネラル・マネージャー
アルベルト・フェルナンデス・トーレス ⁽³⁾	広報部門ゼネラル・マネージャー
フェデリコ・フェア ⁽³⁾	イノベーション部門ゼネラル・マネージャー
イグナシオ・アントニャンサス・アルベール	ラテンアメリカ部門及びチリ部門ゼネラル・マネージャー

(1) CNMVの2013年6月12日付通達第5/2013号の上級管理職の定義に従って、上表に掲載した職員一覧。

(2) 2013年度に退職。

(3) 2013年度に入社。

上表の上級管理職の報酬内訳は、以下のとおりである。

	(単位：ユーロ)			
	報酬			
	当社における報酬		エンデサ各社の取締役としての報酬	
	2014年度	2013年度	2014年度	2013年度
固定報酬	4,694,570	5,023,099	-	-
変動報酬	5,054,501	4,343,803	-	-
出席手当	-	-	-	-
規約上の報酬	-	-	-	-
株式オプション及びその他の金融商品	-	-	-	-
その他	724,785	1,477,706	-	-
合計	10,473,856	10,844,608	-	-

(単位：ユーロ)				
	その他の給付			
	当社における報酬		エンデサ各社の取締役としての報酬	
	2014年度	2013年度	2014年度	2013年度
立替金	830,722	466,942	-	-
貸付金	153,559	229,689	-	-
年金基金及び制度：拠出	1,221,956	1,047,034	-	-
年金基金及び制度：退職給付債務	12,999,092	16,840,623	-	-
生命保険料	268,879	251,116	-	-

当社が上級管理職に対して供与している保証

2014年12月31日現在、当社が上級管理職に対して発行している保証はなかった。2013年度には、年齢及び勤務期間の等しい他の従業員と同様に、早期退職給付に備えるため、上級管理職に代わって行った7,159,131ユーロの保証があった。

33.4.3. 保証条項：取締役会及び上級管理職

解雇又は支配持分変動に関する保証条項

当該条項は、当社及び当社グループの執行取締役及び上級管理職のすべての契約において同一であり、指名・報酬委員会の報告書に基づき取締役会によって承認されており、雇用終了時における退職給付及び契約終了後の非競合条項について規定している。

管理に関しては、この種の解雇条項は通例ではないものの、権利が発生する事例の内容は一般的な雇用関係における予想と同様なものとなっている。

当該条項の規程は、以下のとおりである。

雇用関係の終了：

- － 相互の同意による場合：事例ごとに、年間報酬の等額から3.3倍相当額の退職給付が支給される。
- － 管理職側の一方的な決定による場合：退職給付の受給資格はない。ただし、雇用関係の終了が当社による重大かつ故意の義務違反の結果である場合、当該役職が廃止される場合、又は、1985年8月1日付の政令第1382/1985号の規定に定められた、支配の変更その他の退職補償が支給される要因による場合を除く。
- － 当社側による解雇：前々項に記載された退職給付が支給される。
- － 当該上級管理職の重大な故意又は過失による義務不履行に基づき当社側が決定した場合：退職給付は支給されない。

これらの規程は、上級管理職を対象とした既存の雇用関係の変更又は早期退職を理由とする雇用関係の終了に起因する規程に代わるものである。

契約関係終了後に関する競合禁止条項：

大半の契約において、上級管理職はエンデサと競合する事業に2年間は従事しないことが求められる。その対価として、管理職には、最高で年間固定報酬の1.1倍相当額の受給資格がある。

2014年12月31日現在、エンデサの執行取締役及び上級管理職11名の雇用契約で、保証条項が規定されている。2013年12月31日現在は11名であった。

33.4.4. 取締役会に関するその他の開示事項

2014年度には、取締役が関係する利益相反の事例があった。この利益相反関係から影響を受ける取締役は、関連する取締役会に出席しなかったため、取締役会がエンデサの利益を損なう決議を行う可能性は回避された。

- － ENELの執行取締役及びプロプライエタリー・ディレクターが出席しなかった2014年2月24日の取締役会
は、Litoral火力発電所の設計・調達・建設（EPC）契約をNEL Ingegneria e Ricerca S.p.A. に発注すること
に同意した。
- － ENELの執行取締役及びプロプライエタリー・ディレクターが出席しなかった2014年4月28日の取締役会
は、エンデサがCorpus Christi Liquefaction LLCとの間で契約を締結した液化天然ガス（LNG）の一定数
量（年間1 bcm）のENEL Trade, S.p.A. への譲渡を承認することに同意した。
- － ENELの執行取締役及びプロプライエタリー・ディレクターが出席しなかった2014年4月28日の取締役会
は、ENELとエンデサとの間の保険ブローカー業務、保険及びリスク補償、並びに関連するコンサル
ティングサービスの委託の署名を承認することに同意した。
- － ENELの執行取締役及びプロプライエタリー・ディレクターが出席しなかった2014年4月28日の取締役会
は、ENELグループにプロジェクトの一部が発注される2014～2018年度のラテンアメリカの遠隔管理計
画を承認することに同意した。
- － 2014年4月28日の取締役会では、132kVの送電線に係る地役権についての意見書のRoca & Junyent法律事
務所への委託に対する承認も付与された。
- － ENELの執行取締役及びプロプライエタリー・ディレクターが出席しなかった2014年7月28日の取締役会
は、ENDESA Financiación Filiales, S.A.U. とENEL Iberoamérica, S.L.U. との間の余剰資金運用契約の追加
の1年間の（市場の条件に基づく）更新を承認した。
- － 2014年7月から10月までの間の取締役会において、ラテンアメリカでの処分のプロセス及びエンデサが
受領する対価に等しい金額の特別現金配当に関し、当社にとっての当該作業の重要性を十分に考慮した
上で、プロセスの透明性及び広報を保証するために以下の手段が採択された。
 - － 全般的な企業統治の規約に従って作業を分析する臨時委員会を取締役に設け、エンデサの独立取
締役のみによって構成する。
 - － 独立取締役の委員会の提案に基づき、資格を有する独立の専門家が任命・委託され、作業に関連す
る財務上、戦略上及び法律上の問題について当社に助言する。

- － 取締役会は、潜在的利益相反を回避するために、作業の分析に関する決定並びに、委員会が行う決定の実施のために必要なまたは望ましいと認められる合意又は決定の採択を行う権限を、独立取締役の委員会に委任する。したがって、エンデサ取締役会は、提案された申込みに関する議論を行わず、その目的で創設された独立取締役の臨時委員会が採択した決定を受け入れたのみである。
- － 作業の承認、特にラテンアメリカにおける売却プロセスの承認は、取締役会の内部規則第6.3.D)条が「重要な資産及び会社の持分の処分を承認する権限」を取締役に付与しているという事実にかかわらず、エンデサの臨時株主総会による承認に付された。
- － 作業が提案される株主総会の招集通知とともに、独立取締役の委員会が作業の分析及び評価のために選抜した財務顧問によって財務的観点から起草された、ラテンアメリカでの事業の売却と引き換えに受領される対価に関する公正意見書が株主に提供された。

性別分布：2014年12月31日現在、エンデサ・エセ・アーの取締役会は9名で構成されており、うち1人が女性であった。2013年12月31日現在の取締役会に女性はいなかった。

33.4.5. エンデサの株価に連動した株式報酬制度

現在まで、エンデサは株式報酬制度又は株式オプション制度を設定していないため、取締役会の構成員も上級管理職もこれに関連する報酬を受け取っていない。

33.4.6. 長期従業員給付

エンデサは2010年、グループの戦略的目標達成に対する上席従業員の取組みを強化するために、ロイヤリティ制度として知られる長期従業員給付制度を設定した。同制度は、2010年1月1日から毎年開始される3か年プログラムである。

2014年12月31日現在、2012年～2014年、及び2013年～2015年のプログラムが稼働している。2012年～2014年のプログラムは2014年12月31日に終了しており、最終決済は、当制度で従業員が選択した受給方法に従い2015年～2018年の期間に行われる。

2012年～2014年及び2013年～2015年の制度は、当社の財務目標達成度に応じて、従業員に長期インセンティブ報酬受給資格を与える。財務目標は、エンデサ及びENELの連結営業総利益（EBITDA）、エンデサ及びENELの親会社の連結当期純利益、エンデサ及びENELの平均使用総資本利益率（ROACE）（「営業利益（EBIT）/（固定資産＋正味運転資本－引当金）」で算出）、並びにENELの1株当たり利益（「純利益/株式数」で算出）で設定されている。

加えて、連結財務書類発行の承認日に、2014年～2016年のプログラムが発行された。従来のプログラムとの関係における主だった新たな特徴は、目標賞与の引下げ、再評価オプションの撤廃、成果目標値に対する2種類の超過達成水準の設定（150%及び180%）、及び、参加者が想定される支払期間（2017年度及び2018年度）中に当社の登録された従業員でない場合には回収権が確定しないものとする、発生システムである。連結財務書類発行の承認日現在、このプログラムを締結しているのは、会長、CEO及びENELグループの戦略的責任を負う管理職のみである。

33.4.7. その他の事項

取締役会は、2014年度に、以下の条件で2013年度に合意された取締役報酬の減額を行った。

- － 毎月の固定報酬を20,856.75ユーロから25%引き下げて15,642.56ユーロとする。
- － 出席手当を取締役1人当たり1回の出席につき2,003.37ユーロから25%引き下げて1,502.53ユーロとする。

注記34. 第三者に対する保証、その他の偶発資産及び負債並びにその他のコミットメント

34.1. 直接及び間接保証

2014年12月31日現在、エンデサは第三者に対する合計36百万ユーロの保証を行っており、2013年12月31日現在では102百万ユーロであった（注記33.2を参照）。保証期間は最長2025年までである。

これらの保証には、Banco Centroamericano de Integración EconómicaからEmpresa Propietaria de la Red, S.A. コスタリカ支店に提供された40百万米ドル（33百万ユーロ相当）のローンに係る商業的リスクの保証が含まれており、2014年度及び2013年度における当該ローンの利用済み残高はそれぞれ40百万米ドル及び44百万米ドル（33百万ユーロ及び32百万ユーロ相当）であった。ラテンアメリカでの処分（注記5を参照）に適用される株式売買契約には、この保証に由来する責任からエンデサを解放するために必要な手段を講じることをENEL Iberoamérica, S.L.U. が約束する旨の、一連の規定が含まれている。ENEL Iberoamérica, S.L.U. は、プロセスが完了するまで、当該義務に関連する損害についてエンデサの責任を問わない。

エンデサは、2014年及び2013年12月31日現在提供済みの保証から生じる追加債務は重大な値にならないと考えている。

2014年12月31日現在、エンデサが保有する流動性の高い金融資産のうち負債又は偶発債務の担保として質入れているものはなかった。2013年12月31日現在、負債又は偶発債務の担保として差し入れられたエンデサの流動金融資産は79百万ユーロであり、そのすべてが、2016年までを対象期間として非継続事業により計上されたものであった。

2014年12月31日現在、将来の回収金に対する質権はなかった。2013年12月31日現在、387百万ユーロの将来の回収金に質権が設定されており、そのすべてが、2024年までを対象期間として非継続事業により計上されたものであった。

2014年12月31日現在、第三者の資金調達を担保している有形固定資産はなかった（注記7.1及び18.2を参照）。2013年12月31日現在、102百万ユーロ及の有形固定資産が債務履行の担保として差し入れられていた（注記7.1及び18.2を参照）。

34.2. その他のコミットメント

2014年12月31日現在、エンデサの将来の電力購入確約額は27,885百万ユーロで（2013年12月31日現在は53,772百万ユーロ）、詳細は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)						
	将来の電力購入確約額					
	電力	核燃料	燃料油	ガス	その他	小計
2015～2019年	15	571	376	8,614	588	10,164
2020～2024年	-	98	-	9,629	-	9,727
2025～2029年	-	-	-	6,751	-	6,751
2030年以降	-	-	-	1,243	-	1,243
合計(*)	15	669	376	26,237	588	27,885

(*) 2014年及び2013年12月31日現在、ジョイント・ベンチャーが計上している金額はなかった。

34.3. その他の情報

スペインの現行法及び2013年11月26日付の電力事業法第24/2013号に従い、エンデサは、発電所で発生し得る原発事故の第三者責任を追及する賠償請求に備えて最大700百万ユーロの保険を掛けている。この金額を超える損害もしくは損害賠償は、スペイン政府が締結する国際協定に基づき決定されることとなる。またエンデサは、原子力発電所に関して、設備（貯蔵核燃料を含む）及び機械の故障による損害に備えて各発電所につき最大1,500百万米ドル（約1,235百万ユーロ）の保険を掛けている。

2011年5月28日、スペイン政府は、原子力による被害もしくは放射性物質による被害に対する民事責任を規定する2011年5月27日付法律第12/2011号を公布した。同法では、事業者の責任を1,200百万ユーロに引き上げつつも、この責任を複数の方法で付保することを事業者に認めている。同法は、原子力の分野における民事責任に関する条約（パリ条約）を変更する2004年2月12日付議定書及び補足条約（ブリュッセル条約）を変更する2004年2月12日付議定書の導入によって発効するが、本連結財務書類の作成時点で両議定書を批准済みのEU加盟国は3ヶ国に止まっている。

注記35. 監査報酬

エンデサ各社の年次財務書類の監査人が2014年度及び2013年度に提供した役務に関して支払われた報酬内訳は、以下のとおりである。

(単位：千ユーロ)				
	2014年度		2013年度(修正再表示後)	
	アーンスト・アンド・ヤング	子会社の他の監査人	アーンスト・アンド・ヤング	子会社の他の監査人
財務書類監査	2,188	26	5,007	1,210
財務書類以外の監査及びその他の監査関連業務	4,623	117	919	56
その他監査に関連しない業務	53	529	-	1,384
合計	6,864	672	5,926	2,650

上記の表において報告された数字には、実際の請求時点にかかわらず、2014年及び2013年に終了した各年度中に提供された業務に関して発生したすべての報酬が含まれる。

注記36. 人員

エンデサの期末の及び期中平均の人員数は、下表に示すとおりである。

	期末職員数（人）					
	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在 (修正再表示後)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
スペイン及びポルトガルの電力事業	8,239	2,261	10,500	8,594	2,339	10,933
ラテンアメリカの電力事業	-	-	-	9,179	2,429	11,608
合計	8,239	2,261	10,500	17,773	4,768	22,541

	期末職員数（人）					
	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在 (修正再表示後)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
執行役	236	38	274	462	69	531
新卒	1,932	810	2,742	5,615	2,145	7,760
中間管理職	5,158	1,107	6,265	10,443	2,191	12,634
現場労働者	913	306	1,219	1,253	363	1,616
合計	8,239	2,261	10,500	17,773	4,768	22,541

	平均人員（人）					
	2014年			2013年(修正再表示後)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
スペイン及びポルトガルの電力事業	8,439	2,321	10,760	8,730	2,369	11,099
ラテンアメリカの電力事業	7,456	1,957	9,413	8,954	2,385	11,339
合計	15,895	4,278	20,173	17,684	4,754	22,438

	平均人員（人）					
	2014年			2013年(修正再表示後)		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
執行役	420	67	487	471	68	539
新卒	4,899	1,912	6,811	5,593	2,120	7,713
中間管理職	9,586	1,965	11,551	10,295	2,184	12,479
現場労働者	990	334	1,324	1,325	382	1,707
合計	15,895	4,278	20,173	17,684	4,754	22,438

共同支配事業の平均人員数は、2014年度及び2013年度それぞれ916名及び940名であった。

注記37. 後発事象

2015年1月23日、Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. が所有するグラン・カナリア島のChira-Soria水力発電所を12百万ユーロの価格でRed Eléctrica de España, S.A.U. に売却する契約が調印された。これらの資産は、2014年12月31日現在、売却目的で保有する固定資産及び非継続事業として認識されていた（注記4及び5を参照）。

2015年2月3日、エンデサは、Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. 株式の100%のEnagás Transporte, S.A.U. への売却に関する契約書を起草した。取引の総額は、株式及び参加型ローン（経過利息を含む）を含めて7百万ユーロであった。この持株は、2014年12月31日現在、売却目的で保有する固定資産及び非継続事業として認識されていた（注記4及び5を参照）。

2014年12月31日から連結財務書類の発行承認日までの間に発生したが本連結財務書類に反映されていないその他の重要な後発事象はない。

付表Ⅰ：エンデサのグループ会社

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日 現在の持分割合			2013年12月31日 現在の持分割合			登録 事務所	業種	監査人
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法			
ANDORRA DESARROLLO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	テルエル (スペイン)	地域開発	非監査
APAMEA 2000, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリー ド (スベ イン)	電力関連事業	非監査
AQUILAE SOLAR, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パ ルマス・ デ・グラ ン・カナ リア (ス ペイン)	太陽光発電装 置の開発及び 建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	テルエル (スペイン)	発電	非監査
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCÓ- VANDELLÓS II, A.I.E.	85.41	85.41	PC	85.41	85.41	PC	タラゴナ (スペイン)	原子力発電所 の管理、運営 及び事務	アーン スト・アン ド・ヤング
BOLONIA REAL ESTATE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリー ド (スベ イン)	不動産の管理 及び開発	アーン スト・アン ド・ヤング
CARBOEX, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリー ド (スベ イン)	燃料供給	アーン スト・アン ド・ヤング
CEFEIDAS DESARROLLO SOLAR, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パ ルマス・ デ・グラ ン・カナ リア (ス ペイン)	太陽光発電装 置の開発及び 建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
CEPHEI DESARROLLO SOLAR, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パ ルマス・ デ・グラ ン・カナ リア (ス ペイン)	太陽光発電装 置の開発及び 建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
DESARROLLO PHOTOSOLAR, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パ ルマス・ デ・グラ ン・カナ リア (ス ペイン)	太陽光発電装 置の開発及び 建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロ ナ (スベ イン)	配電及び電力 小売	非監査

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日 現在の持分割合			2013年12月31日 現在の持分割合			登録 事務所	業種	監査人
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法			
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	サンタ・クルス・デ・テネリフェ (スペイン)	電力買取り、送電、配電及び電力小売	アーンスト・アンド・ヤング
EMPRESA CARBONÍFERA DEL SUR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (スペイン)	炭田開発	アーンスト・アンド・ヤング
ENDESA CAPITAL, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (スペイン)	債務商品の発行	アーンスト・アンド・ヤング
ENDESA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A.	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	ポルト (ポルトガル)	エネルギー製品のマーケティング	アーンスト・アンド・ヤング
ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロナ (スペイン)	配電	アーンスト・アンド・ヤング
ENDESA ENERGÍA XXI, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (スペイン)	エネルギー製品のマーケティングに関連するサービス	アーンスト・アンド・ヤング
ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (スペイン)	エネルギー製品のマーケティング	アーンスト・アンド・ヤング
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリード (スペイン)	エンデサ・エセ・アーの子会社の資金調達	アーンスト・アンド・ヤング
ENDESA GAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	サラゴサ (スペイン)	全ガスサイクル	アーンスト・アンド・ヤング
ENDESA GENERACIÓN II, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリャ (スペイン)	発電	非監査
ENDESA GENERACIÓN NUCLEAR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリャ (スペイン)	あらゆる種類の原子力発電関連資産の所有、並びに電力管理、発電、及び電力販売	非監査

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日 現在の持分割合			2013年12月31日 現在の持分割合			登録 事務所	業種	監査人
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法			
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	99.40	99.40	FC	99.40	99.40	FC	リスボン (ポルト ガル)	発電及び関連業 務	アーン スト・アン ド・ヤング
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア (スペイ ン)	発電及び電力小 売	アーン スト・アン ド・ヤング
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア (スペイ ン)	コンサルティング 及び土木サー ビス	アーン スト・アン ド・ヤング
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロ ナ (スペ イン)	ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 及 び ENDESA ENERGÍA に対 するサービスの 提供	アーン スト・アン ド・ヤング
ENDESA POWER TRADING LTD.	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	ロンドン (英国)	トレーディング 事業	アーン スト・アン ド・ヤング
ENDESA RED, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロ ナ (スペ イン)	配電業務	アーン スト・アン ド・ヤング
ENDESA SERVICIOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリー ド (スペ イン)	サービス	アーン スト・アン ド・ヤング
ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	サラゴサ (スペイ ン)	電力固定価格買 取り制度に基づ く送電、配電及 び電力販売	非監査
FOTOVOLTAICA INSULAR, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パ ルマス・ デ・グラ ン・カナ リア (ス ペイン)	太陽光発電装置 の開発及び建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	パルマ・ デ・マ リョルカ (スペイ ン)	発電	アーン スト・アン ド・ヤング
GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.	100.00	99.83	FC	100.00	99.83	FC	ラス・パ ルマス・ デ・グラ ン・カナ リア (ス ペイン)	ガス配給	アーン スト・アン ド・ヤング

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日 現在の持分割合			2013年12月31日 現在の持分割合			登録 事務所	業種	監査人
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法			
GUADARRANQUE SOLAR 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	セビリア (スペイン)	再生可能エネ ルギーを用い た発電	非監査
HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	バルセロ ナ (スベ イン)	送電及び配電	アーン スト・アン ド・ヤング
HIDROFLAMICELL, S.L.	75.00	75.00	FC	75.00	75.00	FC	バルセロ ナ (スベ イン)	発電及び電力 販売	非監査
HIDROMONDEGO - HIDROELÉCTRICA DO MONDEGO, LDA	100.00	99.94	FC	100.00	99.94	FC	リスボン (ポルト ガル)	発電及び電力 小売	非監査
INTERNATIONAL ENDESA B.V.	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	アムステ ルダム (オラン ダ)	国際金融取引	アーン スト・アン ド・ヤング
LA PEREDA CO ₂ , A.I.E.	33.33	33.33	PC	33.33	33.33	PC	アストウ リアス (スベ イン)	発電	非監査
MINAS DE ESTERCUEL, S.A.	99.65	99.57	FC	99.65	99.57	FC	マドリー ド (スベ イン)	鉱床開発	非監査
MINAS GARGALLO, S.L.	99.91	99.91	FC	99.91	99.91	FC	マドリー ド (スベ イン)	鉱床開発	非監査
NUEVA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	マドリー ド (スベ イン)	配電	非監査
NUEVA MARINA REAL ESTATE, S.L.	60.00	60.00	FC	-	-	-	マドリー ド (スベ イン)	不動産の管理 及び開発	アーン スト・アン ド・ヤング
PEREDA POWER, S.L.	70.00	70.00	FC	70.00	70.00	FC	アストウ リアス (スベ イン)	発電	非監査
SOL DE MEDIA NOCHE FOTOVOLTAICA, S.L.	50.00	50.00	PC	50.00	50.00	PC	ラス・パ ルマス・ デ・グラ ン・カナ リア (ス ペイン)	太陽光発電装 置の開発及び 建設	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	60.00	60.00	FC	60.00	60.00	FC	ジローナ (スベ イン)	配電及び電力 小売	アーン スト・アン ド・ヤング
TRANSPORTES Y DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS, S.A.	73.33	73.33	FC	73.33	73.33	FC	ジローナ (スベ イン)	送電	非監査

UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100.00	100.00	FC	100.00	100.00	FC	ラス・パ ルマス・ デ・グラ ン・カナ リア（ス ペイン）	発電	アーン スト・ア ンド・ヤ ング

FC：全部連結、PC：比例連結、

(*) 2014年に売却したラテンアメリカの事業（注記5を参照）に属する会社は、付表IVに詳細が記載されるため含まれていない。

[前へ](#)

[次へ](#)

付表Ⅱ：ジョイント・ベンチャー及び関連会社

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日現在の持分割合			2013年12月31日現在の持分割合			登録事務所	業種	監査人
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結の方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結の方法			
AYESA ADVANCED TECHNOLOGIES, S.A.	22.00	22.00	EM	22.00	22.00	EM	セビリヤ (スペイン)	技術、情報、エンジニアリング及び研修	DELOITTE
CARBOPEGO - ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIBLES, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	リスボン (ポルトガル)	燃料供給	KPMG AUDITORES
CENTRAL TÉRMICA DE ANLLARES, A.I.E.	33.33	33.33	EM	33.33	33.33	EM	マドリード (スペイン)	ANLLARES 火力発電所の管理	非監査
CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.	24.26	23.92	EM	24.26	23.92	EM	マドリード (スペイン)	ALMARAZ 及びTRILLO 原子力発電所の管理	アーンスト・ アンド・ヤング
COMPAÑÍA TRANSPORTISTA DE GAS CANARIAS, S.A.	47.18	47.18	EM	47.18	47.18	EM	ラス・パル マス・デ・ グラン・カ ナリア (ス ペイン)	カナリア諸 島における 天然ガス事 業	アーンスト・ アンド・ヤング
ELCOGAS, S.A.	40.99	40.99	EM	40.99	40.99	EM	シウダ・レ アル (スベ イン)	発電	DELOITTE
ELECGAS, S.A.	50.00	49.70	EM	50.00	49.70	EM	サンタレン (ポルトガル)	複合サイク ル発電	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	47.46	47.46	EM	47.46	47.46	EM	ジローナ (スペイン)	配電及び電 力小売	RCM AUDITORES
ELÉCTRICA DE LIJAR, S.L.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	カディス (スペイン)	送電及び配 電	AVANTER AUDITORES
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	カディス (スペイン)	電力供給及 び配電	DELOITTE
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.	40.00	40.00	EM	40.00	40.00	EM	マドリード (スペイン)	熱電併給及 び再生可能 エネルギー	アーンスト・ アンド・ヤング
ENEL INSURANCE N.V.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	アムステル ダム (オラ ンダ)	再保険	アーンスト・ アンド・ヤング
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAHADDART, S.A.	32.00	32.00	EM	32.00	32.00	EM	タンジェ (モロッコ)	複合サイク ル発電所	DELOITTE

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日現在の持分割合			2013年12月31日現在の持分割合			登録事務所	業種	監査人
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結の方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結の方法			
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	30.00	30.00	EM	30.00	30.00	EM	サンタ・クルス・デ・テネリフェ（スペイン）	EL HIERRO 発電所の開発及び保守	UNIONAUDIT J.Y.E.S.L.
KROMSCHROEDER, S.A.	29.26	29.26	EM	27.93	27.93	EM	バルセロナ（スペイン）	検針設備	BDO AUDITORES
NUCLENOR, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	タンジェ（モロッコ）	複合サイクル発電所	DELOITTE
OFICINA DE CAMBIOS DE SUMINISTRADOR, S.A.	20.00	20.00	EM	20.00	20.00	EM	マドリード（スペイン）	エネルギーサービスの販売	非監査
PEGOP - ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	EM	サンタレン（ポルトガル）	PEGO発電所の運営	KPMG AUDITORES
PROYECTO ALMERÍA MEDITERRÁNEO, S.A.（清算手続中）	45.00	45.00	EM	45.00	45.00	EM	マドリード（スペイン）	海水脱塩プラントの設置	非監査
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	33.50	33.50	EM	33.50	33.50	EM	カディス（スペイン）	電力供給及び配電	アーンスト・アンド・ヤング
TECNATOM, S.A.	45.00	45.00	EM	45.00	45.00	EM	マドリード（スペイン）	発電施設向けサービス	アーンスト・アンド・ヤング
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	38.89	38.89	EM	38.89	38.89	EM	リスボン（ポルトガル）	発電、送電及び配電	KPMG AUDITORES

EM：持分法

付表Ⅲ：IFRS第11号「共同支配の取決め」の適用による連結範囲の変更

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日現在の 持分割合			2013年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法
ATACAMA FINANCE CO.	-	-	-	50.00	18.64	PC
AYSÉN ENERGÍA, S.A.	-	-	-	99.51	18.55	PC
AYSÉN TRANSMISIÓN, S.A.	-	-	-	99.51	18.55	PC
CARBOPEGO - ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIBLES, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	PC
CENTRAL VUELTA DE OBLIGADO, S.A.	-	-	-	40.90	9.80	PC
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN, S.A.	-	-	-	51.00	18.55	PC
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.U.	-	-	-	100.00	33.50	PC
COMPOSTILLA RE. S.A.	-	-	-	50.00	50.00	PC
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA, S.A. E.S.P.	-	-	-	49.00	14.38	PC
ELECGAS, S.A.	50.00	49.70	EM	50.00	49.70	PC
ELÉCTRICA DE LIJAR, S.L.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	PC
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	PC
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA, S.A. E.S.P.	-	-	-	40.35	11.84	PC
ENEL INSURANCE N.V.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	PC
ENERGEX CO.	-	-	-	50.00	18.64	PC
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAHADDART, S.A.	32.00	32.00	EM	32.00	32.00	PC
EPRESA ENERGÍA, S.A.U.	-	-	-	100.00	50.00	PC
GASATACAMA CHILE, S.A.	-	-	-	49.97	18.64	PC
GASATACAMA, S.A.	-	-	-	50.00	18.64	PC
GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA, S.A.	-	-	-	49.98	18.64	PC
GASODUCTO TALTAL, S.A.	-	-	-	50.00	18.64	PC
GNL NORTE, S.A.	-	-	-	50.00	18.64	PC
INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LTDA.	-	-	-	50.00	18.64	PC
MEDIDAS AMBIENTALES, S.L.	-	-	-	50.00	25.00	PC
NUCLENOR, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	PC
PEGOP - ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	50.00	50.00	EM	50.00	50.00	PC
PROGAS, S.A.	-	-	-	50.00	18.64	PC
SACME, S.A.	-	-	-	50.00	21.71	PC
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	33.50	33.50	EM	33.50	33.50	PC
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	38.89	38.89	EM	38.89	38.89	PC
TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA.	-	-	-	50.00	18.64	PC

FC：全部連結、PC：比例連結、EM：持分法

付表IV：売却事業における持分

子会社及び共同支配事業

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日現在の持分割合			2013年12月31日現在の持分割合			登録事務所	業種
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法 (*)		
AGUAS SANTIAGO PONIENTE, S.A.	-	-	-	78.88	33.34	FC	サンチアゴ (チリ)	水道サービス
AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS, S.A.	-	-	-	99.64	55.55	FC	リオデジャネイロ (ブラジル)	発電、送電及び配電
CENTRAIS ELÉTRICAS CACHOEIRA DOURADA, S.A.	-	-	-	99.75	50.52	FC	リオデジャネイロ (ブラジル)	発電及び電力小売
CENTRAL DOCK SUD, S.A.	-	-	-	69.99	24.25	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	発電、送電及び配電
CENTRAL EÓLICA CANELA S.A.	-	-	-	75.00	27.96	FC	サンチアゴ (チリ)	再生可能エネルギープロジェクトの推進及び開発
CENTRAL GERADORA TERMELETRICA FORTALEZA, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	フォルタレザ (ブラジル)	熱電発電プロジェクトの開発
CHILECTRA INVERSUD, S.A.	-	-	-	100.00	60.07	FC	サンチアゴ (チリ)	持株会社
CHILECTRA, S.A.	-	-	-	99.09	60.07	FC	サンチアゴ (チリ)	配電、電力販売及び持株会社
CHINANGO, S.A.C.	-	-	-	80.00	18.17	FC	リマ (ペルー)	発電、電力小売及び送電
CODENSA, S.A. E.S.P.	-	-	-	48.48	29.34	FC	ボゴタ (コロンビア)	エネルギーの配給及び供給
COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ, S.A.	-	-	-	58.87	29.81	FC	フォルタレザ (ブラジル)	全電力サイクル
COMPAÑÍA DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	リオデジャネイロ (ブラジル)	発電、送電及び配電
COMPAÑÍA DE TRANSMISIÓN DEL MERCOSUR, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	発電、送電及び配電
COMPAÑÍA ELÉCTRICA TARAPACÁ, S.A.	-	-	-	100.00	37.28	FC	サンチアゴ (チリ)	全電力サイクル
COMPAÑÍA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C.	-	-	-	100.00	60.62	FC	リマ (ペルー)	水力発電プロジェクト
CONSTRUCCIONES Y PROYECTOS LOS MAITENES, S.A.	-	-	-	55.00	33.34	FC	サンチアゴ (チリ)	建設及び設置工事

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日現在の持分割合			2013年12月31日現在の持分割合			登録事務所	業種
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法 (*)		
DISTRILEC INVERSORA, S.A.	-	-	-	51.50	30.88	FC	ブエノスアイ レス (アルゼ ンチン)	持株会社
EDEGEL, S.A.A.	-	-	-	83.60	22.71	FC	リ マ (ペ ルー)	発電、電力小売及び配 電
ELÉCTRICA CABO BLANCO, S.A.C.	-	-	-	100.00	60.62	FC	リ マ (ペ ルー)	持株会社
EMGESA PANAMÁ, S.A.	-	-	-	100.00	22.87	FC	パナマ (パナ マ)	電力小売
EMGESA, S.A. E.S.P.	-	-	-	48.48	22.87	FC	ボゴタ (コロ ンビア)	発電及び電力小売
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LIMA NORTE, S.A.A.	-	-	-	75.68	45.80	FC	リ マ (ペ ルー)	エネルギーの配給及び 供給
EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR, S.A.	-	-	-	99.45	43.41	FC	ブエノスアイ レス (アルゼ ンチン)	エネルギーの配給及び 供給
EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA LTDA.	-	-	-	100.00	60.07	FC	サンチアゴ (チリ)	全エネルギー及び類似 材料サイクル
EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA, S.A.	-	-	-	96.50	58.50	FC	リ マ (ペ ルー)	発電
EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE, S.A.	-	-	-	92.65	33.69	FC	サンチアゴ (チリ)	全電力サイクル
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD, S.A.	-	-	-	59.98	36.36	FC	サンチアゴ (チリ)	全電力サイクル
EN-BRASIL COMERCIO E SERVIÇOS, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	リオデジャネ イロ (ブラジ ル)	製品及びサービスの小 売
ENDESA ARGENTINA, S.A.	-	-	-	100.00	36.37	FC	ブエノスアイ レス (アルゼ ンチン)	持株会社
ENDESA BRASIL, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	リオデジャネ イロ (ブラジ ル)	持株会社
ENDESA CEMSA, S.A.	-	-	-	100.00	49.71	FC	ブエノスアイ レス (アルゼ ンチン)	電力の卸売買
ENDESA COSTANERA, S.A.	-	-	-	75.68	27.52	FC	ブエノスアイ レス (アルゼ ンチン)	発電及び電力小売
ENEL LATINOAMÉRICA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	-	-	-	100.00	100.00	FC	マドリード (スペイン)	エンデサ・エセ・アー の国際的活動

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日現在の持分割合			2013年12月31日現在の持分割合			登録事務所	業種
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法 (*)		
ENERSIS, S.A.	-	-	-	60.62	60.62	FC	サンチアゴ (チリ)	発電、配電及び持株会社
EÓLICA FAZENDA NOVA - GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A.	-	-	-	99.95	50.62	FC	リオグランデ・ド・ノルテ (ブラジル)	風力発電所プロジェクト
GASATACAMA CHILE, S.A. (**)	-	-	-	49.97	18.64	EM	サンチアゴ (チリ)	全電力サイクル
GASATACAMA, S.A. (**)	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ (チリ)	会社の運営及び管理
GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA, S.A. (**)	-	-	-	49.98	18.64	EM	サンチアゴ (チリ)	天然ガスの輸送
GASODUCTO TALTAL, S.A. (**)	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ (チリ)	天然ガスの輸送
GENERALIMA, S.A.C.	-	-	-	100.00	60.62	FC	リマ (ペルー)	持株会社
GENERANDES PERÚ, S.A.	-	-	-	61.00	22.18	FC	リマ (ペルー)	持株会社
GNL NORTE, S.A. (**)	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ (チリ)	エネルギー及び燃料の生産、輸送、配送、貯蔵、並びに供給
HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN, S.A.	-	-	-	67.67	23.77	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	発電及び電力小売
HIDROINVEST, S.A.	-	-	-	96.09	34.94	FC	ブエノスアイレス (アルゼンチン)	持株会社
ICT SERVICIOS INFORMÁTICOS LTDA.	-	-	-	100.00	60.62	FC	サンチアゴ (チリ)	IT、電気通信及びデータ伝送サービス
INGENDESA DO BRASIL LTDA. (清算 手続中)	-	-	-	100.00	37.27	FC	リオデジャネイロ (ブラジル)	プロジェクトエンジニアリング・コンサルティング・サービス
INKIA HOLDINGS (ACTER) LIMITED (***)	-	-	-	-	-	-	グランド・ケイマン (ケイマン諸島)	持株会社
INMOBILIARIA MANSO DE VELASCO LTDA.	-	-	-	100.00	60.62	FC	サンチアゴ (チリ)	建設工事
INVERSIONES DISTRILIMA, S.A.C.	-	-	-	100.00	60.46	FC	リマ (ペルー)	持株会社
INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LTDA. (**)	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ (チリ)	天然ガスの輸送
INVERSORA CODENSA S.A.S.	-	-	-	100.00	29.34	FC	ボゴタ (コロンビア)	公共エネルギーサービスへの投資

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日現在の持分割合			2013年12月31日現在の持分割合			登録事務所	業種
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結 の方法 (*)		
INVERSORA DOCK SUD, S.A.	-	-	-	57.14	34.64	FC	ブエノスアイ レス（アルゼ ンチン）	持株会社
LATIN AMERICA HOLDING I LTD. (***)	-	-	-	-	-	-	グランド・ケ イマン（ケイ マン諸島）	持株会社
LATIN AMERICA HOLDING II LTD. (***)	-	-	-	-	-	-	グランド・ケ イマン（ケイ マン諸島）	持株会社
LUZ ANDES LTDA.	-	-	-	100.00	60.07	FC	サンチアゴ （チリ）	エネルギー及び燃料の 輸送、配給及び販売
PROGAS, S.A. (**)	-	-	-	50.00	18.64	EM	サンチアゴ （チリ）	ガス配給
SOCIEDAD AGRICOLA DE CAMEROS LTDA.	-	-	-	57.50	34.86	FC	サンチアゴ （チリ）	不動産投資
SOCIEDAD CONCESIONARIA TÚNEL EL MELÓN, S.A.	-	-	-	100.00	36.36	FC	サンチアゴ （チリ）	EL MELÓNトンネルの 設計、建設及び運営
SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA, S.A.	-	-	-	99.85	23.15	FC	ボゴタ（コロ ンビア）	港湾関連サービス
SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA, S.A.	-	-	-	100.00	36.38	FC	ブエノスアイ レス（アルゼ ンチン）	持株会社
SOUTHERN CONE POWER LTD. (***)	-	-	-	-	-	-	グランド・ケ イマン（ケイ マン諸島）	持株会社
SOUTHERN CONE POWER PERÚ, S.A.A. (***)	-	-	-	-	-	-	リマ（ペ ルー）	持株会社
TRANSPORTADORA DE ENERGÍA, S.A.	-	-	-	100.00	50.64	FC	ブエノスアイ レス（アルゼ ンチン）	発電、送電及び配電

FC：全部連結、PC：比例連結、EM：持分法

(*) IFRS11号に従って修正再表示されている。

(**) これらの会社は2014年4月22日に連結対象となり、2014年10月23日に除外された。

(***) これらの会社は2014年9月3日に連結対象となり、2014年10月23日に除外された。

関連会社及びジョイント・ベンチャー

会社名 (アルファベット順)	2014年12月31日現在の 持分割合			2013年12月31日現在の 持分割合		
	支配権 (%)	保有率 (%)	連結の 方法	支配権 (%)	保有率 (%)	連結の 方法
組み入れられた会社：						
-	-	-	-	-	-	-
除外された会社：						
AYSÉN ENERGÍA, S.A.	-	-	-	99.51	18.55	EM
AYSÉN TRANSMISIÓN, S.A.	-	-	-	99.51	18.55	EM
CENTRAL VUELTA DE OBLIGADO, S.A.	-	-	-	40.90	9.80	EM
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN, S.A.	-	-	-	51.00	18.55	EM
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA, S.A. E.S.P.	-	-	-	49.00	14.38	EM
ELECTROGAS, S.A.	-	-	-	42.50	15.45	EM
GNL CHILE, S.A.	-	-	-	33.33	12.12	EM
GNL QUINTERO, S.A.	-	-	-	20.00	7.27	EM
SACME, S.A.	-	-	-	50.00	21.71	EM
TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN, S.A.	-	-	-	25.60	6.29	EM
TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO, S.A.	-	-	-	25.60	6.29	EM
TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA.	-	-	-	50.00	18.64	EM
YACYLEC, S.A.	-	-	-	22.22	13.47	EM
変更：						
KROMSCHROEDER, S.A.	29.26	29.26	EM	27.93	27.93	EM

EM：持分法

(*) IFRS11号に従って修正再表示されている。

[前へ](#)

[次へ](#)

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados de situación financiera consolidados

a 31 de diciembre de 2014 y 2013

	Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)(*)	1 de enero de 2013 (Re-expresado)(*)
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE	24.751	42.695	44.239
Inmovilizado Material (Nota 7)	21.104	31.591	33.602
Inversiones Inmobiliarias (Nota 8)	22	77	88
Activo Intangible (Nota 9)	627	2.225	2.699
Fondo de Comercio (Notas 6 y 10)	-	2.302	2.663
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación (Nota 11.1)	1.104	1.408	1.354
Activos Financieros no Corrientes (Nota 19)	619	3.224	1.891
Activos por Impuesto Diferido (Nota 22)	1.275	1.868	1.942
ACTIVO CORRIENTE	5.945	13.262	13.957
Existencias (Nota 12)	1.008	1.103	1.262
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar (Nota 13)	3.071	4.932	5.389
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	2.780	4.512	4.918
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	291	420	471
Activos Financieros Corrientes (Nota 19)	1.210	3.078	5.399
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes (Nota 14)	648	4.145	1.819
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas (Nota 5)	8	4	88
TOTAL ACTIVO	30.696	55.957	58.196
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO (Nota 15)	8.575	26.762	26.360
De la Sociedad Dominante (Nota 15.1)	8.576	20.521	20.653
Capital Social	1.271	1.271	1.271
Prima de Emisión y Reservas	10.797	19.253	16.719
Resultado del Ejercicio Atribuido a la Sociedad Dominante	3.337	1.879	2.034
Dividendo a Cuenta	(6.755)	(1.588)	-
Ajustes por Cambio de Valor	(74)	(294)	629
De los Intereses Minoritarios (Nota 15.2)	(1)	6.241	5.707
PASIVO NO CORRIENTE	15.715	18.153	21.391
Ingresos Diferidos (Nota 16)	4.612	4.573	4.434
Provisiones no Corrientes (Nota 17)	3.591	3.496	4.198
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares (Nota 17.1)	1.140	1.120	1.125
Otras Provisiones no Corrientes	2.451	2.376	3.073
Deuda Financiera no Corriente (Nota 18)	6.083	7.437	9.901
Otros Pasivos no Corrientes (Nota 21)	556	597	571
Pasivos por Impuesto Diferido (Nota 22)	873	2.050	2.287
PASIVO CORRIENTE	6.406	11.042	10.445
Deuda Financiera Corriente (Nota 18)	1	1.127	791
Provisiones Corrientes (Nota 24)	544	689	875
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	544	689	875
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes (Nota 23)	5.861	9.226	8.779
Proveedores y otros Acreedores	5.222	8.604	8.323
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	639	622	456
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas (Nota 5)	-	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	30.696	55.957	58.196

(*) Re-expresado conforme a lo explicado en la Nota 2.2.

Las Notas 1 a 37 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Situación Financiera Consolidados a 31 de diciembre de 2014 y 2013.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados del resultado consolidados

correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2014 y 2013

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado) (*)
INGRESOS (Nota 25)	21.512	21.515
Ventas (Nota 25.1)	20.473	20.509
Otros Ingresos de Explotación (Nota 25.2)	1.039	1.006
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(15.974)	(16.015)
Compras de Energía	(5.126)	(5.379)
Consumo de Combustibles	(2.485)	(2.780)
Gastos de Transporte	(5.918)	(6.106)
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios (Nota 26)	(2.444)	(1.750)
MARGEN DE CONTRIBUCION	5.538	5.500
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo (Notas 3a y 3d)	113	102
Gastos de Personal (Nota 27)	(1.245)	(1.030)
Otros Gastos Fijos de Explotación (Nota 28)	(1.315)	(1.356)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION	3.090	3.216
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro (Nota 29)	(1.618)	(1.601)
RESULTADO DE EXPLOTACION	1.472	1.615
RESULTADO FINANCIERO (Nota 30)	(166)	(106)
Ingreso Financiero	110	142
Gasto Financiero	(280)	(278)
Diferencias de Cambio Netas	4	30
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación (Nota 11.1)	(44)	57
Resultado de otras Inversiones	2	10
Resultado en Ventas de Activos	(25)	(4)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	1.239	1.572
Impuesto sobre Sociedades (Nota 31)	(296)	(396)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	943	1.176
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (Nota 5)	3.045	1.767
RESULTADO DEL EJERCICIO	3.988	2.943
Sociedad Dominante	3.337	1.879
Intereses Minoritarios	651	1.064
BENEFICIO NETO POR ACCION BASICO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	0,90	1,11
BENEFICIO NETO POR ACCION DILUIDO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	0,90	1,11
BENEFICIO NETO POR ACCION BASICO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)	2,25	0,66
BENEFICIO NETO POR ACCION DILUIDO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)	2,25	0,66
BENEFICIO NETO POR ACCION BASICO (en Euros)	3,15	1,77
BENEFICIO NETO POR ACCION DILUIDO (en Euros)	3,15	1,77

(*) Re-expresado conforme a lo explicado en la Nota 2.2.
Las Notas 1 a 37 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados del Resultado Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2014 y 2013.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados de otro resultado global consolidados

correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2014 y 2013

	Millones de Euros					
	31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013 (Re-expresado) (*)		
	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	3.337	651	3.988	1.879	1.064	2.943
OTRO RESULTADO GLOBAL:						
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	(345)	87	(258)	(1.044)	(1.099)	(2.143)
Partidas que pueden ser objeto de reclasificación al Estado del Resultado:	(22)	95	73	(1.006)	(1.098)	(2.104)
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles	-	-	-	-	-	-
Por Valoración de Instrumentos Financieros:	-	-	-	(3)	-	(3)
Activos Financieros Disponibles para la Venta (Nota 15.1.7)	-	-	-	(3)	-	(3)
Otros Ingresos / (Gastos)	-	-	-	-	-	-
Por Cobertura de Flujos de Caja (Nota 15.1.7)	46	(90)	(44)	(189)	(73)	(262)
Diferencias de Conversión (Nota 15.1.6)	(29)	150	121	(886)	(1.048)	(1.934)
Entidades Valoradas por el Método de Participación (Nota 15.1.7)	(27)	14	(13)	22	8	30
Resto de Ingresos y Gastos imputados directamente al Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-
Efecto Impositivo (Notas 15.1.7 y 15.1.11)	(12)	21	9	50	15	65
Partidas que no pueden ser objeto de reclasificación al Estado del Resultado:	(323)	(8)	(331)	(38)	(1)	(39)
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y otros Ajustes (Nota 17.1)	(396)	(13)	(409)	(31)	(1)	(32)
Efecto Impositivo (Nota 15.1.11)	73	5	78	(7)	-	(7)
TRANSFERENCIAS AL ESTADO DEL RESULTADO Y/O INVERSIONES	241	(9)	232	83	(6)	77
Por Valoración de Instrumentos Financieros:	-	-	-	(64)	-	(64)
Activos Financieros Disponibles para la Venta (Nota 15.1.7)	-	-	-	(64)	-	(64)
Otros Ingresos / (Gastos)	-	-	-	-	-	-
Por Cobertura de Flujos de Caja (Nota 15.1.7)	9	(10)	(1)	187	(4)	183
Diferencias de Conversión (Notas 5 y 15.1.6)	239	-	239	-	-	-
Entidades Valoradas por el Método de Participación (Nota 15.1.7)	(6)	-	(6)	7	-	7
Resto de Ingresos y Gastos imputados Directamente al Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-
Efecto Impositivo (Notas 15.1.7 y 15.1.11)	(1)	1	-	(47)	(2)	(49)
RESULTADO GLOBAL TOTAL	3.233	729	3.962	918	(41)	877

(*) Re-expresado conforme a lo explicado en la Nota 2.2.

Las Notas 1 a 37 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados del Resultado Global Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2014 y 2013.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado

correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014

Millones de Euros								
Patrimonio Neto atribuido a la Sociedad Dominante (Nota 15.1)								
Fondos Propios								
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias	Resultado del Ejercicio	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambios de Valor	Intereses Minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo Inicial a 1 de enero de 2014 (*)	1.271	17.665	-	1.879	-	(294)	6.241	26.762
Ajuste por Cambio de Criterio Contable	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por Errores	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Ajustado	1.271	17.665	-	1.879	-	(294)	6.241	26.762
Resultado Global Total	-	(323)	-	3.337	-	219	729	3.962
Operaciones con Socios o Propietarios	-	(15.179)	-	-	-	1	(6.971)	(22.149)
Aumentos / (Reducciones) de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de Dividendos (Nota 15.1.10)	-	(15.008)	-	-	-	-	(503)	(15.511)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios	-	-	-	-	-	1	1	2
Otras Operaciones con Socios o Propietarios (Notas 2.4.1 y 15.2)	-	(171)	-	-	-	-	(6.469)	(6.640)
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	-	1.879	-	(1.879)	-	-	-	-
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto	-	1.879	-	(1.879)	-	-	-	-
Otras Variaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Final a 31 de diciembre de 2014	1.271	4.042	-	3.337	-	(74)	(1)	8.575

(*) Re-expresado conforme a lo explicado en la Nota 2.2.
Las Notas 1 a 37 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado

correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013

Millones de Euros								
Patrimonio Neto atribuido a la Sociedad Dominante (Re-expresado) (*) (Nota 15.1)								
	Fondos Propios							
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias	Resultado del Ejercicio	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambios de Valor	Intereses Minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo Inicial a 1 de enero de 2013	1.271	16.719	-	2.034	-	629	5.716	26.369
Ajuste por Cambio de Criterio Contable (Nota 2.2)	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Ajuste por Errores	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Ajustado	1.271	16.719	-	2.034	-	629	5.707	26.360
Resultado Global Total	-	(38)	-	1.879	-	(923)	(41)	877
Operaciones con Socios o Propietarios	-	(1.050)	-	-	-	-	575	(475)
Aumentos / (Reducciones) de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de Dividendos (Nota 15.1.10)	-	(1.588)	-	-	-	-	(630)	(2.218)
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras Operaciones con Socios o Propietarios (Nota 15.2)	-	538	-	-	-	-	1.205	1.743
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	-	2.034	-	(2.034)	-	-	-	-
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto	-	2.034	-	(2.034)	-	-	-	-
Otras Variaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Final a 31 de diciembre de 2013	1.271	17.665	-	1.879	-	(294)	6.241	26.762

(*) Re-expresado conforme a lo explicado en la Nota 2.2.

Las Notas 1 a 37 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados de flujos de efectivo consolidados

correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2014 y 2013

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado) (*)
Resultado Bruto Antes de Impuestos e Intereses Minoritarios	4.852	4.010
Ajustes del Resultado:	1.711	2.830
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	2.006	2.379
Otros Ajustes del Resultado (Neto)	(295)	451
Cambios en el Capital Corriente	(1.228)	(555)
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:	(1.621)	(1.776)
Cobro de Intereses	280	367
Cobro de Dividendos	27	18
Pagos de Intereses	(593)	(708)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades	(810)	(828)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación	(525)	(625)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	3.714	4.509
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	(1.853)	(2.376)
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	19	49
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo (Nota 6)	(68)	-
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo (Nota 5)	6.358	214
Adquisiciones de otras Inversiones	(780)	(5.070)
Enajenaciones de otras Inversiones	3.526	3.375
Flujos de Efectivo por Variación de Perímetro	-	-
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos	153	170
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	7.355	(1.638)
Flujos de Efectivo por Instrumentos de Patrimonio (Nota 15.2)	(507)	1.747
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	5.471	1.086
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	(1.001)	(1.219)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente	(1.835)	(1.319)
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante (Nota 15.1.10)	(16.194)	-
Pagos a Intereses Minoritarios	(492)	(539)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(14.558)	(244)
FLUJOS NETOS TOTALES	(3.489)	2.627
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos	(8)	(301)
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS	(3.497)	2.326
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS INICIALES (Nota 14)	4.145	1.819
Efectivo en Caja y Bancos	1.058	1.024
Otros Equivalentes de Efectivo	3.087	795
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS FINALES (Nota 14)	648	4.145
Efectivo en Caja y Bancos	390	1.058
Otros Equivalentes de Efectivo	258	3.087

(*) Re-expresado conforme a lo explicado en la Nota 2.2.
Las Notas 1 a 37 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2014 y 2013.





Memoria de cuentas anuales consolidadas

correspondiente al ejercicio
anual terminado
a 31 de diciembre de 2014

1. Actividad y Cuentas Anuales del Grupo

ENDESA, S.A. (en adelante, la «Sociedad Dominante» o la «Sociedad») y sus sociedades filiales integran el Grupo ENDESA (en adelante, «ENDESA»). ENDESA, S.A. tiene su domicilio social y fiscal, así como sus oficinas principales en Madrid, calle Ribera del Loira, 60.

La Sociedad fue constituida con la forma mercantil de Sociedad Anónima en el año 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. y cambió su denominación social por la de ENDESA, S.A. por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de junio de 1997.

ENDESA tiene como objeto social el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial y, en especial, los de telecomunicaciones, agua y gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del Grupo Empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades. ENDESA desarrolla, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 19 de mayo de 2014 y depositadas en el Registro Mercantil de Madrid.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 y las de cada una de las sociedades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2014, que han servido de base para la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se encuentran en su mayor parte pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas. No obstante, los Administradores de la Sociedad Dominante entienden que dichas Cuentas Anuales Consolidadas serán aprobadas conforme estén presentadas.

En estas Cuentas Anuales Consolidadas se utiliza como moneda de presentación el euro y las cifras se presentan en millones de euros (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda de presentación de la Sociedad Dominante.

La Sociedad está integrada en el Grupo Enel, cuya Sociedad Dominante última es Enel, S.p.A., que se rige por la legislación mercantil vigente en Italia, con domicilio social en Roma, Viale Regina Margherita, 137 y cuya cabecera en España es Enel Iberoamérica, S.L.U. (anteriormente denominada Enel Energy Europe, S.L.U.) con domicilio social en la calle Ribera del Loira, 60, Madrid. El Grupo Enel posee, a través de Enel Iberoamérica, S.L.U., un 70,144% del capital social de ENDESA (véase Nota 15.1.1). Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enel del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 22 de mayo de 2014 y depositadas en los Registros Mercantiles de Roma y Madrid.

2. Bases de presentación de las Cuentas Anuales Consolidadas

2.1. Principios contables

Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 han sido formuladas por los Administradores de la Sociedad Dominante, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 23 de febrero de 2015, de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y en las interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), según han sido adoptadas por la Unión Europea a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicables a ENDESA.

Estas Cuentas Anuales Consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera de ENDESA a 31 de diciembre de 2014, del resultado global consolidado, de sus operaciones, de los cambios en el patrimonio neto consolidado y de los flujos de efectivo consolidados, que se han producido en ENDESA en el ejercicio terminado en esa fecha.

Las Cuentas Anuales Consolidadas se han preparado siguiendo el principio de empresa en funcionamiento mediante la aplicación del método de coste, con excepción de las partidas que de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) se valoran a valor razonable, tal y como se indica en las Normas de Valoración de cada partida y los activos no corrientes y grupos enajenables de elementos mantenidos para la venta, que se registran al menor de su valor contable y valor razonable menos los costes de venta (véase Nota 3). Por

otra parte, las partidas del Estado del Resultado Consolidado se clasifican por naturaleza de los costes.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2014 y 2013 de ENDESA han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y por las restantes sociedades integradas en ENDESA.

Cada sociedad prepara sus Estados Financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en el país en el que realiza las operaciones por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y a los criterios del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF).

Las políticas contables utilizadas en la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas son las mismas que las aplicadas en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013, incluyendo las nuevas Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea y cuya primera aplicación por ENDESA se ha producido en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2014.

a) Normas e interpretaciones aprobadas por la Unión Europea, aplicadas por primera vez en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014

Normas, modificaciones a normas e interpretaciones	Aplicación obligatoria: Ejercicios iniciados a partir de
NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados»: Define un único modelo de consolidación que determina el control como la base de la consolidación en lo que respecta a todo tipo de entidades. Esta Norma sustituye a la NIC 27 «Estados Financieros Consolidados y Separados» y a la Interpretación SIC 12 del Comité de Interpretaciones «Consolidación - Entidades con Control Especial».	1 de enero de 2014
NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos»: Redefine el concepto de control conjunto en línea con la definición de control incorporada por la NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados». Elimina la opción de contabilizar las sociedades controladas conjuntamente utilizando el método de consolidación proporcional. Esta Norma sustituye a la NIC 31 «Participaciones en Negocios Conjuntos» y a la Interpretación SIC 13 del Comité de Interpretaciones «Entidades Controladas Conjuntamente - Aportaciones no Monetarias de los Participes».	1 de enero de 2014
NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades»: Unifica y refuerza los requerimientos de revelación de información aplicables respecto de las dependientes, los acuerdos conjuntos, las asociadas y las entidades estructuradas no consolidadas que anteriormente se incluían en la NIC 27 «Estados Financieros Separados», NIC 28 «Inversiones en Asociadas y en Negocios Conjuntos» y NIC 31 «Participaciones en Negocios Conjuntos».	1 de enero de 2014
NIC 27 Revisada «Estados Financieros Separados»: Norma modificada por efecto de la emisión de la NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados» y NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades», con el propósito de limitar el contenido de esta NIC a la contabilización de las Sociedades Dependientes, las entidades controladas conjuntamente y las entidades asociadas en los estados separados.	1 de enero de 2014
NIC 28 Revisada «Inversiones en Asociadas y en Negocios Conjuntos»: Norma modificada por efecto de la emisión de la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos» y NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades» con el propósito de unificar las definiciones y otras aclaraciones contenidas en estas nuevas Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).	1 de enero de 2014
Modificaciones de la NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados», la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos» y la NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades»: Las modificaciones proporcionan una flexibilización de los requisitos de transición al limitar el requisito de proporcionar información comparativa ajustada únicamente al ejercicio comparativo anterior.	1 de enero de 2014
Modificaciones de la NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados», la NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades» y la NIC 27 «Estados Financieros Separados»: Las modificaciones introducen una excepción al requisito, bajo la NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados», para consolidar todas las filiales si la controladora se califica como una «Entidad de Inversión».	1 de enero de 2014
Modificaciones a la NIC 32 «Instrumentos Financieros: Presentación-Compensación de Activos Financieros y Pasivos Financieros»: Aclara los requisitos para la compensación de activos financieros y pasivos financieros con el fin de eliminar las inconsistencias de la aplicación del criterio actual de compensaciones de la NIC 32.	1 de enero de 2014
Modificación a la NIC 36 «Deterioro del Valor de los Activos»: Aclara que la información a revelar sobre el importe recuperable de los activos, en el caso de que se determine a través del valor razonable menos los costes de enajenación o disposición por otra vía, se limita a los activos cuyo valor se haya visto sometido a un deterioro.	1 de enero de 2014
Modificación a la NIC 39 «Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Valoración en el documento titulado Novación de Derivados y continuación de la Contabilidad de Cobertura»: Se aclara que en aquellos casos en que en un derivado designado como instrumento de cobertura se produzca la sustitución de una contraparte por una contraparte central, como consecuencia de disposiciones legales o reglamentarias, la contabilidad de coberturas podrá continuar con independencia de la novación de los contratos.	1 de enero de 2014

La aplicación de las Normas mencionadas anteriormente no ha tenido impacto relevante sobre las Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 salvo por la aplicación de la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos» (véase Nota 2.2)

b) Normas e interpretaciones aprobadas por la Unión Europea, cuya primera aplicación se producirá en 2015

Normas, Modificaciones a Normas e interpretaciones	Aplicación obligatoria: ejercicios iniciados a partir de
Interpretación del Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF 21) «Gravámenes»: Esta interpretación de la NIC 37 «Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes», proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por una Administración Pública, distinto al impuesto a la renta o a las multas o sanciones que se impongan por el incumplimiento de la legislación, en sus Estados Financieros.	17 de junio de 2014
Mejoras Anuales de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Ciclo 2011-2013: Destinadas a subsanar una serie de problemas derivados de posibles incoherencias en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) o de la necesidad de una formulación más clara, modificando las siguientes Normas: — NIIF 3 - «Combinaciones de Negocios» — NIIF 13 - «Valoración del Valor Razonable» — NIC 40 - «Inversiones inmobiliarias»	1 de enero de 2015

c) Normas e interpretaciones aprobadas por la Unión Europea, cuya primera aplicación se producirá en 2016

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria: ejercicios iniciados a partir de
Mejoras Anuales de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Ciclo 2010-2012. <i>Destinadas a subsanar una serie de problemas derivados de posibles incoherencias en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) o de la necesidad de una formulación más clara, modificando las siguientes Normas:</i> — NIC 16 - «Inmovilizado Material». — NIC 38 - «Activos Intangibles». — NIC 24 - «Información a Revelar sobre Partes Vinculadas». — NIIF 2 - «Pagos Basados en Acciones». — NIIF 3 - «Combinaciones de Negocios». — NIIF 8 - «Segmentos de Operación».	1 de febrero de 2015
Modificaciones a la NIC 19 «Retribuciones a los Empleados»: Planes de Prestación Definida: Aportaciones del Empleado. <i>Simplifica la contabilización de las contribuciones a los planes de prestación definida realizadas por los empleados, que no dependen del número de años trabajados, pudiendo reconocer tales contribuciones como una reducción del coste del servicio en el ejercicio en el que se prestan, en vez de asignar las aportaciones durante los años de servicio.</i>	1 de febrero de 2015

d) Normas e interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB), pendientes de aprobación por la Unión Europea

Asimismo, el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB) ha aprobado las siguientes Normas de Información Financiera que pudieran afectar a ENDESA y están pendientes de aprobación por parte de la Unión Europea en la fecha de emisión de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas:

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria: ejercicios iniciados a partir de
NIIF 9 «Instrumentos Financieros» y modificaciones posteriores.	1 de enero de 2018
Mejoras Anuales de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Ciclo 2012-2014.	1 de enero de 2016
Modificación a la NIC 16 «Inmovilizado Material» y NIC 38 «Activos Intangibles»: Aclaración sobre los Métodos de Amortización Aceptables.	1 de enero de 2016
Modificación a la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos»: Contabilización para la Adquisición de una Participación en una Operación Conjunta.	1 de enero de 2016
NIIF 15 «Ingresos de Contratos con Clientes».	1 de enero de 2017
Modificaciones a la NIC 27 «Estados Financieros Separados»: Método de la Participación en los Estados Financieros Separados.	1 de enero de 2016
Modificaciones a la NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados» y NIC 28 «Inversiones en Asociadas y en Negocios Conjuntos»: Venta o Aportación de Activos entre el Accionista y su Asociada o Negocio Conjunto.	1 de enero de 2016
Modificaciones a la NIC 1 «Presentación de Estados Financieros»: Desgloses.	1 de enero de 2016
NIIF 14 «Diferimiento de Actividades Reguladas».	1 de enero de 2016
Modificaciones a la NIC 16 «Inmovilizado Material» y NIC 41 «Agricultura»: Activos biológicos que producen frutos.	1 de enero de 2016
Modificaciones a la NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados», NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades» y NIC 28 «Inversiones en Asociadas y en Negocios Conjuntos»: Aplicación de la Excepción a la Consolidación.	1 de enero de 2016

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, la Dirección de ENDESA está evaluando el impacto que la aplicación de las Normas mencionadas en los apartados b), c) y d) tendría, en este último caso, si fueran finalmente convalidadas por la Unión Europea, sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA, si bien, en principio, no se espera que éstos sean significativos.

2.2. Re-expresión de la información

Como consecuencia de la aplicación a partir del 1 de enero de 2014 de la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos», los Estados Financieros de los Negocios Conjuntos que, hasta el ejercicio 2013, eran consolidados de forma proporcional, han pasado a consolidarse en 2014 mediante el método de participación. Por ello, las magnitudes correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013, que se presentan a efectos comparativos, han sido re-expresadas para incluir la valoración de las participaciones en las que ENDESA mantiene control conjunto mediante el método de participación.

En el Anexo III de estas Cuentas Anuales Consolidadas se detallan las Sociedades de Control Conjunto que, como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos», han cambiado su método de consolidación proporcional al método de participación.

Por otra parte, como consecuencia de la desinversión de activos llevada a cabo en el Negocio en Latinoamérica descrita en la Nota 5, las Cuentas Anuales Consolidadas a 31 de diciembre de 2014 incluyen las cifras correspondientes al Negocio en Latinoamérica como Actividades Interrumpidas. Por este motivo, la información correspondiente al Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013, que se presenta a efectos comparativos, ha sido re-expresada de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas» para presentar los resultados de dicho Negocio como Actividades Interrumpidas.

Los impactos derivados de la aplicación retroactiva de la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos» y de la NIIF 5 «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas» sobre los Estados Financieros Consolidados comparativos son como sigue:

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

	Millones de Euros				
	1 de enero de 2013	Re-expresión por NIIF 11	Re-expresión por NIIF 5	Total Re-expresión	1 de enero de 2013 (Re-expresado)
Activo No Corriente	44.487	(248)	-	(248)	44.239
Activo Corriente	14.291	(334)	-	(334)	13.957
Total Activo	58.778	(582)	-	(582)	58.196
Patrimonio Neto	26.369	(9)	-	(9)	26.360
De la Sociedad Dominante	20.653	-	-	-	20.653
De los Intereses Minoritarios	5.716	(9)	-	(9)	5.707
Pasivo No Corriente	21.644	(253)	-	(253)	21.391
Pasivo Corriente	10.765	(320)	-	(320)	10.445
Total Pasivo	58.778	(582)	-	(582)	58.196

	Millones de Euros									
	31 de diciembre de 2013			Re-expresión por NIIF 11			Re-Expresión por NIIF 5			31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
	Negocio en España y Portugal	Negocio en Latinoamérica	Total	Negocio en España y Portugal	Negocio en Latinoamérica	Total	Negocio en España y Portugal	Negocio en Latinoamérica	Total	Negocio en España y Portugal
Activo No Corriente	26.401	16.450	42.851	(158)	2	(156)	-	-	-	26.243
Activo Corriente	8.069	5.537	13.606	(218)	(126)	(344)	-	-	-	7.851
Total Activo	34.470	21.987	56.457	(376)	(124)	(500)	-	-	-	34.094
Patrimonio Neto	15.669	11.100	26.769	-	(7)	(7)	-	-	-	15.669
De la Sociedad Dominante	15.669	4.852	20.521	-	-	-	-	-	-	15.669
De los Intereses Minoritarios	-	6.248	6.248	-	(7)	(7)	-	-	-	6.241
Pasivo No Corriente	12.569	5.905	18.474	(263)	(58)	(321)	-	-	-	12.306
Pasivo Corriente	6.232	4.982	11.214	(113)	(59)	(172)	-	-	-	6.119
Total Pasivo	34.470	21.987	56.457	(376)	(124)	(500)	-	-	-	34.094

ESTADO DEL RESULTADO CONSOLIDADO

Millones de Euros											
	2013			Re-expresión por NIIF 11			Re-Expresión por NIIF 5			2013 (Re-expresado)	
	Negocio en España y Portugal	Negocio en Latinoamérica	Total	Negocio en España y Portugal	Negocio en Latinoamérica	Total	Negocio en España y Portugal	Negocio en Latinoamérica	Total	Negocio en España y Portugal	Negocio en Latinoamérica
Ingresos	21.512	9.691	31.203	(104)	(159)	(263)	107	(9.532)	(9.425)	21.515	-
Aprovisionamientos y Servicios	(15.951)	(4.836)	(20.789)	43	73	116	(107)	4.765	4.658	(16.615)	-
Margen de Contribución	5.561	4.853	10.414	(61)	(86)	(147)	-	(4.767)	(4.767)	5.500	-
Resultado Bruto de Explotación	3.277	3.443	6.720	(61)	(51)	(112)	-	(3.392)	(3.392)	3.216	-
Amortizaciones y Pérdidas por deterioro	(1.626)	(792)	(2.418)	25	14	39	-	778	778	(1.601)	-
Resultado de Explotación	1.651	2.651	4.302	(36)	(37)	(73)	-	(2.614)	(2.614)	1.615	-
Resultado Financiero	(100)	(250)	(350)	(6)	4	(2)	-	246	246	(106)	-
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	15	14	29	42	24	66	-	(38)	(38)	57	-
Resultado Antes de Impuestos	1.573	2.445	4.018	(1)	(9)	(10)	-	(2.436)	(2.436)	1.572	-
Impuesto sobre Sociedades	(397)	(678)	(1.075)	1	9	10	-	669	669	(396)	-
Resultado Después de Impuestos de Actividades Continuas	1.176	1.767	2.943	-	-	-	-	(1.767)	(1.767)	1.176	-
Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	1.767	1.767	-	1.767
Resultado del Periodo	1.176	1.767	2.943	-	-	-	-	-	-	1.176	1.767
Sociedad Dominante	1.176	703	1.879	-	-	-	-	-	-	1.176	703
Intereses Minoritarios	-	1.064	1.064	-	-	-	-	-	-	-	1.064

ESTADO DE OTRO RESULTADO GLOBAL CONSOLIDADO

Millones de Euros					
	31 de diciembre de 2013	Re-expresión por NIIF 11	Re-expresión por NIIF 5	Total Re-expresión	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Resultado Consolidado del Periodo	2.943	-	-	-	2.943
Otro Resultado Global:					
Ingresos y Gastos Imputados Directamente en el Patrimonio Neto	(2.143)	-	-	-	(2.143)
Transferencias al Estado del Resultado y/o Inversiones	77	-	-	-	77
Resultado Global Total	877	-	-	-	877

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO

	Millones de Euros				2013 (Re-expresado)
	2013	Re-expresión por NIIF 11	Re-expresión por NIIF 5	Total Re-expresión	
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	4.551	(42)	–	(42)	4.509
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(1.624)	(14)	–	(14)	(1.638)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(273)	29	–	29	(244)
Flujos Netos Totales	2.654	(27)	–	(27)	2.627
Variación del Tipo de Cambio en Efectivo y otros Medios Líquidos	(305)	4	–	4	(301)
Variación de Efectivo y otros Medios Líquidos	2.349	(23)	–	(23)	2.326
Efectivo y otros Medios Líquidos Iniciales	1.986	(167)	–	(167)	1.819
Efectivo y otros Medios Líquidos Finales	4.335	(190)	–	(190)	4.145

2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estas Cuentas Anuales Consolidadas es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad Dominante, que manifiestan expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

En la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Dirección de ENDESA para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

- La valoración de activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (véase Nota 3e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados y las fechas y condiciones de salida de los empleados afectados por los expedientes de regulación de empleo y los acuerdos de suspensión de contratos (véanse Notas 3f y 17).
- La vida útil de los activos materiales e intangibles (véanse Notas 3a y 3d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (véanse Notas 3g y 19.6).
- La energía suministrada a clientes no medida en contadores (véase Nota 3o).
- Determinadas magnitudes del Sistema Eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, incentivos de la actividad de distribución, etc. que permiten estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, y que podría afectar a los saldos de activo, pasivo, ingresos y gastos relacionados con la actividad sectorial del Sistema Eléctrico (véase Nota 4).
- La interpretación de la normativa existente o de nueva normativa relacionada con la regulación del Sector Eléctrico cuyos efectos económicos definitivos vendrán determinados finalmente por las resoluciones de los organismos competentes, algunas de las cuales están pendientes de emitirse en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas (véase Nota 4).
- La determinación definitiva de los ingresos de la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) a partir de 1 de enero de 2012 está pendiente de la aprobación del Real Decreto que desarrolle lo establecido en el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, la Ley 17/2013, de 29 de octubre, y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En el mes de enero de 2015 ENDESA ha tenido acceso a un nuevo borrador de dicho Real Decreto que modifica sustancialmente los términos del borrador disponible en la fecha de formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 ya que considera determinados impactos retroactivos para la remuneración de los Territorios No Pe-

ninsulares (TNP) para los ejercicios 2012 y 2013 y contempla, dentro de los costes reconocidos de estos Sistemas, los tributos que se derivan de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. La reestimación de los ingresos de 2012 y 2013 de acuerdo con lo contenido en el nuevo borrador de Real Decreto ha supuesto el registro en el Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio 2014 de mayores ingresos por importe de 76 millones de euros (véase Nota 4).

- La probabilidad de ocurrencia y el importe de los activos o pasivos de importe incierto o contingentes (véanse Notas 31 y 17.3).
- Los costes futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (véanse Notas 3a, 3b, 3d, 3l y 17.3).
- Las hipótesis utilizadas para la valoración de los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales (véase Nota 3ñ).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades de ENDESA que se declararán ante las autoridades tributarias en el futuro y que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con el Impuesto sobre Sociedades en las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas (véanse Notas 3ñ, 22 y 31).

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en las correspondientes Cuentas Anuales Consolidadas futuras.

2.4. Sociedades Dependientes

Son Sociedades Dependientes aquellas en las que la Sociedad Dominante controla, directa e indirectamente, tiene poder sobre la participada, está expuesta, o tiene derechos que le otorgan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de esa participada. Asimismo, está expuesta a los rendimientos variables de una participada cuando estos rendimientos varían en función de la evolución económica de la participada y puede ejercer su poder para influir sobre los rendimientos variables de la participada.

La existencia de control se deriva de los derechos sustantivos mantenidos sobre la participada, para lo cual, la Dirección de ENDESA aplica su juicio para evaluar si dichos derechos sustantivos le aportan el poder para dirigir las actividades relevantes de la participada con el objetivo de afectar a sus retornos. Para ello, se tienen en cuenta todos los hechos y circunstancias concurrentes a la hora de evaluar si controla o no una participada, analizando factores tales como contratos con terceras partes, derechos derivados de otros acuerdos contractuales, así como derechos de voto reales y potenciales, considerándose a estos efectos los derechos de voto potenciales en poder de ENDESA o de terceros ejercitables o convertibles al cierre del ejercicio.

Cuando se producen hechos que afectan al poder sobre la participada, la exposición a los rendimientos variables por la implicación continuada, o la capacidad de utilizar el poder sobre la participada para influir en el importe de los rendimientos, se reevalúa la existencia de control sobre la citada participada.

Las Sociedades Dependientes se consolidan por integración global tal y como se describe en la Nota 2.8.

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, ENDESA no posee Entidades Estructuradas que, según define la NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades», hayan sido diseñadas de modo que los derechos de voto y otros derechos similares no son el factor primordial a la hora de definir el control.

En el Anexo I de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Sociedades Dependientes de ENDESA.

2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación

A continuación se detallan las variaciones del perímetro de consolidación producidas en los ejercicios 2014 y 2013.

Ejercicio 2014

Incorporaciones

Inversiones GasAtacama Holding Ltda

Como consecuencia de la adquisición del 50% adicional de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. realizada el 22 de abril de 2014 (véase Nota 6), se incorporaron las siguientes sociedades al perímetro de consolidación:

Incorporaciones al Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 22 de abril de 2014		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2013	
	Control	Económico	Control	Económico
Atacama Finance Co.	100,00	36,82	50,00	18,64
Energex Co.	100,00	36,80	50,00	18,64
GasAtacama Chile, S.A.	99,95	36,80	49,97	18,64
GasAtacama, S.A.	100,00	36,82	50,00	18,64
Gasoducto Atacama Argentina, S.A.	99,97	36,80	49,98	18,64
Gasoducto Taltal, S.A.	100,00	36,80	50,00	18,64
GNL Norte, S.A.	100,00	36,80	50,00	18,64
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	100,00	36,82	50,00	18,64
Progas, S.A.	100,00	36,80	50,00	18,64

Previamente, y como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos», estas sociedades se integraban en los Estados Financieros Consolidados por el método de participación (véase Nota 2.6) (véase Anexo III).

El 23 de octubre de 2014 estas sociedades fueron dadas de baja como consecuencia de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 5), a excepción de Atacama Finance Co. y Energex Co., que fueron liquidadas con carácter previo el 17 de septiembre de 2014.

Nueva Marina Real Estate, S.L.

Como consecuencia de la declaración voluntaria del Concurso de Acreedores sobre Nueva Marina Real Estate, S.L., ésta se excluyó del perímetro de consolidación por no tener ENDESA a 31 de diciembre de 2012 la capacidad de dirigir las políticas operativas de la sociedad. Tras los correspondientes trámites procesales, con fecha 6 de mayo de 2014 se ha recibido el Auto definitivo de finalización del Concurso de Acreedores por lo que ha sido incluida en el perímetro de consolidación de ENDESA, siendo el porcentaje de participación de control y económico, a 31 de diciembre de 2014 del 60%. La entrada en el perímetro de consolidación ha supuesto el aumento de 32 millones de euros en el Activo no Corriente, 7 millón de euros en el Activo Corriente y 13 millones de euros en el Pasivo no Corriente y 21 millones de euros en el Pasivo Corriente.

Generandes Perú, S.A.

Como consecuencia de la adquisición de un 39% adicional de Generandes Perú, S.A. (véase Nota 15.2), con fecha 3 de

septiembre de 2014, se han incorporado las siguientes sociedades al perímetro de consolidación: Inkia Holdings (Acter) Limited, Latin America Holding I Ltd., Latin America Holding II Ltd., Southern Cone Power Ltd. y Southern Cone Power Perú, S.A.A. Como consecuencia de esta adquisición, los porcentajes de participación de control y económico sobre dichas sociedades a dicha fecha, eran del 100% y 60,62%, respectivamente. El 23 de octubre de 2014 estas sociedades fueron dadas de baja como consecuencia de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 5).

Exclusiones

Como consecuencia de la operación de desinversión descrita en la Nota 5, con fecha 23 de octubre de 2014 se ha producido la baja de la totalidad de las sociedades que formaban parte del Negocio en Latinoamérica las cuales se detallan en el Anexo IV. El impacto de esta operación sobre los Estados Financieros Consolidados a 31 de diciembre de 2014 se detalla en la Nota 5. Asimismo, durante el ejercicio 2014 se ha producido la disolución de Atacama Finance Co., Energex Co. y Endesa Capital Finance, L.L.C.

Variaciones

Como consecuencia de la adquisición adicional de acciones de Companhia Energética do Ceará, S.A. y Generandes Perú, S.A. (véase Nota 15.2), el porcentaje de participación de control y económico en estas sociedades ha aumentado, conforme al siguiente detalle:

Variaciones en el Porcentaje de Participación	Porcentaje de Participación a la Fecha de Desinversión del Negocio en Latinoamérica (*)		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2013	
	Control	Económico	Control	Económico
Ampla Energia e Serviços, S.A.	99,64	55,79	99,64	55,55
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, S.A.	99,75	51,03	99,75	50,52
Central Geradora Termelétrica Fortaleza, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64
Chinango, S.A.C.	80,00	28,42	80,00	18,17
Compañía de Interconexión Energética, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64
Compañía de Transmisión del Mercosur, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64
Edegel, S.A.A.	83,60	35,53	83,60	22,71
En-Brasil Comercio e Serviços, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64
Endesa Brasil, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64
Eólica Fazenda Nova-Geração e Comercialização de Energia, S.A.	99,95	51,13	99,95	50,62
Transportadora de Energia, S.A.	100,00	51,16	100,00	50,64

(*) La adquisición del porcentaje adicional de acciones sobre Companhia Energética do Ceará, S.A. finalizó el 16 de mayo de 2014 y la adquisición de Generandes Perú, S.A. se materializó el 3 de septiembre de 2014.

Con posterioridad, estas sociedades han sido dadas de baja como consecuencia de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 5).

Ejercicio 2013

Incorporaciones

En 2013 se incorporaron las siguientes sociedades al perímetro de consolidación:

Sociedades incorporadas al Perímetro de Consolidación	Fecha de Incorporación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2013	
		Control	Económico
Compañía Energética Veracruz S.A.C.	23 de septiembre de 2013	100,00	60,62
Endesa Generación Nuclear, S.A.U.	17 de junio de 2013	100,00	100,00
Inversiones Sudamérica Ltda. (*)	21 de marzo de 2013	-	-

(*) Sociedad disuelta el 11 de octubre de 2013. Sus activos y pasivos pasaron a integrarse en Enersis, S.A.

Exclusiones

Durante 2013 se realizaron las siguientes operaciones de fusión entre Sociedades Dependientes:

Sociedades Absorbentes	Fecha Efectiva de Fusión	Sociedades Absorbidas	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2012 (Sociedad Absorbida)	
			Control	Económico
Endesa Brasil, S.A.	21 de noviembre de 2013	Ampla Investimentos e Serviços, S.A.	99,64	63,63
		Investiuz, S.A.	100,00	62,22
Compañía Eléctrica Tarapacá, S.A.	1 de noviembre de 2013	Endesa Eco, S.A.	100,00	36,36
Endesa Eco, S.A.	1 de septiembre de 2013	Compañía Eléctrica San Isidro, S.A.	100,00	39,15
Inversiones Sudamérica Ltda. (*)	1 de julio de 2013	Cono Sur Participaciones, S.L.U.	100,00	100,00
Endesa Financiación Filiales, S.A.U.	1 de julio de 2013	Endesa Desarrollo, S.L.U.	100,00	100,00

(*) Sociedad disuelta el 11 de octubre de 2013. Sus activos y pasivos pasaron a integrarse en Enersis, S.A.

En el ejercicio 2013 se produjo la disolución de las siguientes
Sociedades Dependientes:

Sociedades Disueltas	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2012	
	Control	Económico
Asin Carbono Usa, Inc.	100,00	82,50
Endesa Carbono Philippines, Inc.	100,00	82,50
Endesa Carbono USA, L.L.C.	100,00	82,50
Endesa Carbono, S.L.U.	82,50	82,50
Inversiones Sudamérica Ltda.	-	-

Variaciones

Como consecuencia de la ampliación de capital de Ener-
sis, S.A. suscrita por ENDESA mediante la aportación del
100% del capital social de Cono Sur Participaciones, S.L.U.
se produjeron variaciones en el porcentaje de participa-
ción económica en las siguientes sociedades del perímetro
de consolidación:

Variaciones en el Porcentaje de Participación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2013			Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2012		
	Control	Económico	Método de Consolidación (*)	Control	Económico	Método de Consolidación
Ampla Energia e Serviços, S.A.	99,64	55,55	IG	99,64	63,63	IG
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, S.A.	99,75	50,52	IG	99,75	61,25	IG
Central Dock Sud, S.A.	69,99	24,25	IG	69,99	39,99	IG
Central Geradora Termelétrica Fortaleza, S.A.	100,00	50,64	IG	100,00	61,40	IG
Central Vuelta de Obligado, S.A.	40,90	9,80	MP	40,90	10,78	IP
Codensa, S.A. E.S.P.	48,48	29,34	IG	48,48	39,84	IG
Companhia Energética do Ceará, S.A.	58,87	29,81	IG	58,87	36,61	IG
Compañía de Interconexión Energética, S.A.	100,00	50,64	IG	100,00	61,40	IG
Compañía de Transmisión del Mercosur, S.A.	100,00	50,64	IG	100,00	61,40	IG
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P.	49,00	14,38	MP	49,00	19,52	IP
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	100,00	60,62	IG	100,00	100,00	IG
Emgesa Panamá, S.A.	100,00	22,87	IG	100,00	31,38	IG
Emgesa, S.A. E.S.P.	48,48	22,87	IG	48,48	31,38	IG
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A. A.	75,68	45,80	IG	75,68	52,88	IG
Empresa Distribuidora Sur, S.A.	99,45	43,41	IG	99,45	45,87	IG
Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	96,50	58,50	IG	96,50	96,50	IG
En-Brasil Comercio e Serviços, S.A.	100,00	50,64	IG	100,00	61,40	IG
Endesa Brasil, S.A.	100,00	50,64	IG	100,00	61,40	IG
Endesa Cemsa, S.A.	100,00	49,71	IG	100,00	71,36	IG
Eólica Fazenda Nova - Geração e Comercialização de Energia, S.A.	99,95	50,62	IG	99,95	61,37	IG
Generalima, S.A.C.	100,00	60,62	IG	100,00	100,00	IG
Inversiones Distilima, S.A.C.	100,00	60,46	IG	100,00	74,17	IG
Inversora Codensa S.A.S.	100,00	29,34	IG	100,00	39,84	IG
Inversora Dock Sud, S.A.	57,14	34,64	IG	57,14	57,14	IG
Sacme, S.A.	50,00	21,71	MP	50,00	22,93	IP
Sociedad Portuaria Central Cartagena, S.A.	99,85	23,15	IG	99,85	31,75	IG
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00	18,64	MP	50,00	19,58	IP
Transportadora de Energía, S.A.	100,00	50,64	IG	100,00	61,40	IG

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional; MP: Método de Participación.
(*) Re-expresado de acuerdo a la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos».

Por otro lado, se produjeron variaciones en las siguientes sociedades del perímetro de consolidación:

Variaciones en el Porcentaje de Participación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2013			Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2012		
	Control	Económico	Método de Consolidación (*)	Control	Económico	Método de Consolidación
Central Eólica Canela, S.A.	75,00	27,96	IG	75,00	27,27	IG
Compañía Eléctrica Tarapacá, S.A.	99,9959	37,28	IG	100,00	36,36	IG
Endesa Argentina, S.A.	100,00	36,37	IG	100,00	36,36	IG
Endesa Costanera, S.A.	75,68	27,52	IG	69,76	25,37	IG
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	100,00	99,83	IG	72,00	72,00	IG
Ingendeia Do Brasil Ltda. (En liquidación)	100,00	37,27	IG	100,00	36,36	IG
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	50,00	18,64	MP	50,00	18,18	IP
Southern Cone Power Argentina, S.A.	100,00	36,38	IG	100,00	36,36	IG

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional; MP: Método de Participación.
(*) Re-expresado de acuerdo a la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos».

Exceptuando las operaciones cuyo impacto sobre los Estados Financieros Consolidados se ha cuantificado, para el resto, de haberse realizado estas modificaciones en el perímetro de consolidación al inicio de los ejercicios 2014 y 2013, las variaciones en las principales magnitudes en el Estado del Resultado Consolidado y en el Estado de Situación Financiera Consolidado no hubieran sido significativas en relación con las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas.

2.4.2. Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

Aunque ENDESA posee una participación superior al 50% en la Asociación Nuclear Ascó-Vandellòs II, A.I.E., tiene la consideración de «Sociedad de Operación Conjunta» (véase Nota 2.6) ya que ENDESA, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce control conjunto con el otro partícipe y tiene derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos de la misma.

2.4.3. Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%

A 31 de diciembre de 2013, aunque ENDESA poseía una participación inferior al 50% en Codensa, S.A. E.S.P. y Emgesa, S.A. E.S.P., tenían la consideración de «Sociedades Dependientes» ya que ENDESA, directa o indirectamente, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuen-

cia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejercía el control de las citadas sociedades. Estas sociedades han sido objeto de desinversión durante el ejercicio 2014 (véase Nota 5).

2.5. Sociedades Asociadas

Se consideran Sociedades Asociadas aquellas en las que la Sociedad Dominante, directa o indirectamente, ejerce una influencia significativa. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de explotación de una entidad, sin que suponga la existencia de control o de control conjunto sobre la misma. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada ejercicio, teniendo en cuenta, igualmente, los derechos de voto potenciales poseídos por ENDESA o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que ENDESA posee una participación superior al 20%.

Las sociedades Asociadas se integran en las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas por el método de participación, tal y como se describe en la Nota 3h.

En el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se relacionan las Sociedades Asociadas de ENDESA a 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Ejercicio 2014**Incorporaciones**

No se ha producido la incorporación de Sociedades Asociadas al perímetro de consolidación.

Exclusiones

Como consecuencia de la operación de Desinversión del Negocio en Latinoamérica se ha producido la baja de las Sociedades indicadas en el Anexo IV. El impacto de esta operación sobre los Estados Financieros Consolidados a 31 de diciembre de 2014 se detalla en la Nota 5.

Variaciones

Se ha producido la variación en los porcentajes de participación de control y económico de Kromschroeder, S.A., que pasaron del 27,93% a 31 de diciembre de 2013, al 29,26% a 31 de diciembre de 2014.

Ejercicio 2013**Incorporaciones**

No se produjeron incorporaciones de Sociedades Asociadas al perímetro de consolidación.

Exclusiones

Se produjeron las salidas del perímetro de consolidación de:

Sociedades Excluidas del Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2013		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2012		Método de Consolidación (*)
	Control	Económico	Control	Económico	
Endesa Gas T&D, S.L. (Nota 11.1)	-	-	20,00	20,00	MP
Enel Green Power Modelo I Eólica, S.A.	0,98	0,49	40,00	24,56	MP
Enel Green Power Modelo II Eólica, S.A.	0,98	0,49	40,00	24,56	MP

MP: Método de Participación.

(*) Re-expresado de acuerdo a NIIF 11.

Las magnitudes económicas de estas sociedades no eran significativas.

Variaciones

Se produjo la variación en el porcentaje de participación económico de Yacylec, S.A., que pasó del 22,22% a 31 de diciembre de 2012, al 13,47% a 31 de diciembre de 2013. El porcentaje de participación de control se mantuvo constante en 22,22%.

2.6. Acuerdos Conjuntos

Un Acuerdo Conjunto es aquel que otorga a dos o más partes un control conjunto, y para el que las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de todas las partes que comparten el control. Estos Acuerdos Conjuntos pueden ser una Operación Conjunta o un Negocio Conjunto, dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes involucradas en el acuerdo.

Para determinar el tipo de Acuerdo Conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Dirección evalúa la estructura y contenido legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros hechos y factores relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un Acuerdo Conjunto, se reevalúan estos hechos y factores relevantes.

En el Anexo III de estas Cuentas Anuales Consolidadas se detallan las Sociedades de Control Conjunto que, como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos», han cambiado su método de consolidación proporcional al método de la participación.

Operaciones Conjuntas

Se consideran Operaciones Conjuntas aquellas sociedades sobre las que existe un Acuerdo Conjunto por el que ENDESA y el resto de partícipes tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos.

Las Operaciones Conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a la mencionada operación tal y como se describe en la Nota 2.8.

En el Anexo I de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se relacionan las Operaciones Conjuntas de ENDESA a 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Ejercicio 2014

Incorporaciones y variaciones

No se han producido incorporaciones ni variaciones.

Exclusiones

Durante el ejercicio 2014 se ha liquidado la participación en Consorcio Ara-Ingendesa Ltda., cuyos porcentajes de participación de control y económico eran del 50,00% y 18,64%, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013.

Ejercicio 2013

Incorporaciones y exclusiones

No se produjo la incorporación ni exclusión de ninguna sociedad al perímetro de consolidación.

Variaciones

Se produjo una variación en el porcentaje de participación económico de Consorcio Ara-Ingendesa Ltda., que pasó del 18,18% a 31 de diciembre de 2012 al 18,64% a 31 de diciembre de 2013. El porcentaje de participación de control se mantuvo constante en el 50,00%.

Negocios Conjuntos

Se consideran Negocios Conjuntos aquellas sociedades sobre las que existe un Acuerdo Conjunto por el que ENDESA y el resto de los partícipes tienen derecho sobre los activos netos. Los Negocios Conjuntos se integran en las Cuentas Anuales Consolidadas por el método de participación, tal y como se describe en la Nota 3h.

En el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se relacionan los Negocios Conjuntos de ENDESA a 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Ejercicio 2014

Incorporaciones y variaciones.

No se ha producido la incorporación ni variaciones en los porcentajes de participación de ninguna sociedad al perímetro de consolidación.

Exclusiones

Se han producido las salidas del perímetro de consolidación de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. así como sus Sociedades Dependientes las cuales pasaron a ser Sociedades Dependientes (véanse Notas 2.4.1 y 6).

Como consecuencia de la operación de Desinversión del Negocio en Latinoamérica, se ha producido la baja de las Sociedades indicadas en el Anexo IV.

El impacto de esta operación sobre los Estados Financieros Consolidados a 31 de diciembre de 2014 se detalla en la Nota 5.

Ejercicio 2013

Incorporaciones y exclusiones.

No se produjo la incorporación ni exclusión de ninguna sociedad al perímetro de consolidación.

Variaciones.

Durante el ejercicio 2013 se produjo la variación en el porcentaje de participación económico de las siguientes sociedades:

Variaciones en el Porcentaje de Participación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2013			Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2012		
	Control	Económico	Método de Consolidación (*)	Control	Económico	Método de Consolidación
Termoelectrica José de San Martín, S. A.	25,60	6,29	MP	25,60	6,40	MP
Termoelectrica Manuel Belgrano, S. A.	25,60	6,29	MP	25,60	6,40	MP

MP: Método de Participación.

(*) Re-expresado de acuerdo a NIIF 11.

2.7. Otras participaciones

Las magnitudes económicas de las sociedades participadas por ENDESA que no tienen la consideración de Sociedades Dependientes, Sociedades de Operación Conjunta, Negocios Conjuntos o Sociedades Asociadas presentan un interés desdibujable respecto a la imagen fiel que deben expresar las Cuentas Anuales Consolidadas.

2.8. Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las Sociedades Dependientes se consolidan desde la fecha de adquisición, que es aquella en la que ENDESA obtiene efectivamente el control de las mismas, por el método de integración global, integrándose en las Cuentas Anuales Consolidadas la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones realizadas dentro de ENDESA.

Los resultados de las Sociedades Dependientes adquiridas o enajenadas durante el ejercicio se incluyen en los Estados del Resultado Consolidados desde la fecha efectiva de adquisición o hasta la fecha efectiva de enajenación, según corresponda.

Las Sociedades de Operación Conjunta se consolidan por el método de integración proporcional, integrándose en las Cuentas Anuales Consolidadas la parte proporcional de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo, en función del porcentaje de participación de ENDESA en dichas sociedades, una vez realizados los ajustes y eliminaciones

correspondientes de las operaciones realizadas dentro de ENDESA.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Dominante y de las Sociedades Dependientes se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para determinados activos y pasivos que se valoran siguiendo los principios de valoración establecidos en las Normas. Si este valor razonable se determina de forma provisional, el valor de la combinación de negocios se reconoce por sus valores provisionales. Cualquier ajuste derivado de la finalización del proceso de valoración se realiza dentro del plazo de doce meses posterior a la combinación de negocios, con la consecuente re-expresión de las cifras comparativas. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el coste de adquisición de la sociedad filial y el valor razonable de los activos y pasivos de la misma, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como fondo de comercio. En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono al Estado del Resultado Consolidado. Los costes relacionados con la adquisición se reconocen como gasto a medida que se incurren.

Cualquier contraprestación contingente derivada de una combinación de negocios, se reconoce a valor razonable en la fecha de adquisición. La obligación de pago derivada de una contraprestación contingente se reconoce en el Pasivo o Patrimonio Neto en el Estado de Situación Financiera Consolidado, según cumpla con la definición

de estas partidas descrita en la NIC 32 «Instrumentos Financieros: Presentación». El derecho de cobro relacionado con una contraprestación contingente derivado de la devolución de contraprestaciones previamente transferidas, se reconoce como un Activo en el Estado de Situación Financiera Consolidado.

2. El valor de la participación de los Intereses Minoritarios en el valor razonable de los activos netos adquiridos y en los resultados de las Sociedades Dependientes consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los epígrafes «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios» del Estado de Situación Financiera Consolidado e «Intereses Minoritarios» del Estado de otro Resultado Global Consolidado.
3. La conversión de los Estados Financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del euro se realiza del siguiente modo:
 - a) Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de las Cuentas Anuales Consolidadas.
 - b) Las partidas de los Estados del Resultado utilizando el tipo de cambio medio del ejercicio.
 - c) El Patrimonio Neto se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición, o al tipo de cambio medio del ejercicio de su generación, tanto en el caso de los resultados acumulados como de las aportaciones realizadas, según corresponda.

Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los Estados Financieros se registran netas de su efecto fiscal en el epígrafe «Diferencias de Conversión» dentro del Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global (véase Nota 15.1.6).

Las diferencias de conversión generadas con anterioridad a 1 de enero de 2004 han sido traspasadas a reservas

al haberse acogido la Sociedad en la primera aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), a la excepción prevista para la conversión de los Estados Financieros elaborados con principios y criterios contables españoles a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

4. Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación, así como la parte correspondiente de las sociedades consolidadas por integración proporcional.
5. Cuando se realiza una transacción por la que se pierde el control de una Sociedad Dependiente y se retiene una participación en dicha sociedad, el registro inicial de la participación retenida se realiza por el valor razonable de la participación en el momento de la pérdida de control. La diferencia entre el valor razonable de la contraprestación recibida en la operación, más el valor razonable de la inversión mantenida, más el valor en libros de las participaciones no controladas en la anterior subsidiaria y los activos y pasivos dados de baja del Estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia de la pérdida de control de la sociedad previamente controlada se registra en el epígrafe «Resultado en Ventas de Activos» del Estado del Resultado Consolidado. Los importes reconocidos en Otro Resultado Global se contabilizan como si se hubieran enajenado los activos o pasivos relacionados.
6. Los cambios en la participación en las Sociedades Dependientes que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio ajustándose el importe en libros de las participaciones de control y de las participaciones de intereses minoritarios para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la subsidiaria. La diferencia que pueda existir entre el importe por el que se ajuste la participación de los intereses minoritarios y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida se reconoce directamente en el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante.

3. Normas de valoración

Las principales Normas de valoración utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas han sido las siguientes:

a) Inmovilizado material

a.1. Costes de adquisición

El inmovilizado material está valorado por su coste, neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el coste también incluye en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. La tasa de interés utilizada es la correspondiente a la financiación específica o, de no existir, la tasa media de financiación de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiación depende principalmente del área geográfica, y en 2014 ha variado en un rango comprendido entre el 3,0% y el 8,5% (3,2% y 8,1% en el ejercicio 2013). El importe activado por este concepto ha ascendido a 55 millones de euros en el ejercicio 2014, del cual 3 millones de euros corresponden a las Actividades Continuas y 52 millones de euros a las Actividades Interrumpidas (48 millones de euros en el ejercicio de 2013, de los cuales 1 millón de euros corresponde a Actividades Continuas y 47 millones de euros a Actividades Interrumpidas) (véase Nota 30).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los importes capitalizados por este concepto se registran en el Estado del Resultado Consolidado como gasto en el epígrafe «Gastos de Personal» y como ingreso en el epígrafe «Trabajos Realizados por ENDESA para su Activo». En el ejercicio 2014, el importe activado por este concepto ha ascendido a 142 millones de euros, del cual 91 millones de euros corresponden a las Actividades Continuas y 51 millones de euros a las Actividades Interrumpidas (169 millones de euros en el ejercicio 2013,

de los cuales 96 millones de euros corresponden a Actividades Continuas y 73 millones de euros a Actividades Interrumpidas).

- Los costes futuros a los que ENDESA deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, recogiendo la correspondiente provisión. ENDESA revisa anualmente su estimación sobre los mencionados costes futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación. En el caso de las centrales nucleares, esta provisión recoge el importe al que se estima que ENDESA deberá hacer frente hasta el momento en el que, de acuerdo con el Real Decreto 1349/2003, de 31 de octubre, la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, y la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, la entidad pública empresarial Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. de gestión de residuos radioactivos se haga cargo del desmantelamiento de estas centrales (véase Nota 17.3).

Los elementos adquiridos con anterioridad a 31 de diciembre de 2003 incluyen en el coste de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas en los distintos países para ajustar el valor del inmovilizado material con la inflación registrada hasta esa fecha.

Las obras en curso se traspasan al inmovilizado material en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su amortización.

Los costes de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor coste de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor del inmovilizado material, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se imputan al Estado del Resultado Consolidado como coste del ejercicio en que se incurren.

Los activos indivisibles en los que ENDESA tiene la propiedad compartida con otros propietarios (comunidades de bienes) son registrados por la parte proporcional que le corresponde al mismo en dichos activos (véase Nota 7).

Los Administradores de la Sociedad Dominante, en base al resultado del test de deterioro explicado en la Nota 3e, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

a.2. Amortizaciones

El inmovilizado material, neto en su caso del valor residual del mismo, se amortiza, a partir del momento en que se encuentra en condiciones de uso, distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil se revisa cuando existen indicios de que pueda haber variado y, si procede, se ajusta de forma prospectiva. A continuación se presentan los periodos de vida útil utilizados para la amortización de los activos:

	Intervalo de Años de Vida Útil Estimada		2013
	2014		
	Actividades Continuas	Actividades Interrumpidas	
Instalaciones de Generación:			
Centrales Hidráulicas			
Obra Civil	65	35-65	35-65
Equipo Electromecánico	35	10-40	10-40
Centrales de Carbón	25-59	25-40	25-40
Centrales Nucleares	50 (*)	-	40
Centrales de Ciclo Combinado	40 (*)	10-25	10-25
Renovables	20	35	20-35
Instalaciones de Transporte y Distribución:			
Red de Alta Tensión	-	10-60	10-60
Red de Baja y Media Tensión	40	10-60	10-60
Equipos de Medida y Telecontrol	6-15	3-50	3-50
Otras Instalaciones	25	4-25	4-25

(*) A partir del 1 de octubre de 2014.

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Durante el ejercicio 2014 se han realizado nuevos estudios técnicos sobre las vidas útiles de las centrales nucleares ba-

sados en la mayor experiencia existente actualmente en centrales nucleares de características técnicas similares. Estos estudios han demostrado que estas instalaciones, manteniendo unas condiciones de explotación, unos programas de operación y mantenimiento y las inversiones adecuadas, pueden alcanzar una vida útil mayor a la establecida inicialmente, garantizando la seguridad en su funcionamiento de acuerdo a los requerimientos legales establecidos.

Los permisos de explotación concedidos a estas centrales en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas no alcanzan la totalidad de la vida útil estimada, ya que estos permisos se conceden inicialmente para treinta años, período inferior a la vida útil de las instalaciones, con posibilidad de posteriores renovaciones por periodos de diez años, tramitadas una vez que se encuentre próximo su vencimiento. Los Administradores de la Sociedad estiman que, de acuerdo con la política energética prevista actualmente por el Gobierno español, plasmada en la primera propuesta del documento «Planificación Energética Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020» emitida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo que contempla el funcionamiento de centrales nucleares con más de cuarenta años de antigüedad, las centrales nucleares podrán ver renovadas sus licencias de explotación al menos hasta los cincuenta años, siempre que estén en condiciones técnicas de operar con un adecuado nivel de seguridad, lo que permitirá su funcionamiento por un período de, al menos, cincuenta años.

Por lo tanto, a partir de 1 de octubre de 2014 ENDESA ha modificado, con efecto prospectivo, la vida útil de sus centrales nucleares, pasando de los cuarenta años que se venían estimando a cincuenta años habiéndose considerado, en consecuencia, que se producirá una renovación adicional de diez años en la autorización administrativa para su explotación. El efecto que este cambio en la vida útil estimada ha tenido en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014 ha sido positivo por importe de 28 millones de euros.

Asimismo, la Dirección de ENDESA ha revisado la estimación de la vida útil de las centrales de ciclo combinado. ENDESA comenzó a operar la primera central de ciclo combinado en el año 2001, fecha en la que estaba comenzando a aplicarse esta tecnología a nivel mundial para la generación de energía eléctrica. La estimación inicial de vida útil fue de 25 años,

si bien la experiencia acumulada en los años de funcionamiento de estas centrales sobre la depreciación técnica de los principales componentes de las mismas ha puesto de manifiesto que el nivel de depreciación técnica de estos elementos es similar al de las centrales de carbón. Por ello, con el soporte de los correspondientes estudios técnicos, con fecha 1 de octubre de 2014 se ha procedido a establecer de forma prospectiva las vidas útiles de las centrales de ciclo combinado en cuarenta años. El efecto que ha tenido este cambio en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014 ha sido de un menor cargo en la dotación a la amortización del ejercicio por importe de 15 millones de euros.

Por último, durante el ejercicio 2014 se han llevado a cabo inversiones en determinadas centrales de carbón que han permitido alargar sus respectivas vidas útiles, lo que ha supuesto un efecto positivo en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014 de 18 millones de euros.

a.3. Otros aspectos

De acuerdo con la Ley 29/1985, de 2 de agosto, modificada parcialmente por la Ley 46/1999, de 13 de diciembre, todas las centrales de producción hidroeléctricas españolas se hallan sujetas al régimen de concesión administrativa temporal. Según los términos de estas concesiones administrativas, a la terminación de los plazos establecidos las indicadas instalaciones reversionen a la propiedad del Estado en condiciones de buen uso, estableciéndose, a 31 de diciembre de 2014, su plazo de reversión entre el 2015 y 2065. Estas instalaciones se amortizan en el plazo concesional o durante su vida económica, el menor de estos dos períodos.

ENDESA ha evaluado las casuísticas específicas de dichas concesiones concluyéndose que en ninguno de estos casos, se dan los factores determinantes para aplicar la CINIIF 12: «Acuerdos de Concesión de Servicios» (véase Nota 3d.1).

Un elemento del inmovilizado material se da de baja en cuentas cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de inmovilizado material se reconocen como resul-

tados del ejercicio y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Inversiones inmobiliarias

El epígrafe de «Inversiones Inmobiliarias» recoge aquellos terrenos e inmuebles que se estima que no se recuperarán en el curso ordinario de los negocios que constituyen el objeto social de ENDESA.

Las inversiones inmobiliarias se valoran por su coste de adquisición neto de su correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado.

El valor de mercado de las inversiones inmobiliarias se desglosa en la Nota 8 y se ha calculado en base a valoraciones externas realizadas en el cuarto trimestre del ejercicio 2014 (véanse Notas 8 y 19.6.2).

Las inversiones inmobiliarias, excluidos los terrenos, se amortizan distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil, que se estiman según los mismos criterios que los establecidos para el inmovilizado material.

Una inversión inmobiliaria se da de baja en cuentas cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de inversiones inmobiliarias se reconocen como resultados del ejercicio y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c) Fondo de comercio

El fondo de comercio generado en la consolidación representa el exceso del coste de adquisición sobre la participación de ENDESA en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los contingentes identificables de una Sociedad Dependiente o controlada conjuntamente adquirida en la fecha de adquisición.

La valoración de los activos y pasivos adquiridos se realiza de forma provisional en la fecha de toma de control de la sociedad, revisándose la misma en el plazo máximo de un año a partir de la fecha de adquisición. Hasta que se determina de forma definitiva el valor razonable de los activos y pasivos, la diferencia entre el precio de adquisición y el valor contable de la sociedad adquirida se registra de forma provisional como fondo de comercio.

En el caso de que la determinación definitiva del fondo de comercio se realice en los Estados Financieros Consolidados del año siguiente al de la adquisición de la participación, las cuentas del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos y pasivos adquiridos y del fondo de comercio definitivo desde la fecha de adquisición de la participación.

Los fondos de comercio surgidos en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del euro se valoran en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a euros al tipo de cambio vigente a la fecha del Estado de Situación Financiera.

Los fondos de comercio adquiridos a partir de 1 de enero de 2004 se mantienen valorados a su coste de adquisición y los adquiridos con anterioridad a esa fecha se mantienen por su valor neto registrado a 31 de diciembre de 2003 de acuerdo con los criterios contables españoles aplicables en esa fecha. Los fondos de comercio no se amortizan, sino que se asignan a cada una de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs o UGE), o conjunto de ellas, y, al cierre de cada ejercicio contable, se procede a estimar si se ha producido en ellos algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un importe inferior al coste neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno saneamiento (véase Nota 3e).

A 31 de diciembre de 2014 ENDESA no tiene reconocido ningún fondo de comercio en el Estado Situación Financiera Consolidado. Todas las Sociedades Dependientes de ENDESA a las que, a 31 de diciembre de 2013, se les había asignado fondo de comercio han sido objeto de desinversión durante el ejercicio 2014 (véase Nota 5).

d) Activos intangibles

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. Los activos intangibles se amortizan linealmente en su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, que no se amortizan.

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 no existen activos intangibles con vida útil indefinida de importe significativo, excepto los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), los «Certified Emission Reductions» (CERs) y los «Emission Reduction Units» (ERUs).

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la Nota 3e.

Un activo intangible se da de baja en cuentas cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de activos intangibles se reconocen como resultados del ejercicio y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

d.1. Concesiones

La CINIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios» proporciona guías para la contabilización de los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado. Esta interpretación contable se aplica en aquellas concesiones en las que:

- a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y

- b) La concedente controla, a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera, cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse, simultáneamente, con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por ENDESA por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio, o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por ENDESA para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (véase Nota 31).

A 31 de diciembre de 2014 ENDESA no tiene reconocido ningún activo intangible por sus acuerdos de concesión como consecuencia de la aplicación de la CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios». Las Sociedades Dependientes de ENDESA que, a 31 de diciembre de 2013, tenían reconocidos activos intangibles por sus acuerdos de concesión como consecuencia de la aplicación de la CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios» fueron objeto de desinversión durante el ejercicio 2014 (véase Nota 5).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los ejercicios 2014 y 2013 no se activaron gastos financieros.

Durante el ejercicio 2013 se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por importe de 20 millones de euros, los cuales correspondían en su totalidad a Actividades Interrumpidas, no habiéndose realizado ninguna activación de gastos por este concepto en el ejercicio 2014.

Las concesiones se amortizan dentro del período de duración de la misma.

Los contratos de concesión no sujetos a la CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios» se reconocen siguiendo los criterios generales. En la medida en que ENDESA reconoce los activos como inmovilizado material (véase Nota 3a), éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o el plazo concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por ENDESA, se considera en los cálculos de deterioro de valor del inmovilizado como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras. Si ENDESA tiene los activos cedidos en uso a cambio de una contraprestación, se aplican los criterios establecidos en la Nota 3f.

d.2. Gastos de investigación y desarrollo

ENDESA sigue la política de registrar como activo intangible en el Estado de Situación Financiera Consolidado los costes de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los gastos de desarrollo se amortizan durante su vida útil de acuerdo con un plan sistemático que, en la mayor parte de los casos, se estima en cinco años.

Los costes de investigación se registran como gasto en el Estado del Resultado Consolidado. El importe de estos costes en el Estado del Resultado Consolidado asciende a 35 millones de euros en el ejercicio 2014, de los cuales 18 millones de euros corresponden a Actividades Continuas y 17 millones de euros a Actividades Interrumpidas (40 millones de euros en el ejercicio 2013, de los cuales 23 millones de euros correspondían a Actividades Continuas y 17 millones de euros a Actividades Interrumpidas).

d.3. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)

Las sociedades europeas de ENDESA que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en su actividad de generación eléctrica

ca deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguientes derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior. ENDESA sigue la política de registrar como un activo intangible no amortizable tanto los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) como los Certified Emission Reductions (CERs) y los Emission Reduction Units (ERUs).

Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) los Certified Emission Reductions (CERs) y los Emission Reduction Units (ERUs) se valoran inicialmente por su coste de adquisición, no se amortizan, y se dota posteriormente la correspondiente provisión en caso de que el valor de mercado sea inferior a dicho coste.

d.4. Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, que se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. Se amortizan en su vida útil, que, en la mayor parte de los casos, se estima en cinco años.

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y, en cualquier caso, en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del importe recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) a las que se han asignado fondos de comercio o activos intangibles

con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

e.1. Unidades Generadoras de Efectivo (UGE)

ENDESA considera que los activos del negocio de generación eléctrica que pertenecen a un mismo sistema interconectado y los del negocio de distribución eléctrica de cada país que perciben una retribución conjunta constituyen una Unidad Generadora de Efectivo (UGE). Las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) más significativas existentes a 31 de diciembre de 2014 son las siguientes:

1. Generación: Existe una Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de la generación de la Península Ibérica y otra Unidad Generadora de Efectivo (UGE) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla). Todos los activos del parque de generación de cada Unidad Generadora de Efectivo (UGE) se gestionan de forma conjunta, independientemente del tipo de tecnología (hidráulica, carbón, fuel, nuclear y ciclo combinado), en función de la disponibilidad de las centrales, la meteorología y la demanda, entre otros aspectos. La gestión conjunta y la diversificación de la cartera de generación permite a ENDESA responder de forma elástica y flexible a las necesidades de la demanda y garantizar la seguridad del suministro. Estas características hacen que la generación en su conjunto de cada uno de los ámbitos geográficos mencionados forme una Unidad Generadora de Efectivo (UGE).
2. Distribución en España: Los activos de la red de distribución constituyen una única Unidad Generadora de Efectivo (UGE) dado que sus activos individuales no generan entradas de efectivo independientes. La red de distribución está formada por un conjunto de activos interrelacionados y dependientes entre sí cuyo desarrollo, operación y mantenimiento se gestionan de forma conjunta.

e.2. Cálculo del importe recuperable

El importe recuperable es el mayor entre el valor de mercado minorado por el coste necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable

del inmovilizado material, del fondo de comercio y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por ENDESA en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, ENDESA prepara las previsiones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Dirección de ENDESA sobre los ingresos y costes de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) utilizando las previsiones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas previsiones cubren, en general, los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años futuros hasta el fin de la vida útil de los activos, o hasta el final de las concesiones, en su caso, aplicando tasas de crecimiento razonables basadas en las tasas medias de crecimiento a largo plazo y la inflación prevista para el sector y país del que se trate, que se toman como hipótesis para la realización de las proyecciones.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el coste de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el coste actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento aplicadas en los ejercicios 2014 y 2013 se encuentran en los siguientes rangos:

	Moneda	2014		2013	
		Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
Actividades Continuas					
Generación	Euro	6,2	8,8	6,2	8,5
Distribución	Euro	6,0	6,1	5,9	8,0
Actividades Interrumpidas (*)					
Argentina	Peso Argentino	Na	Na	17,8	28,3
Brasil	Real Brasileiro	Na	Na	8,9	18,2
Chile	Peso Chileno	Na	Na	7,8	15,8
Colombia	Peso Colombiano	Na	Na	7,9	13,3
Perú	Nuevo Sol Peruano	Na	Na	7,2	13,4

(*) En 2014 el Negocio en Latinoamérica ha sido objeto de desinversión (véase Nota 5).

Analizando los parámetros que componen las tasas de descuento empleadas en el ejercicio 2014, cabe destacar que la tasa libre de riesgo ha bajado ligeramente y la prima de riesgo del Negocio, que representa el riesgo específico de los activos y se basa en las betas desapalancadas consideradas para empresas de actividad similar, muestra un ligero aumento en los negocios liberalizados, frente a una mínima disminución en los negocios regulados.

Las tasas de crecimiento empleadas para extrapolar las proyecciones son las que se detallan a continuación:

		2014	2013
	Moneda	Tasa g (%)	Tasa g (%)
Actividades Continuas	Euro	2,0	2,0
Actividades Interrumpidas (*)			
Argentina	Peso Argentino	Na	3,5 - 6,0
Brasil	Real Brasileño	Na	5,1 - 6,1
Chile	Peso Chileno	Na	2,2 - 5,3
Colombia	Peso Colombiano	Na	4,3 - 5,3
Perú	Nuevo Sol Peruano	Na	3,6 - 4,6

(*) Las tasas de crecimiento en el Negocio en Latinoamérica incorporaban en 2013 el componente de inflación de sus monedas con respecto al euro. Si se eliminase dicho componente de inflación, las tasas de descuento consideradas no superarían en ningún caso el 2,3%. En 2014 el Negocio en Latinoamérica ha sido objeto de desinversión (véase Nota 5).

El enfoque utilizado para asignar valor a las hipótesis clave consideradas, ha tenido en consideración:

- Evolución de la demanda de energía eléctrica y de la demanda de gas: la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la previsión de incremento del Producto Interior Bruto (PIB) además de otros supuestos utilizados por ENDESA respecto a la evolución del consumo de electricidad y gas en estos mercados.
- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de ENDESA está regulado y sujeto a una normativa amplia y compleja, que podría ser objeto de modificación, bien mediante la introducción de nuevas leyes, bien por modificaciones de las ya vigentes de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas otras que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el período proyectado.

- **Hidraulicidad media:** las proyecciones se realizan a partir de series históricas de hidraulicidad, y proyectando en base a éstas un año hidráulico medio. No obstante, y en especial para el primer año de proyección, se toma en consideración la situación hidráulica real del año precedente, ajustando en consecuencia el año medio.
- **Capacidad instalada:** en la estimación de la capacidad instalada de ENDESA se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Dirección. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red, así como la inversiones necesarias para llevar a cabo la implementación del plan de telegestión, y en la actividad de comercialización las inversiones necesarias para desarrollar la actividad de productos y servicios de valor añadido.
- **Para la determinación del mix de producción** se utilizan complejos modelos de proyección internos desarrollados específicamente y que tienen en cuenta factores tales como precios y disponibilidad de «commodities» (petróleo «Brent», gas, carbón, etc.), evolución prevista de la demanda, planes de obra o de entrada en producción de nueva potencia en las distintas tecnologías. Estos modelos están en constante modificación, tomando en cuenta las variaciones que se van produciendo en aspectos tales como disponibilidad del parque de producción, disponibilidad de combustibles o entrada de nuevas plantas en explotación, y arrojan señales de precio en el sistema, así como previsiones de costes de producción, a partir de los cuales se proyectan las producciones del parque de generación.
- **Las hipótesis de precios de venta y compra de energía** se basan en complejos modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del pool previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costes y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.

- **Los precios de comercialización de la electricidad y del gas** se determinan sobre la base de los precios establecidos en los contratos de venta suscritos y de los precios a futuro de la energía.
- **Costes de combustibles:** se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados «forward» y estimaciones disponibles de analistas.
- **Monedas:** se toman en cuenta proyecciones de terceros (analistas, Organismos Oficiales nacionales o internacionales) para estimar la evolución futura de los tipos de cambio.
- **Costes fijos:** se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla como a otros costes de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes.

Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos de Producto Interior Bruto (PIB) y demanda, inflación, y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad y calidad de las proyecciones de la Sociedad, lo que permite basar las hipótesis clave en el histórico de información. Las desviaciones observadas durante el ejercicio 2014 con respecto a las expectativas establecidas en las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2013, han sido positivas a excepción del volumen de ventas como consecuencia de una menor demanda de electricidad que la prevista, lo que ha producido que tanto los resultados como los flujos de caja generados durante el año 2014 hayan sido mejores que los previstos para dicho año en los test de deterioro realizados en el proceso de elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2013.

e.3. Registro de los deterioros de valor

En el caso de que el importe recuperable de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) sea inferior al valor neto en libros de

los activos asociados a la misma se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia con cargo al epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro» del Estado del Resultado Consolidado, asignándose dicha provisión, en primer lugar, al valor del fondo de comercio asignado a la misma y, a continuación, a los demás activos de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE), prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costes de venta, su valor en uso y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable, aumentando el valor del activo con abono al Estado del Resultado Consolidado con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el saneamiento. En el caso del fondo de comercio, los saneamientos realizados no son reversibles.

f) Arrendamientos

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

ENDESA evalúa el fondo económico de los contratos que otorgan el derecho de uso de determinados activos, al objeto de determinar la existencia de arrendamientos implícitos. En estos casos, ENDESA separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables relativos, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados en el acuerdo.

Los arrendamientos financieros en los que ENDESA actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo importe, e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre carga financiera y reducción de la deuda. La carga financiera se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se

obtiene un tipo de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se amortiza en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se amortiza en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

Las cuotas de arrendamiento contingente se registran como gasto cuando es probable que se vaya a incurrir en las mismas.

g) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que de lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero, o a un instrumento de patrimonio, en otra entidad.

g.1. Inversiones financieras excepto derivados

A efectos de valoración, ENDESA clasifica sus inversiones financieras en el momento de su reconocimiento inicial, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (véanse Notas 3h y 11.1) y las mantenidas para la venta (véase Nota 3i), en cuatro categorías:

a) *Préstamos y partidas a cobrar*: Se registran a su coste amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método del tipo de interés efectivo. El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del coste amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo

por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el importe neto en libros del activo o pasivo financiero.

b) **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que ENDESA tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al coste amortizado según se ha definido en el párrafo anterior. A 31 de diciembre de 2014 y 2013 ENDESA no tiene inversiones de esta naturaleza por importe significativo.

c) **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor razonable y las fluctuaciones se registran en el Estado del Resultado Consolidado.

d) **Inversiones disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores (véase Nota 19.1.2). Estas inversiones figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas, normalmente el valor de mercado no es posible determinarlo de forma fiable por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su coste de adquisición o por un importe inferior si existe evidencia de su deterioro. Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono al epígrafe «Estado de otro Resultado Global Consolidado; Otro Resultado Global» (véase Nota 15.1.7), hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el importe acumulado en este epígrafe referente a dichas inversiones es imputado íntegramente al Estado del Resultado Consolidado. En caso de que el valor razonable sea inferior al coste de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, es decir, que existe evidencia objetiva de un deterioro de valor, la diferencia se registra direc-

tamente en el Estado del Resultado Consolidado. Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

Los criterios de deterioro de los activos financieros se describen en la Nota 3g.3.

g.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a la vista y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que no tienen riesgo de cambios de su valor.

g.3. Deterioro del valor de los activos financieros

Para determinar la necesidad de realizar deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría «Préstamos y Cuentas a Cobrar», se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de que ENDESA no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los contratos. Con carácter general, las sociedades de ENDESA tienen definida una política de dotación de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellas situaciones en que existe alguna singularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de los importes a cobrar vencidos con entidades públicas.
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero que se incluyen en las categorías «Préstamos y Cuentas a Cobrar» e «Inversiones Mantenido hasta el Vencimiento», la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se estima por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva.
- Para el caso de las inversiones disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3g.1.

ENDESA reconoce la pérdida por deterioro de los activos financieros mediante el registro de una cuenta correctora. El valor contable se elimina contra la cuenta correctora cuando dicho deterioro se considera irreversible. La pérdida por deterioro de valor en cuentas a cobrar se reconoce como gasto en el epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro» del Estado del Resultado Consolidado. En ejercicios posteriores será reversible hasta el límite del valor del coste amortizado que los activos tendrían de no haber sido deteriorados. Si el deterioro fuese irreversible, se elimina el valor contable del activo financiero contra la cuenta correctora de activo.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas no existen activos financieros vencidos por importe significativo que no tengan origen comercial (véase Nota 20.5).

g.4. Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros, que incluyen tanto la deuda financiera como los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar, se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costes incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su coste amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (véase Nota 3g.1).

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el Estado de Situación Financiera Consolidado como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 18.1, ésta ha sido dividida en deuda a tipo de interés fijo (deuda fija) y deuda a tipo de interés variable (deuda variable). La deuda a tipo de interés fijo es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda a tipo de interés variable es aquella deuda emitida con tipo de interés flotante, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función del tipo de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos de

fondos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5. Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por ENDESA corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tipo de interés, de tipo de cambio o de precios de «commodities» (electricidad, combustible, derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)) y tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado. Si su valor es positivo se registran en el epígrafe «Activos Financieros», corrientes o no corrientes según su vencimiento y la intención de mantener el derivado hasta su vencimiento, si se trata de derivados financieros, y en el epígrafe «Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar», si son derivados sobre «commodities». Si su valor es negativo, se registran en el epígrafe «Deuda Financiera», corrientes o no corrientes según su vencimiento y la intención de mantener el derivado hasta su vencimiento, si son derivados financieros, y en el epígrafe «Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes», si son derivados sobre «commodities».

Los cambios en el valor razonable se registran en el Estado del Resultado Consolidado salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den las condiciones establecidas por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- a) **Coberturas de valor razonable:** La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose las variaciones de valor de ambos en el Estado del Resultado Consolidado, neteando los efectos en el mismo epígrafe del Estado del Resultado Consolidado.

b) **Coberturas de flujos de efectivo:** Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en el epígrafe «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véase Nota 15.1.7). La pérdida o ganancia acumulada en dicho epígrafe se traspaşa al Estado del Resultado Consolidado a medida que el subyacente tiene impacto en el Estado del Resultado Consolidado por el riesgo cubierto neteando dicho efecto en el mismo epígrafe del Estado del Resultado Consolidado. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el Estado del Resultado Consolidado.

c) **Coberturas de activos netos provenientes de una filial extranjera:** Los cambios en el valor razonable se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, netas del efecto fiscal correspondiente, como «Diferencias de Conversión» en el «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véase Nota 15.1.6) traspaşándose al Estado del Resultado Consolidado cuando se produce la venta de la inversión cubierta.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del subyacente directamente atribuibles al riesgo cubierto se compensan con los cambios en el valor razonable en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura con una efectividad comprendida en un rango de 80%-125%. La cobertura se interrumpe de forma prospectiva si el instrumento de cobertura expira, es vendido, resuelto o ejercido, si se ha dejado de cumplir los criterios para la contabilidad de coberturas, o si se revoca la designación.

ENDESA tiene formalizados contratos de compra o venta a plazo de «commodities», fundamentalmente de electricidad y combustibles. Estos contratos se valoran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor de mercado en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor en el Estado del Resultado Consolidado, excepto cuando se dan todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustibles su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad o gas para comercialización, su

venta a clientes finales, y en los de venta de electricidad o gas, la venta a cliente final.

- Las previsiones futuras de ENDESA justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la previsión de ENDESA.
- El contrato no prevea su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

ENDESA evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor en el Estado del Resultado Consolidado.

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no cotizados en mercados organizados, ENDESA calcula el valor razonable de los derivados financieros tomando en consideración variables observables en el mercado, mediante la estimación de los flujos de caja futuros descontados al momento actual con las curvas cupón cero de tipos de interés de cada divisa, del último día hábil de cada mes, convertidos a euros con el tipo de cambio del último día hábil de cada mes. Estas valoraciones se realizan a través de herramientas internas. Una vez obtenido el valor de mercado bruto, se realiza un ajuste por riesgo de crédito propio o «Debt Valuation Adjustment (DVA)», y por el riesgo de contraparte o «Credit Valuation Adjustment (CVA)». La medición del «Credit Valuation Adjustment (CVA)» / «Debt Valuation Adjustment (DVA)» se realiza basándose en la exposición potencial fu-

tura del instrumento (posición acreedora o deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio de ENDESA.

Conforme a los procedimientos antes descritos, ENDESA clasifica los diferentes instrumentos financieros de acuerdo a los niveles señalados en la Nota 3t (véase Nota 19.6).

g.6. Contratos de garantía financiera

Los contratos de garantía financiera, entendiendo como tales las fianzas y avales concedidos por ENDESA a favor de terceros, se valoran inicialmente por su valor razonable que, salvo evidencia en contrario, es la prima recibida más, en su caso, el valor actual de los flujos de efectivo a recibir.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, los contratos de garantía financiera se valoran por la diferencia entre:

- El importe del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 3l.
- El importe del activo inicialmente reconocido, menos, cuando proceda, la parte del mismo imputada al Estado del Resultado Consolidado en función de un criterio de devengo.

g.7. Bajas de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contable:

- Cuando los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los mismos han vencido o se han transferido o, aún reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más perceptores, y,
- ENDESA ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de la titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control del activo.

ENDESA ha suscrito contratos de cesión de cuentas a cobrar durante los ejercicios 2014 y 2013, los cuales han sido considerados «factoring» sin recurso al haber traspasado los

riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos financieros cedidos (véase Nota 13).

Las transacciones en las que ENDESA retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido se registran mediante el reconocimiento en cuentas de pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción, se reconocen en resultados siguiendo el método del tipo de interés efectivo.

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

g.8. Compensación de activos y pasivos financieros

Un activo financiero y un pasivo financiero son objeto de compensación cuando se tiene el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y se tiene la intención de liquidar la cantidad neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente (véase Nota 19.5).

Estos derechos solo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal de la actividad de la entidad, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia, o de quiebra, de la contraparte.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones en Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos se registran siguiendo el método de participación.

El método de participación consiste en registrar la participación en el Estado de Situación Financiera Consolidado por la fracción de su Patrimonio Neto que representa la participación de ENDESA en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con ENDESA, más las plusvalías tácitas que correspondan al fondo de comercio pagado en la adquisición de la sociedad.

Si el importe resultante fuera negativo se deja la participación a cero en el Estado de Situación Financiera Consolidado

a no ser que exista el compromiso por parte de ENDESA de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso se dota la correspondiente provisión que se registra en el Pasivo No Corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 11.1).

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación, y los resultados obtenidos por las mismas que corresponden a ENDESA conforme a su participación se incorporan al Estado del Resultado Consolidado en el epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación».

Tras la aplicación del método de participación, para aquellas participaciones cuyo valor incluya plusvalías tácitas derivadas del fondo de comercio pagado en la adquisición de la sociedad, o para las que sin darse esta situación puedan existir indicios de deterioro, se evalúa el valor recuperable de la participación y, si éste resulta inferior al valor contable, se reconoce un deterioro por la diferencia entre el valor recuperable de la Sociedad Asociada o Negocio Conjunto, y su valor contable (véase Nota 3g.3).

Para evaluar el valor recuperable, se calcula el valor razonable de la participación de ENDESA en la empresa participada mediante el descuento de los flujos de caja futuros que se estima que generará dicha sociedad, descontando de dicho importe la deuda a la fecha de cierre de los Estados Financieros, aplicando sobre dicho valor el porcentaje de participación de ENDESA en la sociedad y descontando los costes necesarios para su venta.

Para la inversión en Enel Green Power, S.L. se efectúa un test de deterioro basado en las mismas hipótesis que las descritas en la Nota 3e.2.

Si, como consecuencia de obligaciones legales o implícitas y una vez reducido el valor de la participación se produjesen pérdidas adicionales, éstas se reconocerán mediante el registro de un pasivo.

En el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos de ENDESA.

i) Existencias

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización si éste es inferior.

El coste de adquisición del combustible nuclear incluye los gastos financieros asignados a su financiación mientras se encuentra en curso. Los gastos financieros activados por este concepto han sido de 3 millones de euros en el ejercicio 2014, correspondiente en su totalidad a Actividades Continuas (2 millones de euros en el ejercicio 2013) (véase Nota 3f). El combustible nuclear en curso se traspasa a explotación cuando es introducido en el reactor y se imputa a resultados en función de la capacidad energética consumida durante el período.

j) Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas

ENDESA clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta los activos materiales, intangibles, financieros o aquellos incluidos en el epígrafe «Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación» del Estado de Situación Financiera Consolidado y los grupos sujetos a disposición (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados) para los cuales en la fecha de cierre del Estado de Situación Financiera Consolidado se ha iniciado de forma activa un programa para su venta, se encuentran en disposición para su venta y se estima con alta probabilidad que la misma se llevará a cabo dentro de los doce meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos o grupos sujetos a disposición se valoran por el menor del importe en libros o el valor razonable de venta deducidos los costes necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

ENDESA valora los activos no corrientes que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o que dejen de formar parte de un grupo enajenable de elementos, al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos amortizaciones, depreciaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales

y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a activos no corrientes.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a disposición clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el Estado de Situación Financiera Consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» y los pasivos también en una única línea denominada «Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas».

Una actividad interrumpida es un componente que ha sido enajenado o se ha dispuesto de él por otra vía, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta; y

- Representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- Forma parte de un plan individual y coordinado para enajenar o disponer por otra vía de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- Es una entidad dependiente adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las Actividades Interrumpidas se presentan en una única línea del Estado del Resultado Consolidado denominada «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» incluyendo asimismo la plusvalía o minusvalía después de impuestos generada por la operación de desinversión una vez que la misma se ha materializado.

k) Ingresos diferidos

ENDESA recibe compensaciones establecidas legalmente por los importes desembolsados para la construcción o adquisición de determinadas instalaciones de inmovilizado o, en algunos casos, recibe directamente la cesión de instalaciones de acuerdo con la regulación en vigor.

Las subvenciones de capital se reconocen una vez se han efectuado las inversiones pertinentes en las condiciones acordadas en los convenios de colaboración o resoluciones emitidas por los organismos competentes.

Estos importes se registran como ingreso diferido en el pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado en el epígrafe de «Ingresos Diferidos» y se imputan a resultados en el epígrafe «Otros Ingresos de Explotación» del Estado del Resultado Consolidado en la vida útil del activo, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

En el caso de instalaciones cedidas por el cliente, tanto el activo material como el ingreso diferido se registran por el valor razonable del activo en el momento de la cesión y se imputan a resultados en el epígrafe «Otros Ingresos de Explotación» (véase Nota 25.2) del Estado del Resultado Consolidado en la vida útil del activo, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

l) Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para ENDESA cuyo importe y momento de cancelación son inciertos se registran en el Estado de Situación Financiera Consolidado como provisiones por el valor actual del importe más probable que se estima que ENDESA tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Asimismo, ENDESA mantiene provisiones para hacer frente a responsabilidades nacidas de litigios en curso y por indemnizaciones, así como por obligaciones, avales u otras garantías similares y otras constituidas en cobertura de riesgos.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas con ocasión de cada cierre contable.

Las obligaciones recogidas en el Estado de Situación Financiera Consolidado en concepto de provisiones para pensio-

nes y obligaciones similares y para planes de reestructuración de plantilla surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual suscritos con los trabajadores de ENDESA en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar un régimen complementario al otorgado por el sistema público para la cobertura de las contingencias de jubilación, incapacidad permanente, fallecimiento, cese o suspensión de la relación laboral por acuerdo entre las partes.

1.1. Provisiones para pensiones y obligaciones similares

La mayoría de las empresas de ENDESA tienen contraídos compromisos por pensiones con sus trabajadores, variando en función de la sociedad de la que éstos provienen. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones o contratos de seguros excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes. Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran, netas de su efecto fiscal, directamente en el epígrafe «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véase Nota 15.1.8).

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios prestados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el epígrafe «Provisiones no Corrientes: Provisiones para Pensiones y Obligacio-

nes Similares» del Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado y si es negativa en el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes: Préstamos y otras Cuentas a Cobrar» del Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado, en este último caso, siempre que dicha diferencia sea recuperable para ENDESA normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por el párrafo 57 (b) de la NIC 19 «Retribuciones a los Empleados» y por la CINIIF 14 «NIC 19 Límite de un Activo por Prestaciones Definidas, Obligación de Mantener un Nivel Mínimo de Financiación y su Interacción». El efecto de la aplicación de este límite se registra, neto de su efecto fiscal, en el epígrafe «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véanse Notas 15.1.8 y 17.1).

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto en el Estado del Resultado Consolidado conforme los empleados prestan sus servicios.

Aquellos planes post-empleo que se encuentran íntegramente asegurados, y en los que, por tanto, ENDESA ha transferido la totalidad del riesgo, se consideran como de aportación definida y en consecuencia, al igual que para éstos últimos, no se considera la existencia de pasivo actuarial ni de activos afectos.

1.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla

ENDESA sigue el criterio de registrar las prestaciones por terminación o suspensión de empleo cuando existe un acuerdo con los trabajadores de forma individual o colectiva, o una expectativa cierta de que se alcanzará dicho acuerdo, que permite a los mismos, de forma unilateral o por mutuo acuerdo con la empresa, causar baja en ENDESA o suspender temporalmente el contrato de trabajo, recibiendo a cambio una indemnización o contraprestación. En caso de que sea necesario el mutuo acuerdo, únicamente se registra la provisión en aquellas situaciones en las que ENDESA ha decidido que dará su consentimiento a la baja de los trabajadores y este consentimiento ha sido comunicado al trabajador individualmente o de forma colectiva a los representantes de los trabajadores. En todos los casos en que se registran estas provisiones existe una expectativa por parte de los trabajadores de que estas bajas anticipadas se realizarán y una co-

municación formal de la empresa al trabajador o a los representantes de los mismos.

ENDESA tiene en marcha planes de reducción de plantilla, los cuales se han materializado en los correspondientes expedientes de regulación de empleo aprobados por la Administración, o mediante acuerdos suscritos con la representación social de los trabajadores. Estos planes garantizan el pago de una indemnización o el mantenimiento de una percepción periódica durante el período de prejubilación o de suspensión del contrato de trabajo.

ENDESA sigue el criterio de registrar la totalidad del gasto correspondiente a estos planes en el momento en que surge la obligación, entendiendo como tal el momento en que la empresa no tiene capacidad de evitar su desembolso, en función de los compromisos adquiridos con el trabajador o con los representantes sociales de los mismos. Estos importes se determinan mediante la realización, en su caso, de los oportunos estudios actuariales para el cálculo de la obligación actuarial al cierre del ejercicio. Las diferencias actuariales positivas o negativas puestas de manifiesto en cada ejercicio son reconocidas en el Estado del Resultado Consolidado de dicho ejercicio.

I.3. Provisión para cubrir el coste de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂)

Las sociedades europeas de ENDESA que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

La obligación de entrega de derechos por las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) realizadas durante el ejercicio se registra como provisiones corrientes dentro del epígrafe «Otras Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado, habiéndose registrado el coste correspondiente en el epígrafe «Otros Aprovechamientos Variables y Servicios» del Estado del Resultado Consolidado. Esta obligación se valora por el mismo importe por el que están registrados los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) destinados a entregarse para cubrir esta obligación

en el epígrafe «Activo Intangible» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 3d.3).

Si ENDESA no posee a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado todos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) necesarios para cubrir las emisiones realizadas, el coste y la provisión se registran por esta parte considerando la mejor estimación del precio que ENDESA deberá pagar para adquirirlos. Cuando no exista una estimación más adecuada, el precio estimado de adquisición de los derechos que no están en posesión de ENDESA es el precio de mercado a la fecha de cierre del Estado de Situación Financiera Consolidado.

I.4. Provisiones por costes de cierre de las instalaciones

ENDESA registra los costes en los que deberá incurrir para acometer los trabajos de desmantelamiento de algunas de sus centrales, así como de determinadas instalaciones de distribución de electricidad (véanse Notas 3a, 3b y 3d). La variación de la provisión originada por su actualización financiera se registra con cargo al epígrafe «Gastos Financieros» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 30).

I.5. Contratos onerosos

En el caso de que existan contratos en los que los costes inevitables de cumplir con las obligaciones que conllevan exceden a los beneficios económicos que se espera recibir de ellos (contratos onerosos), ENDESA sigue el criterio de registrar una provisión por el valor presente de la diferencia entre los costes y beneficios previstos del contrato.

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones realizadas en moneda distinta de la funcional de cada sociedad se registran en la moneda funcional a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra en vigor a la fecha de cobro o pago se registran como re-

sultados financieros en el Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 30).

Asimismo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar a la fecha de cierre en moneda distinta de la funcional en la que están denominados los Estados Financieros de las sociedades que forman parte del perímetro de consolidación se realiza a tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como resultados financieros en el Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 30).

n) Clasificación de saldos no corrientes y corrientes

En el Estado de Situación Financiera Consolidado los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso de aquellas obligaciones cuyo vencimiento sea a corto plazo, pero cuya refinanciación a largo plazo esté asegurada, a discreción de ENDESA, mediante pólizas de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se clasifican como pasivos no corrientes. Estos saldos ascienden a 469 millones de euros y 1.126 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente.

ñ) Impuesto sobre Sociedades

En los ejercicios 2014 y 2013, todas las sociedades de ENDESA sobre las que Enel Iberoamérica, S.L.U. ostenta una participación de, al menos, el 70% y que cumplen los requisitos exigidos al efecto por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de sociedades, se integran en el Grupo Fiscal cuya sociedad dominante es Enel Iberoamérica, S.L.U.

En este sentido, el número de sociedades que componen el Grupo Consolidado Fiscal a 31 de diciembre de 2014 es de 31 (34 a 31 de diciembre de 2013), siendo las más significativas Enel Iberoamérica, S.L.U., Endesa, S.A., Endesa Generación, S.A.U., Gas y Electricidad Generación, S.A.U., Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U., Endesa Red, S.A.U., Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U., Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U., Endesa Energía, S.A.U., Endesa Energía XXI, S.L.U.,

Enel Latinoamérica, S.A.U. (anteriormente denominada Endesa Latinoamérica, S.A.U.) y Endesa Financiación Filiales, S.A.U.

El resto de las Sociedades Dependientes de ENDESA presenta individualmente sus declaraciones de impuestos de acuerdo con las Normas fiscales aplicables en cada país.

El gasto por Impuesto sobre Sociedades del ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones fiscalmente admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos fiscales, tanto por bases imponibles negativas como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

El Impuesto sobre Sociedades y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio se registran en el Estado del Resultado Consolidado o en las cuentas de Patrimonio Neto del Estado de Situación Financiera Consolidado en función de dónde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales se reconocen únicamente cuando se considera probable que las sociedades consolidadas vayan a disponer de ganancias fiscales futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos fiscales.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de fondos de comercio así como las asociadas a inversiones en dependientes, asociadas y entidades bajo control conjunto en las que ENDESA pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible. Las deducciones de la cuota originadas por hechos económicos acontecidos en el ejercicio minoran el gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades, salvo que existan dudas sobre su realización, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva.

En cada cierre del ejercicio contable se revisan los impuestos diferidos, tanto activos como pasivos, registrados con objeto

de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

Con fecha 28 de noviembre de 2014 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, que establece un tipo impositivo transitorio del 28% para el ejercicio 2015 y un tipo impositivo general del 25% a partir del ejercicio 2016, reduciéndose, por tanto, el hasta ahora aplicable del 30%. El impacto que esta reducción del tipo impositivo ha tenido sobre los activos y pasivos por impuestos diferidos ha ascendido a 39 millones de euros registrados como gasto en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014 y de 28 millones positivos, registrados como menor Patrimonio Neto en el Estado de Otro Resultado Global (véase Nota 31).

Las sociedades de ENDESA en España mantienen abiertos a inspección fiscal los ejercicios 2011 y siguientes respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas, con excepción del Impuesto sobre Sociedades, que se encuentran abiertos los ejercicios 2006 y siguientes (a excepción de los años 2007, 2008 y 2009). En Portugal, los periodos abiertos a inspección fiscal comprenden los ejercicios 2010 a 2014.

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las Normas fiscales, los resultados de las inspecciones que lleven a cabo las autoridades fiscales para los años sujetos a verificación pueden dar lugar a pasivos fiscales cuyo importe no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, los Administradores de la Sociedad Dominante estiman que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros de ENDESA.

o) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo y, en función del tipo de transacción, se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

- Las ventas de electricidad y gas se registran como ingreso en el momento en que son entregadas al cliente, en función de las cantidades suministradas durante el período, aún cuando no hayan sido facturadas. Por lo tanto, la cifra

de ventas incluye la estimación de la energía suministrada aún no leída en los contadores del cliente (véase Nota 2.3).

- En relación a los ingresos por la actividad de distribución, el marco regulatorio del Sector Eléctrico en España establece anualmente la retribución mediante Orden Ministerial. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es la encargada de liquidar el margen o retribución reconocida a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.
- Las ventas de electricidad en el mercado mayorista se reconocen como ingresos en función de la mejor estimación de la electricidad entregada y servicios complementarios suministrados.
- La actividad de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) tienen su retribución regulada. Para alcanzar la remuneración establecida se reconocen como ingresos, con carácter adicional a la valoración de la energía vendida al precio medio peninsular, las compensaciones correspondientes para alcanzar la citada remuneración regulada. Los conceptos generales para el cálculo de esta retribución están regulados en los Reales Decretos Ley 13/2012, de 30 de marzo, y 20/2012, de 13 de julio, si bien el cálculo definitivo de la misma a partir del 1 de enero de 2012 está pendiente de la aprobación del Real Decreto que desarrolle en detalle la misma. El criterio seguido por ENDESA para estimar el ingreso de esta actividad desde el 1 de enero de 2012 es calcular el importe de la retribución de acuerdo con lo previsto en el último borrador del Real Decreto disponible en la fecha de formulación de las Cuentas Anuales (véase Nota 2.3).

Los ingresos ordinarios se contabilizan atendiendo al fondo económico de la operación y se reconocen cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- Se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes, independientemente de la transmisión o no de su propiedad jurídica.
- No se gestiona ni retiene el control efectivo de los bienes.
- Es probable que se reciban beneficios económicos derivados de la transacción y que dichos beneficios provoquen un incremento en el Patrimonio Neto que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio.

- Los beneficios esperados y costes incurridos se puedan valorar con fiabilidad.

Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

En contratos con múltiples componentes, el criterio de reconocimiento se aplicará a cada componente separado identificable de la transacción con el objetivo de reflejar la sustancia comercial de la operación. Por el contrario, el criterio de reconocimiento será de aplicación a dos o más transacciones, conjuntamente, cuando las mismas estén ligadas, de manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones.

Los ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios se reconocen cuando el resultado de la transacción puede ser estimado con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado. Cuando el resultado de una transacción que implique la prestación de servicios no puede ser estimado de forma fiable, se reconocen ingresos por la cuantía en que los gastos reconocidos se consideran recuperables.

ENDESA excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

Los intercambios o permutas de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza similar no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

ENDESA registra por el importe neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los ingresos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectivo aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a

generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

p) Beneficio (pérdida) por acción

El beneficio neto por acción básico se calcula como el cociente entre el beneficio neto del período atribuible a la Sociedad Dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en poder de ENDESA.

Los beneficios netos por acción básicos de Actividades Continuas e Interrumpidas se calculan como el cociente entre el resultado después de impuestos de las Actividades Continuas e Interrumpidas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a los Intereses Minoritarios y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Dominante en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en poder de ENDESA.

Durante los ejercicios 2014 y 2013 ENDESA no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilutivo que suponga un beneficio por acción diluido diferente del beneficio básico por acción.

q) Sistemas de retribución basados en acciones

En los casos en que los empleados de ENDESA participan en planes de remuneración vinculados al precio de la acción de Enel, siendo asumido por ésta última sociedad el coste del plan, ENDESA registra el valor razonable de la obligación de Enel con el empleado como gasto en el epígrafe «Gastos de Personal» del Estado del Resultado Consolidado registrando un incremento patrimonial por el mismo importe como aportación de los socios (véase Nota 15.1.14).

r) Dividendos

Los dividendos se reconocen cuando se genera el derecho a percibirlos.

Los dividendos se registran como menor «Patrimonio Neto» en el momento de su aprobación por el órgano competente, que normalmente es el Consejo de Administración en el caso de los dividendos a cuenta, y la Junta General de Accionistas para los dividendos contra reservas o complementarios (véase Nota 15.1.10).

s) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de tesorería realizados durante el ejercicio tanto por las Actividades Continuas como Interrumpidas calculados por el método indirecto. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- a) **Flujos de Efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios líquidos equivalentes, entendiéndose por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- b) **Actividades de Explotación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de ENDESA, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.
- c) **Actividades de Inversión:** Las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- d) **Actividades de Financiación:** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

t) Medición del valor razonable

El valor razonable se define como el precio que se recibiría por la venta de un activo o que se pagaría por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado, en la fecha de valoración.

La valoración se realiza partiendo de la premisa de que la transacción se realiza en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen o actividad del activo o pasivo.

En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso, es decir, el que maximiza la cantidad recibida por vender el activo o que minimiza la cantidad a pagar para transferir el pasivo.

El valor razonable del activo o pasivo se determina aplicando las hipótesis que los participantes en el mercado emplearían a la hora de fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes en el mercado actúan en su mejor interés económico. Los participantes en el mercado son independientes entre sí, están informados, pueden celebrar una transacción con el activo o pasivo y están motivados a efectuar la transacción pero no obligados ni forzados de algún otro modo a realizarla.

Los activos y pasivos valorados a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles (véase Nota 19.6):

- a) **Nivel 1:** el valor razonable se calcula tomando en consideración precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- b) **Nivel 2:** el valor razonable se calcula tomando en consideración variables distintas a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables en el mercado para el activo o pasivo, directa o indirectamente. Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este Nivel, por clase de activos o pasivos, tiene en consideración la estimación de los flujos de caja futuros y descontados al momento actual con las curvas cupón cero de tipos de interés de cada divisa del último día hábil de cada mes y, dicho importe, se convierte en euros teniendo en consideración el tipo de cambio del último día hábil de cada mes. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas internas.
- c) **Nivel 3:** el valor razonable se calcula tomando en consideración variables, utilizadas para el activo o pasivo, que no estén basadas en datos de mercado observables.

Para la medición de activos y pasivos a valor razonable, ENDESA utiliza técnicas de valoración adecuadas a las circunstancias y para las que se dispone de datos suficientes para valorar el valor razonable, maximizando el uso de variables observables relevantes y minimizando el uso de variables no observables.

4. Regulación sectorial

Hasta el 27 de diciembre de 2013, fecha en que se publicó la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la regulación del Sistema Eléctrico español ha estado recogida en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico que fue modificada, entre otras, por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y por el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transpusieron directivas de mercados interiores de electricidad y gas.

Los elementos más significativos que establecía dicha Ley y su normativa de desarrollo posterior eran los siguientes:

- La producción de energía eléctrica se desarrolla en régimen de libre competencia.
- El despacho de energía de las centrales de generación se establece mediante el mercado diario, compuesto por 24 subastas horarias que casan la oferta y la demanda. El precio de la casación corresponde al precio marginal de las subastas. La producción del régimen especial participa en las subastas y el precio por ello percibido se complementa mediante una remuneración regulada.
- El transporte, la distribución y la gestión económica y técnica del Sistema tienen carácter de actividades reguladas.
- El suministro de energía eléctrica está completamente liberalizado y todos los consumidores deben contratar el suministro de electricidad con una comercializadora. Desde el 1 de julio de 2009, aquellos consumidores que reúnan unas determinadas características pueden optar por contratar la electricidad con una Comercializadora de Último Recurso (CUR) siéndoles de aplicación la Tarifa de Último Recurso (TUR). Esta tarifa es una tarifa aditiva, única a nivel nacional, que el Gobierno fija teniendo en cuenta el coste de producción de energía eléctrica basado en los precios de mercados a plazo.
- Se incluyen figuras, como los gestores de carga, que son sociedades habilitadas para la reventa de energía para servicios de recarga energética y almacenamiento. Adicionalmente, para determinados consumidores, se podrán establecer modalidades singulares de suministro para fomentar la producción individual de energía eléctrica destinada al consumo en la misma ubicación.

- Los peajes de acceso son únicos en todo el territorio nacional y son recaudados por las distribuidoras y transportistas que actúan como agente de cobro del Sistema Eléctrico.

- La retribución de la generación extrapeninsular y de la peninsular con carbón autóctono está regulada.

No obstante, como consecuencia del proceso de reforma energética, con fecha 27 de diciembre de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE), la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga y sustituye, a partir de la mencionada fecha, a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, antes indicada estableciendo un nuevo marco general de funcionamiento del sector y del régimen de actividades y agentes.

Los cambios más significativos respecto al esquema vigente hasta su entrada en vigor son los siguientes:

- Se introduce como principio fundamental la sostenibilidad económica y financiera del Sistema Eléctrico, de modo que los ingresos sean suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del Sistema. Los costes del Sistema serán financiados a través de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución (destinados a cubrir la retribución de ambas actividades), los cargos que se establezcan para el pago de otras partidas de costes, las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado (PGE) así como cualquier otro ingreso o mecanismo financiero que se haya establecido. Adicionalmente:
 - Cualquier incremento de costes o reducción de ingresos tendrá que llevar acompañada una reducción equivalente de otros costes o un incremento de ingresos. Al mismo tiempo, mientras existan partidas de coste destinadas a pagar deudas pendientes de años anteriores, no se podrán revisar a la baja los cargos.
 - Para los ejercicios que se inicien desde 2014, los desajustes temporales que se produzcan estarán limitados a un importe máximo anual del 2% de los ingresos estimados del Sistema (o del 5% en términos acumulados). Los desajustes y desviaciones transitorias que se produzcan serán financiados por todos los sujetos del Sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la

retribución que les corresponda. En el supuesto de que se sobrepasen los límites antes indicados, se revisarán los peajes o cargos en un importe equivalente. Dentro de los límites citados, los desajustes que se produzcan generarán para los sujetos financiadores el derecho a su recuperación en los cinco años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.

- En relación con el ejercicio 2013, se reconoce la existencia de un déficit por un importe máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse. Este déficit generará al derecho a su recuperación en los quince años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. Estos derechos podrán ser objeto de cesión, de acuerdo con el procedimiento que se establezca reglamentariamente.
- Los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de cada año financiarán el 50% de la compensación de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) del propio año.

- En cuanto a la retribución de las actividades, se establece que la retribución de las actividades de transporte, distribución, producción en los Territorios No Peninsulares (TNP) y producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos tendrá en consideración los costes de una empresa eficiente y bien gestionada. Los parámetros de retribución se establecerán considerando la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por períodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años. La Ley fija la tasa de retribución de los activos para el primer período regulatorio (que finaliza el 31 de diciembre de 2019) como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos para las actividades de transporte, distribución y producción en los Territorios No Peninsulares (TNP), y en 300 puntos básicos para la producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

- Desaparece igualmente la diferenciación entre generación de energía eléctrica en régimen ordinario y régimen especial, sin perjuicio de las consideraciones singulares para ciertas tecnologías.

- La Tarifa de Último Recurso (TUR), a la que se acogen la mayor parte de los consumidores domésticos, pasa a denominarse Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), manteniéndose la Tarifa de Último Recurso (TUR) para los consumidores vulnerables y aquellos, que sin cumplir los requisitos para tener derecho al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), transitoriamente no dispongan de un contrato en vigor con un comercializador en mercado libre.

Dentro del citado proceso de reforma energética, desde 2012 se han aprobado diversas disposiciones con la finalidad de reducir el déficit de actividades reguladas y garantizar la estabilidad financiera del Sistema. Entre ellas hay que hacer referencia al Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico, y que modifica, entre otros aspectos, el régimen retributivo de las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos, así como para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Igualmente, hay que hacer referencia a la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, cuya entrada en vigor tuvo lugar el 1 de enero de 2013, y que supuso la introducción de nuevos tributos (o la modificación de otros ya existentes) que afectan a las instalaciones de generación. En concreto, se introducen los siguientes tributos:

- Impuesto general a la producción en régimen ordinario y especial, equivalente al 7% del ingreso total percibido.
- Impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas.
- Canon a la generación hidroeléctrica, equivalente al 22% del ingreso, que se reducirá un 90% para las instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW y para los bombeos de más de 50 MW, así como, en la forma que reglamenta-

riamente se determine, para aquellas producciones o instalaciones que se deban incentivar por motivos de política energética general.

- Céntimo verde al consumo para generación eléctrica de gas natural, carbón, fuel y gasóleo.

De acuerdo con lo establecido en la citada ley, el importe de la recaudación de estos tributos, junto con otras cuantías derivadas de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, se destinará a financiar los costes del Sistema Eléctrico.

Junto con las disposiciones anteriores, el Gobierno inició en julio de 2013 la tramitación de diversos desarrollos reglamentarios, que hacen referencia a las actividades de transporte, distribución, generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), renovables, autoconsumo, pagos de capacidad, así como a aspectos de comercialización y del suministro, algunos de los cuales, como se indica con posterioridad, se encuentran aún en tramitación.

Retribución de la actividad de distribución de electricidad

El Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, estableció el régimen retributivo de la distribución de energía eléctrica. El Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, introdujo determinadas medidas dirigidas a reducir el déficit de actividades reguladas que inciden, entre otros aspectos, en la retribución de la actividad de distribución. Nuevas medidas fueron introducidas por el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, y por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En concreto, el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, establece un régimen para las redes de transporte y distribución que establece una retribución homogénea basada en las Obligaciones del Estado a diez años más 200 puntos básicos. No obstante, para el año 2013 y hasta la fecha de entrada en

vigor del Real Decreto-Ley, se establece un régimen transitorio.

Con fecha 30 de diciembre de 2013 se publicó el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. El objetivo de la normativa es contar con una metodología estable y predecible que garantice, bajo unos criterios homogéneos en todo el territorio español, una rentabilidad adecuada al menor coste posible para el Sistema. Entre las principales novedades destacan:

- Se retribuirá la inversión de los activos en servicio no amortizados, considerando el valor neto de los mismos y una tasa de retribución financiera referenciada a las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 200 puntos básicos además de la operación y el mantenimiento de los activos.
- Se retribuirán los costes necesarios para ejercer la actividad de distribución como las lecturas de contadores, la contratación, la facturación de peajes de acceso y gestión de impagos, la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes, las tasas de ocupación de la vía pública, y los costes de estructura.
- Se incluyen incentivos y penalizaciones a la mejora de la calidad de suministro, a la reducción de las pérdidas en las redes de distribución, así como un nuevo incentivo a la reducción del fraude.
- El sobrecoste derivado de normativas autonómicas o locales específicas no será sufragado por la tarifa eléctrica.
- El cobro de la retribución de las instalaciones puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año $n+2$, reconociéndose un coste financiero.
- Se establecen mecanismos de control de la inversión. Así, se limita el volumen máximo de inversión autorizado a un total para el sector del 0,13% del Producto Interior Bruto (PIB). Las empresas distribuidoras presentarán al Ministerio de Industria, Energía y Turismo sus planes de inversión anuales y plurianuales para su aprobación, requiriendo igualmente informe favorable de las Comunidades Autó-

nomas afectadas. Se establece también una limitación de desviaciones frente al estándar establecido, reconociendo sólo parcialmente el sobrecoste, que deberá estar debidamente justificado y auditado. Además, se minorará el volumen de inversión en caso de incumplimiento de los planes previstos y se establece la posibilidad de adelantar la construcción de una instalación, siempre que ésta estuviera prevista y que no sea a cargo del Sistema.

El esquema establecido en este Real Decreto será de aplicación una vez se inicie el primer período regulatorio, siendo de aplicación hasta entonces el esquema transitorio establecido en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio.

Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP)

Las actividades de suministro de energía eléctrica que se desarrollan en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) son objeto de una regulación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial. Esta regulación especial fue desarrollada inicialmente mediante el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, y por las Órdenes Ministeriales de fecha 30 de marzo de 2006 que desarrollaban el citado Real Decreto.

El elemento principal del ordenamiento regulatorio extrapeninsular era que la producción de electricidad se configuraba como una actividad con remuneración regulada, a diferencia de la situación en la península, debido a las especificidades de estos Sistemas.

Dentro de las medidas de ajuste adoptadas durante 2012, el Gobierno introdujo una serie de medidas que han afectado, entre otros, a la retribución de la actividad de generación extrapeninsular. En concreto, mediante el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, se establece que se propondrá una revisión del modelo retributivo de la generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP). Posteriormente, el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, modificó determinados aspectos concretos de los costes reconocidos de la generación en régimen ordinario de estos Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsu-

lares (TNP), señalando que la revisión que, en su caso, resulte del Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, será de aplicación desde el 1 de enero de 2012.

Con fecha 30 de octubre de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), siendo los principales aspectos en ella contenidos los siguientes:

- Por razones de seguridad o eficiencia técnica y económica, se podrá reconocer el régimen retributivo adicional al precio del mercado peninsular a nuevas instalaciones de generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), incluso si se superan los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de demanda.
- No se reconocerá este régimen a nuevas instalaciones en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), tanto de régimen ordinario como especial, que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación superior al 40% en ese Sistema. Se exceptúan aquellas instalaciones adjudicadas en concursos de capacidad para la implantación de fuentes de energías renovables, que dispongan de autorización administrativa o que hayan resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución de instalaciones de régimen especial. Igualmente, se contemplan excepciones en el caso de inversiones de renovación y mejora de eficiencia de las centrales en explotación que no supongan un aumento de capacidad, o cuando no existan otros agentes interesados en promover instalaciones.
- La titularidad de bombeos que tengan como finalidad la garantía y seguridad de suministro, o la integración de renovables, deberá corresponder al Operador del Sistema. En el resto de casos, se instrumentará un procedimiento de concurrencia. No obstante lo anterior, las empresas que con anterioridad a 1 de marzo de 2013 tuvieran otorgada concesión de aprovechamiento hidráulico o dispusieran de autorización administrativa y no dispusieran a la fecha de entrada en vigor de autorización de puesta en servicio, mantendrán su titularidad, debiendo presentar un aval del 10% de la inversión y cumplir un calendario de ejecución.

- La titularidad de las plantas de regasificación corresponderá exclusivamente al Gestor Técnico del Sistema, debiendo transmitirse las instalaciones afectadas en el plazo de seis meses, a precio de mercado. En el supuesto de que la instalación no cuente con autorización administrativa se limitará el precio a los costes totales efectivamente incurridos hasta el 1 de marzo de 2013 (véanse Notas 5 y 37).
- Los conceptos retributivos asociados a los costes de combustibles serán establecidos mediante un mecanismo que se ajuste a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.
- Será obligatoria una resolución de compatibilidad de la Dirección General de Política Energética y Minas previa a la autorización de nuevos grupos, para determinar que la instalación es compatible con los criterios técnicos establecidos por el Operador del Sistema y con criterios económicos para la reducción de costes.
- Se contempla la posibilidad de reducción de la retribución de las instalaciones de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) en casos de reducción sustancial de disponibilidad de las mismas, de la seguridad de suministro o de los índices de calidad de suministro imputables a instalaciones de generación. Se refuerza además la posibilidad de intervención del Gobierno en el Sistema Eléctrico para garantizar el suministro ante situaciones de riesgo.

Adicionalmente, en el contexto de las medidas de reforma del sector energético iniciado en el Consejo de Ministros de 12 de julio de 2013, el Gobierno comenzó la tramitación de diversos desarrollos reglamentarios, que hacen referencia, entre otros aspectos, a la actividad de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP), encontrándose actualmente en tramitación una propuesta de Real Decreto sobre estos aspectos.

La propuesta establece un esquema similar al actual, compuesto por una retribución por costes fijos, que contempla los costes de inversión y operación y mantenimiento de naturaleza fija, y por costes variables, para retribuir los combustibles y los costes variables de operación y mantenimiento. Determinados aspectos de la metodología son modificados con la finalidad de mejorar la eficiencia del Sistema. La me-

todología planteada sería de aplicación desde su entrada en vigor, contemplándose un periodo transitorio desde el 1 de enero de 2012.

De conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Para el primer periodo regulatorio, que se extiende hasta el 31 de diciembre de 2019, dicha tasa se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos.

Con fecha 4 de julio de 2014 se ha recibido una nueva propuesta de este Real Decreto que introduce nuevos elementos una vez fueron publicadas la Ley 17/2013, de 29 de octubre, y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, antes citadas.

En enero de 2015, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha presentado un nuevo texto del Proyecto de Real Decreto sobre la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP), que contempla, dentro de los costes de estos Sistemas, los tributos que se derivan de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Las compensaciones devengadas hasta el 31 de diciembre de 2008 se reciben con cargo a la recaudación del Sistema Eléctrico. El Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció que las compensaciones que se devengarán a partir del año 2013 se recaudarán con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE), habiendo establecido para el periodo transitorio 2009-2012 un sistema mixto por el que la financiación de los sobrecostes de la generación extrapeninsular se pagará en un porcentaje decreciente por la recaudación del Sistema Eléctrico y en un porcentaje creciente por los Presupuestos Generales del Estado (PGE). No obstante lo anterior, determinadas disposiciones legislativas han modificado algunos de los porcentajes de financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de los tres últimos ejercicios, teniendo el Sistema de liquidaciones gestionado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) carácter subsidiario. No obstante, la reforma de julio de 2013 modificó el esquema de financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE), de modo que

las compensaciones del ejercicio 2013 se financiarán en su totalidad con cargo a los peajes de acceso de dicho ejercicio, y las compensaciones de cada ejercicio que se devenguen a partir de 1 de enero de 2014 son cubiertas en un 50% por los Presupuestos Generales del Estado (PGE) del citado ejercicio. El 23 de agosto de 2014 se publicó el Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los Sistemas Eléctricos aislados de los Territorios No Peninsulares (TNP) con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE).

De la aplicación de la normativa citada anteriormente resulta que ENDESA ostenta un derecho de cobro a 31 de diciembre de 2014 por las compensaciones por sobrecostes de la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) del período 2001-2014 por importe de 707 millones de euros (1.161 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) registrados en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 19.1.1).

Producción de centrales de carbón autóctono

El Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, establece un mecanismo que garantiza, por razones de seguridad de suministro, la producción de ciertas centrales de carbón autóctono, contemplándose un precio regulado para retribuir dicha energía. La aplicación práctica de este Real Decreto se inició a finales de febrero de 2011, y ha finalizado el 31 de diciembre de 2014.

Para el ejercicio 2014, las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro han sido establecidos mediante resolución de 30 de enero de 2014.

Bono Social

Aquellos clientes que cumplen con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se establezcan reglamentariamente tendrán derecho al denominado Bono

Social. Se establecerá un umbral referenciado a un indicador de renta per cápita familiar, y en todo caso se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual.

El Bono Social cubrirá la diferencia entre el valor del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) y un valor base, que se denominará Tarifa de Último Recurso (TUR).

Con fecha 7 de febrero de 2012 el Tribunal Supremo dictó sentencia anulando determinadas disposiciones relativas al Bono Social y su aplicación, por considerar que su financiación por empresas generadoras en régimen ordinario (como establecía el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril) es discriminatoria.

En aplicación de dicha sentencia, la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, modificó el sistema de liquidación del Bono Social pasando a partir del 7 de febrero de 2012 a tener la consideración de coste liquidable del Sistema Eléctrico, por lo que deberá ser cubierto por las tarifas de acceso.

El Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, dio nueva regulación al Bono Social imponiendo, como obligación de servicio público, la asunción del coste a las matrices de las sociedades o Grupos de sociedades que realicen actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica y que tengan el carácter de grupos verticalmente integrados, en forma proporcional al porcentaje que corresponda considerando tanto el número de suministros conectados a las redes de distribución como el número de clientes a los que suministra la actividad de comercialización. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) calculará anualmente ese porcentaje, sin perjuicio de su aprobación por Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El 3 de diciembre de 2013 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aprobó la información a publicar sobre el reparto del Bono Social, de conformidad con el mandato establecido en el artículo 8.2. del Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio.

El artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, mantiene dicho régimen, y, en la disposición transitoria décima, el régimen transitorio, de conformidad con el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, de forma que hasta que se apruebe la Orden prevista en el artículo 45.4 de esta Ley sobre los porcentajes de contribución, el reparto del

coste del Bono Social se seguirá realizando de conformidad con la Orden IET/843/2012, de 25 de abril. Asimismo, hasta que se fije la Tarifa de Último Recurso (TUR) prevista en el artículo 45.3 resultará de aplicación lo dispuesto en dicha Orden.

La Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, fija los porcentajes de reparto de las cantidades a asumir relativas al Bono Social de 2014, correspondiendo a Endesa, S.A. un 41,61% por importe de 102 millones de euros en el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014.

A través del Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, por el que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al Bono Social, se han aprobado los criterios a utilizar para determinar los porcentajes de reparto del coste del Bono Social, en desarrollo de lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, siendo estos criterios similares a los aplicados por la Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, antes indicada.

Por otro lado, el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, al que se hace referencia con posterioridad, ha establecido que el Bono Social será equivalente a un descuento del 25% sobre el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

Déficit de las actividades reguladas

Los Reales Decretos Ley 6/2009, de 30 de abril, y 6/2010, de 9 de abril, establecieron que, a partir del año 2013, las tarifas de acceso a la red que se fijen deberían ser suficientes para cubrir la totalidad de los costes del Sistema Eléctrico, de forma que no se generen nuevos déficit ex ante. Igualmente, para el período 2009-2012 el citado Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció un límite máximo de déficit para cada uno de los años debiéndose fijar en estos años las tarifas de acceso en importe suficiente para que no se superen estos límites. Estos límites fueron modificados por el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, quedando fijados en 5.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, y 1.500 millones de euros, para los ejercicios 2010, 2011 y 2012, respectivamente. El Real Decreto Ley 29/2012, de 28 de diciembre, a través de su disposición final cuarta, modificó estos límites. En concreto, incrementó el límite del ejercicio 2012 hasta la cuantía que resultara de la liquidación definiti-

va, pudiendo ser cedido al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE), y eliminó la referencia explícita a que, a partir de 1 de enero de 2013, los peajes debían ser suficientes para cubrir los costes del Sistema Eléctrico.

Por otro lado, la normativa recoge igualmente que, en el supuesto de que existan desajustes temporales en las liquidaciones de actividades reguladas, éstos deberán ser financiados en un determinado porcentaje por las sociedades que se señalan en la citada Norma (correspondiendo a ENDESA el 44,16%), teniendo dichas sociedades el derecho de recuperar los importes financiados en las liquidaciones de actividades reguladas del ejercicio en el que se reconozcan.

A su vez los mencionados Reales Decretos Ley regularon el proceso de titulización de los derechos de cobro acumulados por las empresas eléctricas por la financiación de dicho déficit, incluyendo las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular del período 2001-2008 pendientes de recuperar.

El Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, desarrolló la regulación del proceso de titulización del déficit del Sistema Eléctrico. De acuerdo con ello, durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013 se realizaron cesiones de derechos de crédito de déficit de tarifa de ENDESA al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) por un importe de 3.541 millones de euros (véase Nota 19.1.1). Con las cesiones realizadas, la última de las cuales se acordó con fecha 29 de octubre de 2013, se ha completado la cesión de la totalidad de los derechos reconocidos por déficit de tarifa hasta el año 2012.

Para el ejercicio 2013, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ha reconocido un déficit máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que puedan producirse. De acuerdo con la Ley, este déficit podrá ser cedido a través de un procedimiento a establecer reglamentariamente, y en todo caso ajeno al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). En este sentido, con fecha 13 de diciembre de 2014 se ha publicado el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del Sistema Eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes tempo-

rales negativos posteriores, en virtud del cual se desarrolla la previsión contenida en Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, estableciendo el procedimiento para la cesión del déficit del ejercicio 2013, así como la metodología para determinar el tipo de interés que devengarán tanto este déficit de 2013 como los desajustes temporales que en su caso se generen en años posteriores. En virtud de este Real Decreto, con fecha 15 de diciembre de 2014 ENDESA ha procedido a ceder a un grupo de entidades financieras la totalidad del derecho de cobro del déficit de 2013 por importe de 1.469 millones de euros (véase Nota 19.1.1).

Para los ejercicios que se inicien desde 2014, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico ha establecido que los desajustes temporales que se produzcan serán financiados por todos los sujetos del Sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda, estableciéndose unos límites a los mismos equivalentes al 2% anual de los ingresos estimados del Sistema (o del 5% en términos acumulados). En el supuesto de que se sobrepasen los límites antes indicados, se revisarán los peajes o cargos en un importe equivalente. Dentro de los límites citados, los desajustes generarán para los sujetos financiadores el derecho a su recuperación en los cinco años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.

De acuerdo con la última liquidación del Sistema Eléctrico de 2014 realizada antes del 31 de diciembre de 2014, a ENDESA le ha correspondido financiar un importe de 445 millones de euros que están registrados en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 19.1.1).

Por otro lado, con fecha 22 de noviembre de 2014 ha sido publicada la Orden IET/2176/2014, de 20 de noviembre, por la que se desarrolla la metodología de cálculo y se fija el tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro de los déficit de ingresos y los desajustes temporales del Sistema Eléctrico anteriores al ejercicio 2013. De este modo se ha establecido el tipo definitivo que devengarán los déficit de los años 2010, 2011 y 2012, así como los desajustes temporales entre 2009 y 2012, sustituyendo el tipo del 2% contemplado con carácter provisional en las disposiciones anuales de peajes de acceso. El importe de la revisión de los tipos de interés que deriva de esta Orden ha ascendido para ENDESA a 13 millones de euros positivos.

Asimismo, los derechos de cobro devengados hasta la fecha de cesión, correspondientes al déficit del ejercicio 2013, pendientes de liquidar por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por importe de 21 millones de euros se registran en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 19.1.1).

Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC) de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación

Con fecha 29 de marzo de 2014 se ha publicado este Real Decreto, que contempla la metodología de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) a partir del 1 de abril de 2014, y cuyos principales aspectos son los siguientes:

- El coste de la energía a utilizar en el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) será el precio horario del mercado diario e intradiario en el período de facturación, al que habrá que adicionar los servicios de ajuste, pagos por capacidad y los pagos por la financiación del Operador del Sistema y el Operador del Mercado.
- Si se dispone de contadores con telegestión integrados en los Sistemas, se aplicará el precio horario al consumo horario real, mientras que, en caso contrario, se utilizará un perfil publicado por el Operador del Sistema.
- Este nuevo mecanismo será de aplicación desde el 1 de abril de 2014. Antes del 1 de julio de 2014 los Comercializadores de Referencia adaptarán sus sistemas de información a fin de realizar la facturación con el nuevo esquema. Hasta dicho momento, el coste de la energía a aplicar en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) será el establecido, con carácter transitorio, para el primer trimestre de 2014, procediéndose posteriormente, en la primera facturación realizada una vez se adapten los sistemas de información al nuevo Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), a regularizar en las facturaciones efectuadas por los consumos realizados desde el 1 de abril.

- Del mismo modo, se han de regularizar en la primera facturación realizada, una vez que se adapten los sistemas, los consumos del primer trimestre de 2014, conforme a lo establecido en el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el diferencial entre el precio del mercado y el coste de adquisición de energía incluido en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en ese período.
- Se establece igualmente que, en el plazo de dos meses desde su publicación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) remitirá a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de procedimientos donde se regule la comprobación, validación y cierre de datos procedentes de equipos de medida conectados al Sistema de telegestión a efectos de la gestión de la medida horaria. Estos procedimientos establecerán un plazo máximo para que los encargados de lectura efectúen la telemedida de todos los contadores de telegestión instalados.
- Alternativamente los Comercializadores de Referencia estarán obligados a realizar una oferta a los clientes con derecho a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en forma de un precio fijo para el plazo de un año, integrado por los peajes revisables y un valor fijo durante un año, en €/kWh, para el resto de conceptos. La oferta estará vigente durante un mes y será uniforme en toda España, pudiendo tener cada Comercializador de Referencia una única oferta vigente.
- El Real Decreto contempla otros aspectos, entre ellos, que el Bono Social será equivalente a un descuento del 25% sobre el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos

Por medio de este Real Decreto se ha aprobado un nuevo sistema de retribución para las instalaciones productoras de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, de cogeneración y de residuos, tras el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para ga-

rantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

La nueva metodología sustituye el esquema de tarifas reguladas anterior por un nuevo marco en el que se aplica el concepto de rentabilidad razonable, establecida en una rentabilidad antes de impuestos situada en el entorno del rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años más 300 puntos básicos. En este nuevo marco, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, las instalaciones percibirán una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que se defina que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

El nuevo régimen retributivo será de aplicación tanto a las instalaciones existentes, como a las nuevas. Para las nuevas instalaciones, el otorgamiento del régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva.

En los Territorios No Peninsulares (TNP) se establece un incentivo a la inversión por reducción de los costes de generación.

La normativa establece también las condiciones para la revisión de los diferentes parámetros retributivos. Estos únicamente podrán modificarse, según el caso, cada seis años, cada tres o de forma anual. El valor estándar de la inversión inicial y la vida útil regulatoria permanecerán invariables una vez reconocidos a cada instalación tipo.

Con fecha 20 de junio de 2014 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, y en la que se fijan los valores concretos de los costes estándares para cada una de las instalaciones tipo definidas.

Finalmente, el 5 de agosto de 2014 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Real Decreto Ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia

El Consejo de Ministros de 4 de julio de 2014 ha aprobado este Real Decreto Ley, que ha sido publicado con fecha 5 de julio, que, entre otros aspectos, incluye la reforma del régimen retributivo del Sistema del gas, con el objetivo de diseñar un Sistema económicamente sostenible que minimice los costes para el consumidor, y, en el ámbito de la eficiencia energética, se crea el Fondo Nacional de Eficiencia Energética para cumplir con el objetivo de ahorro energético.

En el ámbito del gas, el objetivo de la reforma es solucionar el déficit de tarifa del Sector Gasista y garantizar un Sistema económicamente sostenible en el futuro, cuyos principios son los siguientes:

- Reconocimiento del déficit generado hasta el 31 de diciembre de 2014 y pago en quince años.
- Eliminación del déficit estructural y ajuste de las retribuciones de las actividades reguladas.
- Reglas de sostenibilidad financiera en el Sistema para evitar la generación de nuevos déficit.
- Alinear las retribuciones de las actividades a la evolución de la demanda.

En el ámbito de la eficiencia energética, el Real Decreto Ley establece un sistema de obligaciones para las empresas comercializadoras de gas y electricidad, para los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y para los operadores de gases licuados del petróleo al por mayor, a partir de la entrada en vigor del mismo. Anualmente se definirá median-

te Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo un objetivo de ahorro anual y la cuota sobre el mismo correspondiente a cada sujeto obligado en función de sus ventas finales de energía del año $n-2$, así como la equivalencia financiera para el cálculo de la cuantía equivalente a la de las inversiones necesarias para el cumplimiento de dichas obligaciones mediante su contribución a un Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Alternativamente, y en los términos que reglamentariamente se regulen por el Gobierno, se podrá establecer un mecanismo de acreditación de la consecución de una cantidad de ahorro energético equivalente al cumplimiento de las obligaciones del Sistema. Este mecanismo se basará en la presentación de Certificados de Ahorro Energético (CAE) negociables, que resulten de la realización de las actuaciones de eficiencia energética que se definan en un catálogo y que cumplan con los requisitos y condiciones que en dicho catálogo se establezcan, cuya gestión corresponderá al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

El período de duración del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética comprenderá desde la entrada en vigor del Real Decreto Ley, es decir, el 5 de julio de 2014, hasta el 31 de diciembre de 2020.

El Real Decreto Ley establece una obligación de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética correspondiente a 2014, y desde el 5 de julio de 2014, que asciende para ENDESA a 14 millones de euros.

Real Decreto Ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el Sistema Gasista y la titularidad de centrales nucleares

Con fecha 4 de octubre ha sido publicado este Real Decreto Ley, que introduce determinados aspectos que inciden sobre el Sector Gasista y la titularidad de las centrales nucleares.

En relación con el Sector Gasista, el Real Decreto Ley tiene por objeto dar solución a la compleja situación técnica existente en el almacenamiento de gas natural Castor y resolver la renuncia a la concesión presentada por su titular (Escal UGS, S.L.), garantizando el interés general. En concreto, se

establece la hibernación de estas instalaciones, consolidando la paralización de las operaciones en el almacenamiento ya aprobadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Mediante acuerdo de Consejo de Ministros se podrá poner fin a la hibernación si los estudios técnicos lo aconsejan, o establecer el desmantelamiento del almacenamiento en condiciones seguras. Al mismo tiempo se aprueba la extinción de la concesión de explotación del almacenamiento y la asignación de la administración y mantenimiento de las instalaciones a Enagás, S.A., que se encargará durante la hibernación de su mantenimiento y operatividad, siendo los costes asociados a la administración de las instalaciones retribuidos por el Sistema Gasista. Por último, el Real Decreto Ley reconoce 1.351 millones de euros a Escal UGS, S.L. por el valor de la inversión, importe que será abonado por Enagás, S.A. la cual tendrá como contrapartida un derecho de cobro del Sistema Gasista durante los próximos treinta años, pudiendo ceder dichos derechos a terceros.

En relación con las centrales nucleares, se realiza la adaptación de la titularidad de las centrales nucleares a lo dispuesto en la Ley sobre energía nuclear. En concreto, la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos, modificó la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear para disponer que el titular de la autorización de explotación de una central nuclear fuera una única persona jurídica dedicada exclusivamente a la gestión de centrales nucleares, y fijando un plazo para la adaptación. No obstante, en virtud del Real Decreto Ley 13/2014, de 3 de octubre, si a la fecha de su entrada en vigor la titularidad de la autorización de explotación de una central nuclear no se hubiera adaptado a lo establecido en la Ley sobre Energía Nuclear, dicha titularidad se entenderá transferida a la entidad que a esa fecha tenga encomendada la explotación de la central nuclear por parte de los titulares de la autorización de explotación, quedando con ello sin efecto los planes de adaptación que, en su caso, se encontraran en tramitación. El Real Decreto Ley establece igualmente que, con independencia del régimen de adopción de acuerdos que sea ordinariamente de aplicación al nuevo titular, las decisiones relacionadas con la seguridad nuclear se adoptarán por mayoría simple, así como que, sin perjuicio de la responsabilidad del titular de una central nuclear, la responsabilidad por los daños y perjuicios derivados de su funcionamiento no será exigible a entidades que no sean copropietarias de la misma ni, en su caso, a sus representantes en los Órganos de Administración del referido titular.

Tarifa eléctrica para 2014

El 19 de diciembre de 2013 se celebró la vigesimoquinta subasta CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso) para la determinación del coste de la energía a integrar en el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), que sustituye a la anterior Tarifa de Último Recurso (TUR). Tras la subasta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) emitió, con fecha 20 de diciembre de 2013, un pronunciamiento en el que declaraba que no procedía validar los resultados de la subasta por la concurrencia de circunstancias atípicas durante su desarrollo y por haberse realizado en un contexto energético que consideraba no extrapolable al primer trimestre de 2014. En consecuencia, y de acuerdo con lo establecido en la normativa, la subasta quedó anulada a todos los efectos.

De acuerdo con ello, mediante resolución de 20 de diciembre de 2013 de la Secretaría de Estado de Energía, se ha establecido que el precio resultante de la vigesimoquinta subasta CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso) no debe ser considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, al haber quedado anulada a todos los efectos.

Con fecha 28 de diciembre de 2013 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en el primer trimestre de 2014. Este Real Decreto Ley ha fijado los precios de los productos base y punta necesarios para el cálculo del coste de la energía a incluir en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) considerando las referencias de precios públicos del Operador del Mercado Ibérico a Plazo (OMIP) correspondientes a la cotización de los contratos Q1-14 en base y en punta en los seis últimos meses de negociación disponibles a fecha de aprobación del Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre. Fruto de ello, ha resultado una modificación del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) a partir de 1 de enero de 2014, considerando constantes los peajes, del 1,4%, que ha sido aprobado mediante resolución de 30 de diciembre de 2013. Por otro lado, el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, establece igualmente que se reconocerán a los Comercializadores de Referencia los desvíos entre los precios en él establecidos y el

precio del mercado, que serán incorporados en el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) del trimestre siguiente.

Con fecha 1 de febrero de 2014 se ha publicado la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, de revisión de peajes de acceso para 2014, que se incrementan de media desde el 1 de febrero de 2014 en torno a un 2%. Esta Orden contempla una anualidad para la recuperación del déficit previsto para 2013, así como la inclusión con cargo a los peajes de acceso de 2013 de la compensación de los Territorios No Peninsulares (TNP) de dicho ejercicio que no son financiados finalmente por los Presupuestos Generales del Estado (PGE), todo ello conforme a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Del mismo modo, se ha revisado el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) de manera que su incremento medio tras el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, y la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, respecto a los vigentes a 31 de diciembre de 2013, es de un 2% aproximadamente.

Tarifa eléctrica para 2015

La Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, ha aprobado los peajes de acceso para el ejercicio 2015, manteniendo sin

cambios los actualmente vigentes, habiendo incorporado igualmente los valores de los nuevos peajes de acceso correspondientes a la nueva división del escalón de tensión entre 1 y 36 kV, introducida en el ordenamiento por el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, antes indicado.

Tarifa de gas natural para 2014

La Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, ha revisado los peajes de acceso a partir de 1 de enero, siendo el incremento general de los mismos en torno al 2%, habiéndose mantenido sin cambios relevantes las Tarifas de Último Recurso (TUR).

Tarifa de gas natural para 2015

La Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, ha mantenido en general los peajes de acceso respecto a 2014, habiéndose actualizado por otro lado las Tarifas de Último Recurso (TUR) por la reducción del coste de la materia prima, con una reducción del término variable de entre un 3% y un 4%.

5. Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas

Actividades Interrumpidas

Con fecha 30 de julio de 2014, el Consejo de Administración de Endesa, S.A. tomó razón de la propuesta recibida de Enel, S.p.A., a través de Enel Iberoamérica, S.L.U., para estudiar una propuesta de adquisición por ésta última de las acciones de Enel Latinoamérica, S.A.U., propietaria a su vez del 40,32% de Enersis, S.A., y del 20,3% de las acciones de Enersis, S.A. titularidad directa de Endesa, S.A., y para el reparto de un dividendo extraordinario en efectivo por un importe al menos igual a la cantidad que ENDESA recibiría de Enel Iberoamérica, S.A.U. como consecuencia de la operación de compra-venta.

La finalidad de la operación de compraventa era permitir una reorganización del grupo de sociedades que componen el Grupo Enel adecuando su estructura organizativa y societaria con el fin de dar una respuesta eficaz a los distintos requerimientos de los mercados en que está presente.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Enel Iberoamérica, S.L.U. trasladó a Endesa, S.A. una propuesta vinculante para la adquisición de las acciones mencionadas por un precio global de 8.253 millones de euros y para el pago de un dividendo por el mismo importe.

La Junta General Extraordinaria de Accionistas de Endesa, S.A., en su reunión celebrada con fecha 21 de octubre de 2014, aceptó la oferta recibida de Enel Iberoamérica, S.L.U. para adquirir el Negocio de ENDESA en Latinoamérica por un importe igual a 8.253 millones de euros, así como la distribución de un dividendo extraordinario contra reservas por el mismo importe (véase Nota 15.1.10).

En concreto, para la Desinversión del Negocio en Latinoamérica, Endesa, S.A. ha procedido a la venta a Enel Iberoamérica, S.L.U. de las siguientes participaciones:

- 796.683.058 acciones de Enel Latinoamérica, S.A.U. representativas del 100% de su capital social.
- 9.967.630.058 acciones de Enersis, S.A., representativas del 20,3% de su capital social.

Enel Latinoamérica, S.A.U. fue constituida el 26 de enero de 1998 al objeto de gestionar la presencia de ENDESA en el mercado latinoamericano. La principal sociedad participada por Enel Latinoamérica, S.A.U. es Enersis, S.A. de la que posee una participación del 40,32%.

Enersis, S.A. es una sociedad holding ubicada en Chile, cuyas acciones están admitidas a negociación en la Bolsa de Valores de Santiago, en el New York Stock Exchange y en Latibex, que posee participaciones en sociedades generadoras y distribuidoras de electricidad en cinco países latinoamericanos.

La desinversión conjunta del 100% de Enel Latinoamérica, S.A.U. y del 20,3% de Enersis, S.A. supone para ENDESA, a la referida fecha de materialización, la pérdida de control sobre la propia Enel Latinoamérica, S.A.U., sobre Enersis, S.A. y, por tanto, sobre todas las sociedades controladas por ésta última, por lo que esta desinversión significa para ENDESA la salida de su perímetro de consolidación de este conjunto de sociedades.

En el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas se detallan las sociedades que, como consecuencia de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica llevada a cabo el 23 de octubre de 2014, han sido excluidas en esa fecha del perímetro de consolidación.

El 31 de julio de 2014, los saldos de estos activos y pasivos se traspasaron al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» y «Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas», respectivamente. A partir de ese momento, los activos traspasados se dejaron de amortizar.

Todos los ingresos y gastos correspondientes a las Sociedades objeto de la operación de desinversión, generados durante los ejercicios 2014 y 2013 hasta la fecha de materialización de la operación, se han considerado Actividades Interrumpidas y se presentan en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» de los Estados del Resultado Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Por ello, el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2013 incluido en las Cuentas Anuales Consolidadas, a efectos comparativos, ha sido re-expresado de acuerdo a lo establecido en la NIIF 5 «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Interrumpidas» reclasificando los ingresos y gastos generados en dicho período por las sociedades objeto de desinversión al epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» (véase Nota 2.2).

Con fecha 23 de octubre de 2014 se ha materializado la mencionada operación de Desinversión del Negocio de ENDESA en Latinoamérica por importe de 8.253 millones de euros. El valor contable neto de los activos y pasivos desinvertidos neto del valor de la participación de los accionistas minoritarios a la fecha de la materialización de la operación de desinversión ascendía a 5.933 millones de euros al que hay que añadir los 4 millones de euros de gastos incurridos en la transacción, con lo que ha resultado una plusvalía bruta de la desinversión por importe de 2.316 millones de euros. A este importe hay que descontar 279 millones de euros del gasto por Impuesto sobre Sociedades registrado en relación con la transacción (véase Nota 31), resultando una plusvalía después de impuestos de 2.037 millones de euros.

Por otra parte, las diferencias de conversión y las ganancias y pérdidas por instrumentos de cobertura de flujos de caja registrados en el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a dicha fecha ascendían a 239 millones de euros (véase Nota 15.1.6) y 34 millones de euros, negativos, respectivamente, los cuales han sido imputados al epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» del Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014. Por lo tanto, la transacción ha tenido un impacto positivo en el Estado de Resultado Consolidado del ejercicio 2014 por importe de 1.764 millones de euros, que ha sido registrado en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas».

A continuación se incluye el desglose por naturaleza del epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» de los Estados del Resultado Consolidados correspondientes al ejercicio 2013 y al período comprendido

entre el 1 de enero de 2014 y la fecha de formalización de la desinversión, que corresponden en su totalidad al Negocio en Latinoamérica, así como la plusvalía obtenida por la mencionada venta:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
INGRESOS	7.536	9.532
Ventas	7.145	9.029
Otros Ingresos de Explotación	391	503
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(4.161)	(4.764)
Compras de Energía	(2.774)	(2.782)
Consumo de Combustibles	(502)	(610)
Gastos de Transporte	(463)	(609)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(422)	(763)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	3.375	4.768
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	81	95
Gastos de Personal	(559)	(716)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(605)	(754)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	2.292	3.393
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro (Notas 7, 9 y 13)	(388)	(778)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.904	2.615
RESULTADO FINANCIERO	(394)	(247)
Ingreso Financiero	215	409
Gasto Financiero	(572)	(623)
Diferencias de Cambio Netas	(37)	(33)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación (Nota 11.1)	13	38
Resultado de otras Inversiones	4	2
Resultado en Ventas de Activos	43	28
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.570	2.436
Impuestos sobre Sociedades	(289)	(669)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS	1.281	1.767
PLUSVALÍA NETA DE LA OPERACIÓN DISCONTINUADA	1.764	-
Plusvalía Después de Impuestos de la Operación Discontinuada	2.037	-
Plusvalía Bruta de la Operación Discontinuada	2.316	-
Impuestos sobre Sociedades (Nota 31)	(279)	-
Diferencias de Conversión (Nota 15.1.6)	(239)	-
Ganancias y Pérdidas por Instrumentos de Cobertura de Flujos de Caja Imputados al Patrimonio Neto	(34)	-
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	3.045	1.767

A continuación se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación, inversión y financiación atribuibles a las Actividades Interrumpidas durante el ejercicio 2013 y el período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y la fecha de formalización de la desinversión:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	845	2.258
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión (*)	6.241	(2.094)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(901)	1.338

(*) En 2014 incluye el cobro de 8.253 millones de euros correspondientes al precio global de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica.

El cálculo de la entrada neta de efectivo originada por la desinversión del mencionado Negocio en Latinoamérica es el siguiente:

	Millones de Euros
Contraprestación Recibida en Efectivo	8.253
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes del Negocio en Latinoamérica	(1.840)
Pagos por Costes de Desinversión	(55)
Total	6.358

Activos no corrientes mantenidos para la venta

A continuación se incluye el desglose por naturaleza de los epígrafes «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» y «Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de los Estados de Situación Financiera Consolidados a 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
ACTIVO		
ACTIVO NO CORRIENTE	8	4
Inmovilizado Material	2	-
Inversiones Inmobiliarias	-	-
Activo Intangible	2	-
Fondo de Comercio	-	-
Inversiones contabilizadas por el Método de Participación	-	-
Activos Financieros no Corrientes	4	4
Activos por Impuesto Diferido	-	-
ACTIVO CORRIENTE	-	-
Existencias	-	-
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	-	-
Activos Financieros Corrientes	-	-
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	-	-
TOTAL ACTIVO	8	4
PASIVO NO CORRIENTE	-	-
Ingresos Diferidos	-	-
Provisiones no Corrientes	-	-
Deuda Financiera no Corriente	-	-
Otros Pasivos no Corrientes	-	-
Pasivos por Impuesto Diferido	-	-
PASIVO CORRIENTE	-	-
Deuda Financiera Corriente	-	-
Provisiones Corrientes	-	-
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	-	-
TOTAL PASIVO	-	-

Ejercicio 2014

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, el epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» incluye la participación del 47,18% en el capital

social de Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. y el crédito de ENDESA frente a dicha sociedad por un importe total de 4 millones de euros (véase Nota 37).

Asimismo, a 31 de diciembre de 2014 incluye 4 millones de euros correspondientes a los activos asociados a la Central Hidroeléctrica de Chira-Soria, en Gran Canaria, para los que, con fecha 11 de diciembre de 2014, se suscribió un Acuerdo de Intenciones para la transmisión de los mismos a Red Eléctrica de España, S.A.U. y que, al cierre del ejercicio, se encontraba pendiente de formalización y ratificación por parte de los Consejos de Administración de ambas sociedades (véase Nota 37).

Ejercicio 2013

Con fecha 28 de junio de 2013, se procedió a la venta por parte de ENDESA de la participación del 12% en el capital

social de Medgaz, S.A. a Compañía Española de Petróleos, S.A.U. (CEPSA), en un 47% y a Sonatrach S.P.A. en un 53%, en ejercicio de su derecho de adquisición preferente. El precio de la operación ascendió a 84 millones de euros e incluía la cesión a los compradores del crédito que ENDESA tenía frente a Medgaz, S.A. por un importe de 8 millones de euros. Igualmente, los compradores liberaron a ENDESA de sus garantías a favor del Banco Europeo de Inversiones en virtud de un préstamo concedido por esta entidad a Medgaz, S.A. y que venía siendo respaldado por ENDESA en un importe de 94 millones de euros. La operación de venta anteriormente descrita generó un traspaso de 64 millones de euros desde el epígrafe «Ajuste por Cambio de Valor» del Patrimonio Neto del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 15.1.7) al epígrafe «Resultado en Ventas de Activos» del Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2013.

6. Combinaciones de negocio

Con fecha 22 de abril de 2014, Empresa Nacional de Electricidad, S.A. y Southern Cross Latin American Private Equity Fund III, L.P. han suscrito los documentos y contratos requeridos para la adquisición directa por parte de la primera de todos los derechos sociales que la segunda tenía, por sí o a través de empresas relacionadas, en Inversiones GasAtacama Holding Ltda., equivalentes al 50% de los derechos sociales de dicha entidad, y para la cesión del crédito que mantenía la sociedad Pacific Energy Sub Co. en dicho Grupo.

El precio total de la operación ha ascendido a 309 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 227 millones de euros, de los cuales 206 millones de euros corresponden al precio pagado por la adquisición y 21 millones de euros al precio pagado por la cesión del crédito) y fue íntegramente pagado en esa fecha. Igualmente, ambas partes han puesto término al pacto de accionistas suscrito el 1 de agosto de 2007.

Con esta transacción Empresa Nacional de Electricidad, S.A. ha alcanzado el 100% de la participación en Inversiones GasAtacama Holding Ltda. pasando a tener el control de esta sociedad, frente a la situación de control conjunto que mantenía hasta ese momento.

El detalle del coste de la combinación de negocios, del valor razonable de los activos netos adquiridos y del fondo de comercio a 22 de abril de 2014 es como sigue:

	Miliones de Euros
Coste de la Combinación de Negocios	206
Valor Razonable de la Inversión Previa en el Negocio	206
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos	(411)
Fondo de Comercio (Nota 10)	1

La medición del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. ha sido realizada en base a los siguientes enfoques de valoración:

- Enfoque de mercado mediante la comparación, cuando estuvieran disponibles, con los precios de mercado cotizados para elementos idénticos.

- Enfoque de coste, por el cual se han reflejado los ajustes relativos al deterioro físico, así como la obsolescencia funcional y económica de los activos.

- Enfoque de ingresos mediante técnicas de actualización al valor presente de los flujos futuros previstos de efectivo (ingresos y gastos) en base a las expectativas de mercado en el momento de la combinación de negocios.

El valor razonable de los activos y pasivos de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. así como su valor en libros a 22 de abril de 2014, es como se detalla a continuación:

	Miliones de Euros	
	Valor en Libros	Valor Razonable
Activo No Corriente	235	294
Inmovilizado Material	232	266
Activos Intangibles	—	—
Activos Financieros No Corrientes	—	—
Activos por Impuesto Diferido	3	28
Activo Corriente	257	257
Existencias	—	—
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	61	61
Activos Financieros Corrientes	37	37
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	159	159
Total Activo	492	551
Pasivo No Corriente	49	48
Provisiones no Corrientes	2	2
Deuda Financiera no Corriente	—	—
Otros Pasivos no Corrientes	6	6
Pasivos por Impuesto Diferido	41	40
Pasivo Corriente	91	91
Deuda Financiera Corriente	43	43
Provisiones Corrientes	—	—
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	48	48
Total Pasivo	140	139
Activos Netos		412
Intereses Minoritarios		(1)
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		411

Los activos descritos en los párrafos anteriores de esta Nota forman parte de la operación de Desinversión en Latinoamérica explicada en la Nota 5.

Desde la toma del control del 50% adicional hasta la fecha de desinversión en Latinoamérica (véase Nota 5), Inversiones GasAtacama Holding Ltda. y sus filiales han generado para ENDESA resultados registrados en el epígrafe «Resultados Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» por importe de 11 millones de euros, de los cuales 5 millones de euros corresponden a los intereses minoritarios. Si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2014, los resultados después de impuestos generados por esta sociedad hasta la fecha de desinversión en Latinoamérica (véase Nota 5) habrían ascendido a 19 millones de euros, de los que 12 millones de euros habrían correspondido a los intereses minoritarios.

Por su parte, la plusvalía procedente de la valoración a valor razonable de la participación existente del 50% en el patrimonio de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. ha ascendido a 28 millones de euros, y se ha registrado en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» del Estado del Resultado Consolidado. El cálculo de la salida neta de efectivo originada por la adquisición de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. es el siguiente:

	Millones de Euros
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquirida	159
Importe Pagado en Efectivo	(227)
Costes de la Adquisición Contabilizados con Cargo al Estado del Resultado Consolidado	=
Total	(68)

7. Inmovilizado material

A continuación se presenta el detalle del inmovilizado material a 31 de diciembre de 2014 y 2013, así como el movimiento en ambos ejercicios:

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	728	(367)	(88)	273
Instalaciones de Generación Eléctrica:	24.580	(15.967)	(11)	8.602
Centrales Hidráulicas	3.171	(2.318)	(10)	843
Centrales Carbón / Fuel	8.126	(5.971)	(1)	2.154
Centrales Nucleares	9.510	(6.647)	-	2.863
Centrales de Ciclo Combinado	3.756	(1.026)	-	2.730
Renovables	17	(5)	-	12
Instalaciones de Transporte y Distribución:	19.460	(8.230)	-	11.230
Alta Tensión	-	-	-	-
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y Otras Instalaciones	19.460	(8.230)	-	11.230
Otro Inmovilizado	698	(478)	(65)	155
Inmovilizado en Curso	868	-	(24)	844
Total	46.334	(25.042)	(188)	21.104

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	1.126	(526)	(57)	543
Instalaciones de Generación Eléctrica:	34.322	(20.067)	(97)	14.158
Centrales Hidráulicas	10.088	(5.714)	(10)	4.364
Centrales Carbón / Fuel	9.360	(6.297)	(23)	3.040
Centrales Nucleares	9.395	(6.440)	-	2.955
Centrales de Ciclo Combinado	5.304	(1.577)	(64)	3.663
Renovables	175	(39)	-	136
Instalaciones de Transporte y Distribución:	24.618	(10.415)	(101)	14.102
Alta Tensión	1.141	(596)	-	545
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y Otras Instalaciones	23.477	(9.819)	(101)	13.557
Otro Inmovilizado	954	(733)	-	221
Inmovilizado en Curso	2.567	-	-	2.567
Total	63.587	(31.741)	(255)	31.591

Millones de Euros								
Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Saldo a 31/12/2013 (Re-espresado)	Incorporaciones/Reducciones Sociedades	Inversiones (Nota 7.1)	Bajas	Traspasos y otros (*)	Diferencias de Conversión	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2014
Terrenos y Construcciones	1.126	4	1	(67)	49	3	(388)	728
Instalaciones de Generación Eléctrica:	34.322	291	51	(44)	446	(131)	(10.355)	24.580
Centrales Hidráulicas	10.088	-	-	(2)	57	(24)	(6.948)	3.171
Centrales Carbón / Fuel	9.360	-	20	(22)	243	(50)	(1.425)	8.126
Centrales Nucleares	9.395	-	31	(17)	101	-	-	9.510
Centrales de Ciclo Combinado	5.304	291	-	(3)	45	(51)	(1.830)	3.756
Renovables	175	-	-	-	-	(6)	(152)	17
Instalaciones de Transporte y Distribución:	24.618	6	1	(186)	637	(32)	(5.584)	19.460
Alta Tensión	1.141	6	-	-	20	33	(1.200)	-
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras instalaciones	23.477	-	1	(186)	617	(65)	(4.384)	19.460
Otro Inmovilizado	954	152	143	(74)	18	1	(496)	698
Inmovilizado en Curso	2.567	14	1.251	(5)	(909)	(25)	(2.025)	868
Total	63.587	467	1.447	(376)	241	(184)	(18.848)	48.334

(*) Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones (véase Nota 17.3)

Millones de Euros								
Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro	Saldo a 31/12/2013 (Re-espresado)	Incorporaciones/Reducciones Sociedades	Dotaciones (*)	Bajas	Traspasos y otros	Diferencias de Conversión	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2014
Terrenos y Construcciones	(583)	-	(48)	64	1	(4)	115	(455)
Instalaciones de Generación Eléctrica:	(20.164)	(107)	(809)	44	1	112	4.945	(15.978)
Centrales Hidráulicas	(5.724)	-	(131)	2	-	47	3.478	(2.328)
Centrales Carbón / Fuel	(6.320)	-	(264)	22	-	27	563	(5.972)
Centrales Nucleares	(6.440)	-	(234)	17	-	-	-	(6.647)
Centrales de Ciclo Combinado	(1.641)	(107)	(185)	3	1	37	866	(1.026)
Renovables	(39)	-	(5)	-	-	1	38	(5)
Instalaciones de Transporte y Distribución:	(10.516)	(6)	(673)	186	(3)	37	2.745	(8.230)
Alta Tensión	(596)	(6)	(20)	-	(1)	(13)	636	-
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras instalaciones	(9.920)	-	(653)	186	(2)	50	2.109	(8.230)
Otro Inmovilizado e Inmovilizado en Curso	(733)	(88)	(125)	74	1	2	302	(567)
Total	(31.096)	(201)	(1.655)	368	-	147	8.107	(25.230)

(*) Incluye pérdidas por deterioro por importe de 122 millones de euros que corresponden en su totalidad a Actividades Continuas (véase Nota 29). La dotación a la amortización del ejercicio 2014 correspondiente a Actividades Continuas y Actividades Interrumpidas, ha sido de 1.261 millones de euros (véase Nota 29) y 272 millones de euros, respectivamente (véase Nota 5).

Millones de Euros								
Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Saldo a 31/12/2012 (Re-expresado)	Incorporaciones/Reducciones/ Sociedades	Inversiones (Nota 7.1)	Bajas	Trasposos y otros (*)	Diferencias de Conversión	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)
Terrenos y Construcciones	1.202	-	2	(10)	(5)	(62)	-	1.126
Instalaciones de Generación Eléctrica:	35.769	-	60	(107)	203	(1.603)	-	34.322
Centrales Hidráulicas	11.077	-	1	(11)	68	(1.047)	-	10.088
Centrales Carbón / FUEL	9.433	-	22	(64)	212	(243)	-	9.360
Centrales Nucleares	9.655	-	35	(31)	(264)	-	-	9.395
Centrales de Ciclo Combinado	5.422	-	2	(1)	170	(289)	-	5.304
Renovables	182	-	-	-	17	(24)	-	175
Instalaciones de Transporte y Distribución	25.256	-	-	(734)	1.018	(922)	-	24.618
Alta Tensión	1.340	-	-	(14)	5	(190)	-	1.141
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras instalaciones	23.916	-	-	(720)	1.013	(732)	-	23.477
Otro inmovilizado	1.024	-	21	(32)	-	(59)	-	954
Inmovilizado en Curso	2.665	-	1.765	(1)	(1.607)	(255)	-	2.567
Total	65.916	-	1.848	(864)	(392)	(2.901)	-	63.567

(*) Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones (véase Nota 17.3).

Millones de Euros								
Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro	Saldo a 31/12/2012 (Re-expresado)	Incorporaciones/Reducciones/ Sociedades	Dotaciones (*)	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de Conversión	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)
Terrenos y Construcciones	(610)	-	3	8	(2)	18	-	(583)
Instalaciones de Generación Eléctrica:	(19.999)	-	(1.039)	106	6	762	-	(20.164)
Centrales Hidráulicas	(6.063)	-	(194)	11	1	521	-	(5.724)
Centrales Carbón / FUEL	(6.161)	-	(324)	64	(2)	103	-	(6.320)
Centrales Nucleares	(6.214)	-	(267)	31	10	-	-	(6.440)
Centrales de Ciclo Combinado	(1.530)	-	(244)	-	-	133	-	(1.641)
Renovables	(31)	-	(10)	-	(3)	5	-	(39)
Instalaciones de Transporte y Distribución:	(10.945)	-	(756)	728	(1)	458	-	(10.516)
Alta Tensión	(659)	-	(42)	8	-	97	-	(596)
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras instalaciones	(10.286)	-	(714)	720	(1)	361	-	(9.920)
Otro inmovilizado e inmovilizado en curso	(760)	-	(42)	30	3	36	-	(733)
Total	(32.314)	-	(1.834)	872	6	1.274	-	(31.996)

(*) Incluye reversión por pérdidas por deterioro por importe de 2 millones de euros, de las cuales, 21 millones de euros de reversión correspondían a Actividades Continuas (véase Nota 29) y 19 millones de euros de dotación a Actividades Interrumpidas (véase Nota 5). La dotación a la amortización del ejercicio 2013 correspondiente a Actividades Continuas y Actividades Interrumpidas, fue de 1.318 millones de euros (véase Nota 29) y 518 millones de euros, respectivamente (véase Nota 5).

Los saldos de inmovilizado incluyen las participaciones en las comunidades de bienes que se detallan a continuación:

	% Participación	Millones de Euros	
		31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Central Nuclear Vandellòs II, C.B.	72%	897	925
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85%	685	695
Central Nuclear de Almaraz I, C.B.	36%	183	175
Central Nuclear de Almaraz II, C.B.	36%	185	201
Central Térmica de Anillares, C.B.	33%	–	–
Salto del Navia, C.B.	50%	17	18

7.1. Información adicional de inmovilizado material

Principales inversiones

El detalle de las inversiones materiales realizadas durante los ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros							
	2014				2013 (Re-expresado)			
	Generación	Distribución y Transporte	Otros	Total	Generación	Distribución y Transporte	Otros	Total
España y Portugal	307	619	2	928	263	509	3	775
Latinoamérica(I)	317	202	–	519	644	427	2	1.073
Total	624	821	2	1.447	907	936	5	1.848

(I) Las inversiones realizadas en el ejercicio 2014 en Latinoamérica corresponden a las realizadas hasta el 31 de julio de 2014, fecha en que se materializó el traspaso de las Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5) al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» del Estado de Situación Financiera Consolidado. Las inversiones efectuadas desde el 31 de julio de 2014 hasta la Desinversión del Negocio en Latinoamérica han ascendido a 240 millones de euros.

Las inversiones realizadas en el Negocio en España y Portugal se refieren a los activos correspondientes a Actividades Continuas. Las inversiones de generación del ejercicio 2014 se corresponden, en su mayor parte, con inversiones realizadas sobre centrales que ya estaban en funcionamiento a 31 de diciembre de 2013, incluyendo las inversiones realizadas en la Central de Carbón de Litoral por importe de 52 millones de euros en relación a la Directiva de Emisiones Industriales (DEI), que han conllevado un alargamiento de su vida útil. Por lo que respecta a las inversiones de distribución, corresponden a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma, con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio.

Asimismo, incluyen la inversión en la instalación masiva de contadores inteligentes de telegestión y los sistemas para su operación.

En el Negocio en Latinoamérica, las inversiones de generación incluyen principalmente la construcción de la Central Hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW).

Arrendamiento financiero

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, el inmovilizado material recoge 518 millones de euros y 698 millones de euros, res-

pectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (véase Nota 18.1). Los pagos futuros previstos y el valor actual de los pagos futuros previstos derivados de dichos contratos son los siguientes:

Plazo	Millones de Euros			
	Pagos Futuros Previstos		Valor Actual de los Pagos Futuros Previstos	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Hasta Un Año	58	79	27	45
Entre Uno y Cinco Años	195	281	84	158
Más de Cinco Años	641	738	428	492
Total	894	1.098	539	695
Intereses	(355)	(403)	Na	Na
Valor Actual de los Pagos Futuros Previstos	539	695	Na	Na

Con carácter general, aquellos contratos en los que se incluye opción de compra, ésta coincide con el importe establecido como última cuota.

Los activos objeto de arrendamiento financiero provienen principalmente de Endesa Generación, S.A.U. y corresponde a un contrato de «tolling» durante 25 años, del que restan 21 años, con Elecgas, S.A. (sociedad participada en un 50% por la propia Endesa Generación, S.A.U.) por el que Elecgas, S.A. pone a disposición de Endesa Generación, S.A.U. la totalidad de la capacidad de producción de la planta y se compromete a transformar el gas suministrado en energía eléctrica a cambio de un peaje económico que devenga una tasa del 9,62%.

Arrendamiento operativo

Arrendatario

El Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014 recoge 52 millones de euros, de los cuales 33 millones de euros corresponden a las Actividades Continuas (véase Nota 28) y 19 millones de euros a las Actividades Interrumpidas (34 millones de euros y 25 millones de euros, respectivamente, en el ejercicio 2013), correspondientes al devengo durante los citados ejercicios de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

ENDESA tiene arrendado el inmueble en el que se encuentra su sede social. Con fecha de 14 de febrero de 2013 entraron en vigor las nuevas condiciones de renta y duración renegotiadas durante 2012, que supusieron prorrogar por 10 años adicionales el contrato existente (2013-2023). Asimismo, ENDESA actúa como arrendatario de diferentes inmuebles en los que se encuentran ubicadas diversas oficinas cuyo vencimiento oscila entre 1 y 13 años.

Por otra parte, ENDESA arrienda determinados equipos técnicos (entre otros, líneas y grupos electrógenos), cuyos contratos tienen una duración aproximada de 2 años y cuya renovación se negocia al vencimiento del contrato.

Los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Plazo	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Hasta Un Año	34	51
Entre Uno y Cinco Años	74	146
Más de Cinco Años	55	173
Total	163	370

Medio ambiente

En el ejercicio 2014 las inversiones de ENDESA en actividades de medio ambiente han sido de 113 millones de euros (86 millones de euros en el ejercicio 2013), de las cuales 60 millones de euros corresponden a Actividades Continuas y 53 millones de euros a Actividades Interrumpidas, siendo la inversión acumulada a 31 de diciembre de 2014 igual a 1.369 millones de euros (1.380 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Por lo que respecta a los gastos medioambientales, éstos han ascendido en el ejercicio 2014 a 118 millones de euros (130 millones de euros en el ejercicio 2013), de los cuales 116 millones de euros corresponden a Actividades Continuas y 2 millones de euros a Actividades Interrumpidas. Del total de estos gastos, 50 millones de euros corresponden a la dotación de amortizaciones de las inversiones antes mencionadas, los cuales corresponden en su totalidad a Actividades

Continuadas (53 millones de euros en el ejercicio 2013, correspondiendo en su totalidad a Actividades Continuadas).

Test deterioro

Como resultado de los test de deterioro efectuados en el ejercicio 2014, se ha dotado una provisión por deterioro de terrenos por importe de 96 millones de euros, de los que 65 millones de euros corresponden a aquellos que ENDESA debe recibir en aplicación de la sentencia del Tribunal Supremo a favor de Josel, S.L. (véase Nota 17.3), y el resto a otros activos vinculados con emplazamientos en los que se preveía construir centrales de generación eléctrica y que, de acuerdo con el actual plan industrial, no serán utilizados para este fin.

Otra información

El detalle del inmovilizado material procedente de las principales áreas geográficas donde opera ENDESA es como sigue:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
España	20.621	20.839
Portugal	483	503
Otros (*)	—	10.249
Total	21.104	31.591

(*) Corresponde a las Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5).

A 31 de diciembre de 2014 las Sociedades de ENDESA mantenían compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por importe de 787 millones de euros (1.117 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, de los cuales 638 millones de euros correspondían a Actividades Continuadas y 479 millones de euros a Actividades Interrumpidas) que re-

cogen, en su mayor parte, inversiones en generación, la mayor parte de las cuales se materializarán en los ejercicios 2015 y 2016, y distribución destinadas al parque de producción de ENDESA y a la extensión o mejora de la red, así como los contadores inteligentes de telegestión las cuales están previstas hasta el ejercicio 2024.

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 no existen compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material correspondientes a Negocios Conjuntos.

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 el importe del inmovilizado material totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso no es significativo.

A 31 de diciembre de 2014 no existen elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación a terceros. A 31 de diciembre de 2013 existían elementos del inmovilizado material por importe de 102 millones de euros que servían como garantía para el cumplimiento de obligaciones (véase Nota 34.1).

ENDESA y las sociedades filiales tienen formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, incluyendo en la citada cobertura todas las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos. Adicionalmente, está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización de las instalaciones. En el ejercicio 2014 se han reconocido indemnizaciones de compañías de seguros por siniestros por daños materiales por importe de 59 millones de euros (72 millones de euros en el ejercicio 2013), de las cuales 9 millones de euros corresponden a Actividades Continuadas y 50 millones de euros a Actividades Interrumpidas.

8. Inversiones inmobiliarias

La composición y movimientos de las inversiones inmobiliarias durante los ejercicios 2014 y 2013 han sido los siguientes:

Millones de Euros									
	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)	Incorporación/ Reducción Sociedades (*)	Inversión	Traspaso de Inmuebles	Bajas por Ventas	Diferencias de Conversión	Otros (**)	Traspasos e Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2014
Inversiones Inmobiliarias en España y Portugal	15	11	-	-	-	-	(4)	-	22
Inversiones Inmobiliarias en Latinoamérica	62	-	1	-	(2)	(3)	-	(58)	-
Total	77	11	1	-	(2)	(3)	(4)	(58)	22

(*) Corresponde a la incorporación en el perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. (véase Nota 2.4.1).

(**) Incluye dotación de deterioro por importe de 2 millones de euros correspondiente en su totalidad a Actividades Continuas (véase Nota 29).

Millones de Euros									
	Saldo a 31/12/2012 (Re-expresado)	Incorporación/ Reducción Sociedades	Inversión	Traspaso de Inmuebles	Bajas por Ventas	Diferencias de Conversión	Otros (*)	Traspasos e Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)
Inversiones Inmobiliarias en España y Portugal	14	-	3	-	-	-	(2)	-	15
Inversiones Inmobiliarias en Latinoamérica	74	-	4	-	(7)	(9)	-	-	62
Total	88	-	7	-	(7)	(9)	(2)	-	77

(*) Incluye dotación de deterioro por importe de 1 millón de euros, correspondiendo en su totalidad a Actividades Continuas (véase Nota 29).

El detalle de las inversiones inmobiliarias procedentes de las principales áreas geográficas donde opera ENDESA es como sigue:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
España	22	15
Otros (*)	-	62
Total	22	77

(*) Corresponde a las Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5).

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2014 de las inversiones inmobiliarias se sitúa en 61 millones de euros (111 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) (véanse Notas 3b y 19.6.2).

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, ninguna de las inversiones inmobiliarias se encontraba totalmente amortizada ni

existían restricciones para su realización. Los importes registrados como gastos directos en el Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2014 y 2013 relacionados con las inversiones inmobiliarias no son significativos. A 31 de diciembre de 2014 y 2013, ENDESA no mantiene obligaciones contractuales de compra, construcción o desarrollo de inversiones inmobiliarias, ni de reparación, mantenimiento y mejora, excepto por aquellos compromisos de Nueva Marina Real Estate, S.L. relacionados con el desarrollo urbanístico acordado con el Ayuntamiento de Málaga.

ENDESA tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

9. Activo intangible

El detalle del activo intangible a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es como sigue:

Millones de Euros					Millones de Euros				
31 de diciembre de 2014					31 de diciembre de 2013 Re-expresado)				
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto		Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto
Derechos Emisión Dióxido de Carbono (CO ₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)	247	-	(8)	239	Derechos Emisión Dióxido de Carbono (CO ₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)	431	-	(238)	193
Aplicaciones Informáticas	1.209	(853)	-	356	Aplicaciones Informáticas	1.304	(902)	-	402
Concesiones	101	(21)	(67)	13	Concesiones	2.879	(1.338)	(39)	1.502
Otros	66	(47)	-	19	Otros	223	(97)	2	128
Total	1.623	(921)	(75)	627	Total	4.837	(2.337)	(275)	2.225

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2014 y 2013 han sido los siguientes:

Millones de Euros									
	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)	Incorporación /Reducción Sociedades	Inversiones (Nota 9.2)	Amortización y Pérdidas por Deterioro(*)	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de Conversión	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2014
Derechos Emisión Dióxido de Carbono (CO ₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)	193	—	258	49 (261)	—	—	—	—	239
Aplicaciones Informáticas	402	—	92	(82)	—	3	—	(59)	356
Concesiones	1.502	—	138	(154)	—	32	141	(1.646)	13
Otros	128	—	15	(11)	—	(15)	2	(100)	19
Total	2.225	—	503	(198)	(261)	20	143	(1.805)	627

(*) Incluye una dotación de pérdidas netas por deterioro por importe de 32 millones de euros, de la cual, 17 millones de euros corresponden a Actividades Continuas (véase Nota 29) y 15 millones de euros a Actividades Interrumpidas (véase Nota 5). La dotación a la amortización del ejercicio 2014 correspondiente a Actividades Continuas y Actividades Interrumpidas, ha sido de 89 millones de euros (véase Nota 29) y 77 millones de euros, respectivamente (véase Nota 5).

Millones de Euros									
	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)	Incorporación /Reducción Sociedades	Inversiones (Nota 9.2)	Amortización y Pérdidas por Deterioro (*)	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de Conversión	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)
Derechos Emisión Dióxido de Carbono (CO ₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)	385	—	186	(89) (289)	—	—	—	—	193
Aplicaciones Informáticas	409	—	112	(87)	—	(22)	(10)	—	402
Concesiones	1.772	—	242	(178)	—	(37)	(297)	—	1.502
Otros	133	—	23	(14)	—	—	(14)	—	128
Total	2.699	—	563	(368)	(289)	(59)	(321)	—	2.225

(*) Incluye una dotación de pérdidas por deterioro por importe de 131 millones de euros, de la cual, 87 millones de euros corresponden a Actividades Continuas (véase Nota 29) y 44 millones de euros a Actividades Interrumpidas (véase Nota 5). La dotación a la amortización del ejercicio 2013 correspondiente a Actividades Continuas y Actividades Interrumpidas, fue de 90 millones de euros (véase Nota 29) y 147 millones de euros, respectivamente (véase Nota 5).

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen los Administradores de la Sociedad Dominante, las previsiones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado a 31 de diciembre de 2014 y 2013.

9.1. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)

En los ejercicios 2014 y 2013 se ha efectuado la redención de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) de 2013 y 2012, que han supuesto una baja del activo intangible por importe de 149 millones de euros y 92 millones de euros, respectivamente (28,4 millones de toneladas y 37,1 millones de toneladas, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2014, la provisión por derechos a entregar para cubrir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) incluida en el pasivo corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado es igual a 197 millones de euros (137 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) (véase Nota 24).

A 31 de diciembre de 2014 se ha registrado un importe de 49 millones de euros por reversión de deterioro de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) (véanse Notas 9.2 y 29).

A 31 de diciembre de 2014, el importe de los compromisos totales para la adquisición de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs) asciende a 92 millones de euros (59 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 que correspondían en su totalidad a Actividades Continuas) de acuerdo con los precios comprometidos, en el caso de que la totalidad de los correspondientes proyectos finalizaran con éxito.

9.2. Información adicional de activo intangible

Principales inversiones

El detalle de las inversiones en activos intangibles realizadas durante los ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros							
	2014				2013 (Re-expresado)			
	Generación	Distribución y Transporte	Otros	Total	Generación	Distribución y Transporte	Otros	Total
España y Portugal (1)	297	27	33	357	224	28	29	281
Latinoamérica (2)	5	141	-	146	25	253	4	282
Total	302	168	33	503	249	281	33	563

(1) Incluye derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs) por importe de 258 millones de euros en el ejercicio 2014 y 186 millones de euros en el ejercicio 2013.

(2) Las inversiones realizadas en el ejercicio 2014 en Latinoamérica corresponden a inversiones de activos intangibles realizadas hasta el 31 de julio de 2014, fecha en que se materializó el traspaso de las Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5) al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» del Estado de Situación Financiera Consolidado. Las inversiones realizadas desde el 31 de julio de 2014 hasta la Desinversión del Negocio en Latinoamérica han ascendido a 51 millones de euros.

En el Negocio en España y Portugal las inversiones realizadas corresponden fundamentalmente a derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) y aplicaciones informáticas. En el Negocio en Latinoamérica incluyen principalmente las realizadas en la distribución en Brasil ya que, como consecuencia de la CINIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios», dadas las características de la concesión, los activos asociados a las mismas se consideran, en una parte, activos intangibles y, por otra, financieros.

Test de deterioro

Como resultado de los test de deterioro efectuados durante el ejercicio 2014, se ha dotado una provisión por deterioro de las concesiones de la Central Hidroeléctrica de Girabolhos (35 millones de euros) y de Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A. (31 millones de euros). Asimismo, se ha efectuado la reversión por importe de 49 millones de euros sobre la provisión dotada por el valor de los derechos de emisión (véanse Notas 9.1 y 29).

Durante el ejercicio 2013 se dotó una provisión por importe de 89 millones de euros por la pérdida de valor de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) (véase Nota 29).

Otra información

El detalle del activo intangible procedente de las principales áreas geográficas donde opera ENDESA es como sigue:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
España	627	569
Portugal	-	37
Otros (*)	-	1.619
Total	627	2.225

(*) Corresponde a las Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5).

A 31 de diciembre de 2014 existen compromisos de adquisición de activos intangibles de distinta naturaleza a los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs), por importe de 3 millones de euros (15 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 que correspondían en su totalidad a Actividades Continuas).

Los Negocios Conjuntos no tenían a 31 de diciembre de 2014 y 2013 ningún compromiso de adquisición de activos intangibles.

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 el importe del inmovilizado intangible totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso no es significativo.

10. Fondo de comercio

A continuación se presenta el detalle del fondo de comercio por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) o grupos de ellas a las que está asignado y el movimiento del mismo en los ejercicios 2014 y 2013:

Millones de Euros								
	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)	Combinaciones de Negocio (Nota 6)	Bajas	Pérdidas por Deterioro (Nota 29)	Trasposos y otros	Diferencias de Conversión	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2014
Filiales en Chile (Chile)	1.905	-	-	-	-	(86)	(1.819)	-
Companhia Energética do Ceará, S.A. (Brasil)	131	-	-	-	-	11	(142)	-
Ampla Energia e Serviços, S.A. (Brasil)	92	-	-	-	-	7	(99)	-
Edegel, S.A.A. (Perú)	100	-	-	-	-	3	(103)	-
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. (Perú)	49	-	-	-	-	2	(51)	-
Hidroeléctrica El Chocón, S.A. (Argentina)	9	-	-	-	-	(2)	(7)	-
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (Chile)	-	1	-	-	-	1	(2)	-
Otros	16	-	-	-	-	1	(17)	-
Total	2.302	1	-	-	-	(63)	(2.240)	-

Millones de Euros								
	Saldo a 31/12/2012 (Re-expresado)	Combinaciones de Negocio (Nota 6)	Bajas	Pérdidas por Deterioro (Nota 29)	Trasposos y otros	Diferencias de Conversión	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)
Filiales en Chile (Chile)	2.192	-	-	-	-	(287)	-	1.905
Companhia Energética do Ceará, S.A. (Brasil)	158	-	-	-	-	(27)	-	131
Ampla Energia e Serviços, S.A. (Brasil)	111	-	-	-	-	(19)	-	92
Edegel, S.A.A. (Perú)	114	-	-	-	-	(14)	-	100
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. (Perú)	56	-	-	-	-	(7)	-	49
Hidroeléctrica El Chocón, S.A. (Argentina)	13	-	-	-	-	(4)	-	9
Otros	19	-	-	-	-	(3)	-	16
Total (*)	2.663	-	-	-	-	(361)	-	2.302

(*) Incluye 79 millones de euros relativos al importe acumulado por pérdidas por deterioro de valor.

Durante el ejercicio 2014 se ha producido la toma de control del 50% adicional de Inversiones GasAtacama Holding Ltda., lo que ha generado un fondo de comercio por importe de 1 millón de euros (véase Nota 6).

Asimismo, el 31 de julio de 2014 se traspasó al epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» la totalidad del fondo de comercio por importe de 2.240 millones de euros al corresponder íntegramente a las Sociedades objeto de la desinversión descrita en la Nota 5.

11. Inversiones contabilizadas por el método de participación y sociedades de Operación Conjunta

11.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

El detalle de las inversiones contabilizadas por el método de participación es como sigue:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Sociedades Asociadas	880	880
Negocios Conjuntos	216	528
Total	1.104	1.408

A continuación se presenta un detalle de:

- Las principales Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos de ENDESA contabilizados por el método de participación y los movimientos en los mismos durante los ejercicios 2014 y 2013.
- Información a 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los Estados Financieros de dichas Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados.

	Millones de Euros									
	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)	Incorporación / Salida Sociedades (Nota 6)	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de Participación (*)	Dividendos	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2014
Sociedades Asociadas	880	-	-	-	(11)	(12)	-	47	(16)	888
Enel Green Power España, S.L.	825	-	-	-	30	-	-	(3)	-	852
Tecnatom, S.A.	30	-	-	-	1	-	-	-	-	31
Elcogas, S.A.	-	-	-	-	(51)	-	-	51	-	-
Otras	25	-	-	-	9	(12)	-	(1)	(16)	5
Negocios Conjuntos	528	(179)	38	-	(20)	(16)	1	17	(153)	216
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (Notas 5 y 6)	171	(179)	-	-	4	-	4	-	-	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (Nota 5)	96	-	4	-	(1)	-	(5)	-	(94)	-
Enel Insurance, N.V.	90	-	-	-	9	-	-	-	-	99
Tejo Energia-Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	58	-	-	-	6	(4)	-	-	-	60
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E S P (Nota 5)	45	-	-	-	2	-	3	-	(50)	-
Nuclenor, S.A.	12	-	34	-	(56)	-	-	10	-	-
Otras	56	-	-	-	16	(12)	(1)	7	(9)	57
Total	1.408	(179)	38	-	(31)	(28)	1	64	(169)	1.104

(*) El resultado por el método de participación corresponde a Actividades Continuas por importe de 44 millones de euros, negativos y a Actividades Interrumpidas por importe de 13 millones de euros, positivos (véase Nota 5).

Millones de Euros										
	Saldo a 31/12/2012 (Re-expresado)	Incorporación / Salida Sociedades	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de Participación (*)	Dividendos	Diferencias de Conversión	Traspos y otros	Traspos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)
Sociedades Asociadas	876	(28)	-	-	23	(14)	-	23	-	880
Enel Green Power España, S.L.	793	-	-	-	29	-	-	3	-	825
Endesa Gas T&D, S.L.	33	(28)	-	-	(6)	-	-	1	-	-
Tecnatom, S.A.	29	-	-	-	1	-	-	-	-	30
Elcogas, S.A.	3	-	-	-	(7)	-	-	4	-	-
Otras	18	-	-	-	6	(14)	-	15	-	25
Negocios Conjuntos	478	-	8	-	72	(19)	(34)	23	-	528
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (Notas 5 y 6)	156	-	-	-	26	-	(11)	-	-	171
Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (Nota 5)	106	-	8	-	(3)	-	(15)	-	-	96
Enel Insurance, N.V.	83	-	-	-	7	-	-	-	-	90
Tejo Energia-Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	51	-	-	-	11	(4)	-	-	-	58
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P. (Nota 5)	53	-	-	-	1	(2)	(8)	1	-	45
Nucleonor, S.A.	2	-	-	-	10	-	-	-	-	12
Otras	27	-	-	-	20	(13)	-	22	-	56
Total	1.354	(28)	8	-	95	(33)	(34)	46	-	1.408
(*) El resultado por el método de participación corresponde a Actividades Continuas por importe de 57 millones de euros, y a Actividades Interrumpidas por importe de 38 millones de euros, ambos positivos (véase Nota 5).										

Millones de Euros						
Sociedades Asociadas						
	Enel Green Power España, S.L.		Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013
Activo No Corriente	3.087	3.168	72	69	9	54
Activo Corriente	215	259	63	69	101	78
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	74	121	7	15	21	3
Otros Activos Corrientes	141	138	61	54	80	75
Total Activo	3.302	3.427	135	138	110	132
Patrimonio Neto	1.662	1.592	67	66	(34)	(10)
Pasivo no Corriente	1.373	1.486	26	33	3	7
Deuda Financiera no Corriente	1.028	1.075	23	28	-	-
Otros Pasivos no Corrientes	345	411	3	5	2	7
Pasivo Corriente	267	349	42	39	142	135
Deuda Financiera Corriente	63	137	8	7	129	116
Otros Pasivos Corrientes	204	212	34	32	13	19
Total Patrimonio Neto y Pasivo	3.302	3.427	135	138	110	132

	Millones de Euros					
	Sociedades Asociadas					
	Enel Green Power España, S.L.		Tecnatom, S.A.		Ecogas, S.A.	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Ingresos	335	463	97	100	124	113
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(160)	(173)	(7)	(8)	(42)	(41)
Ingreso Financiero	23	19	-	-	-	-
Gasto Financiero	(65)	(67)	(1)	(1)	(2)	(5)
Resultados Antes de Impuestos	43	113	2	2	(24)	(16)
Impuesto sobre Sociedades	44	(18)	-	-	-	-
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuas	87	95	2	2	(24)	(16)
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Otro Resultado Global	(7)	9	-	-	-	-
Resultado Global Total	80	104	2	2	(24)	(16)

ENDESA mantiene una participación del 40% en Enel Green Power España, S.L. (EGPE), cuyo negocio es la producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables tanto en España como en Portugal. Esta participación constituye una Sociedad Asociada, por lo que se integra en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA, a 31 de diciembre de 2014 y 2013, por el método de participación.

La conciliación del valor contable de la participación en Enel Green Power España, S.L. (EGPE) con la información financiera de esta sociedad, a 31 de diciembre de 2014 y 2013, es la siguiente:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013
Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	1.540	1.472
Participación sobre el Patrimonio Neto (40%)	616	589
Fondo de Comercio	236	236
Valor Contable de la Participación	852	825

	Millones de Euros	
	2014	2013
Resultado del Ejercicio Sociedad Dominante	75	73
Resultado Neto en Sociedades por el Método de Participación (40%)	30	29

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen los Administradores de ENDESA, las previsiones de los flujos de caja de Enel Green Power España, S.L. (EGPE) permiten recuperar el fondo de comercio registrado en esta participación. Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor recuperable de Enel Green Power España, S.L. (EGPE) son similares a las descritas en la nota 3.e.2.

Millones de Euros									
Negocios Conjuntos									
	Enel Insurance, N.V.		Tejo Energia-Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A.		Nucleonor, S.A.		Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (*)	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P. (*)
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2013
Activo No Corriente	199	173	378	445	74	57	408	181	195
Activo Corriente	364	333	140	136	99	88	243	13	22
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	155	103	96	90	1	2	150	2	7
Otros Activos Corrientes	209	230	44	46	98	86	93	11	15
Total Activo	563	506	518	581	173	145	651	194	217
Patrimonio Neto	197	179	156	150	(21)	24	502	189	108
Pasivo No Corriente	243	193	261	337	108	49	61	–	53
Deuda Financiera no Corriente	–	–	242	293	–	–	–	–	–
Otros Pasivos no Corrientes	243	193	19	44	108	49	61	–	53
Pasivo Corriente	123	134	101	94	86	72	88	5	56
Deuda Financiera Corriente	–	–	51	47	–	–	41	–	30
Otros Pasivos Corrientes	123	134	50	47	86	72	47	5	26
Total Patrimonio Neto y Pasivo	563	506	518	581	173	145	651	194	217

(*) Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5)

Millones de Euros									
Negocios Conjuntos									
	Enel Insurance, N.V.		Tejo Energia-Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A.		Nucleonor, S.A.		Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (*)	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A. E.S.P. (*)
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2013	2013	2013
Ingresos	131	133	195	202	25	7	268	–	118
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	–	–	(53)	(50)	(3)	(3)	(17)	–	(11)
Ingreso Financiero	24	14	–	–	5	1	2	–	1
Gasto Financiero	–	(3)	(3)	(3)	(2)	(1)	(4)	–	(4)
Resultados antes de Impuestos	24	18	22	35	(112)	1	67	(9)	8
Impuesto sobre Sociedades	(6)	(5)	(6)	(8)	–	21	(15)	2	(4)
Resultado del Ejercicio Actividades Continuas	18	13	16	27	(112)	22	52	(7)	4
Resultado después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Otro Resultado Global	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Resultado Global Total	18	13	16	27	(112)	22	52	(7)	4

(*) Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5)

Los datos patrimoniales de las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos en los ejercicios 2014 y 2013 corresponden a la información de las sociedades individuales, a excepción de Enel Green Power España, S.L. (EGPE), Tecnatom, S.A., Inversiones GasAtacama Holding Ltda., Enel Insurance, N.V., Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. y Distribuidora Eléctrica

de Cundinamarca, S.A. E.S.P. que corresponden a sus Estados Financieros Consolidados.

A continuación se desglosa la información a 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los Estados Financieros, en términos agregados, de las Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos,

no materiales o de importancia relativa en las que ENDESA ejerce una influencia significativa que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados:

	Millones de Euros			
	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos	
	2014 (*)	2013	2014	2013
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuas	-	49	40	51
Resultado después de impuestos de las Actividades Interrumpidas	-	-	-	-
Otro Resultado Global	-	58	(53)	36
Resultado Global Total	-	107	(13)	87

(*) Corresponde a las Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5).

La relación completa de las sociedades participadas en las que ENDESA ejerce una influencia significativa se incluye en el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas. Dichas sociedades no tienen precios de cotización públicos.

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, ENDESA no mantiene pasivos contingentes relacionados con Sociedades Asociadas o de Negocios Conjuntos por importe significativo.

Elcogas, S.A.

Elcogas, S.A., sociedad productora de energía eléctrica mediante gasificación del carbón en la que ENDESA participa en un 40,99%, ante la situación de inviabilidad económica tras la finalización de la aplicación de las medidas contempladas en el Real Decreto sobre el procedimiento de resolución de Restricciones por Garantía de Suministro, decidió cesar sus actividades a 31 de diciembre de 2014. Con tal motivo, la sociedad presentó con fecha 1 de julio de 2014 la solicitud de autorización de cierre ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo que tiene el plazo máximo de un año para pronunciarse (previsiblemente antes de 1 de julio de 2015). No obstante, y ante el anuncio de la inminente aprobación de un Plan específico para el carbón nacional, el Consejo de Administración de Elcogas, S.A., ha solicitado con fecha 13 de enero de 2015, una suspensión temporal de la solicitud de cierre siempre y cuando no se prorrogue el citado plazo de 1 de julio de 2015, para poder valorar la viabilidad de la sociedad bajo

el nuevo Plan, decisión que ha sido ratificada por la Junta General de Accionistas el 4 de febrero de 2015.

El epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación» del Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014 contempla el reconocimiento de una provisión por importe de 51 millones de euros por el coste estimado para ENDESA del cierre de la actividad de dicha sociedad.

La parte del Patrimonio Neto negativo de Elcogas, S.A. está cubierta por la provisión de 55 millones de euros registrada en el epígrafe «Provisiones no Corrientes» del pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2014 (4 millones de euros al 31 de diciembre de 2013) (véase Nota 17.3).

Nuclenor, S.A.

La actividad principal de Nuclenor, S.A. consiste en la explotación de la Central Nuclear de su propiedad ubicada en Santa María de Garoña cuya licencia de operación expiró el 6 de julio de 2013. Por tanto, Santa María de Garoña, principal activo de Nuclenor, S.A., no ha estado en operación en los ejercicios 2013 y 2014 y se encuentra en situación de cese de explotación, y en consecuencia, en fase de predesmantelamiento, cuya finalización estimada se producirá en 2018.

Al amparo de los efectos del Real Decreto 102/2014, de 21 de febrero, para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radioactivos, que facultaba a Nuclenor, S.A. para solicitar con anterioridad al 6 de julio de 2014 la ampliación de la licencia de operación de Santa María de Garoña por un período indeterminado de tiempo, la sociedad está dando los pasos necesarios encaminados a la obtención de una nueva licencia de operación.

A tal efecto, con fecha 27 de mayo de 2014 Nuclenor, S.A. presentó ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo la documentación necesaria para la obtención de la renovación de la licencia de operación que abarcaría hasta el ejercicio 2031, y, con fecha 2 de junio de 2014, dicho Ministerio de Industria, Energía y Turismo solicitó al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) el informe preceptivo para la concesión de la renovación quien, a su vez, con fecha 30 de julio de 2014, envió a Nuclenor, S.A. la Instrucción Técnica Complementaria

ITC/14/01 en la que se identificaba documentación y requisitos adicionales asociados a la solicitud de renovación.

Con fecha 30 de diciembre de 2014, Nuclenor, S.A. presentó ante el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) la mayor parte de la mencionada documentación estimándose que dicho Organismo pudiera pronunciarse sobre la documentación aportada dentro del año 2015 para, en su caso, evaluar en su momento las condiciones impuestas en relación a la licencia de operación a conceder.

Durante el ejercicio 2014 se ha realizado una aportación de fondos a Nuclenor, S.A. para hacer frente a sus necesidades de tesorería por importe de 34 millones de euros.

El epígrafe «Resultado Neto por Sociedades por el Método de Participación» del Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014 incluye un impacto negativo de 56 millones de euros correspondiente a las pérdidas registradas por Nuclenor, S.A. de los cuales 46 millones de euros han minorado el importe registrado por la participación para dejarla registrada con valor cero y los 10 millones de euros restantes se han destinado a registrar una provisión en el epígrafe «Provisiones no Corrientes» del pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2014 para cubrir la parte del Patrimonio Neto negativo de Nuclenor, S.A. que corresponde a la participación de ENDESA (véase Nota 17.3).

Endesa Gas T&D, S.L.

Con fecha 9 de diciembre de 2013, se produjo la venta de la participación del 20% mantenida por Endesa Gas, S.A.U. sobre el capital social de Endesa Gas T&D, S.L. a Augusta Global Cooperative U.A. y Zaragoza International Cooperative U.A., fondos de infraestructuras gestionados por Goldman Sachs. La venta de esta participación llevó consigo la cesión al comprador de los préstamos participativos que la Sociedad tenía concedidos frente a Endesa Gas T&D, S.L. por importe total de 90 millones de euros (72 millones de euros de principal y 18 millones de euros de intereses devengados y no cobrados). El precio de venta de esta transacción ascendió a 130 millones de euros y generó una plusvalía bruta de 12 millones de euros en el Estado del Resultado Consolidado de ENDESA (véase Nota 2.5).

11.2. Sociedades de Operación Conjunta

A continuación se presenta la información a 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los Estados Financieros de las principales sociedades de Operación Conjunta que han servido de base para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados:

	Millones de Euros	
	Operación Conjunta	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013
Activo No Corriente	75	46
Activo Corriente	203	159
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	–	–
Otros Activos Corrientes	203	159
Total Activo	278	205
Patrimonio Neto	10	11
Pasivo No Corriente	143	100
Deuda Financiera no Corriente	–	–
Otros Pasivos no Corrientes	143	100
Pasivo Corriente	125	94
Deuda Financiera Corriente	–	1
Otros Pasivos Corrientes	125	93
Total Patrimonio Neto y Pasivo	278	205

	Millones de Euros	
	Operación Conjunta	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	
	2014	2013
Ingresos	305	299
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	–	–
Ingreso Financiero	–	–
Gasto Financiero	(2)	(3)
Resultados Antes de Impuestos	48	44
Impuesto sobre Sociedades	–	–
Resultado del Ejercicio Actividades Continuas	48	44
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	–	–
Otro Resultado Global	–	–
Resultado Global Total	48	44

El detalle de los flujos de efectivo generados por las sociedades de Operación Conjunta durante los ejercicios 2014 y 2013 se detalla a continuación:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	14	21
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(9)	(21)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(5)	=

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 ENDESA no ha incurrido en ningún pasivo contingente significativo.

12. Existencias

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Materias Energéticas:	876	928
Carbón	340	371
Combustible Nuclear	334	339
Fuel	92	129
Gas	110	89
Otras Existencias	139	183
Corrección de Valor	(7)	(8)
Total	1.008	1.103

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 ENDESA no tiene existencias por importe significativo pignoradas en garantía de cumplimiento de deudas.

El importe de los compromisos de compra de materias energéticas a 31 de diciembre de 2014 es de 27.870 millones de euros (25.513 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, de los cuales 20.621 millones de euros correspondían a Actividades Continuas y 4.892 millones de euros a Actividades Interrumpidas), no correspondiendo importe alguno a Negocios Conjuntos (véase Nota 34.2). Una parte de estos compromisos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas «take or pay».

El 1 y 7 de abril de 2014 ENDESA ha firmado dos contratos con Corpus Christi Liquefaction, LLC para la compra de gas natural licuado (GNL) a partir del ejercicio 2019 por un total de 3 bcm/año cuya entrada en vigor está sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas. ENDESA ha firmado un acuerdo con Enel Trade, S.p.A. por el cual cederá a ésta última 1 bcm/año del gas adquirido conforme a dicho contrato en iguales términos y condiciones a los suscritos con Corpus Christi Liquefaction, LLC, habiendo prestado Enel, S.p.A. una garantía a favor de ENDESA por importe de 137 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 113 millones de euros) para el cumplimiento del mismo (véase Nota 33.1.2). La cifra de compromisos de adquisición de existencias a 31 de diciembre de 2014 mencionada en el párrafo anterior incluye el compromiso de adquisición de gas por estos contratos.

Los Administradores de la Sociedad consideran que ENDESA podrá atender dichos compromisos, por lo que estima que no se derivarán contingencias significativas por este motivo.

ENDESA tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos las existencias, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidas.

13. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Instrumentos Financieros (Nota 19)	2.726	4.308
Cientes por Ventas y Prestaciones de Servicios	2.574	4.091
Derivados no Financieros (Nota 19.3)	292	116
Otros Deudores	203	661
Corrección de Valor	(343)	(560)
Cientes por Ventas y Prestaciones de Servicios	(338)	(551)
Otros Deudores	(5)	(9)
Activos por impuestos	345	624
Impuesto sobre Sociedades Corriente	291	420
Hacienda Pública Deudora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)	39	153
Otros Impuestos	15	51
Total	3.671	4.932

Los saldos incluidos en este epígrafe, con carácter general, no devengan intereses.

El período medio de cobro a clientes es de 29 días en el ejercicio 2014 y 37 días en el ejercicio 2013 (30 días en las Actividades Continuas, y 50 días en las Actividades Interrumpidas) por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

Durante los ejercicios 2014 y 2013 se han realizado operaciones de «factoring» cuyos importes no vencidos a 31 de diciembre de 2014 y 2013 ascienden a 648 millones de euros

y 668 millones de euros, respectivamente, correspondiendo en su totalidad a las Actividades Continuas. Dichas operaciones han tenido un coste de 31 millones de euros y 38 millones de euros, respectivamente, registrado en el epígrafe «Resultado en Ventas de Activos» del Estado del Resultado Consolidado.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de derechos de cobro por importe significativo.

No existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de ENDESA.

El movimiento del epígrafe «Corrección de Valor» durante los ejercicios 2014 y 2013 se muestra a continuación:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Saldo Inicial	560	550
Dotaciones (*)	151	176
Aplicaciones	(137)	(125)
Trasposos a Activos no Corrientes Mantendos para la Venta y de Actividades Interrumpidas (Nota 5)	(240)	—
Trasposos y otros	9	(41)
Saldo Final	343	560

(*) Las dotaciones del ejercicio 2014 correspondientes a Actividades Continuas han sido de 127 millones de euros (véase Nota 29) y a Actividades Interrumpidas 24 millones de euros (véase Nota 5) (126 millones de euros (véase Nota 29) y 50 millones de euros (véase Nota 5), respectivamente, en el ejercicio 2013).

La práctica totalidad del importe de corrección de valor corresponde a clientes por ventas de energía eléctrica.

14. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Efectivo en Caja y Bancos	390	1.050
Otros Equivalentes de Efectivo	258	3.087
Total (Nota 19)	648	4.145

El detalle de este epígrafe por tipo de moneda a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Moneda	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Euro	613	1.920
Dólar Estadounidense (*)	34	326
Peso Chileno (*)	–	946
Peso Colombiano (*)	–	476
Real Brasileño (*)	–	346
Nuevo Sol Peruano (*)	–	94
Otras Monedas (*)	1	29
Total	648	4.145

(*) A 31 de diciembre de 2013 corresponde a las Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5).

Las inversiones de tesorería a corto vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan tipos de interés de mercado para este tipo de imposiciones. No existen restricciones por importes significativos a la disposición de efectivo.

A 31 de diciembre de 2013 el epígrafe de «Otros Equivalentes de Efectivo» incluía 1.000 millones de euros colocados en Enel Iberoamérica, S.L.U. que fueron cancelados con fecha 2 de enero de 2014 con motivo del abono del dividendo a cuenta de ENDESA correspondiente al ejercicio 2013 (véase Nota 15.1.10).

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, el detalle de las colocaciones en deuda soberana que se incluyen en «Otros Equivalentes de Efectivo» es el siguiente:

País	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
España	135	–
Brasil (*)	–	314
Total	135	314

(*) Corresponde a las Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5).

15. Patrimonio neto

La composición del patrimonio neto de ENDESA a 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Total Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante (Nota 15.1)	8.576	20.521
Capital Social (Nota 15.1.1)	1.271	1.271
Prima de Emisión (Nota 15.1.2)	89	1.376
Reserva Legal (Nota 15.1.3)	254	285
Reserva de Revalorización (Nota 15.1.4)	404	1.714
Otras Reservas (Nota 15.1.5)	106	106
Ajustes por Cambio de Valor	(74)	(294)
Diferencias de Conversión (Nota 15.1.6)	—	(210)
Reserva por Revaluación de Activos y Pasivos (Nota 15.1.7)	(74)	(84)
Reserva por Pérdidas y Ganancias Actuariales (Nota 15.1.8)	(830)	(507)
Beneficio Retenido (Nota 15.1.9)	14.111	18.158
Dividendo a Cuenta (Nota 15.1.10)	(6.755)	(1.588)
Total Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios (Nota 15.2)	(1)	6.241
Total Patrimonio Neto	8.575	26.762

15.1. Patrimonio neto: De la Sociedad Dominante

15.1.1. Capital social

A 31 de diciembre de 2014 el capital social de Endesa, S.A. asciende a 1.270.502.540,40 euros y está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal totalmente suscritas y desembolsadas que se encuentran en su totalidad admitidas a cotización en las Bolsas Españolas. Esta cifra no ha sufrido ninguna variación en los ejercicios 2014 y 2013.

El Consejo de Administración de Endesa, S.A. celebrado el 15 de diciembre de 2014 ha acordado la exclusión de cotización de Endesa, S.A. en la bolsa chilena y, con fecha 24 de diciembre de 2014, los títulos de Endesa, S.A. han dejado de negociarse en la Bolsa «Off-Shore» de Santiago de Chile.

Enel Iberoamérica, S.L.U., efectuó una Oferta Pública de Venta (OPV) de acciones de Endesa, S.A. que fue inscrita en el registro oficial de la Comisión Nacional del Mercado de Valo-

res (CNMV) con fecha 6 de noviembre de 2014 y que culminó con fecha 25 de noviembre de 2014. El número de acciones ofertadas ascendió a 232.070.000 acciones, representando el 21,92% del capital social de Endesa, S.A. a un precio por acción de 13,50 euros.

Como consecuencia de esta Oferta Pública de Venta de Acciones (OPV) el porcentaje sobre el capital social de Endesa, S.A. que el Grupo Enel posee a 31 de diciembre de 2014, a través de Enel Iberoamérica, S.L.U., es del 70,144%. A esa misma fecha, ningún otro accionista ostenta acciones que representen más del 10% del capital social de Endesa, S.A.

A 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enel poseía, a través de Enel Iberoamérica, S.L.U., un 92,063% del capital de ENDESA.

15.1.2. Prima de emisión

La prima de emisión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad. El artículo 303 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para la ampliación de capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

No obstante, a 31 de diciembre de 2014, 60 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores.

Durante el ejercicio 2014 se ha producido el reparto de un dividendo extraordinario mediante distribución de prima de emisión de Endesa, S.A. por importe de 1.287,3 millones de euros (véase Nota 15.1.10).

15.1.3. Reserva legal

De acuerdo con el artículo 274 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, cada año debe destinarse el 10% del beneficio del ejercicio a dotar la reserva legal hasta que ésta alcance, al menos, el 20% del capital social.

La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que excede del 10% del capital ya au-

mentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

El 21 de octubre de 2014, la Junta General de Accionistas de Endesa, S.A. acordó el traspaso a beneficio retenido de 30,9 millones de euros (véase Nota 15.1.9).

A 31 de diciembre de 2014, la Sociedad Dominante tiene dotada esta reserva por el límite mínimo que establece la citada ley.

15.1.4. Reserva de revalorización

El saldo del epígrafe «Reserva de Revalorización» se ha originado por la revalorización de activos practicada al amparo del Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio.

Los activos objeto de estas actualizaciones fueron aportados el 1 de enero de 2000 a las empresas correspondientes como consecuencia del proceso de reordenación societaria llevado a cabo por ENDESA.

El saldo de esta reserva puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar resultados contables negativos, tanto los acumulados de ejercicios anteriores como los del propio ejercicio, o los que puedan producirse en el futuro, a la ampliación del capital social o a reservas de libre disposición siempre que, en este último caso, la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entenderá realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados hayan sido transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad.

Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

El 21 de octubre de 2014, la Junta General de Accionistas de Endesa, S.A. acordó el traspaso a beneficio retenido de 1.310 millones de euros (véase Nota 15.1.9).

15.1.5. Otras reservas

Incluye la reserva por capital amortizado por importe de 102 millones de euros que ha sido dotada de conformidad con el artículo 335 de la Ley de Sociedades de Capital, que establece que, cuando la reducción se realice con cargo a beneficios o a reservas libres o por vía de amortización de acciones adquiridas por la sociedad a título gratuito, el importe del valor nominal de las acciones amortizadas o el de la disminución del valor nominal de las acciones deberá destinarse a una reserva de la que sólo será posible disponer con los mismos requisitos que los exigidos para la reducción del capital social.

15.1.6. Diferencias de conversión

Como consecuencia de la operación de Desinversión del Negocio de ENDESA en Latinoamérica, se han dado de baja las diferencias de conversión existentes a la fecha de desinversión por importe de 239 millones de euros (véase Nota 5). El detalle por sociedades de las diferencias de conversión del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Millones de Euros	
31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	
Codensa, S.A. E.S.P.	111
Emgesa, S.A. E.S.P.	105
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, S.A.	14
Central Geradora Termelétrica Fortaleza, S.A.	13
Companhia Energética do Ceará, S.A.	5
Compañía de Interconexión Energética, S.A.	2
Empresa Eléctrica Pehuenche, S.A.	(3)
Chilectra, S.A.	(17)
Empresa Distribuidora Sur, S.A.	(43)
Empresa Nacional de Electricidad, S.A.	(63)
Ampla Energia e Serviços, S.A.	(67)
Enersis, S.A.	(308)
Otras Filiales en Chile	55
Otros	(14)
Total	(210)

15.1.7. Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados

El movimiento producido en esta reserva con motivo de las correcciones valorativas de los activos financieros disponibles para la venta y de los derivados y operaciones de financiación designados como de cobertura de flujos de caja y sus aplicaciones a resultados es el siguiente:

Millones de Euros					
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2014
Por Valoración de Instrumentos Financieros	-	-	-	-	-
Cobertura de Flujos de Caja (Nota 19.3)	(34)	46	9	-	21
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	(34)	(27)	(6)	-	(67)
Otros Ajustes por Cambio de Valor	-	-	-	1	1
Efecto Fiscal	(16)	(12)	(1)	-	(29)
Total	(64)	7	2	1	(74)

Millones de Euros					
	31 de diciembre de 2012 (Re-expresado)	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Por Valoración de Instrumentos Financieros (Notas 5 y 19.4.1)	67	(3)	(64)	-	-
Cobertura de Flujos de Caja (Nota 19.3)	(32)	(189)	187	-	(34)
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	(63)	22	7	-	(34)
Otros Ajustes por Cambio de Valor	-	-	-	-	-
Efecto Fiscal	(19)	50	(47)	-	(16)
Total	(47)	(120)	83	-	(94)

15.1.8. Reserva por pérdidas y ganancias actuariales

Los importes reconocidos en esta reserva se derivan de las pérdidas y ganancias actuariales reconocidas en patrimonio (véase Nota 17.1).

La reserva de fusión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad y su saldo, a 31 de diciembre de 2014, es de 667 millones de euros, de los que 125 millones de euros están afectos a restricción en la medida en que están sujetos a determinados beneficios fiscales.

15.1.9. Beneficio retenido

El detalle de las reservas de la Sociedad a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013
Reservas Voluntarias	703	5.980
Remanente	-	2.806
Reserva de Fusión	667	2.050
Otras Reservas de Libre Disposición	36	1.124
Otro Beneficio Retenido	13.408	12.178
Total	14.111	18.158

El 21 de octubre de 2014, la Junta General de Accionistas de Endesa, S.A. acordó el traspaso a reservas voluntarias de 30,9 millones de euros procedentes de la reserva legal (véase Nota 15.1.3) y 1.310 millones de euros procedentes de la reserva de revalorización (véase Nota 15.1.4).

Asimismo, durante el ejercicio 2014 se ha producido el reparto de un dividendo extraordinario mediante distribución de reservas voluntarias de Endesa, S.A. por importe de 6.965,6 millones de euros (véase Nota 15.1.10).

15.1.10. Dividendo**Ejercicio 2014**

La Junta General Extraordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. en sesión celebrada el día 21 de octubre de 2014 aprobó el reparto de un dividendo extraordinario a los accionistas contra reservas por el mismo valor que el precio acordado en la operación de Desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 5). Dicho dividendo extraordinario por importe de 7,795 euros brutos por acción, lo que supone un importe total de 8.252,9 millones de euros, fue abonado el 29 de octubre de 2014, con cargo a las siguientes reservas de Endesa, S.A.:

	Millones de Euros
Prima de Emisión (Nota 15.1.2)	1.287,3
Con Origen en Capital y Prima de Emisión	612,3
Con Origen en Reserva Libres	675,0
Reservas Voluntarias	6.955,6
Remanente	3.154,3
Reserva de Fusión	1.383,4
Con Origen en Capital y Prima de Emisión	516,1
Con Origen en Reserva Libres	867,3
Otras Reservas de Libre Disposición	2.427,9
Reservas Voluntarias	2.227,0
Reserva Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre	200,9
Total	8.252,9

Adicionalmente, el Consejo de Administración de Endesa, S.A., en sesión celebrada el día 7 de octubre de 2014, ha acordado el reparto de un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 de 6 euros brutos por acción, lo que supone un importe total de 6.352,5 millones de euros y que figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2014. Dicho dividendo a cuenta fue pagado con fecha 29 de octubre de 2014.

Además, el Consejo de Administración de Endesa, S.A., en sesión celebrada el día 15 de diciembre de 2014, ha acordado el reparto de un dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014, adicional al detallado en el párrafo anterior, de 0,38 euros brutos por acción, lo que supone un importe total de 402,3 millones de euros y figura también minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2014. Dicho dividendo a cuenta fue abonado con fecha 2 de enero de 2015.

Por tanto, el importe total de dividendo a cuenta del resultado del ejercicio 2014 ha ascendido a 6,38 euros brutos por acción, lo que supone un importe total de 6.754,8 millones de euros, el cual figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2014.

Ejercicio 2013

El dividendo a cuenta del ejercicio 2013 aprobado por el Consejo de Administración de Endesa, S.A. de fecha 17 de diciembre de 2013 ascendió a 1,5 euros brutos por acción, lo que representó un importe total de 1.588 millones de euros y figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2013. Dicho dividendo a cuenta fue abonado con fecha 2 de enero de 2014.

La Junta General de Accionistas de Endesa, S.A. celebrada el 19 de mayo de 2014 acordó que el dividendo total de ENDESA correspondiente al ejercicio 2013 fuese igual a 1,5 euros brutos por acción, importe que coincidía con el dividendo a cuenta abonado en el mes de enero de 2014.

15.1.11. Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado

La composición a 31 de diciembre de 2014 y 2013, así como el movimiento de las Pérdidas y Ganancias reconocidas directamente en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado, durante los ejercicios 2014 y 2013 es como sigue:

Millones de Euros										
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)			Variaciones del Ejercicio 2014				31 de diciembre de 2014		
	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Ingresos y Gastos Imputados Directamente en el Patrimonio Neto	Traspasos al Estado del Resultado y/o Inversiones	Efecto Impositivo	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios
Partidas que pueden ser objeto de reclasificación al Estado del Resultado	(651)	(294)	(357)	64	232	9	271	(75)	(75)	-
Por Valoración de Instrumentos Financieros:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos Financieros Disponibles para la Venta (Nota 15.1.7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Ingresos / (Gastos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Por Cobertura de Flujos de Caja (Nota 15.1.7)	263	(50)	313	(44)	(1)	9	(235)	(8)	(8)	-
Diferencias de Conversión (Nota 15.1.6)	(880)	(210)	(670)	121	239	-	520	-	-	-
Entidades Valoradas por el Método de Participación (Nota 15.1.7)	(34)	(34)	-	(13)	(6)	-	(14)	(67)	(67)	-
Resto de Ingresos y Gastos imputados directamente al Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Partidas que no pueden ser objeto de reclasificación al Estado del Resultado	(554)	(507)	(47)	(409)	-	78	55	(830)	(830)	-
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y Otros Ajustes (Nota 17.1)	(554)	(507)	(47)	(409)	-	78	55	(830)	(830)	-
Total	(1.205)	(801)	(404)	(345)	232	87	326	(905)	(905)	-

Millones de Euros										
	31 de diciembre de 2012 (Re-expresado)			Variaciones del Ejercicio 2013				31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)		
	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Ingresos y Gastos Imputados Directamente en el Patrimonio Neto	Traspasos al Estado del Resultado y/o Inversiones	Efecto Impositivo	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios
Partidas que pueden ser objeto de reclasificación al Estado del Resultado	1.376	629	747	(2.169)	126	16	(651)	(294)	(357)	-
Por Valoración de Instrumentos Financieros:	56	56	-	(3)	(64)	11	-	-	-	-
Activos Financieros Disponibles para la Venta (Nota 15.1.7)	56	56	-	(3)	(64)	11	-	-	-	-
Otros Ingresos / (Gastos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Por Cobertura de Flujos de Caja (Nota 15.1.7)	337	(40)	377	(262)	183	5	263	(50)	313	-
Diferencias de Conversión (Nota 15.1.6)	1.054	676	378	(1.934)	-	-	(880)	(210)	(670)	-
Entidades Valoradas por el Método de Participación (Nota 15.1.7)	(71)	(63)	(8)	30	7	-	(34)	(34)	-	-
Resto de Ingresos y Gastos imputados directamente al Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Partidas que no pueden ser objeto de reclasificación al Estado del Resultado	(515)	(469)	(46)	(32)	-	(7)	(554)	(507)	(47)	-
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y Otros Ajustes (Nota 17.1)	(515)	(469)	(46)	(32)	-	(7)	(554)	(507)	(47)	-
Total	861	160	701	(2.201)	126	9	(1.205)	(801)	(404)	-

15.1.12. Gestión del capital

La gestión de capital de ENDESA está enfocada a mantener una estructura financiera sólida que optimice el coste de capital y la disponibilidad de los recursos financieros, asegurando la continuidad del negocio a largo plazo. Esta política de prudencia financiera permite mantener una adecuada creación de valor para el accionista a la vez que asegura la liquidez y la solvencia de ENDESA.

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran como indicador de seguimiento de la situación financiera el nivel de apalancamiento consolidado, cuyo dato a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros	
	Apalancamiento	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Deuda Financiera Neta:	5.420	4.337
Deuda Financiera no Corriente (Nota 18.1)	6.083	7.437
Deuda Financiera Corriente (Nota 18.1)	1	1.127
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes (Nota 14)	(548)	(4.145)
Derivados Registrados en Activos Financieros (Nota 19.3)	(16)	(62)
Patrimonio Neto (Nota 15):	8.575	26.762
De la Sociedad Dominante	8.576	20.521
De los Intereses Minoritarios	(1)	6.241
Apalancamiento (%) (*)	63,21	16,21

(*) Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

Dada la excepcional situación económica que se ha venido atravesando en los últimos años así como la compleja situación regulatoria en el Sector Eléctrico español, ENDESA ha seguido en los últimos años una política financiera muy prudente centrada en la reducción del endeudamiento financiero neto, lo que ha producido una progresiva disminución del ratio entre deuda financiera neta y fondos propios.

La reciente mejora del entorno económico y la mayor visibilidad y estabilidad de la regulación eléctrica han permitido aumentar el apalancamiento mediante la distribución de un dividendo extraordinario contra reservas ligado a la desinversión en Latinoamérica por importe de 8.253 millones de euros, así como sendos dividendos a cuenta del resultado

del ejercicio 2014 por un importe total de 6.755 millones de euros, de los cuales 402 millones de euros se encontraban pendientes de pago a 31 de diciembre de 2014 (véase Nota 15.1.10).

El pago del dividendo extraordinario ligado a la desinversión en Latinoamérica no ha exigido financiación adicional, si bien para hacer frente al pago del dividendo extraordinario a cuenta del resultado del ejercicio 2014 se han formalizado operaciones de financiación con Enel Finance International, N.V. por importe de 5.500 millones de euros (véase Nota 18.2) y se han utilizado fondos procedentes de la propia liquidez de la Sociedad.

Los Administradores de la Sociedad consideran que el apalancamiento alcanzado una vez realizadas las operaciones descritas en los párrafos anteriores, permite optimizar el coste de capital manteniendo un elevado nivel de solvencia. Por ello, teniendo en cuenta las expectativas de resultados y el plan de inversiones previsto, la política de dividendos establecida permitirá mantener en el futuro un apalancamiento que permita conseguir el objetivo de la gestión de capital mencionado anteriormente.

A continuación se muestran los ratings a largo plazo asignados por las agencias de calificación crediticia a ENDESA a las respectivas fechas de formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2014 y 2013, los cuales corresponden a niveles de «investment grade»:

	31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013		
	Corto Plazo	Largo Plazo	Perspectiva	Corto Plazo	Largo Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Estable	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa2	P-2	Negativa	Baa2	P-2	Negativa
Fitch Ratings	BBB+	F2	Estable	BBB+	F2	Revisión Negativa

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que el rating otorgado por las agencias de calificación crediticia permitiría, en caso de ser necesario, que la Sociedad Dominante pudiera acceder a los mercados financieros en condiciones razonables.

15.1.13. Restricciones a la disposición de fondos y prenda sobre acciones de las filiales

A 31 de diciembre de 2014 ENDESA no cuenta con cláusulas incluidas en sus contratos financieros cuyo cumplimiento sea requisito para efectuar distribuciones de resultados a los accionistas. A 31 de diciembre de 2013 el importe de los saldos de deuda pendientes afectos a estas restricciones ascendía a 141 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2014 no existen prendas sobre acciones de ninguna filial de ENDESA como garantía para el cumplimiento de obligaciones. A 31 de diciembre de 2013 existían prendas sobre acciones por importe de 141 millones de euros.

15.1.14. Otra información

Determinados miembros de la Alta Dirección de ENDESA que proceden de Enel son beneficiarios de algunos de los planes de remuneración de Enel basados en el precio de la acción de Enel con vencimiento el 31 de diciembre de 2014. El coste de estos planes es asumido por Enel sin realizar ninguna repercusión a ENDESA.

El resultado negativo reconocido durante 2014 contra el Patrimonio Neto por los planes de remuneración basados en acciones de Enel fue de 53.942 euros (negativo en el ejercicio 2013 por importe de 7.475 euros).

15.2. Patrimonio neto: De los Intereses Minoritarios

Como consecuencia de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica descrita en la Nota 5 se ha cancelado prácticamente la totalidad del saldo del epígrafe «Patrimonio neto: De los Intereses Minoritarios». Las principales operaciones relativas a los intereses minoritarios realizadas durante los ejercicios 2014 y 2013 hasta la fecha de la desinversión son las siguientes:

- **Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (OPA) sobre Companhia Energética do Ceará, S.A.** Con fecha 16 de mayo de 2014, culminó el proceso mediante el

cual Enersis, S.A. adquirió un 15,18% de Companhia Energética do Ceará, S.A. por un importe total de 242 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 181 millones de euros), de manera que su participación directa e indirecta en dicha sociedad pasó a ser del 74,05% a la fecha de Desinversión del Negocio en Latinoamérica, suponiendo un decremento en el epígrafe de «Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante» por 62 millones de euros y de «Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios» por importe de 118 millones de euros.

- **Adquisición de un 39% adicional de Generandes Perú.** El 3 de septiembre de 2014 Enersis, S.A. adquirió a Inkia Americas Holding Limited la participación indirecta del 39,001% que Inkia Americas Holding Limited poseía en Generandes Perú, S.A. por 421 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 333 millones de euros). Con esta adquisición Enersis, S.A. pasó a poseer el 100% de Generandes Perú, S.A., sociedad que poseía una participación del 54,2% de Edegel, S.A.A., adicional a la participación del 17,6% que Enersis, S.A. poseía indirectamente en Edegel, S.A.A. Esta operación supuso el aumento de la participación efectiva de ENDESA en Edegel, S.A.A. que cambió el interés económico que ENDESA poseía en Edegel, S.A.A., pasando del 22,7% al 35,5% a la fecha de Desinversión del Negocio en Latinoamérica. Esta operación supuso un decremento en el epígrafe de «Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante» por 112 millones de euros y de «Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios» por importe de 221 millones de euros.

- **Operación de Desinversión del Negocio en Latinoamérica.** Con fecha 23 de octubre de 2014 se ha materializado la operación de Desinversión del Negocio de ENDESA en Latinoamérica por importe de 8.253 millones de euros (véase Nota 5), lo que ha supuesto la baja de «Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios» por importe de 6.134 millones de euros.

- **Ampliación de capital de Enersis, S.A.** Con fecha 20 de diciembre de 2012, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis, S.A. aprobó un aumento de capital por un total de 16.441.606.297 acciones a un precio de 173 pesos chilenos por acción, que fue suscrito en su totalidad el 28 de marzo de 2013, por un importe total equivalente a 4.562 millones de euros, de los cuales 1.796 millones de euros

correspondieron a la aportación en efectivo de accionistas minoritarios (1.724 millones de euros descontados los costes asociados a la operación). ENDESA suscribió la parte que le correspondía de la referida ampliación de capital mediante la aportación del 100% del capital social de Cono Sur Participaciones, S.L.U., sociedad propietaria de sus participaciones directas en la región, a excepción de las participaciones en la propia Enersis, S.A. y en Empresa Propietaria de la Red, S.A. Como resultado de este aumento de capital, se produjo un incremento de 1.724 millones de euros en el epígrafe «Patrimonio Neto» del Estado de Situación Financiera Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2013, de los cuales 545 millones de euros corresponden a la Sociedad Dominante y 1.179 millones de euros a los Intereses Minoritarios. Esta distribución se debió al impacto de la diferencia entre el valor asignado en la ampliación de capital a la participación en Cono Sur Participaciones, S.L.U. aportada por ENDESA y el valor de dicha participación en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA. Con efectos 1 de julio de 2013, se produjo la absorción por parte de Inversiones Sudamérica Ltda. de Cono Sur Participaciones, S.L.U., procediéndose a la liquidación de ésta última. Pos-

teriormente, con fecha 11 de octubre de 2013 se procedió a la liquidación de Inversiones Sudamérica Ltda. habiendo quedado todas las participaciones aportadas por ENDESA a través de Cono Sur Participaciones, S.L.U. integradas directamente en Enersis, S.A. Estas operaciones supusieron efecto alguno sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA.

- **Ampliación de capital de Endesa Costanera, S.A.** Con fecha 5 de abril de 2013 la Asamblea de Accionistas de Endesa Costanera S.A. resolvió aumentar el capital social por un importe de hasta 555 millones de pesos argentinos (equivalente a 76 millones de euros) y, en consecuencia, la emisión de hasta un total de 555 millones de nuevas acciones ordinarias escriturales de un valor nominal de un peso argentino por acción y con derecho a un voto por acción. Esta operación de ampliación de capital culminó el 21 de noviembre de 2013, habiéndose incrementado la participación de ENDESA desde un 69,76% a un 75,68%. La mencionada ampliación de capital supuso un incremento en el epígrafe de «Intereses Minoritarios» por 17 millones de euros, que correspondía a la aportación en efectivo que realizaron los mismos.

16. Ingresos diferidos

El movimiento de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado durante los ejercicios 2014 y 2013 ha sido el siguiente:

	Millones de Euros		
	Subvenciones de Capital	Instalaciones Cedidas de Clientes	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2012 (Re-expresado)	371	4.063	4.434
Altas	16	277	293
Imputación a Resultados	(19)	(133)	(152)
Otros	(5)	3	(2)
Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	363	4.210	4.573
Altas	11	230	241
Imputación a Resultados	(19)	(150)	(169)
Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta (Nota 5)	(2)	(27)	(29)
Otros	-	(4)	(4)
Saldo a 31 de diciembre de 2014	353	4.259	4.612

Dentro del epígrafe de «Subvenciones de Capital» se reconocen, principalmente, las ayudas recibidas al amparo de lo previsto en los convenios de colaboración para la realización de planes de mejora de la calidad del suministro eléctrico en la red de distribución firmados, entre otros, con el Ministerio

de Industria, Energía y Turismo y los Organismos Públicos de las Comunidades Autónomas para la construcción de instalaciones de distribución eléctrica.

Dentro del epígrafe de «Instalaciones Cedidas de Clientes» se reconocen, fundamentalmente, la valoración realizada sobre las instalaciones de distribución cedidas por clientes y los ingresos recibidos por terceros, distintos a Organismos Oficiales, por derechos de acometidas y derechos de extensión derivados de las instalaciones necesarias para hacer posibles los nuevos suministros y efectuar extensiones de la red de distribución existente, regulados hasta el ejercicio 2000 inclusive por el Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre, por el que se dan Normas sobre acometidas eléctricas y se aprueba el Reglamento correspondiente, y, desde el ejercicio 2001, por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, compuestos de aquellos ingresos por derechos de extensión y acometidas que la empresa distribuidora está obligada a realizar en función de la tensión y potencia solicitados, dentro del límite establecido legalmente, y aquellos ingresos por derechos de extensión y acometidas efectuados con cargo a las aportaciones realizadas por el promotor.

17. Provisiones no corrientes

El desglose de este epígrafe en el Estado de Situación Financiera Consolidada a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares (Nota 17.1)	1.140	1.120
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla	720	578
Expedientes de Regulación de Empleo (Nota 17.2.1)	386	578
Suspensiones de Contrato (Nota 17.2.2)	334	-
Otras Provisiones no Corrientes (Nota 17.3)	1.731	1.798
Total	3.591	3.496

17.1. Provisiones para pensiones y obligaciones similares

Los trabajadores de las empresas de ENDESA en España incluidos en el Acuerdo Marco de 25 de octubre de 2000 son partícipes del Plan de Pensiones de los Empleados de ENDESA. La mayor parte lo son en régimen de aportación definida para la contingencia de jubilación, y de prestación definida para las contingencias de invalidez y fallecimiento en activo.

No obstante, existen dos grandes colectivos de trabajadores, de número acotado en tanto que no puede haber nuevas incorporaciones, que no corresponden al modelo general, anteriormente indicado. Estos colectivos son:

- **Trabajadores de Ordenanza Eléctrica de la antigua ENDESA.** Sistema de pensiones de prestación definida de jubilación, invalidez y fallecimiento, tanto en la etapa activa como pasiva. El carácter predeterminado de la prestación de jubilación y su aseguramiento íntegro eliminan cualquier riesgo respecto de la misma. Las restantes prestaciones están también garantizadas mediante contratos de seguros. Así, salvo en lo concerniente a la prestación de fallecimiento de jubilados, el seguimiento de este sistema no es muy diferente del que precisan los planes mixtos descritos anteriormente.
- **Trabajadores del ámbito Fecsa / Enher / HidroEmpordá.** Plan de pensiones de prestación definida con crecimiento

salarial acotado con el Índice de Precios de Consumo (IPC). En este caso su tratamiento corresponde estrictamente al de un sistema de prestación definida. Durante el ejercicio 2011 se contrató una póliza para asegurar la totalidad de las prestaciones causadas, con el abono de una prima única, mediante la cual se elimina cualquier obligación futura respecto de dicho colectivo.

Adicionalmente, existen obligaciones de prestación de determinados beneficios sociales a los empleados durante el período de jubilación, principalmente relacionados con el suministro eléctrico. Estas obligaciones no se han externalizado y se encuentran cubiertas con la correspondiente provisión interna.

A 31 de diciembre de 2013 y hasta la fecha de Desinversión en el Negocio en Latinoamérica (véase Nota 5), fuera de España, existían compromisos de prestación definida de distinta naturaleza en Argentina, Brasil, Chile, y Colombia, que estaban soportados también mediante las correspondientes provisiones en fondo interno. Asimismo, en Brasil, los empleados de ENDESA eran partícipes de alguno de los planes de pensiones promovidos por sus filiales.

En España, la administración de los planes de pensiones de ENDESA es realizada de conformidad con los límites generales de gestión y asunción de riesgos marcados en las respectivas legislaciones aplicables, en virtud del artículo 69.3 del Real Decreto 304/2004, de 20 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de Planes y Fondos de Pensiones. De acuerdo con lo establecido en dichas legislaciones, los Órganos de Gobierno de cada fondo tienen aprobados documentos específicos para definir la gestión de riesgos realizada. Actualmente los fondos promovidos por las sociedades de ENDESA no asumen ningún riesgo específico salvo los inherentes al tipo de inversiones que se realizan:

- Los riesgos de la inversión en renta variable se derivan de la incidencia que pueda producirse por la volatilidad (variaciones) del precio de dichos activos, que es superior al de la renta fija.
- Los riesgos de la inversión en instrumentos financieros derivados se hallan en función del «apalancamiento» que conllevan, lo que les hace especialmente sensibles a las variaciones de precio del subyacente (activo de referencia).

- La inversión en activos denominados en divisas distintas al euro en los fondos en España conlleva un riesgo adicional derivado de las variaciones del tipo de cambio que se controlará, hasta donde sea posible y para el caso de los fondos de inversión o las Sociedades de Inversión de Capital Variable (SICAVs), limitando la inversión a monedas de países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), no invirtiendo más del 20% del patrimonio del fondo en monedas distintas al euro sin cobertura del riesgo del tipo de cambio y, en todo caso, mediante la gestión, por la entidad gestora, de la exposición a divisas, pudiendo incluso eventualmente recurrirse a su cobertura total.
- Las inversiones en activos no negociados, al efectuarse en mercados de liquidez limitada y menor eficiencia, presentan riesgos de valoración derivados tanto de los métodos que se utilicen como de la ausencia de precios de contraste en el mercado.

Las hipótesis utilizadas para el cálculo del pasivo actuarial para los compromisos de prestación definida no asegurados han sido los siguientes a 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	España		Chile		Brasil		Colombia		Argentina (2)		Perú	
	2014	2013	2014 (1)	2013	2014 (1)	2013	2014 (1)	2013	2014 (1)	2013	2014 (1)	2013
Tipo de Interés	2,06%	3,61%	5,00%	5,40%	11,83%	12,19%	7,13%	7,25%	5,50%	5,50%	6,55%	6,80%
Tablas de Mortalidad	PERM/F 2000	PERM/F 2000	RV-2004	RV-2004	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2004	RV 2004
Rendimiento Esperado de los Activos	2,06%	3,61%	N/A	N/A	11,83%	12,19%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Revisión Salarial	2,30%	2,30%	3,0%	3,0%	7,61%	5,50%	4,0%	3,0%	-	-	3,0%	3,0%

(1) La información relativa a las filiales latinoamericanas corresponde a la valoración realizada de los mencionados compromisos a la fecha de los últimos Estados Financieros antes de la materialización de la operación de desinversión (véase Nota 5).

(2) Datos en términos reales.

El tipo de interés para descontar los compromisos en España se toma de una curva construida con los rendimientos de las emisiones de bonos corporativos de calificación crediticia «AA» y en base al plazo de pago estimado de las obligaciones derivadas de cada compromiso. Por otro lado, en los países latinoamericanos se tomaba una curva construida con los rendimientos de las emisiones, en términos generales, de bonos soberanos y en base al plazo de pago estimado de las obligaciones derivadas de cada compromiso.

A continuación se presenta el saldo registrado en el Estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos

de prestación definida y el valor de mercado de los activos afectos:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Pasivo Actuarial	1.875	2.217
Activos Afectos	(735)	(1.171)
Diferencia	1.140	1.046
Limitación del Superávit por Aplicación de CINIIF 14 y párrafo 57 (b) de la NIC 19	-	58
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	1.140	1.104

Los importes registrados en el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2014 y 2013, son como sigue:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Provisiones por Pensiones y Obligaciones Similares no Corrientes	1.140	1.120
Préstamos y Partidas a Cobrar	–	(16)
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	1.140	1.104

A continuación se presenta la información sobre los pasivos actuariales netos para los compromisos de prestación definida por localización geográfica a 31 de diciembre de 2014 y 2013 y su variación en ambos ejercicios:

	Millones de Euros					
	2014					
	España	Chile	Brasil	Colombia	Argentina	Total
Pasivo Actuarial Neto Inicial	780	59	150	105	10	1.104
Coste Neto por Intereses (Nota 30)	28	2	4	4	1	39
Costes de los Servicios en el Período	16	1	–	–	–	17
Beneficios Pagados en el Período	–	–	–	–	–	–
Aportaciones del Período	(38)	(4)	(9)	(7)	(1)	(59)
Otros Movimientos	(27)	1	1	4	(2)	(23)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas	–	–	–	–	–	–
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	402	–	–	–	–	402
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia	(9)	–	–	–	–	(9)
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(9)	–	–	–	–	(9)
Cambios del Límite del Activo	–	–	2	–	–	2
Diferencias de Conversión	–	(4)	14	3	(2)	11
Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	(3)	(55)	(162)	(109)	(6)	(335)
Pasivo Actuarial Neto Final	1.140	–	–	–	–	1.140

	Millones de Euros					
	2013 (Re-expresado)					
	España	Chile	Brasil	Colombia	Argentina	Total
Pasivo Actuarial Neto Inicial	723	63	209	122	8	1.125
Coste Neto por Intereses (Nota 30)	28	3	18	9	–	58
Costes de los Servicios en el Período	16	2	2	–	–	20
Aportaciones del Período	(41)	(6)	(23)	(15)	(1)	(86)
Otros Movimientos	19	1	1	–	–	21
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas	–	–	–	–	–	–
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	31	9	(158)	2	–	(116)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia	35	2	1	1	6	45
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(31)	–	116	–	–	85
Cambios del Límite del Activo	–	–	7	–	–	7
Diferencias de Conversión	–	(15)	(23)	(14)	(3)	(55)
Cambios en el Perímetro de Consolidación	–	–	–	–	–	–
Pasivo Actuarial Neto Final	780	59	150	105	10	1.104

A continuación se detalla la información sobre los pasivos actuariales para los compromisos de prestación definida por localización geográfica a 31 de diciembre de 2014 y 2013 y su variación en ambos ejercicios:

	Millones de Euros					
	2014					
	España	Chile	Brasil	Colombia	Argentina	Total
Pasivo Actuarial Inicial	1.506	59	537	105	10	2.217
Gastos Financieros	54	2	31	4	1	92
Costes de los Servicios en el Período	16	1	-	-	-	17
Beneficios Pagados en el Período	(63)	(4)	(24)	(7)	(1)	(99)
Otros Movimientos	(27)	1	1	4	(2)	(23)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas	-	-	-	-	-	-
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	402	-	-	-	-	402
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencias	(9)	-	-	-	-	(9)
Diferencias de Conversión	-	(4)	81	3	(2)	78
Traspos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta (Nota 5)	(4)	(55)	(625)	(109)	(6)	(800)
Pasivo Actuarial Final	1.875	-	-	-	-	1.875

	Millones de Euros					
	2013 (Re-expresado)					
	España	Chile	Brasil	Colombia	Argentina	Total
Pasivo Actuarial Inicial	1.403	63	790	122	8	2.386
Gastos Financieros	54	3	70	9	-	136
Costes de los Servicios en el Período	16	2	2	-	-	20
Beneficios Pagados en el Período	(51)	(6)	(50)	(15)	(1)	(123)
Otros Movimientos	18	1	1	-	-	20
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas	-	-	-	-	-	-
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	31	9	(158)	2	-	(116)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia	35	2	1	1	6	45
Diferencias de Conversión	-	(15)	(119)	(14)	(3)	(151)
Cambios en el Perímetro de Consolidación	-	-	-	-	-	-
Pasivo Actuarial Final	1.506	59	537	105	10	2.217

Los cambios en el valor de mercado de los activos afectos de cada grupo de planes por localización geográfica durante los ejercicios 2014 y 2013 son los siguientes:

	Millones de Euros					
	2014					
	España	Chile	Brasil	Colombia	Argentina	Total
Valor de Mercado Inicial	726	-	445	-	-	1.171
Rendimiento Esperado	26	-	27	-	-	53
Aportaciones del Período	38	4	9	2	1	59
Beneficios Pagados en el Período	(63)	(4)	(24)	(7)	(1)	(99)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	9	-	-	-	-	9
Diferencias de Conversión	-	-	67	-	-	67
Traspasos a Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	(1)	-	(524)	-	-	(525)
Valor de Mercado Final	735	-	-	-	-	735

	Millones de Euros					
	2013 (Re-expresado)					
	España	Chile	Brasil	Colombia	Argentina	Total
Valor de Mercado Inicial	680	-	627	-	-	1.307
Rendimiento Esperado	25	-	57	-	-	82
Aportaciones del Período	41	6	23	15	1	86
Beneficios Pagados en el Período	(51)	(6)	(50)	(15)	(1)	(123)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	31	-	(116)	-	-	(85)
Diferencias de Conversión	-	-	(96)	-	-	(96)
Valor de Mercado Final	726	-	445	-	-	1.171

Las principales categorías de los activos de los planes de prestación definida, en términos porcentuales sobre el total de activos, a 31 de diciembre de 2014 y 2013 son los siguientes:

	Porcentaje (%)	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Acciones	29	22
Activos de Renta Fija	63	66
Inversiones inmobiliarias y otros	8	12
Total	100	100

El detalle del valor razonable de los valores de renta fija por área geográfica es como sigue:

País	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
España	230	300
Italia	77	65
Francia	23	23
Gran Bretaña	17	13
Estados Unidos de América	17	11
Alemania	14	9
Holanda	9	16
Brasil	5	308
Luxemburgo	5	6
Bélgica	3	6
Resto	63	16
Total	463	723

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, el valor de los activos afectos a los planes de prestación definida colocados en deuda soberana es el siguiente:

País	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
España	158	204
Italia	43	35
Alemania	7	7
Bélgica	2	4
Francia	3	6
Holanda	1	4
Brasil	-	308
Resto	22	14
Total	236	582

Los activos afectos a los planes de prestación definida a 31 de diciembre de 2014 incluyen acciones y bonos de sociedades del Grupo Enel por importe de 22 millones de euros (6 millones de euros a 31 de diciembre de 2013). Asimismo, a 31 de diciembre de 2013 incluían cuentas a cobrar a ENDESA transmisibles surgidas por los Planes de Reequilibrio por importe de 5 millones de euros e inmuebles utilizados por las filiales de ENDESA en Brasil por importe de 46 millones de euros.

Las acciones y los activos de renta fija tienen precios cotizados en los mercados activos. La rentabilidad esperada de los activos afectos se ha estimado teniendo en cuenta las previsiones de los principales mercados financieros de renta fija y variable, y asumiendo que las categorías de activos tendrán una ponderación similar a la del ejercicio anterior. La rentabilidad media real en el ejercicio 2014 ha sido del 7,1% positiva en España y del 7,8% positiva en el resto de países, hasta la fecha de los últimos Estados Financieros antes de la materialización de la operación de desinversión (véase Nota 5) (9,26% positiva en España y 5,59% negativa en el resto de países en el ejercicio 2013).

Actualmente no se está siguiendo ninguna estrategia de correlación entre activos-pasivos, la estrategia de inversión y la gestión del riesgo son únicas para todos los participantes del plan.

A 31 de diciembre de 2014, la duración media ponderada, calculada mediante los flujos probables del compromiso, es de 17,6 años (15,3 años a 31 de diciembre de 2013), siendo el calendario previsto de los pagos necesarios para atender a las obligaciones de prestación definida, el siguiente:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Año 1	50	111
Año 2	57	110
Año 3	64	115
Año 4	68	120
Año 5	66	126
Total	305	582

Los importes registrados en el Estado del Resultado Consolidado por las obligaciones de pensiones de prestación definida han sido los siguientes:

	Millones de Euros	
	2014 (Re-expresado)	2013
Coste Corriente del Ejercicio (Nota 27) (*)	(18)	(20)
Costes Financieros Netos (Nota 30) (**)	(45)	(58)
Total	(63)	(78)

(*) En el coste corriente del ejercicio 2014 incluye 16 millones de euros de Actividades Continuas (véase Nota 27) y 2 millones de euros de Actividades Interrumpidas (16 millones de euros de Actividades Continuas (véase Nota 27) y 4 millones de euros de Actividades Interrumpidas en el ejercicio 2013).

(**) Los costes financieros netos del ejercicio 2014 incluyen 28 millones de euros de Actividades Continuas (véase Nota 30) y 17 millones de euros de Actividades Interrumpidas (28 millones de euros de Actividades Continuas (véase Nota 30) y 30 millones de euros de Actividades Interrumpidas en el ejercicio 2013).

El coste corriente del ejercicio imputado en el Estado del Resultado Consolidado incluye 7 millones de euros en el ejercicio 2014, correspondiendo en su totalidad a Actividades Continuas, y 9 millones de euros en el ejercicio 2013 (véase Nota 27), del coste corriente del ejercicio correspondiente a personal prejubilado que estaba registrado previamente como provisión en el epígrafe «Provisión por Reestructuración de Plantilla» y que ha sido traspasado durante el ejercicio a las obligaciones por pensiones.

Los importes registrados en el Otro Resultado Global adjunto, por las obligaciones de pensiones de prestación definida han sido los siguientes:

	Millones de Euros	
	2014 (Re-expresado)	2013
Rendimiento Esperado de los Activos Afectos al Plan	(45)	85
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	448	(71)
Variación de la Limitación del Superávit por Aplicación de CINIIF 14 y párrafo 57 (b) de la NIC 19	6	18
Total (*)	409	32

(*) El importe relativo a las obligaciones de pensiones de prestación definida correspondientes a Actividades Continuas del ejercicio 2014 asciende 384 millones de euros (en el ejercicio 2013 correspondía en su totalidad a Actividades Continuas).

Conforme a la mejor estimación disponible, las aportaciones previstas para atender los planes de prestación definida en el ejercicio 2015 ascenderán aproximadamente a 45 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por pensiones ante fluctuaciones de 50 puntos básicos en las principales hipótesis actuariales, dejando constantes el resto de variables, es la siguiente:

Hipótesis	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	
	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.
Tipo de Interés	(137)	142	(142)	160
Índice de Precios de Consumo (IPC) (*)	71	(71)	71	(71)

(*) Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida se registran en el epígrafe «Gastos de Personal» del Estado del Resultado Consolidado. Los importes registrados por este concepto en los ejercicios 2014 y 2013 han ascendido a 52 millones de euros y 47 millones de euros, respectivamente y corresponden a Actividades Continuas (véase Nota 27). Adicionalmente, se han aportado 33 millones de euros y 42 millones de euros en los ejercicios 2014 y 2013, respectivamente, que estaban incluidos previamente en el epígrafe de «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla», correspondientes a Actividades Continuas.

17.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla

Las obligaciones recogidas en el Estado de Situación Financiera Consolidado en concepto de provisiones para planes de reestructuración de plantilla surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual suscritos con los trabajadores de ENDESA en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar una contra-prestación en el futuro para la situación de cese o suspensión de la relación laboral por acuerdo entre las partes.

17.2.1. Expedientes de regulación de empleo

A 31 de diciembre de 2014 existen principalmente tres tipos de planes vigentes:

- **Expedientes de regulación de empleo aprobados en las antiguas empresas con anterioridad al proceso de reordenación societaria de 1999.** Para estos expedientes de regulación de empleo ha finalizado el plazo para que los empleados puedan acogerse por lo que la obligación corresponde prácticamente en su totalidad a empleados que ya han causado baja en la Sociedad. El colectivo considerado en la valoración es de 888 personas (1.281 personas a 31 de diciembre de 2013).

- **Plan voluntario de salidas aprobado en 2000.** El Plan afecta a los trabajadores con diez o más años de antigüedad reconocida en el conjunto de empresas afectadas a 31 de diciembre de 2005. Los trabajadores mayores de 50 años, a 31 de diciembre de 2005, tienen derecho a acogerse a un plan de prejubilación a los 60 años, pudiendo incorporarse al mismo desde la fecha en que cumplen los 50 años hasta los 60 años con el mutuo acuerdo del trabajador y la empresa. El colectivo total considerado en la valoración es de 1.714 personas, de las cuales 1.582 se encuentran actualmente en situación de prejubilación (2.261 personas y 1.978 personas, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013). La aplicación del Plan para trabajadores menores de 50 años, a 31 de diciembre de 2005, requiere solicitud escrita del trabajador y aceptación de la empresa. Las condiciones aplicables a los trabajadores menores de 50 años afectados por el Plan consisten en una indemnización de 45 días de salario por año de servicio más una cantidad adicional de 1 ó 2 anualidades en función de la edad a 31 de diciembre de 2005.

- **Planes Mineros 2006-2012.** Los trabajadores tienen derecho a acogerse al cumplir 52 años de edad física o equivalente durante el período 2006-2012, siempre y cuando reúnan a esa fecha al menos tres años de antigüedad y ocho años en puesto con coeficiente reductor. La adhesión al Plan se realiza de mutuo acuerdo entre el trabajador y la empresa. El colectivo total considerado en la valoración es de 895 personas, de las cuales 866 se encuentran actualmente en situación de prejubilación (897 personas y 868 personas, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013). Las condiciones económicas aplicables a los trabajadores que se acojan a dichos planes de prejubilación son básicamente, las siguientes:

— La empresa garantiza al empleado, desde el momento de la extinción de su contrato y hasta la primera fecha de jubilación posible posterior a la finalización de las prestaciones contributivas por desempleo y, como máximo, hasta el momento en el que el afectado que cumpliendo la edad de jubilación cause el derecho, una indemnización en pagos periódicos en función de su última retribución anual, revisable en función del Índice de Precios de Consumo (IPC).

— De las cuantías resultantes se deducen las prestaciones y subsidios derivados de la situación de desempleo como cualesquiera otras ayudas oficiales a la prejubilación que se perciban con anterioridad a la situación de jubilado.

El movimiento de la provisión para expedientes de regulación de empleo durante los ejercicios 2014 y 2013 se muestra a continuación:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Saldo Inicial	578	854
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio	7	(62)
Gastos de Personal (Nota 27)	(46)	(64)
Resultados Financieros	53	2
Traspasos a Corto Plazo y otros	(198)	(214)
Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta (Nota 5)	(1)	—
Saldo Final	386	578

Adicionalmente, el epígrafe «Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2014, incluye 253 millones de euros correspondientes a provisiones para expedientes de regulación de empleo cuyo pago está previsto en el ejercicio 2015 (323 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) (véase Nota 24).

Estos pasivos corresponden en su totalidad a los expedientes de regulación de empleo firmados por las sociedades de ENDESA en España.

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las obligaciones por estos expedientes de regulación de empleo son las siguientes:

	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013
Tipo de Interés	0,87%	1,72%
Índice de Precios de Consumo (IPC)	2,3%	2,3%
Tablas de Mortalidad	PERM/F 2000	PERM/F 2000

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por planes de reestructuración ante fluctuaciones de 50 puntos básicos en las principales hipótesis actuariales, manteniendo constantes el resto de variables, es la siguiente:

Hipótesis	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	
	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.
Tipo de Interés	(18)	20	(23)	25
Índice de Precios de Consumo (IPC) (*)	8	(6)	8	(8)

(*) Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

17.2.2. Acuerdo sobre medidas voluntarias de suspensión o extinción de contratos de trabajo en el periodo 2013-2018

El 3 de diciembre de 2013 ENDESA firmó con la Representación Social de los Trabajadores un «Acuerdo sobre Medidas Voluntarias de Suspensión o Extinción de Contratos de Trabajo en el periodo 2013-2018 del Acuerdo marco de garantías para Endesa, S.A. y sus filiales eléctricas» el cual ha sido registrado mediante resolución de la Dirección General de Empleo de 29 de diciembre de 2013, publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE) del 24 de enero de 2014, que se aplicará a los trabajadores afectados por los procesos de reorganización que se puedan llevar a cabo durante este periodo.

Este Acuerdo distingue dos colectivos, contemplándose para cada uno de ellos las siguientes medidas, para cuya aplicación será imprescindible el mutuo acuerdo de la empresa y el trabajador:

- Para los trabajadores con edad inferior a 50 años contempla la posibilidad de que la empresa ofrezca a los trabajadores la posibilidad de rescindir el contrato de trabajo mediante el pago de una indemnización.

- Para los trabajadores de más de 50 años contempla la posibilidad de que la empresa ofrezca a los trabajadores la suspensión del contrato de trabajo por el plazo de un año a cambio de la percepción de una renta periódica durante el plazo de suspensión del contrato. Esta suspensión podrá ser renovada por periodos anuales hasta la fecha de jubilación ordinaria del trabajador, siempre que ni el empleado ni la empresa soliciten la reincorporación del trabajador a la empresa.

Como consecuencia del plan de reestructuración y reorganización que ENDESA ha puesto en marcha, el 30 de diciembre de 2014 la Sociedad firmó un acuerdo con los representantes sindicales de los trabajadores por el cual se ha comprometido a no ejercitar la facultad de solicitar el retorno a la empresa en las sucesivas renovaciones anuales de los acuerdos de suspensión del contrato de trabajo para los 222 acuerdos firmados con efectos de 2014 ni para los 250 acuerdos adicionales contemplados en el citado Plan.

A 31 de diciembre de 2014 existen 222 empleados con el contrato suspendido en aplicación de este Acuerdo y la Sociedad ha adquirido un compromiso de ofrecer la suspensión del contrato de trabajo a otros 250 empleados, de los cuales 63 empleados ya han firmado el acuerdo de suspensión a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas. La provisión registrada a 31 de diciembre de 2014 para cubrir las obligaciones adquiridas por este concepto asciende a 345 millones de euros de los cuales 334 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla» a largo plazo y 11 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla» a corto plazo (véase Nota 24) y se refiere a todas las suspensiones de contrato firmadas con los empleados o comprometidas con los representantes sociales de los trabajadores antes del 31 de diciembre de 2014. La provisión cubre la totalidad del coste que deberá asumir la empresa durante el periodo para el que, de acuerdo con los compromisos adquiridos hasta el 31 de diciembre de 2014, la empresa no puede evitar que el contrato de trabajo se encuentre suspendido.

A 31 de diciembre de 2013 no se había producido ninguna suspensión, ni compromiso de suspensión de contratos de trabajo en aplicación de este Acuerdo.

El movimiento de esta provisión a largo plazo durante el ejercicio 2014 se muestra a continuación:

	Millones de Euros
	2014
Saldo Inicial	-
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio	349
Gastos de Personal (Nota 27)	349
Aplicaciones	(15)
Traspasos y otros	(15)
Saldo Final	334

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las obligaciones por el acuerdo de suspensión de contratos son las siguientes:

	2014
Incremento Futuro Garantía	1,8%
Incremento Costes Salud	3,5%
Incremento Resto de Conceptos	2,3%
Tasa de Descuento	1,01%
Tablas de Mortalidad	PERM/F 2000

17.3. Otras provisiones

El movimiento y composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado durante los ejercicios 2014 y 2013 se muestra a continuación:

	Millones de Euros		
	Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	1.056	742	1.798
Dotaciones Netas con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio	(52)	37	(15)
Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado (Nota 7)	9	250	259
Pagos	(82)	(7)	(89)
Diferencias de Conversión	13	(1)	12
Traspasos y otros	52	8	60
Traspaso a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	(261)	(33)	(294)
Saldo a 31 de diciembre de 2014	735	996	1.731

	Millones de Euros		
	Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2012 (Re-expresado)	987	1.231	2.218
Dotaciones Netas con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio	191	(3)	188
Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado (Nota 7)	-	(373)	(373)
Pagos	(83)	(16)	(99)
Diferencias de Conversión	(50)	(5)	(55)
Traspasos y otros	11	(92)	(81)
Traspaso a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	-	-	-
Saldo a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	1.056	742	1.798

El detalle de las provisiones por costes de cierre de las instalaciones por tipo de instalación es como sigue:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Centrales Nucleares (Notas 3a y 7)	561	469
Otras Centrales	266	100
Desmantelamiento de Contadores	77	85
Cierre Explotaciones Mineras	92	88
Total	996	742

En el ejercicio 2014 se han incrementado las provisiones por desmantelamiento para determinadas centrales de generación como consecuencia de que, en anteriores planes industriales, se preveía la utilización del emplazamiento para la construcción de una nueva central, mientras que, en el actual plan industrial, no se contempla esa posibilidad, lo que incrementa de forma significativa el coste de desmantelamiento de las mismas.

En el ejercicio 2013, como consecuencia de las modificaciones introducidas en la Ley 16/2013, de 29 de octubre, en relación al impuesto sobre el combustible nuclear gastado y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica, que modifica la base imponible en los supuestos de cese definitivo de la explotación, se ha reestimado el importe de la provisión por desmantelamiento de las centrales nucleares por la parte del combustible nuclear gastado, con abono al Inmovilizado Material (véase Nota 7).

17.3.1. Litigios y arbitrajes

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas los principales litigios o arbitrajes en los que se hallan incurso las sociedades de ENDESA son los siguientes:

- Existen tres procedimientos judiciales en curso contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. por incendios forestales en Cataluña de los que pudiera resultar la obligación de atender diversas reclamaciones por daños y perjuicios por importe superior a 34 millones de euros. Por otra parte, la Generalitat de Cataluña impuso una sanción de 10 millones de euros en expediente sancionador a dicha sociedad por los incidentes en el suministro producidos en la ciudad de Barcelona el 23 de julio de 2007. Dicha sanción fue confirmada con fecha 3 de septiembre de 2012 por sentencia del Tribunal Superior de Justicia (TSJ) de Cataluña y ha sido recurrida en casación ante el Tribunal Supremo el 16 de noviembre de 2012.
- El 8 de mayo de 2008 se dictó sentencia en el recurso de casación interpuesto por Endesa, S.A. ante el Tribunal Supremo contra sentencia de la Audiencia Nacional por la que se anuló la Orden de 29 de octubre de 2002, reguladora de los Costes de Transición a la Competencia (CTC) correspondientes al año 2001, dictada en recurso contencioso-administrativo 825/2002 interpuesto por Iberdrola, S.A. El Tribunal Supremo desestima la pretensión de Endesa, S.A. de que se casase la sentencia de la Audiencia Nacional. Se estima que su ejecución no debería tener un efecto económico significativo para Endesa, S.A., entre otros motivos porque la sentencia no se pronunciaba sobre posibles importes de los Costes de Transición a la Competencia (CTC), sino que se limitaba a identificar que, habida cuenta del importe total de la plusvalía contable que Endesa, S.A. había obtenido en la venta de Electra de Viesgo, S.L., habría alguna plusvalía a efectos de los Costes de Transición a la Competencia (CTC), pero ni en esta sentencia ni posteriormente en casación ante el Tribunal Supremo se identificó importe alguno sobre el que se pueda realizar el cálculo del posible impacto sobre Endesa, S.A.
- En enero de 2009 se interpuso por parte de Josel, S.L. contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. demanda de resolución contractual por la venta de determinados inmuebles, como consecuencia de modificaciones en la cali-

ficación urbanística de los mismos, en la que se reclamaba la devolución de 85 millones de euros más intereses. El 9 de mayo de 2011 se dictó sentencia en primera instancia por la que se declaraba resuelto el contrato, lo que obligaba a la restitución de las prestaciones, y se condenaba a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. a devolver el precio de la venta más intereses, gastos e impuestos. El 20 de mayo de 2011 Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. interpuso recurso de apelación ante la Audiencia Provincial de Palma de Mallorca, el cual fue estimado por sentencia en 2012, si bien el demandante interpuso recurso de casación ante el Tribunal Supremo, que ha sido estimado por sentencia de 13 de junio de 2014, notificada el 16 de julio de 2014. Una vez recibida esta sentencia, Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. ha realizado la valoración por un tercero independiente de los terrenos afectados por la sentencia a efecto de poder realizar una cuantificación preliminar del impacto económico de la misma, si bien se continúan analizando las consecuencias jurídicas del fallo, dado que el inmueble originario ha pasado a ser de titularidad municipal en la ejecución del planeamiento. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. ha formulado incidente de nulidad de actuaciones previo al recurso de amparo ante el Tribunal Constitucional (véase Nota 7.1).

- Por resolución de 2 de abril de 2009 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) impuso a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. una multa de 15 millones de euros por la comisión de una infracción contra el artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia (LDC) y 82 del Tratado de la Unión Europea (TUE), supuestamente consistente en el abuso de posición dominante ocasionado por condicionar el acceso de la empresa comercializadora Céntrica Energía, S.L. al Sistema de Información de Puntos de Suministro (SIPS), y ceder sus datos comerciales de clientes a la empresa comercializadora de su Grupo Empresarial, Endesa Energía, S.A.U. Con fecha 26 de mayo de 2011 la Audiencia Nacional dictó sentencia confirmando la resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). El 17 de junio de 2011 fue presentado recurso de casación contra dicha sentencia ante el Tribunal Supremo. El procedimiento está actualmente pendiente de sentencia y la multa suspendida cautelarmente. Con fecha 2 de diciembre de 2014 el Tribunal Supremo ha dictado sentencia por la que desestima el recurso de casación interpuesto por Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.

- El 20 de enero de 2010 Céntrica Energía, S.L. interpuso demanda contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. en relación con las resoluciones que dictó la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en abril de 2009 y, en su demanda, determina el valor que hubiera obtenido en el caso de haber tenido acceso a la información cuando solicitó el acceso masivo el 9 de octubre de 2006. El importe de la reclamación de daños y perjuicios asciende a 5 millones de euros. El 20 de enero de 2011, el Juzgado de lo Mercantil nº 2 de Barcelona dictó sentencia acordando reducir los daños reclamados por Céntrica Energía, S.L. a 3 millones de euros. Dicha sentencia fue recurrida por Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. en apelación. La Audiencia Provincial de Barcelona desestimó el recurso de apelación el 3 de mayo de 2012. La sentencia ha sido recurrida en casación, que ha sido desestimada por sentencia del Tribunal Supremo de 4 de junio de 2014, notificada el 18 de julio de 2014.
- El 11 de mayo de 2009 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo dictó Orden Ministerial por la que impuso cuatro sanciones por valor acumulado de 15 millones de euros a Endesa Generación, S.A.U., como explotador responsable de la Central Nuclear Ascó I, en relación con la liberación de partículas radiactivas en dicha Central en diciembre de 2007, por la comisión de cuatro infracciones graves tipificadas por la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear. Tal Orden fue recurrida ante la Audiencia Nacional. Simultáneamente, el Director General de Política Energética y Minas impuso dos sanciones por valor acumulado de 90 miles de euros por infracciones leves derivadas de los mismos incidentes, sanciones que fueron recurridas en alzada y posterior contencioso. Mediante Auto de la Audiencia Nacional de 1 de diciembre de 2009, a instancia de Endesa Generación, S.A.U., se acordó la suspensión cautelar de la ejecutividad de la resolución impugnada, pres-tándose por Endesa Generación, S.A.U., ante el Tribunal, aval bancario por el importe de la sanción, 15 millones de euros. Dicho recurso sigue pendiente de resolución sobre la cuestión principal, encontrándose desde el 14 de septiembre de 2010 en período de conclusiones y pendiente de sentencia. Mediante Auto de fecha 6 de abril de 2011 la Audiencia Nacional suspendió dicho recurso por razón de prejudiciabilidad, hasta que concluyan mediante resolución firme, las diligencias penales 111/2011, que se siguen en el Juzgado de Instrucción de Gandesa sobre los mismos hechos. El Juzgado de Gandesa sigue realizando diligencias. La Audiencia Nacional ha solicitado en septiembre de 2014 información de la situación del procedimiento penal al Juzgado de Gandesa, indicando éste que siguen en tramitación diligencias previas. Por ello, el procedimiento contencioso-administrativo se mantiene suspendido.
- El 24 de junio de 2009, la Dirección de Investigación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) incoó expediente contra varias empresas de distribución eléctrica, entre las que se encuentra Endesa, S.A. por una supuesta violación de los artículos 1 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia y 101 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, consistente en la realización de acuerdos colusorios que, siempre según la autoridad de competencia, habrían sido suscritos para impedir, restringir o falsear la competencia en el mercado nacional de suministro de electricidad. El expediente sancionador incoado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) tenía como objeto analizar la existencia de posibles acuerdos entre las empresas de distribución consistentes en haber retrasado el proceso de cambio de comercializador. El expediente fue ampliado tanto en cuanto a los sujetos (incluyéndose también a la patronal eléctrica Asociación Española de la Industria Eléctrica-UNESA) como en cuanto a las imputaciones (incluyéndose posibles pactos colusorios para captar grandes clientes). Por resolución del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de fecha 13 de mayo de 2011, se impuso a Endesa, S.A. la multa de 27 millones de euros, que ha sido recurrida ante la Audiencia Nacional, habiendo ésta última suspendido el pago de la misma mediante Auto de 15 de septiembre de 2011, admitiendo la medida cautelar propuesta por Endesa, S.A. En diciembre de 2013, y a la luz de las alegaciones formuladas en cuanto a la concurrencia del principio del «bis in idem», la Audiencia Nacional dictó Providencia acordando la suspensión del procedimiento a la espera de que el Tribunal Supremo dicte sentencia en el asunto pendiente del Sistema de Información de Puntos de Suministro (SIPS) (recurso 229/2009). El Tribunal Supremo dictó con fecha 2 de diciembre de 2014 sentencia desestimando el recurso de casación interpuesto por ENDESA con relación al asunto del Sistema de Información de Puntos de Suministro (SIPS) (recurso 229/2009). El Tribunal Supremo ha dictado, a su vez, sentencia de fecha 10 de diciembre de 2014 por la que

anula la orden de investigación llevada a cabo en el seno de Asociación Española de la Industria Eléctrica-UNESA y, en consecuencia, todo el material probatorio requisado durante dicha inspección y que ha sido utilizado para acreditar las supuestas infracciones. ENDESA ha aportado ambas sentencias ante la Audiencia Nacional con el objeto de que se anule la resolución sancionadora impugnada. El asunto está actualmente pendiente de que se fije la fecha de votación y fallo.

- El 24 de junio de 2009 Endesa Generación, S.A.U. vendió a Corporación Acciona Hidráulica, S.L. por 50 millones de euros la concesión hidroeléctrica Lafortunada-Cinqueta, cuyo plazo originario de duración había sido superado en aquel momento, pero existía el compromiso del hoy Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente de extender su vigencia. El 16 de mayo de 2013 se notificó a Endesa Generación, S.A.U. resolución del Director General del Agua que ordenaba iniciar la declaración de caducidad de esta concesión. El 14 de junio de 2013 recurrió en alzada ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, acompañado de informe técnico sobre la imprescindible explotación conjunta con otro aprovechamiento que vence en 2061 (concesión hidroeléctrica Cinca). Transcurrido el período contractualmente previsto para la formalización de la extensión de plazo, u otorgamiento de una nueva concesión, Corporación Acciona Hidráulica, S.L. ha remitido a Endesa Generación, S.A.U. un requerimiento por el que declara ejercer su derecho a la resolución contractual, a cuyos efectos ofrece suscribir los documentos precisos para la restitución de las prestaciones, solicitando en consecuencia percibir el precio, más intereses, menos el resultado de explotación obtenido en este período. Con fecha 19 de diciembre de 2014, Endesa Generación, S.A.U. y Corporación Acciona Hidráulica, S.L., han formalizado la escritura pública de la resolución de la compraventa de la Central Hidroeléctrica Lafortunada-Cinqueta, reembolsando ENDESA a Corporación Acciona Hidráulica, S.L. la cantidad de 37 millones de euros (valor determinado por aplicación de la fórmula pactada a la fecha del 30 de septiembre de 2014) y devolviendo Corporación Acciona Hidráulica, S.A. a ENDESA la propiedad de la Central Hidroeléctrica con efectos económicos desde el día 1 de octubre de 2014.
- En mayo de 2010 se incoó expediente sancionador por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

(CNMC), contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U., y otras empresas eléctricas como consecuencia de una denuncia de la Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas (FENIE) motivada por un posible comportamiento contrario a la competencia por parte de las empresas distribuidoras y otro, contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. con similar fundamento, en noviembre de 2011 con relación al ámbito geográfico de Mallorca. El 22 de febrero de 2012 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) notificó a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. resolución por la que le impone una multa de 23 millones de euros por una supuesta conducta abusiva en el mercado de las instalaciones eléctricas al presentar ofertas económicas por instalaciones no reservadas al tiempo de informar al solicitante de suministro de las condiciones técnico-económicas de su solicitud. Asimismo, con fecha 26 de abril de 2012 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) impuso una sanción de un millón de euros por el expediente referido a Mallorca. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. ha recurrido ambas sanciones ante la Audiencia Nacional, quien ha suspendido el pago de las multas mediante sendos Autos de 21 de mayo y 3 de julio de 2012, respectivamente. Mediante sentencia de la Audiencia Nacional notificada con fecha 23 de diciembre de 2013 se estima parcialmente el recurso interpuesto en el asunto de Mallorca (ASINEM) y ordena a la autoridad de competencia a reducir la multa. La Administración ha recurrido dicha sentencia en casación. A su vez mediante sentencia notificada con fecha 2 de diciembre de 2013 se desestima el recurso contencioso-administrativo interpuesto contra la multa interpuesta por un importe de 23 millones de euros en el Asunto de la Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas (FENIE). Se ha interpuesto recurso de casación ante el Tribunal Supremo contra dicha sentencia. El Tribunal Supremo ha admitido el recurso de casación y el asunto está actualmente pendiente de sentencia.

- El 1 de julio de 2010, por obligación legal, Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. vendió a Red Eléctrica de España, S.A.U. la red de transporte de que era titular (fundamentalmente en los sistemas no peninsulares). El precio alcanzó los 1.412 millones de euros, si bien el contrato contemplaba un ajuste de precio si antes del 31 de diciembre de 2013 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) practicaba liquidación en la que aflorase

una menor retribución. Red Eléctrica de España, S.A.U. por entender que la Orden IET/2443/2013 (publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el 28 de diciembre) estableció una retribución definitiva del transporte insular inferior a la prevista en el contrato y que ello le legitima para instar la revisión, ha formulado ante la Corte Civil y Mercantil de Arbitraje (CIMA) solicitud de arbitraje contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U., con fecha 21 de julio de 2014. Una vez constituido el Tribunal Arbitral, el pasado 29 de enero de 2015 Red Eléctrica de España, S.A.U. procedió a formular su demanda, en la que reclama 94 millones de euros. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. procederá a defender sus intereses en dicho procedimiento, oponiéndose a la pretensión de Red Eléctrica de España, S.A.U., para lo que cuenta de plazo hasta el 16 de marzo de 2015.

- El 4 de noviembre de 2010, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) incoó expediente sancionador contra la comercializadora Endesa Energía XXI, S.L.U. por supuesta violación del artículo 3 de la Ley de Defensa de la Competencia (LDC) consistente en aplicar a determinados clientes sin derecho a la Tarifa de Último Recurso (TUR) unas condiciones contractuales diferentes a las exigidas en virtud del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril. El 12 de junio de 2012 notificó resolución por la que sancionaba a Endesa Energía XXI, S.L.U. con una multa de 5 millones de euros por una supuesta infracción del artículo 3 de la Ley de Defensa de la Competencia (LDC). En julio de 2012, Endesa Energía XXI, S.L.U. recurrió la referida resolución ante la Audiencia Nacional y solicitó la suspensión cautelar de la ejecución de la multa que ha sido suspendida. Mediante sentencia de la Audiencia Nacional notificada con fecha 21 de noviembre de 2013 se ha desestimado el recurso. Se ha interpuesto recurso de casación contra dicha sentencia ante el Tribunal Supremo. El asunto está actualmente pendiente de sentencia.
- En relación con el cumplimiento de la obligación de adaptación de la explotación de centrales nucleares a lo dispuesto por la Disposición Adicional Tercera de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, Endesa Generación, S.A.U. presentó en tiempo y forma el plan de adaptación exigido, si bien la Dirección General de Política Energética y Minas entendió que el mismo no reunía las condiciones exigidas, al requerir unanimidad entre los titulares de las respectivas centrales. Endesa Generación, S.A.U. recurrió en alzada y

el 13 de junio de 2012 le fue notificada resolución del Subsecretario de Industria, Energía y Turismo desestimatoria de dicho recurso, que a su vez ha sido impugnada en vía contenciosa ante el Tribunal Superior de Justicia (TSJ) de Madrid. A su vez, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo incoó expediente sancionador con fecha 27 de junio de 2012 y el 24 de septiembre de 2012 se trasladó la propuesta de resolución sancionadora de 0,9 millones de euros por cada central en la que participa Endesa Generación, S.A.U. Mediante Auto de 13 de julio de 2013, la Audiencia Nacional ha estimado la medida cautelar solicitada por Endesa Generación, S.A.U., suspendiendo la ejecutividad de la resolución impugnada mientras se tramita el recurso, habiendo prestado Endesa Generación, S.A.U. aval en garantía del importe de la sanción, esto es, 3,6 millones de euros. Con fecha 25 de junio de 2014, ha sido dictada sentencia desfavorable a Endesa Generación, S.A.U. que ha sido recurrida en casación en 2014.

- Con fecha 23 de mayo de 2013 el Director General de Política Energética y Minas acordó el inicio de un expediente sancionador a Endesa Generación, S.A.U. y a Iberdrola Generación, S.A.U., como explotadores responsables de la Central Nuclear de Ascó I y de la Central Nuclear de Ascó II, por incumplimientos en relación a la pérdida de trazabilidad en el control de fuentes radiactivas en desuso procedentes de la mencionada central, por una supuesta infracción grave prevista en el artículo 86.b).3, de la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear (LEN) por incumplimiento del Plan de Gestión de Residuos Radiactivos y del Combustible Gastado (PGRR), apartado 3.1.2. relativo a «Modalidades de Gestión Implantadas en la Instalación», e incumplimiento del Manual de Protección Radiológica (MPR), apartado 10.5 relativo a fuentes radiactivas, consistiendo el incumplimiento en la supuesta pérdida de la información afectada. Al tratarse de una central nuclear, conforme el artículo 89.1 de la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear (LEN), las infracciones tipificadas como graves pueden sancionarse con multa entre 300.001 euros, en su grado mínimo y 9 millones de euros en su grado máximo. El 10 de junio de 2013, se formularon las correspondientes alegaciones por parte de Endesa Generación, S.A.U. solicitando, al haberse recuperado la trazabilidad de las fuentes, el archivo del expediente o, en su caso, de forma subsidiaria para el caso de no aceptarse dicho archivo, una vez acreditada la recuperación de la trazabilidad de las fuentes, que se califique la conducta como falta leve, tipificada en

el artículo 86.c) 3 de la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear (LEN), siendo la sanción en tal caso, de multa que, en su grado mínimo es de 15.000 euros y en su grado máximo de 300.000 euros. El 17 de octubre de 2013 se recibe propuesta de resolución en la que se mantienen parte de los hechos determinados en el inicio de expediente sancionador, así como la calificación de los actos de Endesa Generación, S.A.U. y de Iberdrola Generación, S.A.U., como graves, en su grado mínimo, con sanción de multa que se considera de 1 millón de euros, todo ello de acuerdo con el informe del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) de fecha 13 de septiembre de 2009. Dicha propuesta ha sido recurrida por escrito de 30 de octubre de 2013. Por resolución del Ministerio de Industria, Energía y Turismo de 29 de enero de 2014 imponen con carácter solidario una sanción de 1 millón de euros a Endesa Generación, S.A.U. y a Iberdrola Generación, S.A.U. por una infracción considerada grave, en grado mínimo, por la pérdida de trazabilidad en el control de fuentes radiactivas. Dicha resolución ha sido recurrida ante la Audiencia Nacional el 4 de abril de 2014, recurso contencioso-administrativo número 130/2014. Por parte de Endesa Generación, S.A.U. se ha procedido a formalizar la demanda en fecha 18 de septiembre de 2014 ante la Sala de lo Contencioso de la Audiencia Nacional. La multa ha sido satisfecha por Endesa Generación, S.A.U. y asciende a la cantidad de 1 millón de euros.

- En relación con la ecotasa de Extremadura, se han recurrido las liquidaciones correspondientes al periodo 2006-2012, dictadas al amparo de la Ley de la Asamblea de Extremadura 8/2005, del Impuesto sobre Instalaciones que Inciden en el Medio Ambiente de la Comunidad Autónoma de Extremadura. Se argumenta inconstitucionalidad y ausencia de uno de los elementos esenciales del impuesto. Respecto al primero de dichos vicios (es decir, la inconstitucionalidad), el Tribunal Supremo, por Auto en fecha 4 de junio de 2013, ha elevado cuestión de constitucionalidad en un litigio planteado por Gas Natural Fenosa, similar al de ENDESA. El Tribunal Superior de Justicia de Extremadura ha acordado la suspensión de las actuaciones hasta que el Tribunal Constitucional resuelva sobre la cuestión de inconstitucionalidad planteada.
- En 2013, el Juzgado de Primera Instancia número 4 de Algeciras (Cádiz) admitió a trámite la demanda interpuesta por Obras y Construcciones Alcalá Sur, S.L. frente a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U., solicitando se condenase a ésta a

pagar a Obras y Construcciones Alcalá Sur, S.L. una indemnización por importe de 61 millones de euros en concepto de daños y perjuicios ocasionados por incumplimiento de un Convenio de fecha 16 de enero de 2006 suscrito entre ambas entidades, y, en concreto, por la falta de construcción por Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. de una subestación cuyo destino era dotar de suministro eléctrico a las más de 450 viviendas de las que los demandantes eran los propietarios, de forma que la falta de suministro impidió la obtención de la licencia de primera ocupación en las promociones finalizadas. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. entiende que dicha pretensión carece de fundamento, al no existir incumplimiento contractual alguno y no haber un nexo causal suficiente entre las acciones u omisiones de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y la no disposición de una parcela para ubicar en ella la subestación eléctrica, ni tampoco entre el retraso en la construcción de la subestación y el retraso en la obtención de la licencia de primera ocupación de las viviendas. El 26 de febrero de 2014, Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. presentó la contestación a la demanda. La Audiencia previa ha quedado señalada por el Juzgado y tendrá lugar el próximo día 22 de junio de 2015.

- El 22 de enero de 2014 el Presidente de la Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) dictó resolución por la que acuerda exigir a Endesa Generación, S.A.U., entregar el 25% de la energía producida en los aprovechamientos hidroeléctricos de la cuenca del Noguera Ribagorzana, y en las centrales de Mequinenza y Ribarroja en el río Ebro, con efectos desde el 1 de enero de 2012, y aprobar liquidaciones por importe de 28 millones de euros, ante la imposibilidad de ejecución forzosa de la obligación in natura, como compensación equivalente por el período del 1 de enero de 2012 hasta el 30 de septiembre de 2013, y posteriores nuevas liquidaciones de la Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) de fecha 6 de junio 2014, por importe de 2 millones de euros, como indemnización sustitutiva por el período comprendido entre el 1 de octubre y el 17 de diciembre de 2013. La Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) dictó la resolución con base en lo previsto en el artículo 10 del Decreto de 1946 que concedió la reserva del Ribagorzana al Instituto Nacional de Industria (INI) así lo establecía; posteriormente refrendado por el Decreto que concedió a la Empresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana, S.A. la reserva del tramo medio del río Ebro entre las centrales de

Escatrón y Flix. Endesa Generación, S.A.U. ha interpuesto recursos contencioso administrativos, que se siguen ante la Sección 2ª de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Aragón como procedimientos ordinarios nº 131/2014-B y 311/2014-B.

- Con fechas 15 y 16 de abril de 2014, han sido notificadas cuatro resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas, todas ellas de fecha 10 de abril de 2014, por las que se inician nuevos expedientes sancionadores frente a Endesa Generación, S.A.U. al ser titular o cotitular de las Centrales Nucleares Almaraz, Unidades I y II, Ascó I y II y Vandellós, por el presunto incumplimiento, de forma continuada, de la Disposición Transitoria Única de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear; en concreto, por considerar que el Plan de Adaptación presentado no se trata del «correspondiente plan de adaptación» al que se refiere la Disposición Transitoria Única de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear, y, por tanto, no se lleva a cabo en el plazo establecido por la mencionada Disposición. El 10 de julio de 2014 la propuesta de resolución se concreta en una sanción por infracción grave de 3 millones de euros por cada expediente abierto. Han sido presentadas alegaciones el 25 de julio de 2014. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo dictó cuatro Órdenes de fecha 26 de septiembre, por las que se resuelven los expedientes sancionadores abiertos frente a Endesa Generación, S.A.U. como titular o cotitular de las Centrales Nucleares Almaraz, Unidades I y II, Ascó I y II y Vandellós, y por las que se imponen cuatro multas de 3 millones de euros. Endesa Generación, S.A.U. en el mes de noviembre de 2014 ha recurrido ante la Audiencia Nacional, siendo admitido a trámite por resolución de 29 de diciembre de 2014 y se ha solicitado la suspensión de su ejecución, mediante la prestación del aval correspondiente. Se está a la espera de que la Audiencia Nacional estime aprobar la suspensión.
- Con fecha 17 de julio de 2014, se ha recibido resolución sancionadora dictada por la Sala de Competencia del Con-

sejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se acuerda sancionar a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. con una multa de 1 millón de euros por un supuesto abuso de posición de dominio consistente en el cobro indebido por la ejecución de instalaciones de extensión de red, al cobrar, a precio libre, obras de extensión de red que, según la interpretación de la normativa realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), deberían ser cobrados a baremo. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. entiende, por el contrario, que ha aplicado de forma correcta la normativa sectorial, tal y como ha sido confirmado por numerosas sentencias aportadas durante el trámite del procedimiento. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. ha recurrido dicha resolución ante la Audiencia Nacional por ser contraria a derecho y solicitado la suspensión cautelar de la multa. La Audiencia Nacional ha suspendido cautelarmente la ejecución de la multa y el asunto está actualmente en tramitación ante la Audiencia Nacional.

El importe de los pagos realizados por la resolución de litigios en los ejercicios 2014 y 2013, ha ascendido a 91 millones de euros (57 millones de euros corresponden a Actividades Continuas y 34 millones de euros a Actividades Interrumpidas) y 78 millones de euros (43 millones de euros correspondían a Actividades Continuas y 35 millones de euros a Actividades Interrumpidas), respectivamente.

Los Administradores de la Sociedad consideran que las provisiones registradas en el Estado de Situación Financiera Consolidado cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

18. Deuda financiera

18.1. Deuda financiera corriente y no corriente

El desglose de los epígrafes de Deuda Financiera Corriente y Deuda Financiera no Corriente a 31 de diciembre de 2014 y 2013, es como sigue:

	Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2014				
	Valor Contable				Valor Razonable
	Valor Nominal	No Corriente	Corriente	Total	
Obligaciones y otros Valores Negociables	333	347	-	347	347
Deudas con Entidades de Crédito	505	506	-	506	532
Otras Deudas Financieras (*)	5.230	5.230	-	5.230	6.675
Total Deuda Financiera sin Derivados	6.068	6.083	-	6.083	7.554
Derivados (Nota 19.3)	21	-	1	1	1
Total (Nota 19)	6.089	6.083	1	6.084	7.555

(*) Incluye arrendamientos financieros por importe de 539 millones de euros presentados dentro del pasivo no corriente.

	Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)				
	Valor Contable				Valor Razonable
	Valor Nominal	No Corriente	Corriente	Total	
Obligaciones y otros Valores Negociables	4.952	4.469	491	4.960	5.576
Deudas con Entidades de Crédito	1.924	1.683	213	1.896	1.922
Otras Deudas Financieras (*)	1.354	1.131	253	1.384	1.498
Total Deuda Financiera sin Derivados	8.230	7.283	957	8.240	8.996
Derivados (Nota 19.3)	828	154	170	324	324
Total (Nota 19)	9.058	7.437	1.127	8.564	9.320

(*) Incluye arrendamientos financieros por importe de 695 millones (676 millones de euros no corrientes y 19 millones de euros corrientes).

El desglose de los epígrafes de deuda financiera sin derivados por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros									
	Vencimiento	Valor Contable 31 de diciembre de 2014	Corriente	No Corriente	Vencimientos				
					2016	2017	2018	2019	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables									
Tipo Fijo	2031	43	-	43	-	-	-	-	43
Tipo Variable	2019	304	-	304	250	36	-	18	-
Total		347	-	347	250	36	-	18	43
Deudas con Entidades de Crédito									
Tipo Fijo	2046	22	-	22	-	-	-	-	22
Tipo Variable	2028	484	-	484	329	13	16	13	113
Total		506	-	506	329	13	16	13	135
Otras Deudas Financieras									
Tipo Fijo	2036	5.032	-	5.032	30	23	22	22	4.935
Tipo Variable	2017	198	-	198	197	1	-	-	-
Total		5.230	-	5.230	227	24	22	22	4.935
Total		6.083	-	6.083	806	73	38	53	5.113

Millones de Euros									
	Vencimiento	Valor Contable 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Corriente	No Corriente	Vencimientos				
					2015	2016	2017	2018	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables									
Tipo Fijo	2097	1.901	341	1.560	222	325	6	7	1.000
Tipo Variable	2029	3.059	150	2.909	138	1.094	346	281	1.050
Total		4.960	491	4.469	360	1.419	352	288	2.050
Deudas con Entidades de Crédito									
Tipo Fijo	2046	80	7	73	5	6	9	30	23
Tipo Variable	2035	1.816	206	1.610	181	499	656	59	215
Total		1.896	213	1.683	186	505	665	89	238
Otras Deudas Financieras									
Tipo Fijo	2035	876	141	735	56	47	48	48	536
Tipo Variable	2024	508	112	396	53	228	51	28	36
Total		1.384	253	1.131	109	275	99	76	572
Total		8.240	957	7.283	655	2.199	1.116	453	2.860

El desglose de la deuda financiera no corriente antes de derivados, por monedas es el siguiente:

Millones de Euros					
	31 de diciembre de 2014				31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
	Coste Amortizado	Valor Nominal	Tipo de Interés Medio	Tipo de Interés Efectivo	Coste Amortizado
Euro	6.062	6.047	3,0%	3,0%	3.280
Peso Colombiano (*)	-	-	-	-	1.514
Dólar Estadounidense (*)	-	-	-	-	1.082
Real Brasileño (*)	-	-	-	-	677
Peso Chileno (*)	-	-	-	-	447
Nuevo Sol Peruano (*)	-	-	-	-	238
Otras (*)	21	21	1,5%	1,5%	45
Total	6.083	6.068			7.283

(*) A 31 de diciembre de 2013 corresponde a las Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5).

El desglose de la deuda financiera clasificada por monedas, considerando el efecto que tienen los derivados sobre dicha clasificación, es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Euro	6.084	3.641
Peso Colombiano (*)	-	1.662
Dólar Estadounidense (*)	-	1.414
Real Brasileño (*)	-	751
Peso Chileno (*)	-	746
Nuevo Sol Peruano (*)	-	290
Otras (*)	-	60
Total	6.084	8.564

(*) A 31 de diciembre de 2013 corresponde a las Sociedades objeto de la operación de desinversión (véase Nota 5).

El movimiento del valor nocional de la deuda financiera no corriente, sin derivados, en los ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros							
	Valor Nocial a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	Pagos y Amortizaciones	Cambios en el Perímetro	Nueva Financiación	Traspasos	Diferencias de Conversión y de Tipo de Cambio	Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Valor Nocial a 31 de diciembre de 2014
Obligaciones y otros Valores Negociables	4.461	(243)	–	576	(990)	245	(3.716)	333
Deudas con Entidades de Crédito	1.711	(734)	–	65	(177)	25	(385)	505
Otras Deudas Financieras	1.101	(8)	20	4.551	(37)	39	(436)	5.230
Total	7.273	(945)	20	5.192	(1.204)	309	(4.537)	6.068

	Millones de Euros							
	Valor Nacional a 31 de diciembre de 2012 (Re-expresado)	Pagos y Amortizaciones	Cambios en el Perímetro	Nueva Financiación	Traspasos	Diferencias de Conversión y de Tipo de Cambio	Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Valor Nacional a 31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Obligaciones y otros Valores Negociables	5.229	(15)	—	461	(840)	(374)	—	4.461
Deudas con Entidades de Crédito	2.208	(523)	—	417	(350)	(41)	—	1.711
Participaciones Preferentes	181	(181)	—	—	—	—	—	—
Otras Deudas Financieras	2.215	(500)	—	208	(756)	(66)	—	1.101
Total	9.833	(1.219)	—	1.086	(1.946)	(481)	—	7.273

El tipo de interés medio de la deuda financiera bruta durante el ejercicio 2014 ha sido del 3,0%, correspondiendo en su totalidad a Actividades Continuas (5,8% durante el ejercicio 2013, siendo del 3,2% en las Actividades Continuas y del 8,1% en las Actividades Interrumpidas).

18.2. Otros aspectos

Liquidez

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 las sociedades de ENDESA tenían concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de 3.519 millones de euros y 7.232 millones de euros, respectivamente, de los que 1.000 millones de euros y 3.500 millones de euros, respectivamente, corresponden a una línea de crédito formalizada con Enel Finance International, N.V. no habiendo dispuesto importe alguno en esas fechas. Estas líneas garantizan la refinan-

ciación de la deuda a corto plazo que se presenta en el epígrafe de «Deuda Financiera no Corriente» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véanse Notas 3n y 20.4). El importe de estas líneas, junto con el activo corriente, cubre suficientemente las obligaciones de pago de ENDESA a corto plazo.

Principales operaciones

Durante el ejercicio 2014 las principales operaciones formalizadas fueron las siguientes:

Actividades Continuas:

- El 6 de junio de 2014 se redujo el límite de la línea de crédito intercompañía entre Endesa, S.A. y Enel Finance International, N.V., pasando de 3.500 millones de euros a 1.000 millones de euros.

• Disposición de líneas de crédito y préstamo intercompañía:

	Emisor	Fecha	Millones de Euros				Tipo de Interés	Vencimiento
			Importe	Valor en Libros a 31 de diciembre de 2014				
				No Corriente	Corriente			
Préstamo intercompañía (Euro)	Enel Finance International, N.V.	23/10/2014	4.500	4.500	-	Fijo	29/10/2024	
Línea de Crédito (Euro) (**)	Enel Finance International, N.V.	23/10/2014	1.000	- (**)	- (**)	Variable (*)	21/10/2015	
Novación de Línea de Crédito (Euro)	Entidades Financieras	22/12/2014 y 23/12/2014	1.900	4	-	Variable (*)	2018	
Total				4.504	-			

(*) Referenciado a Euribor.

(**) Cancelada anticipadamente en el mes de diciembre de 2014.

- El 26 de septiembre de 2014 se firmó una nueva financiación con el Banco Europeo de Inversiones por importe total de 600 millones de euros, que se encuentra pendiente de desembolso.

• Reembolsos:

- International Endesa B.V. amortizó anticipadamente en febrero de 2014 una Euro Medium Term Note (EMTN) por importe de 245 millones de euros, con vencimiento en febrero de 2039.
- Endesa, S.A. amortizó anticipadamente en marzo de 2014 un préstamo bancario formalizado con el Banco Popular por importe de 400 millones de euros.
- Endesa, S.A. amortizó anticipadamente en agosto de 2014 préstamos bancarios con Banco Sabadell y Citibank por importe de 150 millones de euros y 135 millones de euros, respectivamente.
- International Endesa B.V. amortizó anticipadamente el 9 de septiembre de 2014 dos US Private Placement (USPP) por importe de 158 millones de euros, con vencimiento en septiembre de 2016 y septiembre de 2019, respectivamente.

Actividades Interrumpidas:

- En Brasil, Ampla Energia e Serviços, S.A. y Companhia Energetica do Ceará S.A. han renovado líneas de crédito comprometidas por importe de 150 millones de reales brasileños (equivalentes a 50 millones de euros) y han contratado

nuevas líneas de crédito comprometidas por importe de 120 millones de reales brasileños (equivalentes a 40 millones de euros). Asimismo, Companhia Energetica do Ceará S.A. ha formalizado un préstamo bancario por importe de 150 millones de reales (equivalente a 50 millones de euros) a un plazo de cinco años.

- En Chile, Empresa Nacional de Electricidad, S.A. ha realizado la emisión de un Bono Internacional por importe de 400 millones de dólares estadounidenses (equivalente a 293 millones de euros) a un plazo de diez años.
- En Colombia, Emgesa, S.A. E.S.P. ha emitido bonos locales por importe de 590.000 millones de pesos colombianos (equivalente a 221 millones de euros) a seis, diez y dieciséis años. Adicionalmente, Codensa, S.A. emitió en septiembre un bono local por 185.000 millones de pesos colombianos (equivalente a 69 millones de euros) a un plazo de siete años.
- En Perú, Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. ha realizado diferentes emisiones por un importe total de 389 millones de nuevos soles peruanos (equivalente a 139 millones de euros) a plazos comprendido entre tres y diez años.

Durante el ejercicio 2013 las principales operaciones formalizadas fueron las siguientes:

Actividades Continuas:

- Ejercicio de la opción de amortización anticipada por parte de ENDESA, Capital Finance, L.L.C. de las Participaciones

Preferentes, cancelándose de esta forma la totalidad de la emisión (181 millones de euros).

- Desembolso de operaciones financieras con el Banco Europeo de Inversiones a 15 años de plazo por importe de 150 millones de euros.

Actividades Interrumpidas:

- En Argentina, Hidroeléctrica El Chocón, S.A. contrató un préstamo sindicado con diversas entidades financieras locales por un importe total de 149 millones de pesos argentinos (equivalente a 17 millones de euros) a un plazo de tres años.
- En Brasil, Ampla Energia e Serviços, S.A. formalizó un préstamo financiero con Banco do Brasil por 130 millones de reales brasileños (equivalente a 40 millones de Euros) a seis años de plazo. Adicionalmente, se obtuvieron fondos correspondientes a la financiación Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) para inversiones en bienes de capital por 250 millones de reales brasileños (equivalente a 77 millones de euros) a siete años de plazo. Asimismo, Companhia Energética do Ceará, S.A. obtuvo fondos de Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) para inversiones en bienes de capital por 150 millones de reales brasileños (equivalente a 46 millones de euros) a siete años de plazo.
- En Chile, Enersis, S.A. y Empresa Nacional de Electricidad, S.A. renovó las líneas de crédito comprometidas con entidades financieras locales por importe total de 2 millones de unidades de fomento cada una (equivalente a 89 millones de euros) a un plazo de tres años.
- En Colombia, Emgesa S.A. E.S.P. realizó una emisión de bonos en el mercado local por 565.000 millones de pesos colombianos (equivalente a 212 millones de euros), a plazos de siete y doce años. Adicionalmente, se renovaron préstamos financieros (Club Deal) por 305.000 millones de pesos colombianos (equivalente a 114 millones de euros) a un plazo de diez años. Asimismo, en el caso de Codensa S.A. E.S.P., se emitieron bonos en el mercado local por 375.000 millones de pesos colombianos (equivalente a 141 millones de euros) a plazos de cinco y doce años.

- En Perú, Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A.A. emitió un bono local por importe total de 50 millones de nuevos soles peruanos (equivalente a 13 millones de euros) a un plazo de veinte años. Además, suscribió dos préstamos bancarios con Banco Bilbao Vizcaya Argentaria por importe total de 89 millones de nuevos soles peruanos (equivalente a 23 millones de euros) a un plazo de cinco años, y se emitieron bonos por 195 millones de nuevos soles peruanos (equivalente a 50 millones de euros) a plazos de siete y veinticinco años.

Estipulaciones financieras

La deuda financiera de determinadas sociedades de ENDESA contiene las estipulaciones financieras («covenants») habituales en contratos de esta naturaleza.

Endesa, S.A., International Endesa B.V. y Endesa Capital, S.A.U., que centralizan la práctica totalidad de la financiación de la actividad de ENDESA no tienen en sus contratos de financiación estipulaciones con ratios financieros que pudieran dar lugar a un incumplimiento que provocase un vencimiento anticipado de éstos.

Por otra parte, las emisiones de bonos realizadas por International Endesa B.V. y Endesa Capital, S.A.U. bajo sus programas de Global Medium Term Notes y la financiación bancaria formalizada por Endesa, S.A. presentan las siguientes cláusulas:

- Cláusulas de incumplimiento cruzado («cross-default») bajo las que la deuda deberá ser prepagada en el caso de incumplimiento en los pagos (por encima de cierto importe) sobre ciertas obligaciones de Endesa, S.A. (ya sea como prestatario o como garante) o de los emisores.
- Cláusulas de limitación al otorgamiento de garantías («negative pledge») donde ni los emisores ni Endesa, S.A. pueden emitir hipotecas, gravámenes u otras cargas sobre sus activos para asegurar cierto tipo de obligaciones, a menos que garantías similares sean emitidas sobre los bonos en cuestión.
- Cláusulas de «pari passu», bajo las que las deudas y garantías están, al menos, al mismo nivel de prelación que

otras deudas no garantizadas ni subordinadas presentes y futuras emitidas por Endesa, S.A. como garante o por los emisores.

Con respecto a las cláusulas relacionadas con la calificación crediticia, a 31 de diciembre de 2014 y 2013, Endesa, S.A. tiene contratadas operaciones financieras por importe de 107 millones de euros y 172 millones de euros, respectivamente, que podrían requerir de garantías adicionales o de su renegociación en supuestos de reducción de la calificación crediticia por debajo de determinados niveles.

A 31 de diciembre de 2014, ENDESA y sus Sociedades Dependientes tienen préstamos u otros acuerdos financieros con entidades financieras y con Enel Finance International, N.V. por importe de 4.650 millones de euros (663 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) que podrían ser susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control en Endesa. Asimismo, existen contratos de derivados con un valor de mercado neto de 1 millón de euros equivalentes a 15 millones de euros de valor nominal (2 millones de euros y 30 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013) que podrían ser objeto de amortización anticipada como consecuencia de un cambio de control.

Los contratos de endeudamiento con terceros de algunas filiales de Endesa Generación, S.A.U. incluyen cláusulas estándar en la financiación de proyectos utilizados internacionalmente en este tipo de contratos. No existe a 31 de diciembre de 2014 la obligatoriedad de pignorar en beneficio de los acreedores activos de los proyectos. La deuda con terceros que incluía este tipo de cláusulas a 31 de diciembre de 2013 ascendía a 102 millones de euros (véase Nota 34.1).

En lo que se refiere a cláusulas relativas a la cesión de activos, parte de la deuda de Endesa S.A. y de International Endesa B.V. incluyen restricciones si se supera un porcentaje determinado sobre los activos consolidados de ENDESA, porcentaje que varía para las operaciones afectadas entre el 7% y el 10%. Por encima de dichos porcentajes las restricciones sólo aplicarían, con carácter general, si no se recibe contraprestación equivalente o si la solvencia de Endesa, S.A. se ve afectada negativa y significativamente. El importe de deuda afectado por estas cláusulas a 31 de diciembre de 2014 es de 464 millones de euros (1.536 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Los Administradores de ENDESA consideran que la existencia de estas cláusulas no modificará la clasificación de la deuda entre corriente y no corriente que recoge el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Otras consideraciones

El importe estimado de los intereses de la deuda financiera viva a 31 de diciembre de 2014, considerando que se mantuvieran durante toda la vida de cada una de las operaciones los tipos de interés vigentes en esa fecha, es el siguiente:

Instrumento	Millones de Euros						
	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	25	5	3	3	3	3	8
Deudas con Entidades de Crédito	368	30	28	26	25	25	234
Otra Deuda Financiera	1.367	141	139	139	139	138	691
Total	1.780	176	170	168	167	166	933

El importe estimado de los intereses de la deuda financiera viva a 31 de diciembre de 2013, considerando que se mantuvieran durante toda la vida de cada una de las operaciones los tipos de interés vigentes en esa fecha, es el siguiente:

Instrumento	Millones de Euros						
	Total (Re-ajustado)	2014	2015	2016	2017	2018	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	2.526	269	243	216	168	145	1.485
Deudas con Entidades de Crédito	462	68	63	58	49	27	197
Otra Deuda Financiera	151	38	29	23	18	13	30
Total	3.139	375	335	297	235	185	1.712

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 no existen emisiones convertibles en acciones de la Sociedad, ni que otorguen privilegios o derechos que puedan, ante alguna contingencia, hacerlas convertibles en acciones.

A 31 de diciembre de 2014 ni Endesa, S.A. ni ninguna otra de sus filiales se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

19. Instrumentos Financieros

La clasificación de los instrumentos financieros de activos y pasivos no corrientes y corrientes del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Instrumentos Financieros de Activo				
Activos Financieros no Corrientes	619	–	3.224	–
Activos Financieros Corrientes	–	1.210	–	3.078
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar (Nota 13)	–	2.726	–	4.308
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes (Nota 14)	–	648	–	4.145
Total (Nota 19.1)	619	4.584	3.224	11.531
Instrumentos Financieros de Pasivo				
Deuda Financiera no Corriente (Nota 18)	6.083	–	7.437	–
Otros Pasivos no Corrientes (Nota 21)	556	–	597	–
Deuda Financiera Corriente (Nota 18)	–	1	–	1.127
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes (Nota 23)	–	4.759	–	8.003
Total (Nota 19.2)	6.639	4.760	8.034	9.130

19.1. Clasificación de instrumentos financieros de activo no corrientes y corrientes

La clasificación de los instrumentos financieros de activo no corrientes y corrientes del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Préstamos y Partidas a Cobrar (Nota 19.1.1)	591	4.583	2.531	11.267
Activos Financieros Disponibles para la Venta (Nota 19.1.2)	13	–	650	–
Inversiones Mantenido hasta el Vencimiento	–	–	–	–
Activos Financieros Mantenido para Negociar (Nota 19.3)	–	1	2	–
Otros Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias (Nota 19.1.3)	–	–	–	225
Derivados de Cobertura (Nota 19.3)	15	–	41	39
Total	619	4.584	3.224	11.531

Los movimientos producidos durante los ejercicios 2014 y 2013 de los instrumentos financieros de activo no corrientes han sido los siguientes:

Millones de Euros								
	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto (1)	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2014
Préstamos y Partidas a Cobrar	2.534	210	(1.348)	(4)	(13)	(295)	(490)	594
Activos Financieros Disponibles para la Venta	673	58	(130)	—	50	9	(624)	36
Derivados	43	—	(5)	(2)	—	(16)	(5)	15
Corrección de Valor por Deterioro	(26)	—	—	—	—	(1)	1	(26)
Total	3.224	268	(1.483)	(6)	37	(303)	(1.118)	619

(1) Registrado en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» o «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios», según corresponda.

Millones de Euros								
	Saldo a 31/12/2012 (Re-expresado)	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto (1)	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado)
Préstamos y Partidas a Cobrar	1.170	1.689	(264)	24	(101)	16	—	2.534
Activos Financieros Disponibles para la Venta	651	83	—	—	(119)	58	—	673
Derivados	96	20	(21)	7	(3)	(56)	—	43
Corrección de Valor por Deterioro	(26)	—	3	—	—	(3)	—	(26)
Total	1.891	1.792	(282)	31	(223)	15	—	3.224

(1) Registrado en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» o «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios», según corresponda.

El desglose de los instrumentos financieros no corrientes por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Entre Más de Uno y Tres Años	77	429
Entre Tres y Cinco Años	15	366
Más de Cinco Años	527	2.429
Total	619	3.224

19.1.1. Préstamos y partidas a cobrar

El detalle de los préstamos y partidas a cobrar por naturaleza a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	
	No Corriente (Nota 19.1)	Corriente (Nota 19.1)	No Corriente (Nota 19.1)	Corriente (Nota 19.1)
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes (Nota 14)	–	648	–	4.145
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores (Nota 13)	–	2.434	–	4.192
Derivados no Financieros (Notas 13 y 19.3)	19	292	8	116
Activos Financieros	572	1.209	2.523	2.814
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España (Nota 4)	–	466	1.498	487
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios no Peninsulares (Nota 4)	–	707	–	1.161
Inversiones Financieras Temporales	–	–	–	1.029
Fianzas y Depósitos	421	–	578	–
Créditos al Mercado Eléctrico Mayorista Argentino	–	–	215	–
Créditos al Personal	22	10	36	35
Créditos a Empresas Asociadas y Negocios Conjuntos (Nota 33.2)	86	4	36	21
Otros Activos Financieros	43	22	160	81
Total	591	4.583	2.531	11.267

El detalle de los clientes por ventas y prestaciones de servicios clasificados por su vencimiento y en función de su deterioro se incluyen en la Nota 20.5.

El valor de mercado de estos activos no difiere sustancialmente del valor contabilizado. La financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas en España ha devengado durante el ejercicio 2014 un tipo de interés entre el 0,6% y el 2,2% (2,0% durante el ejercicio 2013).

Financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas

Con fecha 13 de diciembre de 2014 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del Sistema Eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos anteriores. El citado Real Decreto permite la cesión del derecho de cobro correspondiente al déficit del año 2013, siempre que se produzca una cesión plena, irrevocable e incondicionada. Con fecha 15 de diciembre de 2014, Endesa,

S.A., ha cedido a un grupo de entidades financieras (Bankia, S.A., Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A., CaixaBank, S.A., Banco Popular, S.A. y Banco Santander, S.A.) los riesgos y beneficios de los derechos de cobro relativos al déficit del año 2013 aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por importe de 1.469 millones de euros (98,6% de los derechos de cobro pendientes a la fecha de cesión), por lo que se ha procedido a dar de baja 1.237 millones de euros en el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes» y 232 millones de euros en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado. A 31 de diciembre de 2014, el epígrafe «Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España» recoge el déficit generado durante el ejercicio 2014, por importe de 445 millones de euros, así como los derechos de cobro devengados hasta la fecha de cesión, correspondientes al déficit del ejercicio 2013, pendientes de liquidar por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por importe de 21 millones de euros.

En el ejercicio 2013 se realizaron cesiones de derechos de crédito de déficit de tarifa de ENDESA al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) por un importe de 3.541 millones de euros (véase Nota 4).

Compensaciones por sobrecostes de la generación en Territorios No Peninsulares (TNP)

A 31 de diciembre de 2014 este epígrafe incluye el derecho de cobro que ostenta ENDESA por las compensaciones por sobrecostes de la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) (véase Nota 4) del período 2001-2014 por importe de 707 millones de euros (1.161 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

Inversiones financieras temporales

A 31 de diciembre de 2013 este epígrafe incluía colocaciones de tesorería en instrumentos financieros con vencimiento superior a tres meses de las filiales latinoamericanas de ENDESA, las cuales se han dado de baja como consecuencia de la Desinversión del Negocio de ENDESA en Latinoamérica (véase Nota 5).

Fianzas y depósitos

A 31 de diciembre de 2014, el epígrafe de «Fianzas y Depósitos» incluye, fundamentalmente, las fianzas y los depósitos recibidos de los clientes en España en el momento de la contratación como garantía del suministro eléctrico y que se encuentran, a su vez, registrados en el epígrafe «Otros Pasivos no Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 21) ya que han sido depositados en las Administraciones Públicas competentes de acuerdo con la normativa vigente en España.

Créditos al Mercado Eléctrico Mayorista Argentino

A 31 de diciembre de 2013, el epígrafe «Créditos al Mercado Eléctrico Mayorista Argentino» recogía los importes adeudados a las generadoras eléctricas por el Mercado Eléctrico Mayorista Argentino (MEM) que se encuentran depositados en el Fondo Nacional de Inversión en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEN) y han sido utilizados para la construcción de tres centrales de ciclo combinado, los cuales se han dado de baja como consecuencia de la Desinversión del Negocio de ENDESA en Latinoamérica (véase Nota 5).

Créditos a Empresas Asociadas y Negocios Conjuntos

La composición a 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los créditos concedidos a Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos, corrientes y no corrientes, y el desglose de acuerdo con sus vencimientos, es el siguiente:

	Millones de Euros							
	Saldo a 31/12/2014 (Nota 33.2)	Vencimiento Corriente 2015	Vencimiento no Corriente					
		2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes	Total
En Euros	90	4	15	-	-	8	63	86
En Moneda Extranjera	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	90	4	15	-	-	8	63	86

	Millones de Euros							
	Saldo a 31/12/2013 (Re-expresado) (Nota 33.2)	Vencimiento Corriente 2014	Vencimiento no Corriente					
		2014	2015	2016	2017	2018	Siguientes	Total
En Euros	36	-	8	-	22	1	5	36
En Moneda Extranjera	21	21	-	-	-	-	-	-
Total	57	21	8	-	22	1	5	36

El tipo de interés medio de estos créditos durante los ejercicios 2014 y 2013 ha sido del 3,89% y del 6,39%, respectivamente.

Otros activos financieros

A 31 de diciembre de 2013, como consecuencia del Auto del Tribunal Supremo de fecha 13 de noviembre de 2013 que hacía extensible a ENDESA y al resto de empresas generadoras en régimen ordinario la sentencia dictada por dicho Tribunal con fecha 7 de febrero de 2012 declarando la nulidad de la asunción del coste del Bono Social por las sociedades generadoras de electricidad, el epígrafe «Otros Préstamos Corrientes» recogía el derecho de cobro por importe de 102 millones de euros derivado de los costes incurridos de manera indebida en relación con el Bono Social relativos al período 2009-2011, así como los intereses explícitos devengados en base a la demora producida en el pago por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por importe de 13 millones de euros, el cual ha sido cobrado en su totalidad en 2014 (véase Nota 4).

19.1.2. Activos disponibles para la venta

El detalle de los activos disponibles para la venta por naturaleza a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Activos Financieros CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios» (Nota 3d.1.)	—	618
Participaciones en Otras Empresas	13	32
Total	13	650

A 31 de diciembre de 2013 el epígrafe «Activos Financieros CINIIF 12» recogía una nueva estimación de los importes que Ampla Energia e Serviços S.A. y Companhia Energética do Ceará, S.A. esperaban recibir al final del período de la concesión conforme a la Ley Federal 12.783/13. El 31 de julio de 2014 estos activos financieros se traspasaron al epígrafe «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» al corresponder íntegramente a Sociedades objeto de la desinversión descrita en la Nota 5.

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 existen correcciones valorativas sobre las inversiones disponibles para la venta por importe de 23 millones de euros. El valor individual del resto de las inversiones registradas en este epígrafe no resulta significativo.

19.1.3. Otros activos financieros a valor razonable con cambios en Pérdidas y Ganancias

A 31 de diciembre de 2013, los activos financieros corrientes registrados en esta categoría correspondían a imposiciones temporales de las filiales en Brasil.

19.1.4. Compromisos de inversiones financieras

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 ENDESA no tenía suscritos acuerdos que incluyeran compromisos de realizar inversiones de carácter financiero por importe significativo.

19.2. Clasificación de instrumentos financieros de pasivo no corrientes y corrientes

La clasificación de los instrumentos financieros de pasivo no corrientes y corrientes del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Débitos y Partidas a Pagar (Nota 19.2.1)	6.520	4.759	7.517	8.954
Pasivos Financieros Mantenedos para Negociar	—	—	—	—
Otros Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias (*)	119	—	363	6
Derivados de Cobertura (Nota 19.3)	—	1	154	170
Total	6.639	4.760	8.034	9.130

(*) Corresponde en su totalidad a pasivos financieros que, desde el inicio de la operación, son subyacentes de una cobertura de valor razonable.

19.2.1. Débitos y partidas a pagar

El detalle de los débitos y partidas a pagar por naturaleza a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones y otros Valores Negociables (Nota 18)	250	—	4.136	491
Deudas con Entidades de Crédito (Nota 18)	484	—	1.653	207
Otras Deudas Financieras (Nota 18)	5.230	—	1.131	253
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes (Nota 23)	—	4.424	—	7.899
Otros Pasivos (Nota 21)	524	—	591	—
Derivados no Financieros (Notas 19.3, 21 y 23)	32	335	6	104
Total	6.520	4.759	7.517	8.954

19.3. Instrumentos financieros derivados

ENDESA, siguiendo la política de gestión de riesgos descrita en la Nota 20, realiza contrataciones de derivados principalmente de tipo de interés, de tipo de cambio y de cobertura de operaciones físicas.

ENDESA no presenta de forma separada información sobre derivados implícitos, ya que las características y riesgos económicos inherentes a estos derivados están relacionados estrechamente con los contratos principales.

El detalle de la composición de los saldos a 31 de diciembre de 2014 y 2013 que recogen la valoración de los instrumentos financieros derivados a dichas fechas, es el siguiente:

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014			
	Activo (Nota 19.1)		Pasivo (Nota 19.2)	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Derivados de Deuda	1	15	1	-
Cobertura de Tipo de Interés:	-	15	-	-
Cobertura de Flujos de Caja	-	-	-	-
Cobertura de Valor Razonable	-	15	-	-
Cobertura de Tipo de Cambio:	-	-	1	-
Cobertura de Flujos de Caja	-	-	1	-
Cobertura de Valor Razonable	-	-	-	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	1	-	-	-
Derivados por Operaciones Físicas	288	19	330	32
Cobertura de Tipo de Cambio:	34	-	-	-
Cobertura de Flujos de Caja	34	-	-	-
Cobertura de Precio:	47	-	9	-
Cobertura de Flujos de Caja	47	-	9	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	207	19	321	32
Otros Derivados	4	-	5	-
Total	293	34	336	32

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)			
	Activo (Nota 19.1)		Pasivo (Nota 19.2)	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Derivados de Deuda	39	43	170	154
Cobertura de Tipo de Interés:	10	41	2	2
Cobertura de Flujos de Caja	5	6	2	2
Cobertura de Valor Razonable	5	35	-	-
Cobertura de Tipo de Cambio:	29	-	168	152
Cobertura de Flujos de Caja	29	-	168	150
Cobertura de Valor Razonable	-	-	-	2
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	-	2	-	-
Derivados por Operaciones Físicas	108	8	102	6
Cobertura de Tipo de Cambio:	-	-	12	(1)
Cobertura de Flujos de Caja	-	-	12	(1)
Cobertura de Precio:	3	4	9	1
Cobertura de Flujos de Caja	3	4	9	1
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	105	4	81	6
Otros Derivados	8	-	2	-
Total	155	51	274	160

A continuación se presenta un desglose de los derivados contratados por ENDESA a 31 de diciembre de 2014 y 2013, su valor razonable y el desglose por vencimientos, de los valores nominales o contractuales:

Derivados	Millones de Euros							
	31 de diciembre de 2014							
	Valor Razonable	Valor Nominal						
		2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes	Total
DERIVADOS FINANCIEROS	15	36	36	20	-	15	12	119
Cobertura de Tipo de Interés	15	-	36	20	-	15	12	83
Cobertura de Flujos de Caja	-	-	-	-	-	-	-	-
Permutas Financieras	-	-	-	-	-	-	-	-
Opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de Valor Razonable	15	-	36	20	-	15	12	83
Permutas Financieras	15	-	36	20	-	15	12	83
Cobertura de Tipo de Cambio	(1)	21	-	-	-	-	-	21
Cobertura de Flujos de Caja	(1)	-	-	-	-	-	-	-
Permutas Financieras	(1)	-	-	-	-	-	-	-
Futuros	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de Valor Razonable	-	21	-	-	-	-	-	21
Permutas Financieras	-	21	-	-	-	-	-	21
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura:	1	15	-	-	-	-	-	15
Permutas Financieras	1	15	-	-	-	-	-	15
DERIVADOS FISICOS	(96)	5.476	395	70	-	-	-	5.941
De Tipo de Cambio	31	898	-	-	-	-	-	898
De Cobertura	34	536	-	-	-	-	-	536
Futuros	34	536	-	-	-	-	-	536
No Cobertura	(3)	362	-	-	-	-	-	362
Futuros	(3)	362	-	-	-	-	-	362
De Precio	(87)	4.578	395	70	-	-	-	5.043
De Cobertura	38	751	-	-	-	-	-	751
Permutas Financieras	39	748	-	-	-	-	-	748
Otros	(1)	3	-	-	-	-	-	3
No Cobertura de Combustibles	(123)	2.438	317	70	-	-	-	2.825
Permutas Financieras	(117)	2.186	310	63	-	-	-	2.559
Otros	(6)	252	7	7	-	-	-	266
No Cobertura de Electricidad	(2)	1.389	78	-	-	-	-	1.467
Permutas Financieras	(4)	1.199	78	-	-	-	-	1.277
Otros	2	190	-	-	-	-	-	190
Total	(41)	5.512	431	90	-	15	12	6.060

Derivados	Millones de Euros							
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)							
	Valor Razonable	2014	2015	2016	2017	2018	Siguientes	Total
DERIVADOS FINANCIEROS	(242)	851	61	383	90	-	71	1.456
Cobertura de Tipo de Interés	47	167	4	104	90	-	27	392
Cobertura de Flujos de Caja	7	167	4	68	70	-	-	309
Permutas Financieras	7	167	4	68	70	-	-	309
Opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de Valor Razonable	40	-	-	36	20	-	27	83
Permutas Financieras	40	-	-	36	20	-	27	83
Cobertura de Tipo de Cambio	(291)	684	27	279	-	-	44	1.034
Cobertura de Flujos de Caja	(289)	608	1	181	-	-	-	790
Permutas Financieras	(289)	582	-	181	-	-	-	763
Futuros	-	26	1	-	-	-	-	27
Cobertura de Valor Razonable	(2)	76	26	98	-	-	44	244
Permutas Financieras	(2)	76	26	98	-	-	44	244
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	2	-	30	-	-	-	-	30
Permutas Financieras	2	-	30	-	-	-	-	30
DERIVADOS FISICOS	14	4.341	447	1	-	-	-	4.789
De Tipo de Cambio	(1)	1.093	61	-	-	-	-	1.154
De Cobertura	(11)	499	61	-	-	-	-	560
Futuros	(11)	499	61	-	-	-	-	560
No Cobertura	10	594	-	-	-	-	-	594
Futuros	10	594	-	-	-	-	-	594
De Precio:	15	3.248	386	1	-	-	-	3.635
De Cobertura	(3)	221	160	-	-	-	-	381
Permutas Financieras	(3)	221	160	-	-	-	-	381
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-
No Cobertura de Combustibles	(1)	1.142	102	1	-	-	-	1.245
Permutas Financieras	(5)	1.077	102	1	-	-	-	1.180
Otros	4	65	-	-	-	-	-	65
No Cobertura de Electricidad	19	1.885	124	-	-	-	-	2.009
Permutas Financieras	17	1.781	124	-	-	-	-	1.905
Otros	2	104	-	-	-	-	-	104
Total	(228)	5.192	506	384	90	-	71	6.245

El importe nocional contractual de los contratos formalizados no supone el riesgo asumido por ENDESA, ya que este importe únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

En relación con las coberturas de flujos de efectivo, durante el ejercicio 2014 no se ha registrado importe alguno en el Estado del Resultado Consolidado por la parte ineficaz de la cobertura (9 millones de euros de gasto en el ejercicio 2013).

En las coberturas de valor razonable el importe registrado en el Estado del Resultado Consolidado del derivado y del elemento cubierto ha sido la siguiente:

	Millones de Euros			
	2014		2013 (Re-expresado)	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Elementos Cubiertos	1	3	9	5
Derivados(*)	3	1	6	7
Total	4	4	15	12

(*) Sin liquidaciones.

En el ejercicio 2014 se han producido interrupciones de derivados designados inicialmente como coberturas de flujos de efectivo con un impacto de 1 millón de euros de gasto en el Estado del Resultado Consolidado. En el ejercicio 2013 no se produjeron interrupciones de derivados designados inicialmente como coberturas de flujos de efectivo.

19.4. Pérdidas y ganancias netas por categorías de activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes

19.4.1. Pérdidas y ganancias netas por categorías de activos financieros

El importe de las pérdidas netas por categorías de activos financieros es como sigue:

Millones de Euros						
2014						
	Activos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Activos Financieros a VR con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Activos Financieros Disponibles para la Venta	Préstamos y Partidas a Cobrar	Inversiones Mantenidas hasta el Vencimiento	Derivados de Cobertura
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	12	-	-	(107)	-	31
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	-	-	-	-	-	48
Total	12	-	-	(107)	-	79

Millones de Euros						
2013 (Re-expresado)						
	Activos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Activos Financieros a VR con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Activos Financieros Disponibles para la Venta (1)	Préstamos y Partidas a Cobrar	Inversiones Mantenidas hasta el Vencimiento	Derivados de Cobertura
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	-	6	64	(68)	-	40
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	-	-	(3)	-	-	6
Total	-	6	61	(68)	-	46

(1) Corresponde a la plusvalía generada por la venta de Medgaz, S.A. (véanse Notas 5 y 15.1.7)

19.4.2. Pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros

El importe de las pérdidas netas por categorías de pasivos financieros es como sigue:

Millones de Euros				
2014				
	Pasivos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Pasivos Financieros a VR con cambios en Pérdidas y Ganancias	Débitos y Partidas a Pagar (Nota 30)	Derivados de Cobertura
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(5)	(3)	(136)	(12)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	-	-	-	-
Total	(5)	(3)	(136)	(12)

Millones de Euros					
2013 (Re-expresado)					
	Pasivos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Pasivos Financieros a VR con cambios en Pérdidas y Ganancias	Débitos y Partidas a Pagar (Nota 30)	Derivados de Cobertura	Total
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(21)	-	(160)	(35)	(216)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	-	-	-	-	-
Total	(21)	-	(160)	(35)	(216)

19.5. Compensación de activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes

El detalle de los activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes objeto de compensación a 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Millones de Euros						
31 de diciembre de 2014						
	Importe Bruto de Activos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Activos Financieros presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados Instrumento Financiero	Garantías Financieras	Importe Neto
Activos Financieros no Corrientes (Nota 19.1)	619	-	619	(19)	-	600
Derivados (Nota 19.3)	19	-	19	(19)	-	-
Total Activo no Corriente	619	-	619	(19)	-	600
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar (Nota 13)	3.071	-	3.071	(325)	-	2.746
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios	2.574	-	2.574	(105)	-	2.469
Derivados (Nota 19.3)	292	-	292	(220)	-	72
Total Activo Corriente	3.071	-	3.071	(325)	-	2.746

Millones de Euros						
31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)						
	Importe Bruto de Activos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Activos Financieros presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados Instrumento Financiero	Garantías Financieras	Importe Neto
Activos Financieros no Corrientes (Nota 19.1)	3.224	-	3.224	(6)	-	3.218
Derivados (Nota 19.3)	8	-	8	(6)	-	2
Total Activo no Corriente	3.224	-	3.224	(6)	-	3.218
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar (Nota 13)	4.932	(48)	4.884	(187)	-	4.697
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios	4.091	(48)	4.043	(104)	-	3.939
Derivados (Nota 19.3)	116	-	116	(83)	-	33
Total Activo Corriente	4.932	(48)	4.884	(187)	-	4.697

Millones de Euros						
31 de diciembre de 2014						
	Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		Importe Neto
				Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Deuda Financiera no Corriente (Nota 18.1)	6.083	-	-	-	(14)	6.069
Otras Deudas Financieras	5.230	-	5.230	-	(14)	5.216
Otros Pasivos no Corrientes (Nota 21)	556	-	556	(19)	-	537
Derivados (Nota 19.3)	32	-	32	(19)	-	13
Total Pasivo no Corriente	6.639	-	6.639	(19)	(14)	6.606
Acreeedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes (Nota 23)	5.861	-	5.861	(312)	-	5.549
Acreeedores Comerciales	3.613	-	3.613	(105)	-	3.508
Derivados (Nota 19.3)	335	-	335	(207)	-	128
Total Pasivo Corriente	5.861	-	5.861	(312)	-	5.549

Millones de Euros						
31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)						
	Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		Importe Neto
				Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Otros Pasivos no Corrientes (Nota 21)	597	-	597	(5)	-	592
Derivados (Nota 19.3)	6	-	6	(5)	-	1
Total Pasivo no Corriente	597	-	597	(5)	-	592
Acreeedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes (Nota 23)	9.226	(62)	9.164	(184)	(4)	8.976
Acreeedores Comerciales	5.045	(62)	4.983	(104)	-	4.879
Otras Cuentas a Pagar	409	-	409	-	(4)	405
Derivados (Nota 19.3)	104	-	104	(80)	-	24
Total Pasivo Corriente	9.226	(62)	9.164	(184)	(4)	8.976

19.6. Medición a valor razonable

19.6.1. Medición a valor razonable de las categorías de activos financieros

Las clasificaciones de los activos financieros no corrientes y corrientes valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado por niveles en jerarquía de valor razonable a 31 de diciembre de 2014 y 2013 son las siguientes:

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Valores Representativos de Deuda	-	-	-	-
Derivados de Deuda	15	-	15	-
Cobertura de Tipo de Interés:	15	-	15	-
Cobertura de Flujos de Caja	-	-	-	-
Cobertura de Valor Razonable	15	-	15	-
Derivados por Operaciones Físicas	19	-	19	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	19	-	19	-
Otros Derivados	-	-	-	-
Activos Financieros CINIIF 12	-	-	-	-
Otros Activos Financieros	-	-	-	-
Total Activo no Corriente	34	-	34	-
Valores Representativos de Deuda	-	-	-	-
Derivados de Deuda	1	-	1	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	1	-	1	-
Derivados por Operaciones Físicas	288	31	257	-
Cobertura de Tipo de Cambio:	34	-	34	-
Cobertura de Flujos de Caja	34	-	34	-
Cobertura de Precio:	47	18	29	-
Cobertura de Flujos de Caja	47	18	29	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	207	13	194	-
Otros Derivados	4	-	4	-
Otros Activos Financieros	-	-	-	-
Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas (Nota 37)	12	-	12	-
Total Activo Corriente	385	31	274	-

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Valores Representativos de Deuda	-	-	-	-
Derivados de Deuda	43	-	43	-
Cobertura de Tipo de Interés:	41	-	41	-
Cobertura de Flujos de Caja	6	-	6	-
Cobertura de Valor Razonable	35	-	35	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	2	-	2	-
Derivados por Operaciones Físicas	8	2	6	-
Cobertura de Precio:	4	1	3	-
Cobertura de Flujos de Caja	4	1	3	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	4	1	3	-
Otros Derivados	-	-	-	-
Activos Financieros CINIIF 12	618	-	618	-
Otros Activos Financieros	-	-	-	-
Total Activo no Corriente	669	2	667	-
Valores Representativos de Deuda	-	-	-	-
Derivados de Deuda	39	-	39	-
Cobertura de Tipo de Interés:	10	-	10	-
Cobertura de Flujos de Caja	5	-	5	-
Cobertura de Valor Razonable	5	-	5	-
Cobertura de Tipo de Cambio:	29	-	29	-
Cobertura de Flujos de Caja	29	-	29	-
Derivados por Operaciones Físicas	108	18	90	-
Cobertura de Precio:	3	-	3	-
Cobertura de Flujos de Caja	3	-	3	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	105	18	87	-
Otros Derivados	8	-	8	-
Otros Activos Financieros (Nota 19.1.3)	225	225	-	-
Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas (Nota 37)	3	-	3	-
Total Activo Corriente	383	243	140	-

Durante los ejercicios 2014 y 2013 no se han producido trasposos de ninguno de los niveles de jerarquía de los activos financieros indicados anteriormente.

El valor razonable del Nivel 2 se calcula tomando en consideración variables distintas a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables en el mercado para el activo o pasivo, directa o indirectamente. Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este Nivel, por clase de activos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros y descontados al momento actual con las curvas cupón cero de tipos de interés de cada divisa del último día hábil de cada mes y, dicho importe, se convierte en euros teniendo en consideración el tipo de cambio del último día hábil de cada mes. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas internas.

A 31 de diciembre de 2013 los importes reconocidos como «Activos Financieros CINIIF 12», cuyo valor razonable fue determinado mediante hipótesis de Nivel 2, correspondían a la indemnización a recibir al vencimiento de los contratos de concesión por las sociedades brasileñas Ampla Energia e Serviços S.A. y Companhia Energética do Ceará, S.A., derivada de la Ley Provisional N° 579 del 11 de septiembre del Gobierno de Brasil, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013 (Ley Federal 12.783/13) (véase Nota 19.1.2). Esta Ley establecía que dicha indemnización se determinaría por el valor de reposición de los activos en concesión que al final del período de concesión no hayan sido amortizados, para cuya estimación, a efectos de registrar el activo financiero, se utilizan valores observables, en concreto, el valor neto de reposición calculado por el regulador energético en la última revisión tarifaria, y el Índice General de Precios de Mercado (IGPM) brasileño. El 31 de julio de 2014 estos activos financieros se traspasaron al epígrafe «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» al corresponder íntegramente a las Sociedades objeto de la desinversión descrita en la Nota 5.

19.6.2. Medición a valor razonable de las categorías de activos no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, las clasificaciones de los activos no corrientes no valorados a valor razonable en el Estado de Situación Financiera Consolidado pero cuyo valor razonable se desglosa en las Notas de estas Cuentas Anuales Consolidadas por niveles en jerarquía de valor razonable son las siguientes:

Millones de Euros				
31 de diciembre de 2014				
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones Inmobiliarias (Notas 3b y 8)	61	–	–	61

Millones de Euros				
31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)				
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones Inmobiliarias (Notas 3b y 8)	111	–	–	111

El valor razonable de las inversiones inmobiliarias se determina en base a valoraciones de expertos realizadas durante el cuarto trimestre del ejercicio 2014, que han tenido en consi-

deración los planes urbanísticos de las localizaciones donde se encuentran ubicados los terrenos.

19.6.3. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros

Las clasificaciones de los pasivos financieros no corrientes y corrientes valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado por niveles en jerarquía de valor razonable a 31 de diciembre de 2014 y 2013 son las siguientes:

Millones de Euros				
31 de diciembre de 2014				
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	22	–	22	–
Obligaciones y otros Valores Negociables	97	–	97	–
Derivados de Deuda	–	–	–	–
Cobertura de Tipo de Interés:	–	–	–	–
Cobertura de Flujos de Caja	–	–	–	–
Cobertura de Tipo de Cambio:	–	–	–	–
Cobertura de Flujos de Caja	–	–	–	–
Cobertura de Valor Razonable	–	–	–	–
Derivados por Operaciones Físicas	32	–	32	–
Cobertura de Tipo de Cambio:	–	–	–	–
Cobertura de Flujos de Caja	–	–	–	–
Cobertura de Precio:	–	–	–	–
Cobertura de Flujos de Caja	–	–	–	–
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	32	–	32	–
Otras Coberturas	–	–	–	–
Otros Pasivos Financieros	–	–	–	–
Total Pasivo no Corriente	151	–	151	–
Deudas con Entidades de Crédito	–	–	–	–
Obligaciones y otros Valores Negociables	–	–	–	–
Derivados de Deuda	1	–	1	–
Cobertura de Tipo de Interés:	–	–	–	–
Cobertura de Flujos de Caja	–	–	–	–
Cobertura de Tipo de Cambio:	1	–	1	–
Cobertura de Flujos de Caja	1	–	1	–
Cobertura de Valor Razonable	–	–	–	–
Derivados por Operaciones Físicas	330	16	314	–
Cobertura de Tipo de Cambio:	–	–	–	–
Cobertura de Flujos de Caja	–	–	–	–
Cobertura de Precio:	9	1	8	–
Cobertura de Flujos de Caja	9	1	8	–
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	321	15	306	–
Otras Coberturas	5	–	5	–
Otros Pasivos Financieros	–	–	–	–
Total Pasivo Corriente	336	16	320	–

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	30	-	30	-
Obligaciones y otros Valores Negociables	333	-	333	-
Derivados de Deuda	154	-	154	-
Cobertura de Tipo de Interés	2	-	2	-
Cobertura de Flujos de Caja	2	-	2	-
Cobertura de Tipo de Cambio	152	-	152	-
Cobertura de Flujos de Caja	150	-	150	-
Cobertura de Valor Razonable	2	-	2	-
Derivados por Operaciones Físicas	6	1	5	-
Cobertura de Tipo de Cambio	(1)	-	(1)	-
Cobertura de Flujos de Caja	(1)	-	(1)	-
Cobertura de Precio	1	-	1	-
Cobertura de Flujos de Caja	1	-	1	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	6	1	5	-
Otras Coberturas	-	-	-	-
Otros Pasivos Financieros	-	-	-	-
Total Pasivo no Corriente	523	1	522	-
Deudas con Entidades de Crédito	6	-	6	-
Obligaciones y otros Valores Negociables	-	-	-	-
Derivados de Deuda	170	-	170	-
Cobertura de Tipo de Interés	2	-	2	-
Cobertura de Flujos de Caja	2	-	2	-
Cobertura de Tipo de Cambio	168	-	168	-
Cobertura de Flujos de Caja	168	-	168	-
Cobertura de Valor Razonable	-	-	-	-
Derivados por Operaciones Físicas	102	12	90	-
Cobertura de Tipo de Cambio	12	-	12	-
Cobertura de Flujos de Caja	12	-	12	-
Cobertura de Precio	9	-	9	-
Cobertura de Flujos de Caja	9	-	9	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	81	12	69	-
Otras Coberturas	2	-	2	-
Otros Pasivos Financieros	-	-	-	-
Total Pasivo Corriente	280	12	268	-

Durante los ejercicios 2014 y 2013 no se han producido trasposos de ninguno de los niveles de jerarquía de los pasivos financieros indicados anteriormente.

El valor razonable del Nivel 2 se calcula tomando en consideración variables distintas a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables en el mercado para el activo o pasivo, directa o indirectamente. Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este Nivel, por clase de pasivos financieros, tienen en consideración la esti-

mación de los flujos de caja futuros y descontados al momento actual con las curvas cupón cero de tipos de interés de cada divisa del último día hábil de cada mes y, dicho importe, se convierte en euros teniendo en consideración el tipo de cambio del último día hábil de cada mes. Estas valoraciones se realizan a través de herramientas internas. Una vez obtenido el valor de mercado Bruto, se realiza un ajuste por riesgo de crédito propio o «Debt Valuation Adjustment (DVA)», y por el riesgo de contraparte o «Credit Valuation Adjustment (CVA)». La medición del «Credit Valuation Adjustment (CVA)» / «Debt Valuation Adjustment (DVA)» se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora o deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio de ENDESA.

19.6.4. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros no valorados a valor razonable

Las clasificaciones de los pasivos financieros no corrientes y corrientes no valorados a valor razonable en el Estado de Situación Financiera Consolidado pero cuyo valor razonable se desglosa en las Notas de estas Cuentas Anuales Consolidadas por niveles en jerarquía de valor razonable a 31 de diciembre de 2014 y 2013 son las siguientes:

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	510	-	510	-
Obligaciones y otros Valores Negociables	250	-	250	-
Otros Pasivos Financieros	6.675	-	6.675	-
Total Pasivo no Corriente	7.435	-	7.435	-

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	1.682	-	1.682	-
Obligaciones y otros Valores Negociables	4.737	-	4.737	-
Otros Pasivos Financieros	1.142	-	1.142	-
Total Pasivo no Corriente	7.561	-	7.561	-
Deudas con Entidades de Crédito	204	-	204	-
Obligaciones y otros Valores Negociables	506	-	506	-
Otros Pasivos Financieros	356	-	356	-
Total Pasivo Corriente	1.066	-	1.066	-

20. Política de gestión de riesgos

ENDESA está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por ENDESA en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las Normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de ENDESA.
- El Comité de Auditoría y Cumplimiento es un órgano perteneciente al Consejo de Administración de Endesa, S.A. que, en el ámbito de Cumplimiento y Auditoría Interna, tiene encomendada la función de supervisar el Gobierno de los Riesgos.
- El Comité de Riesgos es el órgano encargado de definir, aprobar y actualizar los principios básicos en los que se han de inspirar las actuaciones relacionadas con el riesgo.
- El Gobierno de Riesgos se organiza operativamente a través de la existencia de las funciones de Control de Riesgos y de Gestión de Riesgos, siendo ambas funciones independientes.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - Los mercados y productos en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - Criterios sobre contrapartes.
 - Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Los límites de los negocios se ratifican por el Comité de Riesgos.
- Las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.

- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de ENDESA.

Atendiendo a la Ley 31/2014, de 3 de diciembre, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital, para la mejora del Gobierno Corporativo, ENDESA, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, está revisando la Política de Riesgos de la Sociedad, a efectos de la aplicación del artículo 529 ter, que ha entrado en vigor el 1 de enero de 2015, que establece como facultad indelegable del Consejo de Administración, entre otras, la determinación de la política de control y gestión de riesgos, incluidos los fiscales, con las adaptaciones competenciales previstas en la Ley.

20.1. Riesgo de tipo de interés

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a un tipo de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que permita minimizar el coste de la deuda en el horizonte plurianual con una volatilidad reducida en el Estado del Resultado Consolidado, mediante la diversificación de la naturaleza de los activos y pasivos financieros y la modificación del perfil de exposición al riesgo de los mismos a través de la contratación de derivados.

El objetivo de reducir el importe de la deuda sujeta a variaciones en los tipos de interés se consigue mediante la contratación de swaps de tipo de interés. La duración de estos contratos nunca excede del vencimiento del instrumento financiero subyacente, de forma que cualquier cambio en el valor razonable o flujos de caja de estos contratos, se compensa con las variaciones en el valor razonable o flujos de caja de la posición subyacente.

Dependiendo de las estimaciones de ENDESA y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitigan estos riesgos.

La estructura de riesgo financiero, una vez considerados los derivados contratados, es la siguiente:

	Millones de Euros	
	Posición Neta	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Tipo de Interés Fijo	5.073	2.730
Tipo de Interés Variable	347	1.607
TOTAL	5.420	4.337

A 31 de diciembre de 2014, los tipos de interés de referencia de la deuda contratada por las sociedades de ENDESA es, fundamentalmente, el Euribor (Euribor y Libor del dólar estadounidense a 31 de diciembre de 2013). A 31 de diciembre de 2013, en el caso de las monedas latinoamericanas, la deuda contratada normalmente estaba referenciada a los índices locales habituales en la práctica bancaria.

El desglose del valor nominal y del valor razonable de los derivados de tipo de interés a 31 de diciembre de 2014 y 2013, por designación, es el siguiente:

Derivados Tipo de Interés	Millones de Euros											
	Nominal		Valor Razonable		Nominal Activos Financieros		Activo Valor Razonable		Nominal Pasivos Financieros		Pasivo Valor Razonable	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Derivados Cobertura Flujos Caja												
Swaps Tipo Interés	-	309	-	7	-	128	-	11	-	181	-	(4)
Opciones Tipo Interés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados Cobertura Valor Razonable												
Swaps Tipo Interés	83	83	15	40	83	83	15	40	-	-	-	-
Opciones Tipo Interés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados Trading												
Swaps Tipo Interés	15	30	1	2	15	30	1	2	-	-	-	-
Opciones Tipo Interés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Swaps Tipo Interés	98	422	16	49	98	241	16	53	-	181	-	(4)
Total Opciones Tipo Interés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Derivados Tipo de Interés	98	422	16	49	98	241	16	53	-	181	-	(4)

El detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Millones de Euros						
	Estratificación Flujos Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos Caja							
Valor Razonable Positivo	-	-	-	-	-	-	-
Valor Razonable Negativo	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de Cobertura de Valor Razonable							
Valor Razonable Positivo	15	3	3	3	3	3	26
Valor Razonable Negativo	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de Tipo de Interés Trading							
Valor Razonable Positivo	1	1	-	-	-	-	-
Valor Razonable Negativo	-	-	-	-	-	-	-

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Millones de Euros						
	Estratificación Flujos Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	2014	2015	2016	2017	2018	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos Caja							
Valor Razonable Positivo	11	7	3	2	-	-	-
Valor Razonable Negativo	(4)	(3)	(1)	-	-	-	-
Derivados de Cobertura de Valor Razonable							
Valor Razonable Positivo	40	3	3	3	2	2	16
Valor Razonable Negativo	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de Tipo de Interés Trading							
Valor Razonable Positivo	2	2	1	-	-	-	-
Valor Razonable Negativo	-	-	-	-	-	-	-

Teniendo en cuenta las coberturas de flujos de caja que se consideran eficaces, el 85% de la deuda estaba protegida al riesgo de tipo de interés a 31 de diciembre de 2014 (37% a 31 de diciembre de 2013). Considerando también las coberturas de valor razonable, este porcentaje es del 83% a 31 de diciembre de 2014 (33% a 31 de diciembre de 2013). La variación obtenida con respecto al año anterior se debe al cambio en la política de la estructura de la deuda contratándose deuda por importe de 4.500 millones de euros a tipo fijo.

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, el impacto sobre el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de otro Resultado Global de la variación en el tipo de interés, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

	Millones de Euros						
	31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)			
	Variación de Puntos Básicos	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado		Estado de Otro Resultado Global	
				Actividades Continuas	Actividades Interrumpidas	Actividades Continuas	Actividades Interrumpidas
Tipo de Interés							
Aumento Tipo de Interés	+25	116	-	152	403	-	-
Escenario	-	110	-	144	396	-	-
Reducción Tipo de Interés	-25	104	-	136	389	-	-
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura							
De Valor Razonable							
Aumento Tipo de Interés	+25	13	-	11	-	-	-
Escenario	-	15	-	12	-	-	-
Reducción Tipo de Interés	-25	16	-	14	-	-	-
De Flujos de Efectivo							
Aumento Tipo de Interés	+25	-	-	-	-	-	8
Escenario	-	-	-	-	-	-	8
Reducción Tipo de Interés	-25	-	-	-	-	-	8
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura							
Aumento Tipo de Interés	+25	1	-	2	-	-	-
Escenario	-	1	-	2	-	-	-
Reducción Tipo de Interés	-25	1	-	2	-	-	-

20.2. Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las transacciones para la adquisición de materias primas energéticas (especialmente de gas natural y carbón internacional) en los mercados internacionales donde los precios de estas materias primas («commodities») suelen estar denominados en dólares estadounidenses, así como deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades de ENDESA.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, ENDESA contrata permutas financieras de divisa y seguros de cambio, entre otros. Adicionalmente, ENDESA también trata de que se produzca un equilibrio entre los cobros y pagos de efectivo de sus activos y pasivos denominados en moneda extranjera.

La duración de estos contratos nunca excede del vencimiento del instrumento financiero subyacente, de forma que cualquier cambio en el valor razonable o flujos de caja de estos contratos, se compensa con las variaciones en el valor razonable o flujos de caja de la posición subyacente.

El desglose del valor nominal y del valor razonable de los derivados de tipo de cambio a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Derivados Tipo de Cambio	Millones de Euros											
	Nominal		Valor Razonable		Nominal Activos Financieros		Activo Valor Razonable		Nominal Pasivos Financieros		Pasivo Valor Razonable	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re- expresado)	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re- expresado)	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re- expresado)	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re- expresado)	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re- expresado)	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re- expresado)
Derivados Cobertura												
Flujos Caja												
Futuros	536	587	34	(12)	453	105	34	—	83	482	—	(12)
Opciones	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Permutas Cruzadas Tipo de Interés/Divisas	—	763	(1)	(288)	—	328	—	29	—	435	(1)	(317)
Derivados Cobertura Valor Razonable												
Futuros	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opciones	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Permutas Cruzadas Tipo de Interés/Divisas	21	244	—	(2)	—	44	—	—	21	200	—	(2)
Derivados Trading												
Futuros	362	594	(3)	10	180	476	9	12	182	118	(12)	(2)
Opciones	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Permutas Cruzadas Tipo de Interés/Divisas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Futuro	898	1.181	31	(2)	633	581	43	12	265	600	(12)	(14)
Total Opciones	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Permutas Cruzadas	21	1.007	(1)	(290)	—	372	—	29	21	635	(1)	(319)
Total Derivados Tipo de Cambio	919	2.188	30	(292)	633	953	43	41	286	1.235	(13)	(333)

El detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Millones de euros						
	Estratificación Flujos Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes
Derivados de Tipo de Cambio- Cobertura de Flujos de Caja							
Valor Razonable Positivo	34	34	-	-	-	-	-
Valor Razonable Negativo	(1)	(1)	-	-	-	-	-
Derivados de Tipo de Cambio- Cobertura de Valor Razonable							
Valor Razonable Positivo	-	-	-	-	-	-	-
Valor Razonable Negativo	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de Tipo de Cambio Trading							
Valor Razonable Positivo	9	9	-	-	-	-	-
Valor Razonable Negativo	(12)	(12)	-	-	-	-	-

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Millones de euros						
	Estratificación Flujos Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	2014	2015	2016	2017	2018	Siguientes
Derivados de Tipo de Cambio- Cobertura de Flujos de Caja							
Valor Razonable Positivo	29	31	-	-	-	-	-
Valor Razonable Negativo	(329)	(180)	(7)	(121)	-	-	-
Derivados de Tipo de Cambio- Cobertura de Valor Razonable							
Valor Razonable Positivo	-	2	2	2	2	1	(4)
Valor Razonable Negativo	(2)	(2)	3	(7)	-	-	-
Derivados de Tipo de Cambio Trading							
Valor Razonable Positivo	12	7	-	-	-	-	-
Valor Razonable Negativo	(2)	(3)	-	-	-	-	-

Teniendo en cuenta las coberturas de tipo de cambio y las posiciones de deuda denominadas en las mismas monedas en las que se reciben los flujos económicos de los negocios en los países en los que operan las sociedades de ENDESA, el 100% de la deuda estaba protegido a riesgo de tipo de cambio a 31 de diciembre de 2014 (97% a 31 de diciembre de 2013). A 31 de diciembre de 2014, el 0,4% de la deuda a largo plazo se encuentra denominada en moneda extranjera (61% a 31 de diciembre de 2013).

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, el impacto sobre el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de otro Resultado Global de la evolución del tipo de cambio del Euro con el dólar estadounidense y el yen, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

	Millones de Euros						
	31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)			
	Variación Porcentual	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado		Estado de Otro Resultado Global	
				Actividades Continuadas	Actividades Interrumpidas	Actividades Continuadas	Actividades Interrumpidas
Gasto por Intereses de Deuda Denominada en Moneda Extranjera Después de Derivados							
Depreciación del Euro	10%	110	—	144	943	—	—
Escenario	—	110	—	144	396	—	—
Apresiasión del Euro	10%	110	—	144	(51)	—	—
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura							
De Flujos de Caja							
Depreciación del Euro	10%	—	84	—	—	40	(257)
Escenario	—	—	33	—	—	(12)	(257)
Apresiasión del Euro	10%	—	(8)	—	—	(55)	(257)
De Valor Razonable							
Depreciación del Euro	10%	2	—	23	(2)	—	—
Escenario	—	(1)	—	(7)	(2)	—	—
Apresiasión del Euro	10%	(3)	—	(31)	(2)	—	—
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura							
Depreciación del Euro	10%	(6)	—	(7)	4	—	—
Escenario	—	(3)	—	6	4	—	—
Apresiasión del Euro	10%	(2)	—	16	4	—	—

20.3. Riesgo de precio de «commodities»

ENDESA se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de «commodities», incluidos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs) fundamentalmente a través de:

- Compras de materias energéticas en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Las operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados nacionales e internacionales.

La exposición a las fluctuaciones de los precios de las «commodities» se controla mediante el seguimiento de límites de riesgo que reflejan la predisposición al riesgo definida por el Comité de Riesgos. Estos límites están basados en los resultados esperados en base a un intervalo de confianza del 95%. Las posiciones de cartera industrial se revisan mensualmente en base al Beneficio en Riesgo, y la cartera de negociación, se revisa diariamente, en base al Valor en Riesgo.

Adicionalmente, se realizan análisis particulares, desde la perspectiva de riesgos, del impacto de determinadas operaciones consideradas como relevantes en el perfil de riesgos de ENDESA y en el cumplimiento de los límites fijados.

Este riesgo se gestiona en el largo plazo mediante la diversificación de contratos, la gestión de la cartera de aprovisionamientos mediante la referencia a índices que representan una evolución similar o comparable a la de los precios finales de electricidad (generación) o de venta (comercialización), y a través de cláusulas contractuales de renegociación periódica que tienen como objetivo mantener el equilibrio económico de los aprovisionamientos.

En el corto y medio plazo las fluctuaciones de los precios de las diferentes «commodities» se gestionan mediante operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados (permutas, futuros). El detalle del valor nominal y del valor razonable de los derivados de «commodities» a 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Millones de Euros						
31 de diciembre de 2014						
	Valor Nominal	Nominal Activos Financieros	Nominal Pasivos Financieros	Valor Razonable	Valor Razonable Activo	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	751	546	205	38	47	(9)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	3	—	3	(1)	—	(1)
Derivados de Carbón	—	—	—	—	—	—
Permutas Financieras de Electricidad	748	546	202	39	47	(8)
Otros Derivados Físicos	—	—	—	—	—	—
Otros Derivados de Electricidad	—	—	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	4.292	1.921	2.371	(125)	221	(346)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	1.494	614	880	(54)	105	(159)
Opciones de Combustibles Líquidos y Gas	8	8	—	—	—	—
Otros Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	74	24	50	(5)	6	(11)
Permutas Financieras de Electricidad	1.277	630	647	(4)	44	(48)
Opciones de Electricidad	181	102	79	—	1	(1)
Otros Derivados de Electricidad	9	8	1	2	3	(1)
Permutas Financieras de Carbón	1.065	426	639	(63)	46	(109)
Opciones de Carbón	—	—	—	—	—	—
Otros Derivados de Carbón	130	79	51	(3)	12	(15)
Otros Derivados Físicos	54	30	24	2	4	(2)
Total	5.043	2.467	2.576	(87)	268	(355)

Millones de Euros						
31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)						
	Valor Nominal	Nominal Activos Financieros	Nominal Pasivos Financieros	Valor Razonable	Valor Razonable Activo	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	381	186	195	(3)	7	(10)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	—	—	—	—	—	—
Derivados de Carbón	251	105	146	(5)	3	(8)
Permutas Financieras de Electricidad	130	81	49	2	4	(2)
Otros Derivados Físicos	—	—	—	—	—	—
Otros Derivados de Electricidad	—	—	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	3.254	1.618	1.636	18	105	(87)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	1.006	429	577	(7)	11	(18)
Opciones de Combustibles Líquidos y Gas	10	6	4	—	—	—
Otros Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	1	—	1	—	—	—
Permutas Financieras de Electricidad	1.905	991	914	17	77	(60)
Opciones de Electricidad	79	49	30	1	2	(1)
Otros Derivados de Electricidad	25	15	10	1	2	(1)
Permutas Financieras de Carbón	174	89	85	1	6	(5)
Opciones de Carbón	—	—	—	—	—	—
Otros Derivados de Carbón	48	35	13	4	6	(2)
Otros Derivados Físicos	6	4	2	1	1	—
Total	3.635	1.804	1.831	15	112	(97)

El detalle del valor razonable estratificado para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Valor Razonable	Millones de Euros						
	Estratificación Valor Razonable						
	31 de diciembre de 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Electricidad	39	39	-	-	-	-	-
Derivados de Carbón	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(1)	(1)	-	-	-	-	-
Otros Derivados Físicos	-	-	-	-	-	-	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura							
Derivados de Electricidad	(2)	(1)	(1)	-	-	-	-
Derivados de Carbón	(66)	(61)	(3)	(2)	-	-	-
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(59)	(53)	(5)	(1)	-	-	-
Otros Derivados Físicos	2	2	-	-	-	-	-

Valor Razonable	Millones de Euros						
	Estratificación Valor Razonable						
	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	2014	2015	2016	2017	2018	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Electricidad	2	(1)	3	-	-	-	-
Derivados de Carbón	(5)	(5)	-	-	-	-	-
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	-	-	-	-	-	-	-
Otros Derivados Físicos	-	-	-	-	-	-	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura							
Derivados de Electricidad	19	19	-	-	-	-	-
Derivados de Carbón	5	5	-	-	-	-	-
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(7)	(5)	(2)	-	-	-	-
Otros Derivados Físicos	1	1	-	-	-	-	-

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, el detalle del impacto sobre el valor de los derivados de «commodities» existentes que produciría una variación del 10% en los precios de las materias primas, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

	Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)		
	Variación de Precio de «Commodities»	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global
Derivados de Electricidad	+10%	-	(8)	-	(5)
	Escenario	-	39	-	2
	-10%	-	86	-	10
Derivados de Carbón	+10%	-	-	-	20
	Escenario	-	-	-	(5)
	-10%	-	-	-	(30)
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	+10%	-	(1)	-	-
	Escenario	-	(1)	-	-
	-10%	-	(1)	-	-

	Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)		
	Variación de Precio de «Commodities»	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	+10%	3	-	(24)	-
	Escenario	(2)	-	19	-
	-10%	(7)	-	64	-
Derivados de Carbón	+10%	(49)	-	7	-
	Escenario	(66)	-	5	-
	-10%	(85)	-	3	-
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	+10%	(107)	-	17	-
	Escenario	(59)	-	(7)	-
	-10%	(138)	-	(24)	-
Otros Derivados Físicos	+10%	4	-	1	-
	Escenario	2	-	1	-
	-10%	2	-	-	-

20.4. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el que puede generar dificultades para cumplir con las obligaciones asociadas a pasivos financieros, y que son liquidadas mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero. Los objetivos de la gestión del riesgo de liquidez son garantizar un nivel de liquidez minimizando el coste de oportunidad, y mantener una estructura de deuda financiera en base a los vencimientos y fuentes de financiación.

En el corto plazo, el riesgo de liquidez es mitigado por ENDESA mediante el mantenimiento de un nivel adecuado de recursos incondicionalmente disponibles, incluyendo efectivo y depósitos a corto plazo, líneas de crédito disponibles y una cartera de activos muy líquidos.

ENDESA mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo pla-

zo comprometidas, tanto con entidades bancarias como con sociedades del Grupo Enel, e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades previstas antes mencionadas incluyen vencimientos de deuda financiera neta. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de la deuda financiera y derivados financieros, véanse Notas 18 y 19.3.

La función de tesorería está centralizada en Endesa Financiación Filiales, S.A.U., que realiza previsiones de tesorería al objeto de asegurar que se dispone del efectivo suficiente para satisfacer las necesidades operativas, manteniendo niveles suficientes de disponibilidad en sus préstamos no dispuestos. A 31 de diciembre de 2014 y 2013 la liquidez de ENDESA presenta el siguiente detalle:

Millones de Euros						
	31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)		
	Vencimiento Corriente	Vencimiento no Corriente	Total	Vencimiento Corriente	Vencimiento no Corriente	Total
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes (Nota 14)	648	–	648	4.145 (2)	–	4.145
Líneas de Crédito Disponibles de Forma Incondicional (Nota 18.2)	–	3.519 (1)	3.519	–	7.232	7.232
Liquidez	648	3.519	4.167	4.145	7.232	11.377

(1) A 31 de diciembre de 2014 y 2013, 1.000 millones de euros y 3.500 millones de euros, respectivamente, corresponden a líneas de crédito disponibles con Enel Finance International, N.V. de los que no hay importe dispuesto alguno a dichas fechas.
(2) A 31 de diciembre de 2013 incluye 1.000 millones de euros colocados en Enel Iberoamérica, S.L.U. que fueron cancelados con fecha 2 de enero de 2014 con motivo del abono del dividendo a cuenta de ENDESA correspondiente al ejercicio 2013 (véanse Notas 14 y 15.1.10).

A 31 de diciembre de 2014 ENDESA, mantiene un fondo de maniobra negativo por importe de 461 millones de euros. En este sentido, el importe disponible en líneas de crédito a largo plazo que posee ENDESA garantizan que ésta pueda obtener recursos financieros suficientes para continuar sus operaciones y liquidar sus activos y pasivos por los importes con que figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado.

20.5. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se genera cuando una contraparte no cumple sus obligaciones establecidas en un contrato financiero o comercial, dando lugar a una pérdida financiera. ENDESA está expuesta a riesgo de crédito derivado de sus actividades operativas y financieras, incluyendo derivados, depósitos en entidades financieras, transacciones en moneda extranjera y otros instrumentos financieros.

Las variaciones no esperadas en la calidad crediticia de una contraparte tienen un impacto en la posición del acreedor en términos de solvencia (riesgo de incumplimiento) o por cambios en su valor de mercado (riesgo de diferencial).

ENDESA realiza un seguimiento muy pormenorizado del riesgo de crédito.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial, éste es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes que no acumulan individualmente importes muy significativos antes de que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente (véase Nota 13).

La deuda vencida de la actividad comercial asciende a 633 millones de euros a 31 de diciembre de 2014, lo que representa 14,7 días de facturación equivalente. A 31 de diciembre de 2013, dicho importe ascendía a 660 millones de euros en el Negocio en España y Portugal (14,2 días de facturación equivalente) y 329 millones de euros en el Negocio de Distribución en Latinoamérica (18,6 días de facturación equivalente).

Respecto del riesgo de crédito de los activos de carácter financiero, las políticas de riesgo que sigue ENDESA son las siguientes:

- ENDESA y sus filiales colocan sus excedentes de tesorería de conformidad con la política de gestión de riesgos de ENDESA, que requiere contrapartidas de primer nivel en los mercados en que se opera. Además, la mayor exposición por posiciones de tesorería con una contraparte no perteneciente al Grupo Enel representa el 40% del total (11% del total en el 2013).
- La contratación de derivados de riesgo de tipo de interés y de tipo de cambio se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que más del 56% (más del 59% en 2013) de la exposición en derivados de tipo de interés y de tipo de cambio, corresponde a operaciones con entidades cuyo rating es igual o superior a «A-». Ninguna contraparte acumula más del 33% del riesgo de crédito por este tipo de derivados (20% en 2013).
- El riesgo de crédito asociado a los instrumentos financieros contratados sobre «commodities» es asimismo limitado. A 31 de diciembre de 2014, y tomando como base los valores de mercado, la exposición en derivados de «commodities» resulta inferior a 37 millones de euros (26 millones de euros a 31 de diciembre de 2013). La calificación crediticia de las contrapartes con las que se opera se monitoriza con los ratings de las agencias de calificación especializadas o con rating interno equivalente, calculado de acuerdo a las mejores prácticas de mercado.
- Teniendo en cuenta los derivados de tipo de interés y de tipo de cambio, y los derivados sobre «commodities», ninguna contraparte acumula más del 16% (15% a 31 de diciembre de 2013) del riesgo total de crédito de los instrumentos financieros.

ENDESA toma una serie de precauciones adicionales que incluyen, entre otras:

- Análisis del riesgo, evaluación y monitorización de la calidad crediticia de las contrapartes.
- Solicitud de garantías en los casos que así lo requieran.
- Petición de avales en contrataciones de nuevos clientes.
- Seguimiento exhaustivo de los saldos a cobrar de clientes.

Vencimiento y deterioro de activos financieros

El detalle de clientes por ventas y prestación de servicios, clasificados por su vencimiento y en función de su deterioro, es el siguiente:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Deteriorados	338	551
Ni Vencidos ni Deteriorados	1.941	2.763
Vencidos no Deteriorados (1)	295	777
Con Antigüedad Menor de Tres Meses	190	338
Con Antigüedad entre Tres y Seis Meses	50	97
Con Antigüedad entre Seis y Doce Meses	26	73
Con Antigüedad Mayor a Doce Meses	29	269
Total (Nota 13)	2.574	4.091

(1) Incluye 155 millones de euros correspondientes a Administraciones Públicas españolas (205 millones de euros a 31 de diciembre de 2013).

20.6. Riesgo de concentración

ENDESA está expuesta al riesgo de concentración de clientes y proveedores en el desarrollo de su actividad comercial.

El riesgo de concentración de clientes se gestiona y minimiza mediante una estrategia de negocio que cuenta con varios criterios de diversificación:

- Tipología de clientes: grandes clientes industriales, empresas de tamaño medio y clientes de tipo residencial, tanto clientes privados como Administraciones Públicas;
- Actividad económica de los clientes: actividad comercial con clientes que actúan en diferentes sectores, y
- Tipología de productos comercializados: electricidad, gas natural y diferentes servicios de valor añadido, y que permite asegurar que las ventas a un cliente específico no representen un porcentaje significativo de los resultados económicos de ENDESA.

Esta estrategia permite asegurar que las ventas a un cliente específico no representen un porcentaje significativo de los resultados económicos de ENDESA.

Este riesgo se controla mediante la monitorización periódica de las cuentas por cobrar de los clientes (deuda vencida y no vencida), tanto a nivel de cliente individual como por Grupo de entidades bajo un control común.

A 31 de diciembre de 2014, las cuentas por cobrar de los diez mayores clientes (grupo empresarial) representan menos del 14% del total, sin que ninguno de ellos represente de forma individual más de un 2% del total a dicha fecha (14% del total en el Negocio en España y Portugal y 6% en el Negocio en Latinoamérica, a 31 de diciembre de 2013).

Las relaciones que mantiene actualmente ENDESA con los principales suministradores y proveedores de servicios en el sector son esenciales para el desarrollo y crecimiento de su negocio y la dependencia de ENDESA de estas relaciones puede afectar a su capacidad para negociar contratos con dichas partes en condiciones favorables. No obstante, ENDESA cuenta con procesos de calificación técnica y económica, con el objetivo de garantizar la calidad del bien o servicio adquirido y la calidad financiera del proveedor, así una cartera de proveedores diversificada en todas sus categorías de compra, facilitando la sustitución de uno de ellos en caso de interrupción y eliminando así el riesgo de concentración de proveedores. A 31 de diciembre de 2014 los 10 mayores proveedores no representan más del 32% del total.

20.7. Medición del riesgo

ENDESA elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados con el objetivo de garantizar que el riesgo asumido por ENDESA permanezca consistente con la exposición al riesgo definida por la Dirección, acotando así la volatilidad del Estado del Resultado Consolidado.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda y derivados financieros.
- Derivados energéticos.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible pérdida de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un día con un intervalo de confianza del 95%. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tipo de interés Euribor.
- Tipo de interés Libor del dólar estadounidense.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.
- Los precios de «commodities» (electricidad, combustibles, dióxido de carbono CO₂).

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la generación de posibles escenarios futuros (a un día) de los valores de mercado (tanto spot como a plazo) de las variables de riesgo mediante metodologías de «Monte-Carlo» y «Bootstrapping». El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos logarítmicos del precio.

Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día. El Valor en Riesgo a un día con un intervalo de confianza del 95% se calcula como el percentil del 5% de los posibles incrementos de valor razonable de la cartera en un día. Dicho formato coincide con el que se reporta el Valor en Riesgo de las carteras de trading energéticas. Teniendo en cuenta las hipótesis descritas, el Valor en Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas desglosado por negocio y por tipo de posición se muestra en la siguiente tabla:

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)		
		España y Portugal	Latinoamérica	Total
Posiciones Financieras	0,6	7	42	48
Por Tipo de Interés	0,5	10	46	46
Por Tipo de Cambio	0,2	2	3	4
Derivados Energéticos	7,7	6	—	6

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado a lo largo de los años 2014 y 2013 en función del vencimiento / inicio de las operaciones a lo largo del ejercicio.

La reducción del Valor en Riesgo respecto al ejercicio anterior, aislando los efectos de variación por nivel de exposición, se debe básicamente a la reducción de los tipos de interés.

21. Otros pasivos no corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Fianzas y Depósitos (Nota 19.1.1)	424	450
Derivados no Financieros (Nota 19.3)	32	6
Otras Cuentas a Pagar	100	141
Total (Nota 19.3)	556	597

22. Activos y pasivos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, el origen de los impuestos diferidos registrados en ambos ejercicios es el siguiente:

Impuestos Diferidos de Activo con Origen en	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	177	285
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	754	720
Otras Provisiones	163	369
Bases Imponibles Negativas	—	5
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	141	59
Otros	40	430
Total	1.225	1.868

Impuestos Diferidos de Pasivo con Origen en	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	628	1.233
Otros	245	817
Total	873	2.050

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, el importe de los impuestos diferidos compensables es de 711 millones de euros y 926 millones de euros, respectivamente.

Del importe total de activos y pasivos por impuestos diferidos registrados a 31 de diciembre de 2014 y 2013, no resultan compensables los que se detallan a continuación:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Impuestos Diferidos de Activo No Compensables	564	942
Impuestos Diferidos de Pasivo No Compensables	162	1.124

Los movimientos de los epígrafes de «Activos por Impuesto Diferido» y «Pasivos por Impuesto Diferido» del Estado de Situación Financiera Consolidado en ambos ejercicios son:

Millones de Euros								
Activos por Impuesto Diferido	Saldo a 31/12/2013 (Re-Expresado)	Incorporación/ Reducción de Sociedades (1)	(Cargo)/ Abono Pérdidas y Ganancias (2)	(Cargo)/ Abono Patrimonio (3)	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Manteneridos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2014
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	285	47	75	-	7	(68)	(169)	177
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	720	-	23	69	4	-	(62)	754
Otras Provisiones	369	10	(26)	-	7	7	(204)	163
Bases Imponibles Negativas	5	1	3	-	-	-	(9)	-
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	59	-	82	-	-	-	-	141
Otros	430	(7)	54	3	1	(20)	(421)	40
Total	1.868	51	211	72	19	(81)	(865)	1.275

(1) Corresponde principalmente a la incorporación en el perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. y de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (véase Nota 2.4.1).

(2) Se incluyen 145 millones de euros positivos correspondientes a las Actividades Continuas. El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2014 ha tenido un impacto de 147 millones de euros en el Estado del Resultado Consolidado, que ha minorado el valor del activo por impuesto diferido (véase Nota 3n).

(3) Se incluyen 70 millones de euros positivos correspondientes a las Actividades Continuas. El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2014 ha tenido un impacto de 31 millones de euros en Otro Resultado Global Consolidado, que ha minorado el valor del activo por impuesto diferido (véase Nota 3n).

Millones de Euros								
Activos por Impuesto Diferido	Saldo a 31/12/2012 (Re-Expresado)	Incorporación/ Reducción de Sociedades	(Cargo)/ Abono Pérdidas y Ganancias (1)	(Cargo)/ Abono Patrimonio (2)	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Manteneridos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2013 (Re-Expresado)
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	197	-	115	-	(22)	(5)	-	285
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	870	-	(126)	(12)	(12)	-	-	720
Otras Provisiones	390	-	(17)	-	(31)	27	-	369
Bases Imponibles Negativas	21	-	(23)	8	(2)	1	-	5
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	56	-	11	(9)	-	1	-	59
Otros	408	-	65	7	(26)	(24)	-	430
Total	1.942	-	25	(6)	(93)	-	-	1.868

(1) Se incluyen 22 millones de euros negativos correspondientes a las Actividades Continuas.

(2) Se incluyen 17 millones de euros negativos correspondientes a las Actividades Continuas.

Millones de Euros								
Pasivos por Impuesto Diferido	Saldo a 31/12/2013 (Re-Expresado)	Incorporación/ Reducción de Sociedades (1)	Cargo/ (Abono) Pérdidas y Ganancias (2)	Cargo/ (Abono) Patrimonio (3)	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Manteneridos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2014
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	1.233	38	1	-	(3)	(9)	(632)	628
Otros	817	2	(100)	12	4	(64)	(426)	245
Total	2.050	40	(99)	12	1	(73)	(1.058)	873

(1) Corresponde principalmente a la incorporación en el perímetro de consolidación de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (véase Nota 2.4.1).

(2) Se incluyen 59 millones de euros negativos correspondientes a las Actividades Continuas. El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2014 ha tenido un impacto de 186 millones de euros en el Estado del Resultado Consolidado, que ha minorado el valor del pasivo por impuesto diferido (véase Nota 3n).

(3) Se incluyen 15 millones de euros positivos correspondientes a las Actividades Continuas. El cambio en el tipo impositivo en España producido durante el ejercicio 2014 ha tenido un impacto de 3 millones de euros en Otro Resultado Global Consolidado, que ha minorado el valor del pasivo por impuesto diferido (véase Nota 3n).

Millones de Euros								
	Saldo a 31/12/2012 (Re-Expresado)	Incorporación/ (Reducción) de Sociedades	Cargo/ (Abono) Pérdidas y Ganancias (1)	Cargo/ (Abono) Patrimonio (2)	Diferencias de Conversión	Trasposos y otros	Trasposos a Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta (Nota 5)	Saldo a 31/12/2013 (Re-Expresado)
Pasivos por Impuesto Diferido								
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	1.371	-	(47)	-	(95)	4	-	1.233
Otros	916	-	(54)	(16)	(31)	2	-	817
Total	2.287	-	(101)	(16)	(126)	6	-	2.050

(1) Se incluyen 35 millones de euros negativos correspondientes a las Actividades Continuas.

(2) Se incluyen 13 millones de euros negativos correspondientes a las Actividades Continuas.

Como consecuencia del inicio del proceso de venta de activos de Latinoamérica descrito en la Nota 5, la Sociedad estimó que resultaba probable que se materializara el impuesto diferido de activo asociado a la diferencia entre el valor fiscal en Chile de la participación directa del 20,3% que Endesa, S.A. poseía en Enersis, S.A. y el valor contable en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA de los activos netos correspondientes a esa participación, por lo que, con fecha 31 de julio de 2014, se registró un impuesto diferido de activo por importe de 219 millones de euros en el epígrafe «Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas». El 23 de octubre de 2014, fecha de Desinversión del Negocio en Latinoamérica, se ha procedido a revertir el mencionado impuesto diferido en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» por importe de 228 millones de euros.

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de beneficios fiscales suficientes en el futuro. Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que las previsiones de beneficios futuros de las distintas sociedades de ENDESA cubren sobradamente los necesarios para recuperar estos activos.

A 31 de diciembre de 2014, no existían activos por impuestos diferidos correspondientes a pérdidas fiscales pendientes de reconocer. A 31 de diciembre de 2013 ENDESA no había reconocido activos por impuestos diferidos correspondientes a pérdidas fiscales por importe de 102 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2014 no existen bases imponibles negativas de ejercicios anteriores susceptibles de compensación con futuros beneficios.

A 31 de diciembre de 2013, el detalle de las bases imponibles negativas de ejercicios anteriores susceptibles de compensación con futuros beneficios y el año hasta el cual pueden ser utilizadas, que correspondían en su totalidad al Negocio en Latinoamérica objeto de desinversión (véase Nota 5), era el siguiente:

Millones de Euros	
Año	31 de diciembre de 2013
2014	6
2015	1
2016	55
2017	130
2018	67
Sin límite temporal	99

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 el detalle de las deducciones de cuota pendientes de aplicar con futuros beneficios y el año hasta el cual pueden ser utilizadas es el siguiente:

Millones de Euros		
Año	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013
2018	-	2
2021	3	3
2022	3	3
2023	2	2
2024	2	-
2026	7	3
2027	21	10
2028	24	13
2029	21	3
2030	16	15
2031	7	5
Sin límite	35	-
Total	141	59

23. Acreedores comerciales y otros pasivos corrientes

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Pasivos Financieros (Nota 19.2)	4.759	8.003
Proveedores y otros Acreedores	3.613	5.045
Derivados no Financieros (Nota 19.3)	335	104
Dividendo a Pagar	402	1.825
Otras Cuentas por Pagar	409	1.029
Pasivos por Impuestos	1.102	1.223
Impuesto sobre Sociedades	639	622
Hacienda Pública Acreedora por Impuesto sobre Valor Añadido (IVA)	44	102
Otros Impuestos	419	499
Total	5.861	9.226

Con fecha 2 de enero de 2015 se ha pagado el dividendo a cuenta del ejercicio 2014 aprobado por el Consejo de Administración de Endesa, S.A. de fecha 15 de diciembre de 2014, por un importe total de 402 millones de euros (0,38 euros brutos por acción) (véase Nota 15.1.10).

Con fecha 2 de enero de 2014 se ha pagado el dividendo a cuenta del ejercicio 2013 aprobado por el Consejo de Administración de Endesa, S.A. de fecha 17 de diciembre de 2013, por un importe total de 1.588 millones de euros (1,5 euros brutos por acción) (véase Nota 15.1.10).

El período medio para el pago a proveedores es de 28 días a 31 de diciembre de 2014 y 62 días a 31 de diciembre de 2013 (30 días en las Actividades Continuas, y 103 días en las Actividades Interrumpidas), por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

24. Provisiones corrientes

El desglose de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es como sigue:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla (Nota 17.2)	264	323
Expedientes de Regulación de Empleo (Nota 17.2.1)	253	323
Suspensiones de Contrato (Nota 17.2.2)	11	-
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂) (Notas 9.1)	197	137
Otras Provisiones Corrientes	83	229
Total	544	689

25. Ingresos

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Ventas	20.473	20.509
Otros Ingresos de Explotación	1.039	1.006
Total	21.512	21.515

25.1. Ventas

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Ventas de Electricidad:	14.841	15.161
Ventas Mercado Liberalizado	7.946	7.761
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	926	895
Ventas Comercialización Último Recurso	3.264	3.993
Ventas de Electricidad Mercado Mayorista	939	962
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	1.754	1.537
Trading de Electricidad	12	13
Ventas de Gas	2.862	2.751
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	2.038	2.002
Otras Ventas y Prestaciones de Servicios	732	595
Total	20.473	20.509

El detalle de las ventas procedentes de clientes externos de las principales áreas geográficas donde opera ENDESA es como sigue:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
España	18.419	18.800
Portugal	770	745
Reino Unido	447	254
Francia	250	255
Holanda	196	175
Alemania	164	165
Otros	227	115
Total	20.473	20.509

25.2. Otros ingresos de explotación

El detalle de otros ingresos de explotación correspondiente a los ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Variación Derivados Materias Energéticas	685	452
Imputación a Resultados de Subvenciones	173	160
Prestación de Servicios en Instalaciones	24	150
Otros	157	244
Total	1.039	1.006

26. Otros aprovisionamientos variables y servicios

La composición de esta partida del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2014 y 2013 es la siguiente:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Variación Derivados Materias Energéticas	786	472
Canon e Impuestos Medioambientales	670	605
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂) (Nota 9.1)	209	88
Tasa Ocupación Vía Pública / Alumbrado	191	202
Tratamiento de Residuos Radioactivos	171	179
Otros Gastos Variables	417	204
Total	2.444	1.730

La Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, fija los porcentajes de reparto de las cantidades a asumir relativas al Bono Social de 2014, correspondiendo a Endesa, S.A. un 41,61%. Dentro del epígrafe «Otros Gastos Variables» se recoge el coste relativo al Bono Social del ejercicio 2014 por importe de 102 millones de euros (véase Nota 4). Por otra parte, en el ejercicio 2013 se registró en este epígrafe un menor gasto por la retrocesión del coste de 102 millones de euros registrado en los ejercicios 2009-2011 por el Bono Social de acuerdo con el Auto del Tribunal Supremo que hizo extensible a ENDESA y al resto de empresas generadoras en régimen ordinario la sentencia dictada por dicho Tribunal Supremo declarando la nulidad de la asunción del coste del Bono Social por las sociedades generadoras de electricidad.

27. Gastos de personal

La composición de esta partida del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2014 y 2013 es la siguiente:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Sueldos y Salarios	740	757
Aportaciones a Planes de Pensiones (Nota 17.1)	68	63
Provisiones por Planes de Reestructuración de Plantilla	303	(54)
Provisión por Expedientes de Regulación de Empleo (Nota 17.2.1)	(46)	(54)
Provisión por Suspensión de Contratos (Nota 17.2.2)	349	—
Otros Gastos de Personal y Cargas Sociales	134	274
Total	1.245	1.030

28. Otros gastos fijos de explotación

La composición de esta partida del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2014 y 2013 es la siguiente:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Reparaciones y Conservación	438	400
Primas de Seguros	55	63
Servicios de Profesionales Independientes y Servicios Externalizados	50	59
Arrendamientos y Cánones (Nota 7.1)	41	43
Tributos y Tasas	73	62
Gastos de Viajes	20	22
Otros Gastos Fijos de Explotación	639	708
Total	1.316	1.356

29. Amortizaciones y pérdidas por deterioro

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Dotación Amortización Inmovilizado Material (Nota 7)	1.261	1.318
Dotación Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias (Notas 7 y 8)	124	(20)
Dotación Amortización Activo Intangible (Nota 9)	89	90
Dotación Pérdidas por Deterioro Activo Intangible (Nota 9)	17	87
Dotación Provisiones para Insolvencias y otros (Nota 13)	127	126
Total	1.618	1.601

30. Resultado financiero neto

El desglose del epígrafe «Resultado Financiero» del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Ingresos Financieros	56	98
Ingresos de Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	5	3
Ingresos por otros Activos Financieros	30	62
Otros Ingresos Financieros	21	33
Gastos Financieros	(249)	(224)
Por Deuda (Nota 19.4.2)	(136)	(160)
Por Provisiones	(85)	(34)
Gastos Financieros Activados (Notas 3a y 3b)	6	3
Otros Gastos Financieros	(6)	(5)
Gasto por Obligaciones Post-empleo (Nota 17.1)	(28)	(28)
Resultados por Instrumentos Financieros Derivados	23	(10)
Resultados por Coberturas de Flujos de Efectivo	(11)	(28)
Resultados por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados	7	(21)
Resultados por Coberturas de Valor Razonable	30	33
Resultados por Valoración de Instrumentos Financieros a Valor Razonable	(3)	6
Diferencias de Cambio	4	30
Positivas	91	96
Negativas	(87)	(66)
Resultado Financiero Neto	(166)	(106)

31. Impuesto sobre Sociedades

El desglose del epígrafe «Impuesto sobre Sociedades» de las Actividades Continuas del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Impuesto del Ejercicio Corriente	558	413
Impuesto del Ejercicio Diferido (Nota 22)	(165)	(14)
Regularizaciones Años Anteriores	(13)	(15)
Provisiones Fiscales de Impuesto sobre Sociedades	(45)	12
Ajuste Tipo Impositivo (Ley 27/2014, de 27 de noviembre) (Nota 3n)	(39)	-
Total	296	396

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre beneficios que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente en España al «Resultado Antes de Impuestos» de las Actividades Continuas y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado del Resultado Consolidado y la conciliación de éste con la cuota líquida del Impuesto sobre Sociedades correspondiente a los ejercicios 2014 y 2013 de las Actividades Continuas:

	Millones de Euros	
	2014	2013 (Re-expresado)
Resultado Antes de Impuestos de las Actividades Continuas	1.239	1.572
Diferencias Permanentes	247	(87)
Resultado Ajustado	1.486	1.485
Tipo Impositivo (%)	30,0	30,0
Resultado Ajustado por Tipo Impositivo	446	446
Regularizaciones y otros	8	10
Deducciones de Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio	(61)	(57)
Ajuste Tipo Impositivo (Ley 27/2014, de 27 de noviembre) (Nota 3n)	(39)	-
Gasto por Impuesto sobre Sociedades en el Estado del Resultado Consolidado	354	399
Impuesto Registrado Directamente en Patrimonio en el Ejercicio	(83)	5
Ajuste Tipo Impositivo (Ley 27/2014, de 27 de noviembre) (Nota 3n)	28	-
Total Impacto Fiscal del Ejercicio	299	404
Variación en el Ejercicio de Impuestos Diferidos	260	8
Cuota Líquida de las Actividades Continuas	559	412

La operación de Desinversión del Negocio en Latinoamérica descrita en la Nota 5, está exenta de tributación en España por tratarse de rentas obtenidas en la transmisión de la participación en entidades no residentes en territorio español y en entidades de tenencia de valores, de acuerdo con los artículos 21 y 118 de la Ley del Impuesto sobre Sociedades. Sin embargo la operación sí está sujeta a tributación en Chile lo ha supuesto el pago por parte de Endesa, S.A. de un impuesto por importe de 51 millones de euros. Este importe, junto con la reversión del impuesto diferido de activo por importe de 228 millones de euros registrado por la participación directa de Endesa, S.A. en Enersis, S.A. (véase Nota 22), ha supuesto un gasto de 279 millones de euros que ha sido registrado en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas» (véase Nota 5).

32. Información por segmentos

32.1. Criterios de segmentación

Hasta el momento de la Desinversión del Negocio en Latinoamérica descrita en la Nota 5 y materializada con fecha 23 de octubre de 2014, la actividad de ENDESA se organizaba principalmente en dos líneas de negocio, cada una de ellas centrada en un área geográfica específica:

(i) España y Portugal, que incluía todas las actividades que desarrolla ENDESA en España y Portugal y en otros países distintos a aquellos del área geográfica de Latinoamérica, y

(ii) Latinoamérica.

Por este motivo, ENDESA presentaba su información por Segmentos diferenciando entre las dos líneas de negocio mencionadas.

Por otra parte, ENDESA consideraba como Segmentos secundarios la Generación y la Distribución, incluyendo en cada uno de ellos la actividad de Comercialización vinculada al mismo.

Conforme a lo expuesto en los párrafos anteriores, y teniendo en cuenta la información financiera diferenciada que la Sociedad analiza para la toma de decisiones, la información por Segmentos que se incluye en estas Cuentas Anuales Consolidadas se corresponde con las Actividades Continuas e incluye:

(i) Generación, junto con la Comercialización;

(ii) Distribución;

(iii) Estructura, que recoge los saldos y transacciones de las sociedades tenedoras de las participaciones o «Hol-

ding» y de las sociedades cuya actividad es la de financiación; y

(iv) Ajustes y Eliminaciones de Consolidación, que incluye las eliminaciones y ajustes propios del proceso de consolidación de los segmentos.

Adicionalmente, el Estado de Situación Financiera Segmentado a 31 de diciembre de 2013 y los Estados del Resultado Segmentados correspondientes a los ejercicios 2014 y 2013 incluyen también la información del Segmento de Latinoamérica que existió en 2013 y en 2014 hasta el 23 de octubre, fecha en que se materializó la desinversión.

Dado que la organización societaria de ENDESA coincide, básicamente, con la de los Segmentos mencionados anteriormente, los repartos establecidos en la información por Segmentos que se presenta a continuación se basan en la información financiera de las sociedades que se integran en cada Segmento.

Las operaciones entre Segmentos forman parte del tráfico habitual en cuanto a su objeto y condiciones.

En los ejercicios 2014 y 2013, ENDESA no posee, en ninguno de los Segmentos, ningún cliente externo que represente el 10% o más de sus ingresos.

32.2. Información por segmentos

A continuación se presenta la información por Segmentos referente a los Estados del Resultado Consolidados correspondientes a los ejercicios 2014 y 2013 y a los Estados de Situación Financiera Consolidados a 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Información por Segmentos: Estado del Resultado correspondiente al ejercicio 2014

Millones de Euros							
2014							
	España y Portugal				Total España y Portugal	Latinoamérica (Nota 5)	Total
	Generación	Distribución	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación			
INGRESOS	19.148	2.531	491	(659)	21.512	-	21.512
Ventas	18.352	2.252	383	(514)	20.473	-	20.473
Otros Ingresos de Explotación	797	279	108	(145)	1.039	-	1.039
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(15.904)	(141)	(206)	277	(15.974)	-	(15.974)
Compras de Energía	(5.148)	-	-	22	(5.126)	-	(5.126)
Consumo de Combustibles	(2.486)	-	-	-	(2.486)	-	(2.486)
Gastos de Transporte	(5.915)	-	-	(3)	(5.918)	-	(5.918)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(2.355)	(141)	(206)	258	(2.444)	-	(2.444)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	3.245	2.390	285	(382)	5.538	-	5.538
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	13	100	-	-	113	-	113
Gastos de Personal	(635)	(335)	(313)	38	(1.245)	-	(1.245)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.073)	(464)	(180)	401	(1.316)	-	(1.316)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.550	1.691	(208)	57	3.090	-	3.090
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro (*)	(858)	(724)	(45)	9	(1.618)	-	(1.618)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	692	967	(253)	66	1.472	-	1.472
RESULTADO FINANCIERO	(159)	(82)	76	(1)	(166)	-	(166)
Ingreso Financiero	26	32	452	(400)	110	-	110
Gasto Financiero	(181)	(114)	(385)	400	(280)	-	(280)
Diferencias de Cambio Netas	(4)	-	9	(1)	4	-	4
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(55)	2	9	-	(44)	-	(44)
Resultado de otras Inversiones	(1)	2	8.067	(8.066)	2	-	2
Resultado en Ventas de Activos	(28)	-	3.934	(3.931)	(25)	-	(25)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	449	889	11.833	(11.932)	1.239	-	1.239
Impuestos sobre Sociedades	(86)	(208)	(40)	38	(296)	-	(296)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	363	681	11.793	(11.894)	943	-	943
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	-	-	-	-	-	3.045	3.045
RESULTADO DEL EJERCICIO	363	681	11.793	(11.894)	943	3.045	3.988
Sociedad Dominante	363	681	11.800	(11.894)	950	2.387	3.337
Intereses Minoritarios	-	-	(7)	-	(7)	658	651

(*) El Segmento España y Portugal incluye pérdidas netas por deterioro por importe de 268 millones de euros, de las cuales 154 millones de euros, 111 millones de euros y 3 millones de euros corresponden a generación, distribución y estructura, respectivamente. El Segmento Latinoamérica incluye pérdidas netas por deterioro hasta la fecha de desinversión del mismo por importe de 39 millones de euros que se incluyen en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas».

Información por Segmentos: Estado del Resultado correspondiente al ejercicio 2013

Millones de Euros							
2013 (Re-expresado)							
	España y Portugal				Total España y Portugal	Latinoamérica (Nota 5)	Total
	Generación	Distribución	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación			
INGRESOS	19.214	2.500	435	(634)	21.515	-	21.515
Ventas	18.446	2.221	380	(538)	20.509	-	20.509
Otros Ingresos de Explotación	768	279	55	(96)	1.006	-	1.006
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(16.050)	(134)	(51)	220	(16.015)	-	(16.015)
Compras de Energía	(5.389)	-	-	10	(5.379)	-	(5.379)
Consumo de Combustibles	(2.780)	-	-	-	(2.780)	-	(2.780)
Gastos de Transporte	(6.101)	-	-	(5)	(6.106)	-	(6.106)
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios	(1.780)	(134)	(51)	215	(1.750)	-	(1.750)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	3.164	2.366	384	(414)	5.500	-	5.500
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	3	99	-	-	102	-	102
Gastos de Personal	(500)	(306)	(224)	-	(1.030)	-	(1.030)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.079)	(523)	(172)	418	(1.356)	-	(1.356)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.588	1.636	(12)	4	3.216	-	3.216
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro (*)	(981)	(617)	(59)	56	(1.601)	-	(1.601)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	607	1.019	(71)	60	1.615	-	1.615
RESULTADO FINANCIERO	(150)	29	16	(3)	(106)	-	(106)
Ingreso Financiero	34	61	553	(506)	142	-	142
Gasto Financiero	(189)	(37)	(561)	504	(278)	-	(278)
Diferencias de Cambio Netas	5	-	24	1	30	-	30
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	51	-	6	-	57	-	57
Resultado de otras Inversiones	8	1	2.303	(2.302)	10	-	10
Resultado en Ventas de Activos	(16)	12	-	-	(4)	-	(4)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	500	1.061	2.254	(2.243)	1.572	-	1.572
Impuestos sobre Sociedades	(83)	(309)	(25)	21	(396)	-	(396)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	417	752	2.229	(2.222)	1.176	-	1.176
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	-	-	-	-	-	1.767	1.767
RESULTADO DEL EJERCICIO	417	752	2.229	(2.222)	1.176	1.767	2.943
Sociedad Dominante	417	752	2.229	(2.222)	1.176	703	1.879
Intereses Minoritarios	-	-	-	-	-	1.064	1.064

(*) El Segmento España y Portugal incluye pérdidas netas por deterioro por importe de 194 millones de euros, de las cuales 208 millones de euros y 5 millones de euros corresponden a dotaciones realizadas en generación y distribución, respectivamente, y 19 millones de euros de reversiones corresponden a estructura. El Segmento Latinoamérica incluye pérdidas netas por deterioro por importe de 113 millones de euros que se incluyen en el epígrafe «Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas».

Información por Segmentos: Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2014

Millones de Euros							
31 de diciembre de 2014							
España y Portugal							
	Generación	Distribución	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total	Latinoamérica (Nota 5)	Total
ACTIVO							
Activo no Corriente	11.628	12.974	25.371	(25.222)	24.751	-	24.751
Inmovilizado Material	9.315	11.782	11	(4)	21.104	-	21.104
Inversiones Inmobiliarias	-	3	57	(38)	22	-	22
Activo Intangible	397	123	106	1	627	-	627
Fondo de Comercio	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	979	21	104	-	1.104	-	1.104
Activos Financieros no Corrientes	337	567	24.938	(25.223)	619	-	619
Activos por Impuesto Diferido	600	478	155	42	1.275	-	1.275
Activo Corriente	4.403	1.351	1.393	(1.202)	5.945	-	5.945
Existencias	953	55	-	-	1.008	-	1.008
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	2.509	866	422	(726)	3.071	-	3.071
Activos Financieros Corrientes	756	428	502	(476)	1.210	-	1.210
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	177	2	469	-	648	-	648
Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	8	-	-	-	8	-	8
TOTAL ACTIVO	16.031	14.325	26.764	(26.424)	30.696	-	30.696
PATRIMONIO NETO Y PASIVO							
Patrimonio Neto	4.539	1.367	17.441	(14.772)	8.575	-	8.575
De la Sociedad Dominante	4.539	1.367	17.442	(14.772)	8.576	-	8.576
De los Intereses Minoritarios	-	-	(1)	-	(1)	-	(1)
Pasivo no Corriente	7.225	10.660	7.764	(9.934)	15.715	-	15.715
Ingresos Diferidos	55	4.592	-	(35)	4.612	-	4.612
Provisiones no Corrientes	2.084	1.077	315	115	3.591	-	3.591
Deuda Financiera no Corriente	4.535	4.188	7.370	(10.010)	6.083	-	6.083
Otros Pasivos no Corrientes	133	411	11	1	556	-	556
Pasivos por Impuesto Diferido	418	392	68	(5)	873	-	873
Pasivo Corriente	4.267	2.298	1.559	(1.718)	6.406	-	6.406
Deuda Financiera Corriente	247	4	564	(914)	1	-	1
Provisiones Corrientes	392	97	55	-	544	-	544
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	3.628	2.197	840	(804)	5.861	-	5.861
Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	16.031	14.325	26.764	(26.424)	30.696	-	30.696

Información por Segmentos: Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2013

Millones de Euros							
31 de diciembre de 2013 (Re-expresado) (*)							
(España y Portugal)							
	Generación	Distribución	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total	Latinoamérica (Nota 5)	Total
ACTIVO							
Activo no Corriente	11.936	14.545	33.321	(33.559)	26.243	16.452	42.695
Inmovilizado Material	9.522	11.823	11	(17)	21.339	10.252	31.591
Inversiones inmobiliarias	-	3	19	(7)	15	62	77
Activo Intangible	340	159	127	(21)	605	1.620	2.225
Fondo de Comercio	-	-	-	-	-	2.302	2.302
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	940	23	102	-	1.065	343	1.408
Activos Financieros no Corrientes	648	2.139	32.891	(33.562)	2.116	1.108	3.224
Activos por Impuesto Diferido	486	398	171	48	1.103	765	1.868
Activo Corriente	5.089	1.033	3.647	(1.918)	7.851	5.411	13.262
Existencias	954	42	-	-	996	107	1.103
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	2.622	975	488	(974)	3.111	1.821	4.932
Activos Financieros Corrientes	1.301	7	1.448	(944)	1.812	1.266	3.078
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	208	9	1.711	-	1.928	2.217	4.145
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	4	-	-	-	4	-	4
TOTAL ACTIVO	17.025	15.578	36.968	(35.477)	34.094	21.863	55.957
PATRIMONIO NETO Y PASIVO							
Patrimonio Neto	7.952	4.690	21.255	(18.228)	15.669	11.093	26.762
De la Sociedad Dominante	7.952	4.690	21.255	(18.228)	15.669	4.852	20.521
De los Intereses Minoritarios	-	-	-	-	-	6.241	6.241
Pasivo no Corriente	5.234	8.675	11.625	(13.228)	12.306	5.847	18.153
Ingresos Diferidos	58	4.576	-	(86)	4.548	25	4.573
Provisiones no Corrientes	1.569	986	216	120	2.891	605	3.496
Deuda Financiera no Corriente	3.058	2.345	11.275	(13.287)	3.391	4.046	7.437
Otros Pasivos no Corrientes	95	401	7	(2)	501	96	597
Pasivos por Impuesto Diferido	454	367	127	27	975	1.075	2.050
Pasivo Corriente	3.839	2.213	4.088	(4.021)	6.119	4.923	11.042
Deuda Financiera Corriente	23	4	2.026	(2.039)	14	1.113	1.127
Provisiones Corrientes	381	123	58	-	562	127	689
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	3.435	2.086	2.004	(1.982)	5.543	3.683	9.226
Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	17.025	15.578	36.968	(35.477)	34.094	21.863	55.957

(*) Re-expresado conforme a lo explicado en la Nota 2.2.

33. Saldos y transacciones con partes vinculadas

Partes vinculadas son aquellas sobre las que ENDESA, directa o indirectamente a través de una o más sociedades intermediarias, ejerce control o control conjunto, tiene una influencia significativa o es personal clave de la Dirección de ENDESA.

Constituyen personal clave de la Dirección de ENDESA aquellas personas que tienen autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de ENDESA, ya sea directa o indirectamente, incluido cualquier miembro del Consejo de Administración.

Las operaciones entre la Sociedad y sus Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta, que son partes vinculadas, forman parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones y han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta Nota.

A efectos de la información incluida en esta Nota se han considerado accionistas significativos de la Sociedad, a todas las empresas que componen el Grupo Enel y que no se integran en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA. Asimismo, se han incluido las transacciones realizadas durante el ejercicio 2014 con las sociedades pertenecientes al Negocio en Latinoamérica desde la fecha de su baja en el perímetro de consolidación, 23 de octubre de 2014, como consecuencia de la operación de desinversión detallada en la Nota 5, hasta el 31 de diciembre de 2014.

Todas las operaciones con partes vinculadas se realizan con arreglo a los términos y condiciones habituales de mercado.

33.1. Gastos e ingresos y otras transacciones

Los saldos y operaciones relevantes realizadas durante los ejercicios 2014 y 2013 con partes vinculadas, todas ellas cerradas en condiciones de mercado, han sido las siguientes:

33.1.1. Gastos e ingresos

Millones de Euros					
2014					
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección (véase Nota 33.4)	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	Total
Actividades Continuas					
Gastos Financieros	46	-	-	-	46
Contratos de Gestión o Colaboración	29	-	-	-	29
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	-	-	-	-	-
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Recepción de Servicios	157	-	-	-	157
Compra de Bienes (Terminados o en Curso)	147	-	-	-	147
Correcciones Valorativas por Deudas Incobrables o de Dudoso Cobro	-	-	-	-	-
Pérdidas por Baja o Enajenación de Activos	-	-	-	-	-
Otros Gastos (*)	533	-	-	-	533
Total Gastos de Actividades Continuas	912	-	-	-	912
Total Gastos de Actividades Interrumpidas	19	-	-	-	19
TOTAL GASTOS	931	-	-	-	931
Actividades Continuas					
Ingresos Financieros	2	-	-	-	2
Contratos de Gestión o Colaboración	12	-	-	-	12
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	-	-	-	-	-
Dividendos Recibidos	-	-	-	-	-
Arrendamientos	8	-	-	-	8
Prestación de Servicios	14	-	-	-	14
Venta de Bienes (Terminados o en Curso)	43	-	-	-	43
Beneficios por Baja o Enajenación de Activos	-	-	-	-	-
Otros Ingresos	374	-	-	-	374
Total Ingresos de Actividades Continuas	453	-	-	-	453
Total Ingresos de Actividades Interrumpidas (**)	1.766	-	-	-	1.766
TOTAL INGRESOS	2.219	-	-	-	2.219

(*) Se incluyen 22 millones de euros que se han registrado en «Otro Resultado Global».

(**) Se incluyen 1.764 millones de euros correspondientes a la plusvalía neta generada por la operación de Desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 5).

Millones de Euros					
2013 (Re-expresado)					
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección (véase Nota 33.4)	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	Total
Actividades Continuas					
Gastos Financieros	36	-	-	-	36
Contratos de Gestión o Colaboración	27	-	-	-	27
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	-	-	-	-	-
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Recepción de Servicios	169	-	-	-	169
Compra de Bienes (Terminados o en Curso)	170	-	-	-	170
Correcciones Valorativas por Deudas Incobrables o de Dudoso Cobro	-	-	-	-	-
Pérdidas por Baja o Enajenación de Activos	-	-	-	-	-
Otros Gastos (*)	185	-	-	-	185
Total Gastos de Actividades Continuas	587	-	-	-	587
Total Gastos de Actividades Interrumpidas	17	-	-	-	17
TOTAL GASTOS	604	-	-	-	604
Actividades Continuas					
Ingresos Financieros	1	-	-	-	1
Contratos de Gestión o Colaboración	14	-	-	-	14
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	-	-	-	-	-
Dividendos Recibidos	-	-	-	-	-
Arrendamientos	8	-	-	-	8
Prestación de Servicios	4	-	-	-	4
Venta de Bienes (Terminados o en Curso)	30	-	-	-	30
Beneficios por Baja o Enajenación de Activos	-	-	-	-	-
Otros Ingresos	146	-	-	-	146
Total Ingresos de Actividades Continuas	203	-	-	-	203
Total Ingresos de Actividades Interrumpidas	2	-	-	-	2
TOTAL INGRESOS	205	-	-	-	205

(*) Se incluyen 5 millones de euros que se han registrado en «Otro Resultado Global».

En el ejercicio 2014 en la línea de ingresos de actividades interrumpidas se incluyen 1.764 millones de euros correspondientes a la plusvalía neta generada por la operación de Desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 5).

Por lo que respecta a las transacciones con partes vinculadas incluidas dentro del apartado «Otros Gastos» del ejercicio 2014 corresponden a compras de energía por importe de 9 millones de euros (5 millones de euros en el ejercicio 2013) y variaciones negativas en el valor razonable de instrumentos financieros derivados de electricidad y otros productos energéticos por importe de 524 millones de euros (180 millones de euros en el ejercicio 2013).

Las principales transacciones con partes vinculadas incluidas dentro del apartado «Otros Ingresos» del ejercicio 2014 recogen las variaciones positivas en el valor razonable de instrumentos financieros derivados de electricidad y otros productos energéticos por importe de 326 millones de euros (106 millones de euros en el ejercicio 2013), otros ingresos por venta de energía por importe de 9 millones de euros (4 millones de euros en el ejercicio 2013) y los resultados por importe de 39 millones de euros aportados por Enel Green Power España, S.L., Enel Insurance, N.V. y Compostilla Re, S.A., en las que ENDESA posee participación del 40%, 50% y 50%, respectivamente, que se registran en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA por el método de participación (36 millones de euros en el ejercicio 2013).

33.1.2. Otras transacciones

	Millones de Euros				
	2014				
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección (véase Nota 33.4)	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	Total
Actividades Continuas					
Compra de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	200	—	—	—	200
Acuerdos de Financiación (Prestamista)	4	1	—	—	5
Contratos de Arrendamiento financiero (Arrendador)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendador)	—	—	—	—	—
Venta de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	—	—	—	—	—
Acuerdos de Financiación (Prestatario)	4 619	—	—	—	4 619
Contratos de Arrendamiento financiero (Arrendatario)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendatario)	—	—	—	—	—
Garantías y Avals Prestados	—	7	—	—	7
Garantías y Avals Recibidos	113	—	—	—	113
Compromisos Adquiridos	—	—	—	—	—
Compromisos / Garantías Canceladas	—	—	—	—	—
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	14 908	—	—	—	14 908
Otras Operaciones	—	—	—	—	—
Actividades Interrumpidas (*)	8.253	—	—	—	8.253

(*) Se incluye el cobro recibido por la operación de Desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 5).

	Millones de Euros				
	2013 (Re-expresado)				
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección (véase Nota 33.4)	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	Total
Actividades Continuas					
Compra de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	76	—	—	—	76
Acuerdos de Financiación (Prestamista)	1.000	1	—	—	1.001
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendador)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendador)	—	—	—	—	—
Venta de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	—	—	—	—	—
Acuerdos de Financiación (Prestatario)	—	—	—	—	—
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendatario)	—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendatario)	—	—	—	—	—
Garantías y Avaes Prestados	—	7	—	—	7
Garantías y Avaes Recibidos	—	—	—	—	—
Compromisos Adquiridos	—	—	—	—	—
Compromisos / Garantías Canceladas	—	—	—	—	—
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	—	—	—	—	—
Otras Operaciones	—	—	—	—	—
Actividades Interrumpidas	9	—	—	—	9

En el ejercicio 2014, la principal transacción con partes vinculadas incluida dentro del apartado «Actividades Interrumpidas» es la operación de venta a Enel Iberoamérica, S.L.U. del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 5).

Igualmente, en 2014 el apartado «Acuerdos de Financiación (Prestatario)» incluye el préstamo intercompañía suscrito con Enel Finance International, N.V. por importe de 4.500 millones de euros (véase Nota 18.2). Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2014 ENDESA tiene contratada una póliza de crédito con Enel Finance International, N.V. de 1.000 millones de euros que no se encuentra dispuesta (véase Nota 18.2).

Por último, en 2014 el apartado «Dividendos y otros Beneficios Distribuidos» recoge el importe de los dividendos abonados a Enel Iberoamérica, S.L.U. (véase Nota 15.1.10).

En el ejercicio 2014, en el apartado «Garantías y Avaluos Prestados», se incluye la garantía recibida de Enel, S.p.A. Ende-sa por importe de 137 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente 113 millones de euros) para el cumpli-

miento de los contratos para la compra de gas natural licua-do (GNL) a Corpus Christi Liquefaction, LLC (véase Nota 12).

A 31 de diciembre de 2013, el epígrafe «Acuerdos de Finan-ciación: Prestamista» incluía 1.000 millones de euros que es-taban colocados en Enel Iberoamérica, S.L.U. y que fueron cancelados con fecha 2 de enero de 2014 con motivo del abono del dividendo a cuenta (véase Nota 15.1.10).

Los Administradores, o personas actuando por cuenta de éstos, no han realizado durante los ejercicios 2014 y 2013 operaciones con la Sociedad, o con otras de sus Sociedades Dependientes, ajenas a su tráfico ordinario o al margen de las condiciones de mercado.

El importe de las operaciones realizadas con otras partes vin-culadas a determinados miembros del Consejo de Adminis-tración de la Sociedad no supera en su conjunto un millón de euros correspondiendo todas ellas al tráfico ordinario de la Sociedad y habiéndose realizado en condiciones de mer-cado.

33.1.3. Otra información

Los saldos a 31 de diciembre de 2014 y 2013 con los Accionistas Significativos son los que se detallan a continuación:

	Millones de Euros			
	31 de diciembre de 2014	% s/Estado de Situación Financiera Consolidado	31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)	% s/Estado de Situación Financiera Consolidado
Activos Financieros no Corrientes	24	3,9	3	0,1
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	216	7,8	77	1,7
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corrientes	278	95,5	243	57,9
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	-	Na	1.000	24,1
ACTIVO	518	1,7	1.323	2,4
Deuda Financiera no Corriente	4.619	75,9	118	1,6
Otros Pasivos no Corrientes	28	5,0	3	0,5
Deuda Financiera Corriente	-	Na	2	0,2
Proveedores y otros Acreedores	830	15,9	1.858	21,6
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corrientes	619	96,9	401	64,5
PASIVO	6.096	19,9	2.382	4,3

33.2. Empresas asociadas y negocios conjuntos

A continuación de desglosa la información a 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los créditos y avales concedidos e Empresas Asociadas y Negocios Conjuntos:

	Millones de Euros			
	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos	
	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013
Créditos (Nota 19.1.1)	71	13	19	44
Avales Concedidos	4	70	32	32

Las transacciones realizadas durante los ejercicios 2014 y 2013 con Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, no eliminadas en el proceso de consolidación, se detallan a continuación:

	Millones de Euros					
	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación conjunta	
	2014	2013 (*)	2014	2013 (*)	2014	2013
Ingresos	5	8	1	-	-	-
Gastos	13	9	17	16	52	51

(*) Correspondientes en su totalidad a Actividades Continuas. El importe correspondiente a las Actividades Interrumpidas ascendió, en las Sociedades Asociadas, a 6 millones de euros en concepto de ingresos y 5 millones de euros en concepto de gastos. En los Negocios Conjuntos dichos importes fueron de 18 millones de euros y 52 millones de euros, respectivamente.

33.3. Planes de pensiones

A 31 de diciembre de 2013 el importe a pagar a los planes de pensiones de ENDESA por los Planes de Reequilibrio aprobados ascendía a 5 millones de euros. A 31 de diciembre de 2014 no hay importe alguno a desembolsar por este concepto.

Estos importes se han registrado en el epígrafe «Deuda Financiera» del Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.

33.4. Administradores y Alta Dirección

33.4.1. Retribución del Consejo de Administración

El artículo 41º de los Estatutos Sociales establece que «la remuneración de los administradores se compone de los si-

guientes conceptos: asignación fija mensual y participación en beneficios. La remuneración, global y anual, para todo el Consejo y por los conceptos anteriores, será el uno por mil de los beneficios del grupo consolidado, aprobados por la Junta General, si bien el Consejo de Administración podrá reducir este porcentaje en los ejercicios en que lo estime conveniente. Todo ello sin perjuicio de lo establecido en el párrafo tercero de este artículo con relación a las dietas.

Corresponderá al propio Consejo la distribución del importe citado entre los conceptos anteriores y entre los administradores en la forma, momento y proporción que libremente determine.

Los miembros del Consejo de Administración percibirán también dietas por asistencia a cada sesión de los órganos de administración de la sociedad y sus comités. La cuantía de dicha dieta será, como máximo, el importe que, de conformidad con los párrafos anteriores, se determine como asignación fija mensual. El Consejo de Administración podrá, dentro de este límite, establecer la cuantía de las dietas.

Las retribuciones previstas en los apartados precedentes, derivadas de la pertenencia al Consejo de Administración, serán compatibles con las demás percepciones profesionales o laborales que correspondan a los Consejeros por cualesquiera otras funciones ejecutivas o de asesoramiento que, en su caso, desempeñen para la Sociedad distintas de las de supervisión y decisión colegiada propias de su condición de Consejeros, las cuales se someterán al régimen legal que les fuere aplicable.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 218 de la Ley de Sociedades de Capital, la remuneración por el concepto participación en beneficios, sólo podrán percibirla los administradores después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y de la estatutaria y de haberse reconocido a los accionistas un dividendo mínimo del 4% del valor nominal de las acciones.»

Así, los miembros del Consejo de Administración de Endesa, S.A. han percibido retribuciones en su condición de Consejeros de la Sociedad, y por su pertenencia, en algunos casos, a Consejos de Administración de empresas dependientes, y los miembros del Consejo de Administración que ejercen además funciones ejecutivas han percibido sus retribuciones por este concepto.

Durante el ejercicio 2014, la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 15.642,56 euros brutos y la dieta por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comité de Nombramientos y Retribuciones, Comité de Auditoría y Cumplimiento, ascendió a 1.502,53 euros brutos cada una (véase Nota 33.4.7).

Asimismo, los miembros del Consejo de Administración, Consejeros Ejecutivos, por el desempeño de funciones en la Sociedad distintas a las de Consejero, perciben una remuneración conforme a la estructura salarial de la Alta Dirección de ENDESA y cuyos principales componentes son:

- Retribución Fija Anual: Compensación en metálico de carácter mensual ligada a la complejidad y responsabilidad de las funciones encomendadas.

- Retribución Variable a Corto Plazo: Retribución en efectivo no garantizada sujeta al cumplimiento de objetivos anuales fijados a través de los sistemas de evaluación establecidos en la Compañía.

- Retribución Variable a Largo Plazo: Retribución en efectivo no garantizada sujeta al cumplimiento de objetivos plurianuales.

- Beneficios y otras Prestaciones Sociales: Retribución, normalmente de carácter no monetario, que se percibe de acuerdo a ciertos requisitos o condiciones especiales determinados voluntaria, legal, contractual o convencionalmente.

El detalle de las retribuciones percibidas por los miembros del Consejo de Administración, en los ejercicios 2014 y 2013, es el siguiente:

	Euros								Total Ejercicio 2014
	Sueldo	Remuneración Fija	Dietas	Retribución Variable a Corto Plazo	Retribución Variable a Largo Plazo	Indemnizaciones	Otros Conceptos	Retribución Devengada en Otras Sociedades	
D. Borja Prado Eulate	812.000	187.710	42.071	813.939	649.600	-	37.310	91.483	2.634.113
D. Francesco Starace (1) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D. José D. Bogas Gálvez (3)	191.946	-	-	125.436	100.772	-	10.867	-	429.021
D. Alejandro Echevarría Busquet	-	187.710	57.097	-	-	-	-	-	244.807
D. Livio Gallo (7) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Alberto de Paoli (5) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio (5)	-	31.285	4.508	-	-	-	-	-	35.793
D. Miquel Roca Junyent	-	187.710	57.097	-	-	-	-	-	244.807
D. Enrico Viale (7) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Andrea Brentan (4)	546.364	-	-	-	-	11.003.000	768.715	-	12.318.079
D. Salvador Montejó Velilla (6)	438.299	-	-	302.161	278.918	-	25.103	-	1.044.481
D. Fulvio Conti (2) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Luigi Ferraris (6) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Massimo Cioffi (2) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Gianluca Comin (2) (8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.988.609	594.415	160.773	1.241.536	1.029.290	11.003.000	841.995	91.483	16.951.101

(1) Forma parte del Consejo de Administración desde el 16 de junio de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 16 de junio a 31 de diciembre de 2014.

(2) No forma parte del Consejo de Administración desde el 16 de junio de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 1 de enero a 16 de junio de 2014.

(3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 7 de octubre a 31 de diciembre de 2014.

(4) No forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 1 de enero a 7 de octubre de 2014.

(5) Forma parte del Consejo de Administración desde el 4 de noviembre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 4 de noviembre a 31 de diciembre de 2014.

(6) No forma parte del Consejo de Administración desde el 4 de noviembre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 1 de enero a 4 de noviembre de 2014.

(7) Forma parte del Consejo de Administración desde el 21 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 21 de octubre a 31 de diciembre de 2014.

(8) Los Consejeros Dominicales de Enel no perciben cantidad alguna por su desempeño como tales en el Consejo de Administración de Endesa, S.A.

Euros							
2013							
	Sueldo	Remuneración Fija	Dietas	Retribución Variable a Corto Plazo	Retribución Variable a Largo Plazo	Otros Conceptos	Retribución Devengada en Otras Sociedades
D. Borja Prado Eulate	812.000	250.281	44.074	495.872	649.600	37.894	79.835
D. Andrea Brentan	710.500	-	-	236.838	568.400	194.615	-
D. Fulvio Conti (1)	-	-	-	-	-	-	-
D. Luigi Ferraris (1)	-	-	-	-	-	-	-
D. Massimo Cioffi (1)	-	-	-	-	-	-	-
D. Gianluca Comin (1)	-	-	-	-	-	-	-
D. Alejandro Echevarría Busquet	-	250.281	62.104	-	-	-	-
D. Miquel Roca Junyent	-	250.281	62.104	-	-	-	-
D. Salvador Montejó Velilla	557.836	-	-	290.074	334.701	32.798	-
Total	2.080.336	750.843	166.282	1.022.764	1.552.701	265.307	79.835

(1) En enero de 2013, los Consejeros Dominicales de Enel renunciaron a percibir cantidad alguna por su desempeño como tales en el Consejo de Administración de Endesa, S. A.

Anticipos y préstamos

Euros		
Miembros	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013
D. Salvador Montejó Velilla (1)	-	168.283
D. José D. Bogas Gálvez (2)	407.572	-
Total	407.572	168.283

(1) No forma parte del Consejo de Administración desde el 4 de noviembre de 2014.

(2) Forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014.

Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones

Euros		
Miembros	2014	2013
D. Borja Prado Eulate	208.044	208.434
D. Andrea Brentan (1)	185.659	190.437
D. Salvador Montejó Velilla (2)	161.916	195.412
D. José D. Bogas Gálvez (3)	61.584	-
Total	617.203	594.283

(1) No forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 1 de enero a 7 de octubre de 2014.

(2) No forma parte del Consejo de Administración desde el 4 de noviembre de 2014 por lo que la información de 2014 se refiere al período de 1 de enero a 4 de noviembre de 2014.

(3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 7 de octubre a 31 de diciembre de 2014.

Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas

Euros		
Miembros	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013
D. Borja Prado Eulate	1.249.480	987.784
D. Andrea Brentan (1)	-	867.137
D. Salvador Montejó Velilla (2)	-	2.559.520
D. José D. Bogas Gálvez (3)	7.877.685	-
Total	9.127.165	4.414.441

(1) No forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 1 de enero a 7 de octubre de 2014.

(2) No forma parte del Consejo de Administración desde el 4 de noviembre de 2014 por lo que la información de 2014 se refiere al período de 1 de enero a 4 de noviembre de 2014.

(3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al período de 7 de octubre a 31 de diciembre de 2014.

Primas de Seguros de Vida

Miembros	Euros	
	2014	2013
D. Borja Prado Eulate	102.554	102.751
D. Andrea Erentan (1)	110.904	111.844
D. Salvador Montejo Velilla (2)	41.245	50.461
D. José D. Bogas Gálvez (3)	9.892	-
Total	264.595	265.056

(1) No forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 1 de enero a 7 de octubre de 2014.

(2) No forma parte del Consejo de Administración desde el 4 de noviembre de 2014 por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 1 de enero a 4 de noviembre de 2014.

(3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 7 de octubre de 2014, por lo que la información de 2014 se refiere al periodo de 7 de octubre a 31 de diciembre de 2014.

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Consejeros ejecutivos

Por lo que a retribuciones se refiere, a 31 de diciembre de 2014, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor de los Consejeros Ejecutivos que tienen derecho a ello por importe de 7.159.131 euros en el ejercicio 2014, para atender los devengos futuros, en materia retributiva, al igual que para el resto del personal en el mismo supuesto de edad y antigüedad, es decir, derecho a la prejubilación.

33.4.2. Retribución de Alta Dirección**Remuneración de los Altos Directivos durante los ejercicios 2014 y 2013**

Identificación de los miembros de la Alta Dirección que no son a su vez Consejeros Ejecutivos, y remuneración total devengada a su favor durante los ejercicios:

Miembros de la Alta Dirección 2014 (1)	
Nombre	Cargo
D. Ricardo Pérez Blanco (2)	Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
D. Enrique Durand Baquerizo	Director General de Auditoría
D. Paolo Bondi	Director General de Administración, Finanzas y Control
D. Alberto Fernández Torres	Director General de Comunicación
D. José Luis Puche Castillejo	Director General de Medios
D. Andrea Lo Faso (2)	Director General de Recursos Humanos y Organización
D. José Casas Marín (2)	Director General de Relaciones Institucionales y Regulación
D. Fernando Ferrando Vitales (2)	Director General de Sostenibilidad
D. Pablo Azcoitia Lorente (2)	Director General de Compras
D. Manuel Fernando Marín Guzmán (2)	Director General de ICT
D. Javier Uriarte Monereo(2)	Director General de Comercialización
D. Manuel Morán Casero (2)	Director General de Generación
D. Alvaro Luis Quiralte Abelló (2)	Director General de Gestión de la Energía
D. Francesco Amadei (2)	Director General de Infraestructura y Redes
D. José María Grávalos Lasuen (2)	Director General de Nuclear
D. Francisco de Borja Achá Besga (3)	Director General de Asesoría Jurídica y Secretaría General
D. José Damián Bogas Gálvez (3)	Director General de España y Portugal
D. Francesco Buresti (3)	Director General de Compras
D. Rafael López Rueda (3)	Director General de Sistemas y Telecomunicaciones
D. Héctor López Vilaseco (3)	Director General de Estrategia
D. Federico Fea (3)	Director General de Innovación
D. Ignacio Antónanzas Alvear(4)	Director General de Latinoamérica / Director General Chile
D. Salvador Montejo Velilla	Secretario del Consejo de Administración

(1) El listado de personas incluidas en este cuadro atiende a la definición de Alta Dirección establecida en la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

(2) Causaron alta en el ejercicio 2014 con motivo de la modificación de la composición del Comité Ejecutivo de Dirección.

(3) Causaron baja en el ejercicio 2014 con motivo de la modificación de la composición del Comité Ejecutivo de Dirección.

(4) Causó baja el 23 de octubre de 2014 con motivo de la operación de Desinversión en Latinoamérica (véase Nota 5).

Miembros de la Alta Dirección 2013 (1)

Nombre	Cargo
D. Francisco de Borja Acha Besga	Director General de Asesoría Jurídica y Secretaría General
D. José Damían Bogas Gálvez	Director General de España y Portugal
D. Paolo Bondi	Director General Económico Financiero
D. Francesco Buresti	Director General de Compras
D. Enrique Durand Baquerizo	Director General de Auditoría
D. Rafael López Rueda	Director General de Sistemas y Telecomunicaciones
D. Alfonso López Sánchez (2)	Director General de Comunicación
D. Héctor López Vilaseco	Director General de Estrategia
D. José Luis Puche Castillejo	Director General de Recursos Humanos y Organización
D. Alberto Fernández Torres (3)	Director General de Comunicación
D. Federico Fea (3)	Director General de Innovación
D. Ignacio Antoranzas Alvear	Director General de Latinoamérica / Director General Chile

(1) El listado de personas incluidas en este cuadro atiende a la definición de Alta Dirección establecida en la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

(2) Cesó baja en el ejercicio 2013.

(3) Cesó alta en el ejercicio 2013.

A continuación se detalla la retribución correspondiente a los miembros de la Alta Dirección:

	Euros			
	Remuneración			
	En la Sociedad		Por la pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades de ENDESA	
	2014	2013	2014	2013
Retribución Fija	4.694.570	5.023.099	-	-
Retribución Variable	5.054.501	4.343.803	-	-
Dietas	-	-	-	-
Atenciones Estatutarias	-	-	-	-
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	-	-	-	-
Otros	724.785	1.477.706	-	-
Total	10.473.856	10.844.608	-	-

	Euros			
	Otros Beneficios			
	En la Sociedad		Por la pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades de ENDESA	
	2014	2013	2014	2013
Anticipos	830.722	466.942	-	-
Créditos Concedidos	153.559	229.689	-	-
Fondos y Planes de Pensiones Aportaciones	1.221.956	1.047.034	-	-
Fondos y Planes de Pensiones Obligaciones Contratadas	12.999.092	16.840.623	-	-
Primas de Seguros de Vida	268.879	251.116	-	-

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Dirección

Por lo que a retribuciones se refiere, a 31 de diciembre de 2014, la Sociedad no tiene garantías constituidas mediante aval a favor de los Altos Directivos. En el ejercicio 2013 existían garantías por importe de 7.159.131 euros para atender los devengos futuros, en materia retributiva, al igual que para el resto del personal en el mismo supuesto de edad y antigüedad, es decir, derecho a la prejubilación.

33.4.3. Cláusulas de garantía: Consejo de Administración y Alta Dirección

Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control

Este tipo de cláusulas es el mismo en los contratos de los Consejeros Ejecutivos y de los Altos Directivos de la Sociedad y de su Grupo, han sido aprobadas por el Consejo de Administración previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones y recogen supuestos de indemnización para extinción de la relación laboral y pacto de no competencia postcontractual.

Respecto al personal directivo, si bien no es habitual este tipo de cláusulas de extinción, en los casos en los que las hay, son de contenido semejante para los supuestos aplicables en el régimen de relación laboral común.

El régimen de estas cláusulas es el siguiente:

• Extinción:

- Por mutuo acuerdo: indemnización equivalente, según los casos, de 1 a 3,3 veces la retribución anual.
- Por decisión unilateral del Directivo: sin derecho de indemnización, salvo que el desistimiento se base en un incumplimiento grave y culpable de la Sociedad de sus obligaciones o vaciamiento del puesto, cambio de control o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el Real Decreto 1382/1985, de 1 de agosto.

- Por desistimiento de la Sociedad: indemnización igual a la del punto primero.
- Por decisión de la Sociedad basada en una conducta gravemente dolosa y culpable del Directivo en el ejercicio de sus funciones: sin derecho a indemnización.

Estas condiciones son alternativas a las derivadas de la modificación de la relación laboral preexistente o de la extinción de ésta por prejubilación para Altos Directivos.

- **Pacto de no competencia postcontractual:** En la gran mayoría de los contratos se exige al Alto Directivo cesante que no ejerza una actividad en competencia con ENDESA, durante el período de dos años; en contraprestación, el Directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad máxima de hasta 1,1 vez la retribución fija anual.

A 31 de diciembre de 2014 el número de Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, con cláusulas de garantía, ascendía a 11. A 31 de diciembre de 2013 ascendía a 11.

33.4.4. Otra información referente al Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2014 se han dado en los Administradores situaciones de conflicto de interés. Los Consejeros afectados por esta situación de conflicto se han ausentado de las correspondientes sesiones, evitando la posible adopción de decisiones, por parte del Consejo de Administración, contrarias al interés social de ENDESA:

- En sesión del Consejo de Administración de 24 de febrero de 2014, sin la intervención de los consejeros ejecutivos ni de los consejeros dominicales de Enel, se acordó la adjudicación del contrato EPC (Engineering, Procurement and Construction), para la adecuación de la Central Térmica de Litoral, a Enel Ingeniería e Ricerca S.p.A.
- En sesión del Consejo de Administración de 28 de abril de 2014, sin la intervención de los consejeros ejecutivos ni de los consejeros dominicales de Enel, se acordó la autorización de la cesión del volumen contratado de gas natural licuado (GNL) por ENDESA con Corpus Christi Liquefaction LLC (1 bcm al año) a Enel Trade, S.p.A.

- En sesión del Consejo de Administración de 28 de abril de 2014, sin la intervención de los consejeros ejecutivos ni de los consejeros dominicales de Enel, se acordó la aprobación de la firma de un «Mandate of Insurance Broker Engagement and of Insurance and Risk Coverage and related consultancy services» entre Enel y ENDESA.

- En sesión del Consejo de Administración de 28 de abril de 2014, sin la intervención de los consejeros ejecutivos ni de los consejeros dominicales de Enel, se acordó la aprobación del plan de telemando en Latinoamérica para el período 2014-2018, adjudicando una parte del proyecto a una sociedad del Grupo Enel.

- El Consejo de Administración de 28 de abril de 2014 aprobó la contratación del Despacho Roca & Junyent para la emisión de un dictamen sobre la existencia de una servidumbre de paso a favor de la línea eléctrica de 132 kV.

- En sesión del Consejo de Administración de 28 de julio de 2014, sin la intervención de los consejeros ejecutivos ni de los consejeros dominicales de Enel, se autorizó la renovación por un año adicional y en condiciones de mercado del contrato de colocación de excedentes entre Endesa Financiación Filiales, S.A.U. y Enel Iberoamérica, S.L.U.

- En sesiones celebradas en los meses de julio a octubre de 2014, en relación con la Desinversión en Latinoamérica y el reparto del dividendo extraordinario en efectivo por importe equivalente a la contraprestación recibida por ENDESA, dado el volumen y la relevancia de la operación para la Compañía, se adoptaron las siguientes medidas con el fin de garantizar la transparencia y publicidad del procedimiento:

- Se constituyó en el seno del Consejo de Administración, una comisión ad hoc integrada exclusivamente por consejeros independientes de ENDESA a la que se encomendó el análisis y la gestión de la operación, de acuerdo con protocolos generalizados en materia de gobierno corporativo.
- Se designó y contrató, a propuesta de la referida Comisión de Independientes, a expertos cualificados e independientes para asesorar a la Sociedad desde el punto de vista financiero, estratégico y jurídico en la referida operación.
- Con el fin de evitar cualquier potencial conflicto de interés, el Consejo de Administración delegó en la Comisión de In-

dependientes la adopción de las decisiones en relación con el análisis de la Operación, adoptando cuantos acuerdos o decisiones han sido necesarios o convenientes para llevar a cabo las decisiones de la citada Comisión. En este sentido, el Consejo de Administración de ENDESA no deliberó sobre la propuesta de oferta recibida sino que asumió como propias las decisiones adoptadas por la Comisión ad hoc de Independientes constituida a tal efecto.

- Se sometió la aprobación de la operación, y en particular la Desinversión en Latinoamérica, al refrendo de la Junta General Extraordinaria de Accionistas de ENDESA, a pesar de que el Reglamento interno del Consejo de Administración de ENDESA vigente, en su artículo 6.3.D), atribuye al Consejo de Administración «la competencia para aprobar las enajenaciones de activos sustanciales y participaciones en el capital de sociedades».
- Se puso a disposición de los accionistas, con la convocatoria de la Junta General de Accionistas a la que se sometió la operación, los informes de opinión o «fairness opinions» en relación con la contraprestación recibida por la Desinversión en Latinoamérica, desde un punto de vista financiero, emitidos por los asesores financieros que fueron requeridos por la Comisión de Independientes a los efectos de proceder al análisis y valoración de la operación.

Diversidad de género: el Consejo de Administración de Endesa, S.A., a 31 de diciembre de 2014, está integrado por nueve consejeros, de los cuales uno es mujer. A 31 de diciembre de 2013, no había presencia de mujeres en el Consejo de Administración.

33.4.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción de ENDESA

ENDESA no ha establecido, hasta la fecha, plan alguno de retribución vinculada a la cotización de la acción de ENDESA o «stock option», de forma que ni los miembros del Consejo de Administración, ni los Altos Directivos han percibido retribuciones por tal concepto.

33.4.6. Planes de retribución a largo plazo

En el año 2010 se estableció en ENDESA un sistema de retribución a largo plazo, denominado «Plan de Fidelización», que tiene como finalidad fortalecer el compromiso de los empleados

que ocupan posiciones de mayor responsabilidad en la consecución de los objetivos estratégicos del Grupo. El Plan está estructurado a través de Programas trienales sucesivos, que se inician cada año desde el pasado 1 de enero de 2010.

A 31 diciembre de 2014 se encuentran en funcionamiento los Programas correspondientes al período 2012-2014 y 2013-2015. El 31 de diciembre de 2014 finalizó el devengo del Programa 2012-2014, cuya liquidación definitiva se producirá en el período 2015 - 2018 en función de la opción de cobro a ejercer por los partícipes.

Los Programas 2012-2014 y 2013-2015 consisten en el derecho a la percepción de un incentivo a largo plazo, en función del grado de cumplimiento de objetivos de carácter económico: Resultado Bruto de Explotación Consolidado (EBITDA) de ENDESA y Enel, Resultado del Ejercicio Consolidado de la Sociedad Dominante (Beneficio Neto) de ENDESA y Enel, ROACE (Resultado de Explotación (EBIT) / (Activo Inmovilizado + Capital Circulante Neto - Provisiones)) de ENDESA y Enel y Beneficio por Acción (Resultado Neto / N° de Acciones) de Enel.

Asimismo, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas está en proceso de emisión el Programa 2014-2016 que tiene como principales novedades respecto a los precedentes, la reducción del target bonus, la supresión de la opción de revaloración, el establecimiento de dos niveles de sobrecumplimiento (150% y 180%) de los objetivos de resultado, así como un sistema de devengo en virtud del cual el derecho de cobro no se perfecciona si el partícipe no está dado de alta en la empresa en los plazos de pago previstos (años 2017 y 2018). En la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas dicho Programa sólo ha sido asignado al Presidente, Consejero Delegado y un Director con responsabilidad estratégica en el Grupo Enel.

33.4.7. Otras consideraciones

Durante el ejercicio 2014, el Consejo de Administración ha realizado la reducción de la retribución de los Consejeros acordada en el ejercicio 2013, en los siguientes términos:

- Se disminuye en un 25% la cuantía de la Asignación fija mensual que pasa de 20.856,75 euros a 15.642,56 euros.
- Se disminuye en un 25%, la cuantía de la dieta por asistencia para cada Consejero que pasa de 2.003,37 euros a 1.502,53 euros.

34. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos

34.1. Garantías directas e indirectas

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 ENDESA tenía prestados avales ante terceros por un importe de 36 millones de euros y 102 millones de euros, respectivamente (véase Nota 33.2). El plazo de vencimiento de los mencionados avales comprende hasta el año 2025.

Dichos avales incluyen la garantía de los riesgos comerciales del préstamo de 40 millones de dólares estadounidenses (equivalente a 33 millones de euros), que el Banco Centroamericano de Integración Económica tiene concedido a la sociedad Empresa Propietaria de la Red, S.A., Sucursal en Costa Rica y cuyo importe dispuesto a 31 de diciembre de 2014 y 2013 ascendía a 40 y 44 millones de dólares estadounidenses, respectivamente (equivalente a 33 millones de euros y 32 millones de euros respectivamente). El contrato de compraventa de acciones que reguló la Desinversión del Negocio en Latinoamérica (véase Nota 5) incluía un conjunto de provisiones por las cuales Enel Iberoamérica, S.L.U. se compromete a llevar a cabo cuantas actuaciones sean necesarias para liberar a ENDESA de cualquiera responsabilidades que ésta pudiera tener derivadas de esta garantía. En tanto este proceso no haya sido completado, Enel Iberoamérica, S.L.U. mantendrá indemne a ENDESA de cualquier daño relacionado con dichas obligaciones.

ENDESA considera que los pasivos adicionales que pudieran originarse por los avales prestados a 31 de diciembre de 2014 y 2013, si los hubiera, no serían significativos.

A 31 de diciembre de 2014 no existen activos financieros líquidos de ENDESA pignorados como garantía de pasivos o pasivos contingentes. A 31 de diciembre de 2013 el importe de los activos financieros líquidos de ENDESA pignorados como garantía de pasivos o pasivos contingentes ascendía a 79 millones de euros, correspondientes en su totalidad a las Actividades Interrumpidas y con plazo de vencimiento hasta el año 2016.

A 31 de diciembre de 2014 no existen prendas sobre recaudaciones futuras. A 31 de diciembre de 2013 existían prendas

sobre recaudaciones futuras por importe de 387 millones de euros correspondientes en su totalidad a las Actividades Interrumpidas y con plazo de vencimiento hasta el año 2024.

A 31 de diciembre de 2014 no existen elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación a terceros (véanse Notas 7.1 y 18.2). A 31 de diciembre de 2013 existían elementos del inmovilizado material por importe de 102 millones de euros que servían como garantía para el cumplimiento de obligaciones (véanse Notas 7.1 y 18.2).

34.2. Otros compromisos

A 31 de diciembre de 2014 ENDESA tenía compromisos futuros de compra de «commodities» por importe de 27.885 millones de euros (53.772 millones de euros a 31 de diciembre de 2013) conforme el siguiente detalle:

	Millones de Euros					
	Compromisos Futuros de Compra					
	Electricidad	Combustible Nuclear	Fuel	Gas	Otros	Total
2015-2019	15	571	376	8.614	588	10.164
2020-2024	-	98	-	9.629	-	9.727
2025-2029	-	-	-	6.751	-	6.751
2030-Resto	-	-	-	1.243	-	1.243
Total (*)	15	669	376	26.237	588	27.885

(*) A 31 de diciembre de 2014 y 2013 ningún importe corresponde a empresas de Negocios Conjuntos.

34.3. Otra información

En cumplimiento de las disposiciones legales en vigor en España y ajustándose a lo dispuesto por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ENDESA tiene asegurados los riesgos a terceros por accidente nuclear que puedan surgir en la explotación de sus centrales hasta 700 millones de euros. Por encima de dicho importe, se estaría a lo dispuesto en los Convenios Internacionales firmados por el Estado Español. Además, las centrales nucleares disponen de un seguro de daños propios incluyendo los producidos a las existencias de combustible así como los originados por avería de

maquinaria con un límite de cobertura de 1.500 millones de dólares estadounidenses (aproximadamente, 1.235 millones de euros) para cada central.

Con fecha 28 de mayo de 2011 se publicó la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos que eleva la responsabilidad del operador a 1.200 millones de euros permitiendo al operador garantizar tal responsabilidad

por varios medios. Esta Norma entrará en vigor cuando, a su vez, lo estén el Protocolo de 12 de febrero de 2004 por el que se modifica el Convenio de Responsabilidad Civil por daños Nucleares (Convenio de París) y el Protocolo de 12 de febrero de 2004, por el que se modifica el Convenio complementario del anterior (Convenio de Bruselas) que, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, sólo han sido ratificados por tres Estados Miembros de la Unión Europea.

35. Retribución de auditores

A continuación se detallan los honorarios relativos a los servicios prestados durante los ejercicios 2014 y 2013 por los auditores de las Cuentas Anuales de las distintas sociedades que componen ENDESA:

	Miles de Euros			
	2014		2013 (Re-expresado)	
	Ernst & Young	Otros Auditores de Filiales	Ernst & Young	Otros Auditores de Filiales
Auditoría de Cuentas Anuales	2.188	26	5.007	1.210
Otras Auditorías Distintas de las Cuentas Anuales y Otros Servicios Relacionados con las Auditorías	4.623	117	919	56
Otros Servicios no Relacionados con las Auditorías	53	529	—	1.384
Total	6.864	672	5.926	2.650

El importe indicado en el cuadro anterior incluye la totalidad de los honorarios relativos a los servicios realizados durante los ejercicios 2014 y 2013, con independencia del momento de su facturación.

36. Plantilla

A continuación se detalla la plantilla final y media de ENDESA:

	Número de Empleados					
	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Negocio Eléctrico en España y Portugal	8.239	2.261	10.500	8.594	2.339	10.933
Negocio Eléctrico en Latinoamérica	-	-	-	9.179	2.429	11.608
Total	8.239	2.261	10.500	17.773	4.768	22.541

	Número de Empleados					
	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013 (Re-expresado)		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	236	38	274	462	69	531
Titulados	1.932	810	2.742	5.615	2.145	7.760
Mandos Intermedios	5.158	1.107	6.265	10.443	2.191	12.634
Operarios	913	306	1.219	1.253	363	1.616
Total	8.239	2.261	10.500	17.773	4.768	22.541

	Número de Empleados					
	Plantilla Media					
	2014			2013 (Re-expresado)		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Negocio Eléctrico en España y Portugal	8.439	2.321	10.760	8.730	2.369	11.099
Negocio Eléctrico en Latinoamérica	7.456	1.957	9.413	8.954	2.385	11.339
Total	15.895	4.278	20.173	17.684	4.754	22.438

	Número de Empleados					
	Plantilla Media					
	2014			2013 (Re-expresado)		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	420	67	487	471	68	539
Titulados	4.899	1.912	6.811	5.593	2.120	7.713
Mandos Intermedios	9.586	1.965	11.551	10.295	2.184	12.479
Operarios	990	334	1.324	1.325	382	1.707
Total	15.895	4.278	20.173	17.684	4.754	22.438

El número medio de personas empleadas en los ejercicios 2014 y 2013 por las sociedades de Operación Conjunta es 916 y 940, respectivamente.

37. Hechos posteriores

Con fecha 23 de enero de 2015 se ha firmado el acuerdo de transmisión de los activos asociados a la Central Hidráulica de Chira-Soria, en Gran Canaria, propiedad de Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. a Red Eléctrica de España, S.A.U., por un precio de 12 millones de euros. A 31 de diciembre de 2014 dichos activos están registrados en el epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» (véanse Notas 4 y 5).

Asimismo, con fecha 3 de febrero de 2015 ENDESA ha formalizado con Enagás Transporte, S.A.U. la venta de la totalidad de las acciones de Compañía Transportista de Gas Canarias,

S.A. El importe total de la transacción, que comprende el precio de las acciones y el del crédito participativo (incluyendo intereses devengados), asciende a 7 millones de euros. A 31 de diciembre de 2014 dicha participación está registrada en el epígrafe «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» (véanse Notas 4 y 5).

No se han producido otros hechos significativos posteriores entre el 31 de diciembre de 2014 y la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas que no hayan sido reflejados en las mismas.

Anexo I: Sociedades que componen ENDESA

Sociedad (por orden alfabético) (*)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
ANDORRA DESARROLLO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	TERUEL (ESPAÑA)	DESARROLLO REGIONAL	NO AUDITADA
APAMEA 2000, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	ACTIVIDADES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y OTRAS	NO AUDITADA
AQUILAE SOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	TERUEL (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCO-VANDELLÓS II, A.I.E.	85,41	85,41	IP	85,41	85,41	IP	TARRAGONA (ESPAÑA)	GESTIÓN, EXPLOTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CENTRALES NUCLEARES	ERNST & YOUNG
BOLOGNIA REAL ESTATE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN Y DESARROLLO DEL PATRIMONIO INMOBILIARIO	ERNST & YOUNG
CARBOEX, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	APROVISIONAMIENTO DE COMBUSTIBLES	ERNST & YOUNG
CEFEIDAS DESARROLLO SOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
CEPHEI DESARROLLO SOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
DESARROLLO PHOTOSOLAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGÉS, S.A.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	COMPRA, TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	ERNST & YOUNG
EMPRESA CARBONIFERA DEL SUR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	APROVECHAMIENTO DE YACIMIENTOS MINEROS	ERNST & YOUNG
ENDESA CAPITAL, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	EMISIÓN DE INSTRUMENTOS DE DEUDA	ERNST & YOUNG
ENDESA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	PORTO (PORTUGAL)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	ERNST & YOUNG
ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
ENDESA ENERGÍA XXI, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	SERVICIOS ASOCIADOS A COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	ERNST & YOUNG

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional.

(*) No incluye las sociedades que han sido objeto de la desinversión en el Negocio en Latinoamérica durante el ejercicio 2014 (véase Nota 5), dado que las mismas se encuentran detalladas en el Anexo IV.

Sociedad (por orden alfabético) (*)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	ERNST & YOUNG
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	FINANCIACIÓN DE LAS FILIALES DE ENDESA, S.A.	ERNST & YOUNG
ENDESA GAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CICLO COMPLETO DE GAS	ERNST & YOUNG
ENDESA GENERACIÓN II, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
ENDESA GENERACIÓN NUCLEAR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	OSTENTAR LA PROPIEDAD DE TODA CLASE DE ACTIVOS NUCLEARES Y LA GESTIÓN, GENERACIÓN Y VENTA DE ELECTRICIDAD	NO AUDITADA
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	99,40	99,40	IG	99,40	99,40	IG	LISBOA (PORTUGAL)	ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y OTRAS RELACIONADAS	ERNST & YOUNG
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	SERVICIOS DE CONSULTORÍA E INGENIERÍA CIVIL	ERNST & YOUNG
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS A ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y A ENDESA ENERGÍA	ERNST & YOUNG
ENDESA POWER TRADING LTD	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LONDRES (REINO UNIDO)	OPERACIONES DE TRADING	ERNST & YOUNG
ENDESA RED, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN	ERNST & YOUNG
ENDESA SERVICIOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
FOTOVOLTAICA INSULAR, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.	100,00	99,83	IG	100,00	99,83	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN DE GAS	ERNST & YOUNG
GUADARRANQUE SOLAR 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	NO AUDITADA

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional

(*) No incluye las sociedades que han sido objeto de la desinversión en el Negocio en Latinoamérica durante el ejercicio 2014 (véase Nota 5), dado que las mismas se encuentran detalladas en el Anexo IV.

Sociedad (por orden alfabético) (*)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
HIDROFLAMICELL, S.L.	75,00	75,00	IG	75,00	75,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA	NO AUDITADA
HIDROMONDEGO - HIDROELÉCTRICA DO MONDEGO, LDA	100,00	99,94	IG	100,00	99,94	IG	LISBOA (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
INTERNATIONAL ENDESA B.V.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	AMSTERDAM (HOLANDA)	SOCIEDAD DE OPERACIONES FINANCIERAS INTERNACIONALES	ERNST & YOUNG
LA PEREDA CO ₂ , A.I.E.	33,33	33,33	IP	33,33	33,33	IP	ASTURIAS (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
MINAS DE ESTERCUEL, S.A.	99,65	99,57	IG	99,65	99,57	IG	MADRID (ESPAÑA)	YACIMIENTOS MINERALES	NO AUDITADA
MINAS GARGALLO, S.L.	99,91	99,91	IG	99,91	99,91	IG	MADRID (ESPAÑA)	YACIMIENTOS MINERALES	NO AUDITADA
NUEVA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
NUEVA MARINA REAL ESTATE, S.L.	60,00	60,00	IG	-	-	-	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN Y DESARROLLO DEL PATRIMONIO INMOBILIARIO	ERNST & YOUNG
PEREDA POWER, S.L.	70,00	70,00	IG	70,00	70,00	IG	ASTURIAS (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
SOL DE MEDIA NOCHE FOTOVOLTAICA, S.L.	50,00	50,00	IP	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	AGUSTI & SANCHEZ AUDITORES
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	60,00	60,00	IG	60,00	60,00	IG	GIRONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	ERNST & YOUNG
TRANSPORTES Y DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS, S.A.	73,33	73,33	IG	73,33	73,33	IG	GIRONA (ESPAÑA)	TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG

IG: Integración Global. IP: Integración Proporcional.

(*) No incluye las sociedades que han sido objeto de la desinversión en el negocio en Latinoamérica durante el ejercicio 2014 (véase Nota 5), dado que las mismas se encuentran detalladas en el Anexo IV.

Anexo II: Negocios Conjuntos y Sociedades Asociadas

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
AYESA ADVANCED TECHNOLOGIES, S.A.	22,00	22,00	MP	22,00	22,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	TECNOLOGÍAS INFORMACIÓN, INGENIERÍA Y FORMACIÓN.	DELOITTE
CARBOPEGO - ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIBLES, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	LISBOA (PORTUGAL)	ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES	KPMG AUDITORES
CENTRAL TÉRMICA DE ANILLARES, A.I.E.	33,33	33,33	MP	33,33	33,33	MP	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA DE ANILLARES	NO AUDITADA
CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.	24,26	23,92	MP	24,26	23,92	MP	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN DE LA CENTRAL NUCLEAR DE ALMARAZ Y C.N. DE TRILLO	ERNST & YOUNG
COMPAÑÍA TRANSPORTISTA DE GAS CANARIAS, S.A.	47,18	47,18	MP	47,18	47,18	MP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	OPERACIONES DE GAS NATURAL EN CANARIAS	ERNST & YOUNG
ELCOGAS, S.A.	40,99	40,99	MP	40,99	40,99	MP	CIUDAD REAL (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
ELECGAS, S.A.	50,00	49,70	MP	50,00	49,70	MP	SANTARÉM (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE CICLO COMBINADO	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	47,46	47,46	MP	47,46	47,46	MP	GIRONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	RCM AUDITORES
ELÉCTRICA DE LIJAR, S.L.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	AVANTER AUDITORES
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
Enel GREEN POWER ESPAÑA, S.L.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	ERNST & YOUNG
Enel INSURANCE N.V.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	ÁMSTERDAM (HOLANDA)	OPERACIONES DE REASEGURO	ERNST & YOUNG
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAHADDART, S.A.	32,00	32,00	MP	32,00	32,00	MP	TÁNGER (MARRUECOS)	CENTRAL ELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO	DELOITTE
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	30,00	30,00	MP	30,00	30,00	MP	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	DESARROLLO Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL DE EL HIERRO	UNIONAUDIT J.Y.E. S.L.
KROMSCHROEDER, S.A.	29,26	29,26	MP	27,93	27,93	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	APARATOS DE MEDIDA	BDO AUDITORES
NUCLEOR, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	TÁNGER (MARRUECOS)	CENTRAL ELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO	DELOITTE
OFICINA DE CAMBIOS DE SUMINISTRADOR, S.A.	20,00	20,00	MP	20,00	20,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	SERVICIOS ASOCIADOS A LA VENTA DE ENERGÍA	NO AUDITADA
PEGOP-ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	SANTARÉM (PORTUGAL)	OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE PEGO	KPMG AUDITORES
PROYECTO ALMERÍA MEDITERRÁNEO, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	45,00	45,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	INSTALACIÓN DE PLANTA DESALADORA DE AGUA DE MAR	NO AUDITADA
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	33,50	33,50	MP	33,50	33,50	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
TECNATOM, S.A.	45,00	45,00	MP	45,00	45,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	SERVICIOS A INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	ERNST & YOUNG
TEJO ENERGIA- PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	38,89	38,89	MP	38,89	38,89	MP	LISBOA (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	KPMG AUDITORES

MP: Método de Participación.

Anexo III: Variación del Perímetro de consolidación por Aplicación de la NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos»

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
ATACAMA FINANCE CO.	-	-	-	50,00	18,64	IP
AYSÉN ENERGÍA, S.A.	-	-	-	99,51	18,55	IP
AYSÉN TRANSMISIÓN, S.A.	-	-	-	99,51	18,55	IP
CARBOPEGO - ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIBLES, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	IP
CENTRAL VUELTA DE OBLIGADO, S.A.	-	-	-	40,90	9,80	IP
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN, S.A.	-	-	-	51,00	18,55	IP
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.U.	-	-	-	100,00	33,50	IP
COMPOSTILLA RE, S.A.	-	-	-	50,00	50,00	IP
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA, S.A. E.S.P.	-	-	-	49,00	14,38	IP
ELECGAS, S.A.	50,00	49,70	MP	50,00	49,70	IP
ELÉCTRICA DE LUAR, S.L.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	IP
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	IP
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA, S.A. E.S.P.	-	-	-	40,35	11,84	IP
Enel INSURANCE N.V.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	IP
ENERGEX CO.	-	-	-	50,00	18,64	IP
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAHADDART, S.A.	32,00	32,00	MP	32,00	32,00	IP
EPRESA ENERGÍA, S.A.U.	-	-	-	100,00	50,00	IP
GASATACAMA CHILE, S.A.	-	-	-	49,97	18,64	IP
GASATACAMA, S.A.	-	-	-	50,00	18,64	IP
GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA, S.A.	-	-	-	49,98	18,64	IP
GASODUCTO TALTAL, S.A.	-	-	-	50,00	18,64	IP
GNL NORTE, S.A.	-	-	-	50,00	18,64	IP
INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LTDA.	-	-	-	50,00	18,64	IP
MEDIDAS AMBIENTALES, S.L.	-	-	-	50,00	25,00	IP
NUCLÉNOR, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	IP
PEGOP - ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	IP
PROGAS, S.A.	-	-	-	50,00	18,64	IP
SACME, S.A.	-	-	-	50,00	21,71	IP
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	33,50	33,50	MP	33,50	33,50	IP
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	38,89	38,89	MP	38,89	38,89	IP
TRANSMISORA ELECTRICA DE QUILLOTA LTDA.	-	-	-	50,00	18,64	IP

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional; MP: Método de Participación.

Anexo IV: Participaciones societarias objeto de la operación de desinversión

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Método de Consolidación (*)	Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
AGUAS SANTIAGO PONIENTE, S.A.	-	-	-	78,88	33,34	IG		SANTIAGO (CHILE)	SERVICIOS DE AGUA
AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS, S.A.	-	-	-	99,64	55,55	IG		RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
CENTRAIS ELÉTRICAS CACHOEIRA DOURADA, S.A.	-	-	-	99,75	50,52	IG		RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CENTRAL DOCK SUD, S.A.	-	-	-	69,99	24,25	IG		BUENOS AIRES (ARGENTINA)	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CENTRALEÓLICA CANELA S.A.	-	-	-	75,00	27,96	IG		SANTIAGO (CHILE)	PROMOCIÓN Y DESARROLLO PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLES
CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA FORTALEZA, S.A.	-	-	-	100,00	50,64	IG		FORTALEZA (BRASIL)	DESARROLLO DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA
CHILECTRA INVERSUD, S.A.	-	-	-	100,00	60,07	IG		SANTIAGO (CHILE)	SOCIEDAD DE CARTERA
CHILECTRA, S.A.	-	-	-	99,09	60,07	IG		SANTIAGO (CHILE)	DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SOCIEDAD DE CARTERA
CHINANGO, S.A.C.	-	-	-	80,00	18,17	IG		LIMA (PERÚ)	GENERACIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CODENSA, S.A. E.S.P.	-	-	-	48,48	29,34	IG		BOGOTÁ D.C. (COLOMBIA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ, S.A.	-	-	-	58,87	29,81	IG		FORTALEZA (BRASIL)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
COMPANHIA DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA, S.A.	-	-	-	100,00	50,64	IG		RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
COMPANHIA DE TRANSMISIÓN DEL MERCOSUR, S.A.	-	-	-	100,00	50,64	IG		BUENOS AIRES (ARGENTINA)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
COMPANHIA ELÉCTRICA TARAPACÁ, S.A.	-	-	-	100,00	37,28	IG		SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
COMPANHIA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C.	-	-	-	100,00	60,62	IG		LIMA (PERÚ)	PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS
CONSTRUCCIONES Y PROYECTOS LOS MAITENES, S.A.	-	-	-	55,00	33,34	IG		SANTIAGO (CHILE)	CONSTRUCCIÓN E INSTALACIONES
DISTRILEC INVERSORA, S.A.	-	-	-	51,50	30,88	IG		BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA
EDEGEL, S.A.A.	-	-	-	83,60	22,71	IG		LIMA (PERÚ)	GENERACIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional; MP: Método de Participación.

(*) Re-expresado de acuerdo a NIIF 11.

(**) Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 27 de abril de 2014 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el 23 de octubre de 2014.

(***) Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 3 de septiembre de 2014 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el 23 de octubre de 2014.

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación (*)		
ELECTRICA CABO BLANCO, S.A.C.	-	-	-	100,00	60,62	IG	LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA
EMGESA PANAMÁ, S.A.	-	-	-	100,00	22,87	IG	CIUDAD DE PANAMÁ (PANAMÁ)	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EMGESA, S.A. E.S.P.	-	-	-	48,48	22,87	IG	BOGOTÁ D.C. (COLOMBIA)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LIMA NORTE, S.A.A.	-	-	-	75,68	45,80	IG	LIMA (PERÚ)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR, S.A.	-	-	-	99,45	43,41	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA LTDA.	-	-	-	100,00	60,07	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA Y MATERIALES AFINES
EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA, S.A.	-	-	-	96,50	58,50	IG	LIMA (PERÚ)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EMPRESA ELÉCTRICA PENHUENQUE, S.A.	-	-	-	92,65	33,69	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD, S.A.	-	-	-	59,98	36,36	IG	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN-BRASIL COMERCIO E SERVIÇOS, S.A.	-	-	-	100,00	50,64	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS Y SERVICIOS
ENDESA ARGENTINA, S.A.	-	-	-	100,00	36,37	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA
ENDESA BRASIL, S.A.	-	-	-	100,00	50,64	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	SOCIEDAD DE CARTERA
ENDESA CEMSA, S.A.	-	-	-	100,00	49,71	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	COMPRVENTA MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
ENDESA COSTANERA, S.A.	-	-	-	75,68	27,52	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Enel LATINOAMÉRICA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	-	-	-	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	ACTIVIDAD INTERNACIONAL DE ENDESA, S.A.
ENERGIS, S.A.	-	-	-	60,62	60,62	IG	SANTIAGO (CHILE)	GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SOCIEDAD DE CARTERA
EÓLICA FAZENDA NOVA - GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A.	-	-	-	99,95	50,62	IG	RÍO GRANDE DO NORTE (BRASIL)	PROYECTOS EÓLICOS
GASATACAMA CHILE, S.A. (**)	-	-	-	49,97	18,64	MP	SANTIAGO (CHILE)	CICLO COMPLETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
GASATACAMA, S.A. (**)	-	-	-	50,00	18,64	MP	SANTIAGO (CHILE)	ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE SOCIEDADES
GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA, S.A. (**)	-	-	-	49,98	18,64	MP	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE DE GAS NATURAL
GASODUCTO TALTAL, S.A. (**)	-	-	-	50,00	18,64	MP	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE DE GAS NATURAL
GENERALIMA, S.A.C.	-	-	-	100,00	60,62	IG	LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA
GENERANDES PERÚ, S.A.	-	-	-	61,00	22,18	IG	LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional; MP: Método de Participación.

(*) Re-expresado de acuerdo a NIIF 11.

(**) Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 22 de abril de 2014 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el 23 de octubre de 2014.

(***) Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 3 de septiembre de 2014 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el 23 de octubre de 2014.

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación (*)		
GNL NORTE, S.A. (**)	-	-	-	50,00	18,64	MP	SANTIAGO (CHILE)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN, ALMACENAMIENTO Y SUMINISTRO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES
HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN, S.A.	-	-	-	67,67	23,77	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
HIDROINVEST, S.A.	-	-	-	96,09	34,94	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA
ICT SERVICIOS INFORMÁTICOS LTDA.	-	-	-	100,00	60,62	IG	SANTIAGO (CHILE)	SERVICIOS DE INFORMÁTICA, TELECOMUNICACIONES Y TRANSMISIÓN DE DATOS
INGENDESA DO BRASIL LTDA. (EN LIQUIDACIÓN)	-	-	-	100,00	37,27	IG	RÍO DE JANEIRO (BRASIL)	CONSULTORA DE INGENIERÍA DE PROYECTOS
INIA HOLDINGS (ACTER) LIMITED (***)	-	-	-	-	-	-	GRAND CAYMAN (ISLAS CAÍMAN)	SOCIEDAD DE CARTERA
INMOBILIARIA MANZO DE VELASCO LTDA.	-	-	-	100,00	60,62	IG	SANTIAGO (CHILE)	CONSTRUCCIONES Y OBRAS
INVERSIONES DISTRILIMA, S.A.C.	-	-	-	100,00	60,46	IG	LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA
INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LTDA. (**)	-	-	-	50,00	18,64	MP	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE DE GAS NATURAL
INVERSORA CODENSA S.A.S.	-	-	-	100,00	29,34	IG	BOGOTÁ D.C. (COLOMBIA)	INVERSIÓN EN ACTIVIDADES DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍA
INVERSORA DOCK SUD, S.A.	-	-	-	57,14	34,64	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA
LATIN AMERICA HOLDING I LTD. (***)	-	-	-	-	-	-	GRAND CAYMAN (ISLAS CAÍMAN)	SOCIEDAD DE CARTERA
LATIN AMERICA HOLDING II LTD. (***)	-	-	-	-	-	-	GRAND CAYMAN (ISLAS CAÍMAN)	SOCIEDAD DE CARTERA
LUZANDES LTDA.	-	-	-	100,00	60,07	IG	SANTIAGO (CHILE)	TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES
PROGAS, S.A. (**)	-	-	-	50,00	18,64	MP	SANTIAGO (CHILE)	DISTRIBUCIÓN DE GAS
SOCIEDAD AGRÍCOLA DE CAMEROS LTDA.	-	-	-	57,50	34,86	IG	SANTIAGO (CHILE)	INVERSIONES INMOBILIARIAS
SOCIEDAD CONCESIONARIA TÚNEL EL MELÓN, S.A.	-	-	-	100,00	36,36	IG	SANTIAGO (CHILE)	EJECUCIÓN, CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL TÚNEL EL MELÓN
SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA, S.A.	-	-	-	99,85	23,15	IG	BOGOTÁ D.C. (COLOMBIA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS RELACIONADOS CON LA ACTIVIDAD PORTUARIA
SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA, S.A.	-	-	-	100,00	36,38	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	SOCIEDAD DE CARTERA
SOUTHERN CONE POWER LTD. (***)	-	-	-	-	-	-	GRAND CAYMAN (ISLAS CAÍMAN)	SOCIEDAD DE CARTERA
SOUTHERN CONE POWER PERÚ, S.A.A. (***)	-	-	-	-	-	-	LIMA (PERÚ)	SOCIEDAD DE CARTERA
TRANSPORTADORA DE ENERGÍA, S.A.	-	-	-	100,00	50,64	IG	BUENOS AIRES (ARGENTINA)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional; MP: Método de Participación.

(*) Re-expresado de acuerdo a NIIF 11.

(**) Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 22 de abril de 2014 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el 23 de octubre de 2014.

(***) Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 3 de septiembre de 2014 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el 23 de octubre de 2014.

Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación (*)
Incorporaciones:						
-	-	-	-	-	-	-
Exclusiones:						
AYSÉN ENERGÍA, S.A.	-	-	-	99,51	18,55	MP
AYSÉN TRANSMISIÓN, S.A.	-	-	-	99,51	18,55	MP
CENTRAL VUELTA DE OBLIGADO, S.A.	-	-	-	40,90	9,80	MP
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN, S.A.	-	-	-	51,00	18,55	MP
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA, S.A. E.S.P.	-	-	-	49,00	14,38	MP
ELECTROGAS, S.A.	-	-	-	42,50	15,45	MP
GNL CHILE, S.A.	-	-	-	33,33	12,12	MP
GNL QUINTERO, S.A.	-	-	-	20,00	7,27	MP
SACME, S.A.	-	-	-	50,00	21,71	MP
TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN, S.A.	-	-	-	25,60	6,29	MP
TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO, S.A.	-	-	-	25,60	6,29	MP
TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA.	-	-	-	50,00	18,64	MP
YACYLEC, S.A.	-	-	-	22,22	13,47	MP
Variaciones:						
KROMSCHROEDER, S.A.	29,26	29,26	MP	27,93	27,93	MP

MP: Método de Participación.
(*) Re-expresado de acuerdo a NIIF 11.

2【主な資産・負債及び収支の内容】

添付の連結財務書類に対する注記を参照。

3【その他】

(1) 後発事象

連結財務書類に対する注記37を参照。

(2) 訴訟

連結財務書類に対する注記17.3を参照。

4【日本の会計原則及び報告実務とIFRSとの相違】

以下に記載されている国際財務報告基準(以下、「IFRS」)と日本で一般に認められた会計原則(以下、「日本の会計原則」)との相違は、当社が採用しているIFRSと日本で適用されている日本の会計原則との相違を全て明示するものではない。従って、これらの会計原則の相違に起因する連結財務書類への影響は、以下に明示された相違のみに限られるものではない。更に当社は、当該相違を特定し、その金額を測定していないので、必要と思われる場合は、会計の専門家に相談することが推奨される。当社が採用しているIFRSと日本の会計原則との主な相違は下記に要約される。

(a) 金融商品

IFRSでは、IAS第39号(金融商品：認識及び測定)において、デリバティブ商品は、連結財政状態計算書上公正価値による計上が求められる。デリバティブ商品が、公正価値ヘッジ、キャッシュ・フロー・ヘッジ、在外営業活動体に対する純投資のヘッジのヘッジ要件を満たしたものでなければ、デリバティブ商品の損益は連結損益計算書に計上される。このデリバティブ商品がヘッジ会計要件を満たすものであれば、直接資本に計上、もしくは連結損益計算書に計上することでヘッジ対象の公正価値の変動から生じる損益と相殺される。

日本の会計原則では、ヘッジ会計を適用しうる場合を除き、公正価値をもって貸借対照表価額とし、評価差額は当期の損益として処理することが求められている。ヘッジ会計では、原則として、ヘッジ手段を公正価値で測定する際に生じる損益の変動額は、ヘッジ対象から生じる損益が認識されるまで資産又は負債として繰延べられる。ただし、その他有価証券については、ヘッジ対象に係る相場変動等を損益に反映させる時価ヘッジも認められる。

(b) 減損の戻入

IFRSでは、IAS第36号(資産の減損)で、過年度に減損処理を実施したのれん以外の資産について、報告期間ごとに過年度に認識した減損の兆候が存在しない、もしくは改善しているかを検討しなければならない。必要があれば過年度に計上した減損損失を、償却分を調整した当初の帳簿価額を上回らない範囲で戻入を行う。

日本の会計原則では、全ての資産について減損の戻入を行うことはできない。

(c) 減損のレビュープロセス

IFRSでは、IAS第36号(資産の減損)で、減損の兆候が存在する場合に、資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回る金額として減損損失を算定する。回収可能価額は(i)売却費用控除後の公正価値及び(ii)使用価値(処分価値を含め、使用を通じて発生する将来キャッシュ・フローの現在価値)のうちいずれか高い金額となる。

日本の会計原則では、最初に資産の帳簿価額を、使用及び最終的処分を通じて発生する割引前キャッシュ・フローの総額と比較する。その結果、資産の帳簿価額が割引前キャッシュ・フローの総額よりも大きい場合回収不能であると判断された場合、資産の帳簿価額と割引後キャッシュ・フローの総額との差額を減損損失として認識する。

(d) 従業員給付

IFRSでは、IAS第19号(従業員給付)で、数理計算上の差異は、従前に設定した仮定条件の変更による差異及び実際に発生した結果と従前に設定した仮定条件の差から生じる差異から構成される。これらの差異は、資本項目に認識され、連結包括利益計算書に計上される。

欧州連合は、2013年1月1日より改訂IAS第19号を適用した。当該改訂により、数理計算上の差異について一定の規則に従って償却を行う「コリドー・アプローチ」と呼ばれる方法が廃止された。

日本の会計原則では、数理計算上の差異は、通常、平均残存勤務年数内の一定の期間にわたり償却され毎期の償却額は連結損益計算書上で認識される。

(e) 有給休暇引当金

IFRSでは、IAS第19号(従業員給付)で一定の条件が満たされた場合、将来の休暇に関する従業員の受給権に対して債務を認識することが要求される。

日本の会計原則では有給休暇に関する会計処理については言及しておらず、日本における一般的な会計慣行では関連する債務の認識は行なわれない。

(f) のれん

IFRSでは、IFRS第3号(企業結合)及びIAS第36号(資産の減損)でのれんは償却せず減損の有無を毎年検討することが求められている。

日本の会計原則では、のれん及びその他の無形資産は、その効果が及ぶ期間又は契約期間等(20年以内)にわたって償却される。

(g) 売却目的で保有する非流動資産及び廃止事業

IFRSでは、IFRS第5号(売却目的で保有する非流動資産及び廃止事業)で、(1)売却目的で保有する資産は帳簿価額と売却費用控除後の公正価値のいずれか低い価額で測定し、その後の減価償却を中止する。(2)売却目的で保有する資産は連結財政状態計算書上区分して表示され、また、廃止事業に係る損益についても連結損益計算書上区分して表示される。

日本の会計原則では、特に規定されていない。

(h) 研究開発費

IFRSでは、IAS第38号(無形資産)で、開発段階の支出は一定の要件に従い、資産計上される。

日本の会計原則では、研究開発費は原則として発生時に費用として処理される。

(i) 企業結合

IFRSでは、改定後IFRS第3号(企業結合)で、条件付対価は取得日における公正価値にて測定され、当該公正価値は事後的に連結損益計算書での認識を通じて再測定される。非支配持分は取得企業の識別可能純資産の公正価値に対する比例持分相当額として測定し、のれんは取得企業の持分相当額についてのみ認識する方法、もしくは非支配持分も含めた取得企業全体を公正価値で測定し、のれんは非支配持分に帰属する部分も含めて認識する方法によりのれんを測定する。全ての取得関連費用は費用として処理される。

日本の会計原則では、条件付取得対価として交付又は引渡しが確実となり、時価が合理的に決定可能となった時点で対価として認識し、のれんを修正する。修正は、暫定的な会計処理期間内に限られない。少数株主持分についてののれんを認識することはできないまた一部の取引コストは買収費用に含まれ、のれんに含まれる。

(j) 非支配持分

IFRSでは、IFRS第10号(連結財務諸表)の改定で、支配に変更がない場合は非支配株主との取引は全て資本取引とするよう求めている。支配喪失の場合、投資持分の残額は公正価値で評価され損益として認識される。

日本の会計原則では、支配に変更がない場合は、追加取得時は、少数株主持分の減少額と支払額の差額をのれんとし、持分売却時は、少数株主持分の増加額と売却額の差額を子会社株式売却損益の調整として処理する。支配の喪失により関連会社となる場合は持分法による投資評価額、関連会社にも該当しなくなる場合は個別貸借対照表上の帳簿価額により評価する。

(k) 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、共同契約のうち、共同営業(ジョイント・オペレーション)の場合は、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。

主な表示と区分の相違

(l) 連結財政状態計算書

IFRS(IAS第1号)では、連結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、一般的な連結貸借対照表の雛形を定めている。IFRSに比べ連結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。

(m) 連結損益計算書

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、以下の選択がある。

- ・ 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。

(n) 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、企業の業績をより明らかに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】

1 【最近5年間の事業年度別為替相場の推移】

企業内容等の開示に関する内閣府令第8号様式の記載上の注意に従い記載を省略する。

2 【最近6月間の月別最高・最低為替相場】

企業内容等の開示に関する内閣府令第8号様式の記載上の注意に従い記載を省略する。

3 【最近日の為替相場】

企業内容等の開示に関する内閣府令第8号様式の記載上の注意に従い記載を省略する。

第8 【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

以下は、株式事務、権利行使の方法および関連事項の概要である。本株式の所有者は下記を参照のこと。

1 日本における株式事務等の概要

(A) 本株式の株式事務

株式を取得する者(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約款により、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本株式の取引に関する事項は全てこの取引口座を通じて処理される。

以下は、外国証券取引口座約款に従った、株式に関する事務手続の概要である。

(a) 証券の保管

株式は、窓口証券会社のためにスペインにおける保管機関(以下「スペイン保管機関」という。)またはその名義人の名義で登録される。実質株主については、窓口証券会社の法定帳簿上に所有者として記載され、実質株主には窓口証券会社から取引残高報告書が交付される。

(b) 本株式の譲渡に関する手続

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。

(c) 実質株主に対する諸通知

エンデサが株主に対して行い、窓口証券会社が受領した通知および通信は、窓口証券会社が保管し、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、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。

(B) 株主に対する特典

なし

(C) 本株式の譲渡制限

本株式に譲渡制限はない。

(D) その他の株主事務に関する事項

- (a) 事業年度の終了…………… エンデサの事業年度は毎年12月31日に終了する。
- (b) 定時株主総会 …………… 当社の年次株主総会は、各事業年度初めの6か月以内の当社の取締役会が定める日にマドリッドで開催されなければならない。
- (c) 実質株主明細表の基準日 …… エンデサは配当の支払または新株引受権の付与のため基準日を定めることができる。かかる配当または新株引受権を受領する資格を有する実質株主を決定するための基準日は、通常当該基準日と同一の暦日となる。
- (d) 株券の種類 …………… 額面普通株式
- (e) 株券に関する手数料 …………… 実質株主は、窓口証券会社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口座管理料を支払うほか、必要に応じて実費を支払う。
- (f) 公告…………… 日本において公告を行わない。

2 日本における実質株主の権利行使に関する手続

(A) 株主名簿管理人および名義書換取扱場所

日本には株式に関するエンデサの株主名簿管理人または名義書換取扱場所はない。

(B) 実質株主の議決権の行使に関する手続

議決権の行使は、実質株主が窓口証券会社を通じて行う指示に基づき、スペイン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、スペイン保管機関またはその名義人は議決権を行使しない。

(C) 現金配当の交付手続

外国証券取引口座約款に従い、配当金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に交付される。

(D) 株式配当の交付手続

株式配当により割り当てられた株式は、実質株主が特に要請した場合を除き、窓口証券会社を代理するスペイン保管機関によりスペインで売却され、その純手取金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払われる。

資本組入れにより発行される株式は、スペイン保管機関またはその名義人に対して交付される。実質株主については、窓口証券会社の法定帳簿上に所有者として記載され、実質株主には窓口証券会社から取引残高報告書が交付される。

(E) 新株引受権

株式について新株引受権が与えられた場合は、新株引受権は、原則として、窓口証券会社を代理するスペイン保管機関によりスペインで売却され、その純手取金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、その取引口座を通じて実質株主に支払われる。

(F) 本邦における課税

本邦における課税上の取扱いの概要は以下のとおりである。ただし、課税上の取扱いが変更され、また当該実質株主の具体的事情により異なった取扱いがなされることがある。個別の課税上の取扱いについては各人の税務顧問に相談すべきである。

(a) 配 当

日本の居住者たる個人が支払を受ける配当金については、スペインにおいて当該配当の支払の際に源泉徴収された所得税があるときは、当該配当額から源泉徴収された所得税を控除した金額に対して、2013年12月31日までに支払を受ける場合は、10%(所得税7%、住民税3%)の税率、また2014年1月1日以降に支払を受ける場合は、20%(所得税15%、住民税5%)の税率が適用され、国内の支払者によって、原則として源泉徴収(住民税については特別徴収)が行われる。

これに加えて、2013年1月1日から2037年12月31日までに支払われる配当については、東日本大震災に関する復興財源を確保するため復興特別所得税が適用される。したがって、2013年1月1日から同年12月31日までに支払われる配当については10.147%、2014年1月1日から2037年12月31日までに支払われる配当については20.315%、また2038年1月1日以降に支払われる配当については20%、の税率がそれぞれ適用される。

かかる配当に関しては、適用ある法令に従い、原則として総合課税の対象となるが、日本の居住者たる個人株主は、適用ある法令に従い、上場株式等の配当に関する課税を源泉徴収(住民税については特別徴収)のみで完了させ、確定申告をしないことを選択することができる。

確定申告を選択する場合には、申告分離課税を選択することも可能である。

なお、源泉徴収(住民税については特別徴収)のみで課税関係を終了させない場合、スペインにおいて源泉徴収された所得税額がある場合には、外国税額控除が利用できる場合がある。

また、日本の居住者たる個人は、一定の株式等への少額の投資に関し、2014年1月1日から2023年12月31日までの間に非課税口座を開設することにより、適用ある法令の要件の下で、当該株式等に係る配当および譲渡益について5年間の非課税措置を受けることができる。

内国法人が支払を受ける配当金については、益金として法人税の課税所得に算入されるほか、スペインにおいて当該配当の支払の際に源泉徴収された所得税があるときは、当該配当額から源泉徴収された所得税を控除した金額に対して、2013年12月31日までに支払を受ける場合は7%(所得税)の税率、また2014年1月1日以降に支払を受ける場合は15%(所得税)の税率が適用され、国内の支払者によって、原則として源泉徴収が行われる。

これに加えて、2013年1月1日から2037年12月31日までに支払われる配当については、日本の居住者たる個人に対する課税と同様の復興特別所得税が課税される。したがって、2013年1月1日から同年12月31日までに支払われる配当については7.147%、2014年1月1日から2037年12月31日までに支払われる配当については15.315%、2038年1月1日以降に支払われる配当については15%の税率がそれぞれ適用される。

なお、スペインにおいて源泉徴収された所得税額については、外国税額控除が利用できる場合があり、また、日本において課せられた上記源泉徴収税額は、適用ある法令に従い、所得税額控除の対象とすることができる。

(b) 売却損益

本株式の日本における売買に基づく損益についての課税は、日本の内国法人の上場株式の売買損益課税と原則として同様である。

日本の居住者たる個人株主において、当社株式に係る売却損益は、申告分離課税により確定申告を行う必要がある。譲渡所得の算定にあたっては、他の上場株式等の譲渡損益と相殺することができる。当該相殺後の譲渡益は、2013年12月31日までの期間においては、原則として、10%(所得税7%、住民税3%)の税率、2014年1月1日以降は20%(所得税15%、住民税5%)の税率で課税されるが、これに加えて、2013年1月1日から2037年12月31日までの期間においては、東日本大震災による復興特別所得税が適用される。したがって、2013年1月1日から同年12月31日までに生じた譲渡益については10.147%、2014年1月1日から2037年12月31日までに生じた譲渡益については20.315%、2038年1月1日以降に生じた譲渡益については20%の税率がそれぞれ適用される。一方で、当該相殺後の譲渡損失は、一定の要件を満たす場合には、2009年分以後の各年分の上場株式等に係る配当所得(申告分離課税を選択したものに限る)と損益通算を行うことができる。なお譲渡損失が上回る場合には、3年間繰越することができる。なお、日本の居住者たる個人は、一定の株式等への少額の投資に関し、2014年1月1日から2023年12月31日までの間に非課税口座を開設することにより、適用ある法令の要件の下で、当該株式等に係る配当および譲渡益について5年間の非課税措置を受けることができる。

法人株主の場合には、原則として、益金として通常の法人税率により課税がなされる。

(c) 相続税

日本国の居住者またはその他法定の要件に該当する者が株式を相続またはその遺贈を受けた場合には、日本国の相続税の対象となる。

この場合、同時にスペインの相続税の対象となることがあるが、スペインで徴収された当該相続税については、日本国の相続税法の下で外国税額控除が受けられる。

スペインにおける課税上の取扱いについては、上記「第1 本国における法制等の概要 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】

ENELは、ENELによって完全所有されるEIを通して、エンデサS.A.が発行する株式の70.144%を保有する。ENELは、イタリア法に基づいて設立された、イタリア ローマ市 00198、ビアーレ レジーナ マルゲリータ 137に住所がある、イタリアの電力会社である。なお、ENELおよびEIは、金融商品取引法第24条の7第1項に定義される「親会社等」には該当しない。

上記「第5 提出会社の状況 1 株式等の状況 (5) 大株主の状況」を参照のこと。

2 【その他の参考情報】

以下の書類が、2014年1月1日から本有価証券報告書提出日までに提出された。

- (1) 有価証券報告書およびその添付書類(2013年1月1日から2013年12月31日までの営業年度)を2014年5月29日に関東財務局長に提出。
- (2) 半期報告書およびその添付書類(2014年1月1日から2014年6月30日までの半期)を2014年9月29日に関東財務局長に提出。
- (3) 臨時報告書およびその添付書類(企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第2項第9号の規定に基づく)を2014年10月10日に関東財務局長に提出。
- (4) 臨時報告書およびその添付書類(企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第2項第3号、第12号および第19号の規定に基づく)を2014年11月17日に関東財務局長に提出。
- (5) 臨時報告書およびその添付書類(企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第2項第1号の規定に基づく)を2014年11月19日に関東財務局長に提出。
- (6) 訂正報告書(2014年11月19日に提出した上記(5)の臨時報告書の訂正報告書)を2014年11月28日に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】

該当事項なし

エンデサ・エセ・アー
取締役会

独立監査人の同意書

(原文からの翻訳)

私たちは、独立した職業会計士としてここにエンデサ・エセ・アー及びその子会社（エンデサ・グループ）の連結財務諸表についての私たちの2014年2月25日付の監査報告書が、日本の財務省へ提出される本有価証券報告書（様式8）の一部として使用されることに同意します。

アーンスト・アンド・ヤング・エセ・エレ

パートナー

ヨセ・ルイス・ペレリ

2014年5月7日

[次へ](#)

連結財務書類に対する監査報告書

(スペイン語原文からの翻訳。原文と相違がある場合は、スペイン語の原文が有効である。)

[注記42参照])

エンデサ・エセ・アーの株主各位

私たちは、エンデサ・エセ・アー（以下「親会社」という。）およびその子会社（以下「当グループ」という。）の2013年12月31日現在の連結貸借対照表ならびに、同日をもって終了した年度の連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結株主資本等変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書および注記から成る連結財務書類について監査を行った。添付の連結財務書類の注記2に記述しているように、欧州連合が採択した国際財務報告基準（以下、「IFRS」という。）および当グループに適用される財務報告のその他の規定に準拠した当グループの連結財務書類の作成責任は、会社の取締役にある。私たちの責任は、スペインにおける監査の基準に準拠して実施した監査に基づいて当該連結財務書類全体に対する監査意見を表明することにある。この監査基準は、連結財務書類の基礎となった証拠の試査による検証、連結財務書類の表示および適用された会計処理の原則ならびに実施された会計上の見積りが、財務情報に適用される規定に準拠しているかの検討を求めている。

私たちは、添付の2013年度の連結財務書類が、欧州連合が採択したIFRSおよび財務情報に適用される他の規定に準拠し、エンデサ・エセ・アーおよびその子会社の2013年12月31日現在の連結株主持分および連結財政状態、ならびに同日をもって終了した年度の連結経営成績、連結キャッシュ・フローをすべての重要な点において適正に表示しているものと認める。

添付の2013年度の連結取締役報告書には、当グループの状況、事業の進展およびその他の事項について会社の取締役が適切と判断した説明が記載されているが、これらは連結財務書類の不可欠な一部を構成するものではない。私たちは、連結取締役報告書に記載されている会計情報が2013年度の連結財務書類と一致していることについて照合を行った。連結取締役報告書に関する監査人としての私たちの業務は上述の範囲内に限定され、エンデサ・エセ・アーおよび子会社の会計記録以外の情報の検証は一切含まれない。

アーンスト・アンド・ヤング・エセ・エレ
(スペイン語原文に署名)

ヨセ・ルイス・ペレリ・アロンソ

2014年2月25日

[次へ](#)

ENDESA, S.A.
Board of Directors

INDEPENDENT AUDITOR'S FIRM AUTHORISATION

(translation from original in Japanese)

We, as independent auditors, authorize our audit report dated February 25, 2014 on ENDESA, S.A. and Subsidiaries (ENDESA Group) consolidated financial statements and the translation to English to be used in this Quoted Companies Report (model 8) submitted to the Japanese Ministry of Economy.

ENRST&YOUNG, S.L.

Jose Luis Perelli
Partner
May 7, 2014

[前へ](#)

[次へ](#)

Informe de Auditoría

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión Consolidado
correspondientes al ejercicio anual terminado el
31 de diciembre de 2013

INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de
ENDESA, S.A.

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de ENDESA, S.A. (la Sociedad dominante) y Sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2013, el estado del resultado consolidado, el estado de otro resultado global consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la Nota 2 de la memoria adjunta, los Administradores de la Sociedad dominante son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de ENDESA, S.A. y Sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2013, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2013 contiene las explicaciones que los Administradores de ENDESA, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de ENDESA, S.A. y Sociedades dependientes.

ERNST & YOUNG, S.L.
(Inscrita en el Registro Oficial de Auditores
de Cuentas con el N° S0530)

25 de febrero de 2014

José Luis Perelli Alonso

[前へ](#)

エンデサ・エセ・アー

取締役会

独立監査人の同意書

(原文からの翻訳)

私たちは、独立した職業会計士としてここにエンデサ・エセ・アー及びその子会社（エンデサ・グループ）の連結財務諸表についての私たちの2015年2月23日付の監査報告書が、日本の財務省へ提出される本有価証券報告書（様式8）の一部として使用されることに同意します。

アーンスト・アンド・ヤング・エセ・エレ

パートナー

ホセ・アグスティン・リコ

2015年5月8日

[次へ](#)

連結財務書類に対する独立監査人の監査報告書

(スペイン語原文からの翻訳。原文と相違がある場合は、スペイン語の原文が有効である。)

エンデサ・エセ・アーの株主各位

私たちは、添付のエンデサ・エセ・アー（以下「親会社」という。）およびその子会社（以下「当グループ」という。）の2014年12月31日現在の連結財政状態計算書ならびに、同日をもって終了する年度の連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書および注記から成る連結財務書類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

親会社の経営者の責任は、欧州連合が採択した国際財務報告基準（以下「IFRS」という。）およびスペインにおいて当グループに適用される財務情報に係る他の規定に従い、連結財務諸表を作成し適正に表示することにある。これには、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない連結財務諸表を作成し適正に表示するために経営者が必要と判断した内部統制を整備及び運用することが含まれる。

監査人の責任

私たちの責任は、私たちが実施した監査に基づいて、連結財務諸表に対する意見を表明することにある。私たちは、一般に公正妥当と認められるスペインの監査基準に準拠して監査を行った。監査基準は、私たちが職業倫理要件を遵守し、また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、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。

監査においては、連結財務諸表の金額及び開示について監査証拠を入手するための手続が実施される。監査手続は、監査人の判断により、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に基づいて選択及び適用される。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、監査人は、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、連結財務諸表の作成と適正な表示に関連する内部統制を検討する。また、監査には、経営者が採用した会計方針及びその適用方法並びに経営者によって行われた見積りの評価も含め全体としての連結財務諸表の表示を検討することが含まれる。

私たちは、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

意見

私たちは、添付の連結財務諸表が、欧州連合が採択したIFRSおよび財務情報に係る他の規定に準拠しエンデサ・エセ・アーおよびその子会社の2014年12月31日現在の連結株主持分および連結財政状態、ならびに同日をもって終了した年度の連結経営成績、連結キャッシュ・フローをすべての重要な点において適正に表示しているものと認める。

その他の法規制に係る報告書

添付の2014年度の連結取締役報告書には、当グループの状況、事業の進展およびその他の事項について親会社の取締役が適切と判断した説明が記載されているが、これらは連結財務書類の不可欠な一部を構成するものではない。私たちは、連結取締役報告書に記載されている会計情報が2014年度の連結財務書類と一致していることについて照合を行った。連結取締役報告書に関する監査人としての私たちの業務は上述の範囲内に限定され、エンデサ・エセ・アーおよび子会社の会計記録以外の情報の検証は一切含まれない。

アーンスト・アンド・ヤング・エセ・エレ
(スペイン語原文に署名)

ホセ・アグスティン・リコ・オルカホ

2015年2月23日

[次へ](#)

ENDESA, S.A.

Board of Directors

INDEPENDENT AUDITOR'S FIRM AUTHORISATION

(translation from original in Japanese)

We, as independent auditors, authorize our audit report dated February 23, 2015 on ENDESA, S.A. and Subsidiaries (ENDESA Group) consolidated financial statements and the translation to English to be used in this Quoted Companies Report (model 8) submitted to the Japanese Ministry of Economy.

ENRST & YOUNG, S.L.

José Agustín Rico

Partner

May 8, 2015

[前へ](#)

[次へ](#)

Informe de Auditoría Independiente

ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES
Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión Consolidado
correspondientes al ejercicio anual terminado
el 31 de diciembre de 2014

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de
ENDESA, S.A.

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas adjuntas de ENDESA, S.A. (la Sociedad dominante) y Sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el estado de situación financiera consolidado a 31 de diciembre de 2014, el estado del resultado consolidado, el estado de otro resultado global consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha.

Responsabilidad de los Administradores en relación con las cuentas anuales consolidadas

Los Administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados consolidados de ENDESA, S.A. y Sociedades dependientes, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas adjuntas, basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España. Dicha normativa exige que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas están libres de incorrecciones materiales.

Una auditoría requiere la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en las cuentas anuales consolidadas. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la formulación por parte de los Administradores de la Sociedad dominante de las cuentas anuales consolidadas, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la dirección, así como la evaluación de la presentación de las cuentas anuales consolidadas tomadas en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de ENDESA, S.A. y Sociedades dependientes a 31 de diciembre de 2014, así como de sus resultados consolidados y flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2014 contiene las explicaciones que los Administradores de la Sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2014. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de ENDESA, S.A. y Sociedades dependientes.

ERNST & YOUNG, S.L.
(Inscrita en el Registro Oficial de Auditores
de Cuentas con el N° S0530)

José Agustín Rico Horcajo

23 de febrero de 2015

[前へ](#)